



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Gas natural en México y Colombia:
análisis integral de la cadena de
valor, del entorno regulatorio y su
impacto en la viabilidad de proyectos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

María de los Ángeles Sánchez Morales

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo Dorantes Sevilla



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**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 GAS NATURAL EN MEXICO Y COLOMBIA: ANALISIS INTEGRAL DE LA CADENA DE VALOR, DEL ENTORNO REGULATORIO Y SU IMPACTO EN LA VIABILIDAD DE PROYECTOS que presenté para obtener el título de INGENIERA 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.

MARIA DE LOS ANGELES SANCHEZ MORALES

Número de cuenta: 312027588

TODOS TIENEN SU TIEMPO, Y TODO
LO QUE SE QUIERE DEBAJO DEL
CIELO TIENE SU HORA.

Eclesiastés 3:1

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por estar siempre a mi lado, por ser mi guía y por nunca soltarme ni abandonarme.

A mi mamá, Margarita, por ser una mujer fuerte y valiente, y por enseñarme, con tu ejemplo, a serlo también. Gracias por demostrarme que siempre es posible salir adelante a pesar de las adversidades; por cada uno de tus esfuerzos y sacrificios para que pudiera cumplir el sueño de tener una profesión; por formar a la persona que hoy soy y por confiar en mí. Este logro también es tuyo. Te amo, mami.

A mis hermanas y a mi hermano, por acompañarme en cada etapa de este camino. De ustedes aprendí el valor de la unión, del apoyo y de la importancia de permanecer unidos. Deseo que la vida nos permita seguir compartiendo este camino.

A mis bebés, Harry y Nena, por acompañarme. Y a ti, **Pacho**, por llegar a mi vida cuando más necesitaba compañía; por esperarme todas las noches mientras terminaba de estudiar o trabajar y por regalarme un amor tan noble e incondicional.

A la M. I. Francis Soler, por creer en mí, por impulsarme a crecer, por sus cuidados y atenciones, y por acompañarme con cariño y generosidad. Gracias por ver en mí a alguien capaz y por brindarme un apoyo que siempre llevaré en el corazón.

A ti, Gustavo Juárez, por confiar en mí desde que nos conocimos. Sin duda, eres una parte importante del cariño y la pasión que hoy siento por la Ingeniería Petrolera. Gracias por tu amistad, tus consejos, tus enseñanzas y por compartir conmigo tus conocimientos. Te admiro profundamente y agradezco haber coincidido contigo.

Al Ing. José Alberto Chávez, por alentarme desde que era estudiante, por brindarme mis primeras oportunidades para desarrollarme y por creer siempre en mis capacidades. Gracias por creer en mí, por su apoyo, orientación y respaldo en los momentos en que más los necesité.

A mi director de tesis, Ing. Eduardo Dorantes Sevilla, por aceptar dirigir este trabajo y por acompañarme durante este proceso con paciencia, dedicación y generosidad. Gracias por compartir conmigo su experiencia, por retarme a ir siempre un paso más allá, por confiar en mi criterio, por impulsarme a asumir nuevos retos y por inspirarme a seguir creciendo como profesionista y como persona.

A Yess, por demostrarme que la vida siempre es mejor en compañía. Gracias por recordarme, una y otra vez, que mis ojos son grandes porque están llenos de asombro; que se maravillan y son capaces de encontrar luz, magia y belleza en cada lugar, cada persona y cada experiencia. Gracias por tomar mi mano, por no dejarme sola, por secar mis lágrimas, por tu amistad y por impulsarme a encontrar luz en mis días más grises.

A Luis Bahena, por tu amistad, por escucharme, comprenderme y recordarme que nunca he estado sola. Gracias por estar presente cada vez que te he necesitado, por apoyar a mi familia y por todo lo que has hecho por mí. Siempre te lo agradeceré.

A mis amigos y compañeros, por cada aventura, cada risa y cada momento compartido. Gracias por hacer de esta etapa una experiencia inolvidable. Gracias, Víctor Hernández (Vic), Ángel Alcalá, Jorge Sandoval, Enrique (Quique), Jair, Joshmark, Colula, Henry, Armando, Luis Miguel Barrera y Laureno.

A mis profesores, M. I. Jaime Larios, Mtro. Daniel López Aguirre, Dr. Juan Pedro Morales, Dra. Iza Canales, Dr. Bruno Armando López y Mtro. Erick Gallardo, por compartir conmigo sus conocimientos, su dedicación y por contribuir a mi formación profesional.

A mis sinodales, Lic. Carlos Aurelio Bernal Esponda y Mtra. Ernestina Pombo Hernández, por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo y por acompañarme durante este proceso.

A mi alma mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, por abrirme sus puertas y brindarme una formación académica, profesional y humana que marcará mi vida para siempre. Gracias por las oportunidades, las experiencias y el inmenso orgullo de pertenecer a esta gran institución.

A todas las personas que, en algún momento de este camino, confiaron en mí antes de que yo misma aprendiera a hacerlo. ¡Gracias!

Y, finalmente, a mí. A esa niña que siempre soñó con ser profesionista y construir un camino propio. Mírate ahora. Lo estás logrando. Este camino no ha sido fácil; ha estado lleno de desvelos, esfuerzo, sacrificios, incertidumbre, alegrías, tristezas y momentos en los que sentiste que no podrías continuar. Aun así, nunca has rendido. Gracias por tu valentía, por tu constancia, por trabajar y estudiar al mismo tiempo, por levantarte después de cada tropiezo y por seguir adelante incluso cuando algunos comentarios intentaron hacerte sentir pequeña. Hoy sabes que cada obstáculo ha valido la pena. Siéntete orgullosa de todo lo que estás construyendo.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	2
RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	12
ÍNDICE DE FIGURAS	14
ÍNDICE DE TABLAS	20
TÉRMINOS Y DEFINICIONES	21
NOMENCLATURA.....	27
ALCANCE.....	28
OBJETIVO	28
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	29
INTRODUCCIÓN.....	30
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DEL GAS NATURAL.....	33
1.1 Definición, origen y formación del gas natural.....	33
1.1.1 Clasificaciones por características de formación del gas natural.....	35
1.2 Composición química y propiedades fisicoquímicas del gas natural	44
1.2.1 Propiedades fisicoquímicas	45
1.3 Procesamiento del gas natural	47
1.4 Relevancia del gas natural en la petroquímica.....	53
1.5 Modalidades comerciales de los gases combustibles	56
1.5.1 Modalidades por forma de acondicionamiento	56
1.5.2 Modalidades por uso final.....	57
1.6 Usos del gas natural.....	60
CAPÍTULO 2. PANORAMA GLOBAL, REGIONAL Y NACIONAL DEL GAS NATURAL	65
2.1 Panorama global del gas natural.....	65

2.1.1 Matriz energética mundial.....	65
2.1.2 Reservas probadas de gas natural a nivel mundial	67
2.1.3 Producción y consumo mundial de gas natural.....	69
2.1.4 Principales países productores y consumidores de gas natural	72
2.1.5 Principales países exportadores e importadores de gas natural.....	79
2.2 Panorama energético regional: América del Norte y Sur y Centroamérica	85
2.2.1 Gas natural como eje de seguridad energética en Estados Unidos	85
2.2.2 Composición de la matriz energética regional	88
2.2.3 Evolución de la matriz energética.....	88
2.2.4 Consumo final de gas natural por sector	92
2.2.5 Generación y consumo de electricidad.....	92
2.3 Panorama energético en México.....	96
2.4 Panorama del gas natural en México.....	100
2.4.1 Principales cuencas productoras de gas natural en México.....	100
2.4.2 Principales campos de gas natural con reservas IP en México	103
2.4.3 Balance entre producción, consumo, importaciones y exportaciones de gas natural en México.....	105
2.5 Panorama energético en Colombia	107
2.6 Panorama del Gas Natural en Colombia.....	111
2.6.1 Principales cuencas productoras de gas natural en Colombia	111
2.6.2 Principales campos de gas natural con reservas IP en Colombia	114
2.6.3 Balance entre la producción, consumo, importaciones y exportaciones de gas natural en Colombia	116
2.7 Análisis comparativo del panorama regional del gas natural en México y Colombia	118
CAPÍTULO 3. LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL Y SU ENTORNO OPERATIVO ...	122
3.1 Visión general de la cadena de valor del gas natural.....	123
3.2 Cadena de valor del gas natural desde un enfoque técnico y operativo	125

3.2.1 Upstream: Exploración, evaluación, desarrollo y producción del gas natural	129
3.2.2 Midstream: Procesamiento, almacenamiento y transporte del gas natural	132
3.2.3 Downstream: Distribución y expendio al público.....	143
3.2.4 Calidad, medición y balance del gas natural previo a la comercialización.....	147
3.2.5 Comercialización del gas natural	151
3.3 Infraestructura estratégica asociada a la cadena de valor del gas natural en México y Colombia.....	154
3.3.1 Infraestructura de gas natural en México	154
3.3.2 Infraestructura de gas natural en Colombia.....	159
3.4 Cadena de valor del gas natural desde un enfoque estratégico: Adaptación del modelo de Michael Porter	162
3.4.1 Actividades primarias.....	163
3.4.2 Actividades de apoyo.....	166
3.4.3 Margen y ventaja competitiva en la cadena de valor del gas natural.....	169
CAPÍTULO 4. MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y COLOMBIA	172
4.1 Jerarquía normativa en materia de hidrocarburos	173
4.2 México: Marco regulatorio del Gas Natural.....	175
4.2.1 Jerarquía normativa en materia de hidrocarburos en México.....	175
4.2.2 Estructura institucional del sector hidrocarburos en México	177
4.2.3 Marco jurídico del gas natural en México.....	181
4.2.4 Política energética y planeación del sector hidrocarburos.....	194
4.2.5 Regulación aplicable a la cadena de valor del gas natural en México	198
4.3 Colombia: Marco regulatorio del Gas Natural	221
4.3.1 Jerarquía normativa en materia de hidrocarburos en Colombia	221
4.3.2 Estructura institucional del sector hidrocarburos en Colombia	223
4.3.3 Marco jurídico del gas natural en Colombia.....	226

4.3.4. Política energética y planeación del sector hidrocarburos.....	238
4.3.5 Regulación aplicable a la cadena de valor del gas natural en Colombia .	245
4.4 Análisis comparativo del marco institucional y regulatorio en México y Colombia	266
CAPÍTULO 5. PROYECTOS EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN	272
5.1 Panorama internacional de proyectos de gas natural.....	273
5.1.1 Estados Unidos: Revolución del shale gas mediante fracturamiento hidráulico	276
5.1.2 Qatar: Expansión del Gas Natural Licuado (GNL)	282
5.1.3 Noruega: Producción de gas natural con liderazgo en sostenibilidad	288
5.1.4 Australia: Potencia exportadora de GNL y de seguridad energética	294
5.2 Panorama de proyectos de gas natural en México y Colombia	302
5.2.1 México: Panorama actual del desarrollo de proyectos de gas natural	304
5.2.2 Colombia: Panorama actual del desarrollo de proyectos de gas natural...	310
5.2.3 Implicaciones para el desarrollo y evaluación de proyectos en México y Colombia.....	316
5.3 Enfoque integral para la evaluación de proyectos de gas natural	318
5.4 Metodología para la evaluación integral de proyectos de gas natural	321
5.4.1 Insumos del proyecto	322
5.4.2 Desarrollo y evaluación integral del proyecto	324
5.4.3 Resultados esperados.....	329
5.5 Implementación de la metodología en México y Colombia	333
5.5.1 Aplicación de la metodología en México	334
5.5.2 Aplicación de la metodología en Colombia.....	345
5.6 Análisis comparativo de la viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia	356
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	364
REFERENCIAS	368

RESUMEN

La presente investigación analiza el papel del gas natural como un energético estratégico dentro del contexto actual, mediante un enfoque integral que considera su cadena de valor, el entorno institucional y regulatorio, así como su influencia en la viabilidad de proyectos. Para ello, se toman como casos de estudio a México y Colombia, dos países donde el gas natural ocupa una posición estratégica, aunque enfrentan realidades contrastantes en cuanto a su disponibilidad y suministro.

A nivel internacional, el gas natural mantiene una posición relevante dentro de los sistemas energéticos. Sin embargo, el avance de los proyectos vinculados a este recurso también está condicionado por factores institucionales, sociales y políticos, incluyendo el grado de aceptación social y la percepción pública sobre sus impactos.

La investigación se desarrolla en cinco capítulos. El **Capítulo 1** aborda el marco teórico y conceptual del gas natural, incluyendo su origen, composición, procesamiento, modalidades comerciales y principales usos, con el propósito de establecer las bases técnicas necesarias para comprender la importancia de este recurso dentro del sistema energético.

El **Capítulo 2** presenta un panorama global, regional y nacional del gas natural, considerando tendencias de producción, consumo, reservas, comercio y participación dentro de las matrices energéticas, particularmente de México y Colombia.

El **Capítulo 3** analiza la cadena de valor del gas natural y su entorno operativo, integrando las actividades de exploración, producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, expendio y consumo final. Así mismo, incorpora una perspectiva estratégica basada en la cadena de valor de Michael Porter, permitiendo identificar cómo cada eslabón contribuye a la generación de valor y al desempeño del sector.

Por su parte, el **Capítulo 4** examina el marco institucional y regulatorio del gas natural en México y Colombia, considerando las principales autoridades, organismos e instrumentos regulatorios aplicables a las distintas etapas de la cadena de valor.

Finalmente, el **Capítulo 5** analiza proyectos representativos del mercado del gas natural a nivel internacional y nacional, a partir de los cuales se desarrolla una metodología de evaluación que integra variables técnicas, económicas, financieras, regulatorias, ambientales y sociales. Esta propuesta constituye una herramienta de apoyo para la identificación de riesgos, oportunidades y factores críticos que influyen en la viabilidad de los proyectos.

En conjunto, la investigación demuestra que el desarrollo del gas natural requiere una visión integral, en la que la disponibilidad de recursos constituye solo uno de los elementos que intervienen en la materialización de los proyectos. La interacción entre la cadena de valor, el entorno institucional y regulatorio, las condiciones del mercado y la gestión de los proyectos resulta determinante para transformar el potencial de un recurso en iniciativas viables, sostenibles y generadoras de valor.

ABSTRACT

This research analyzes the role of natural gas as a strategic energy resource within the current context through an integrated approach that considers its value chain, the institutional and regulatory environment, and its influence on project viability. To this end, Mexico and Colombia are examined as case studies, two countries in which natural gas occupies a strategic position, although they face contrasting realities regarding its availability and supply.

At the international level, natural gas continues to play a significant role within energy systems. However, the advancement of projects associated with this resource is also influenced by institutional, social, and political factors, including the degree of social acceptance and public perception of its impacts.

The research is structured into five chapters. **Chapter 1** addresses the theoretical and conceptual framework of natural gas, including its origin, composition, processing, commercial modalities, and main applications, with the objective of establishing the technical foundations necessary to understand the importance of this resource within the energy system.

Chapter 2 presents a global, regional, and national overview of natural gas, considering trends in production, consumption, reserves, trade, and its participation within energy mixes, particularly in Mexico and Colombia.

Chapter 3 analyzes the natural gas value chain and its operational environment integrating the activities of exploration, production, processing, transportation, storage, distribution, commercialization, retail sales, and final consumption activities. It also incorporates a strategic perspective based on Michael Porter's value chain framework, enabling the identification of how each segment contributes to value creation and sector performance.

Chapter 4 examines the institutional and regulatory framework governing natural gas in Mexico and Colombia, considering the principal authorities, institutions, and regulatory instruments applicable to the different stages of the value chain.

Finally, **Chapter 5** analyzes representative natural gas market projects at both the international and national levels. Based on these cases, an evaluation methodology is developed that integrates technical, economic, financial, regulatory, environmental, and social variables. This proposal serves as a support tool for identifying risks, opportunities, and critical factors that influence project viability.

Overall, the research demonstrates that the development of natural gas requires a comprehensive perspective in which resource availability constitutes only one of the elements involved in project realization. The interaction between the value chain, the institutional and regulatory environment, market conditions, and project management is decisive in transforming resource potential into viable, sustainable, and value-generating initiatives.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Etapas del origen y formación del gas natural.....	34
Figura 2. Tipos de yacimientos productores de gas natural.....	36
Figura 3. Clasificación de yacimientos según la facilidad de extracción.....	38
Figura 4. Situación del fracturamiento hidráulico en México, Colombia y a nivel internacional.	39
Figura 5. Etapas del procesamiento del gas natural y productos obtenidos.....	42
Figura 6. Clasificación del gas natural con base en el tipo de yacimiento, extracción y composición del fluido.....	43
Figura 7. Composición química del gas natural.	44
Figura 8. Principales propiedades físicas y químicas del gas natural.....	46
Figura 9. Etapas del procesamiento del gas natural.	48
Figura 10. Tipos de odorantes utilizados en la odorización del gas natural por región.	52
Figura 11. Destino energético y petroquímico del gas natural según su composición.	54
Figura 12. Principales rutas petroquímicas del gas natural y sectores de aplicación.	55
Figura 13. Modalidades comerciales del Gas Natural Licuado (GNL) y del Gas Licuado de Petróleo (GLP).....	58
Figura 14. Modalidades comerciales del Gas Natural Comprimido (GNC) y del Gas Natural Vehicular (GNV).....	59
Figura 15. Principales usos del gas natural.....	62
Figura 16. Matriz energética mundial 2024.....	66
Figura 17. Distribución mundial de las reservas probadas de gas natural en 2024. ...	68
Figura 18. Producción de gas natural por regiones en el mundo.....	70
Figura 19. Consumo de gas natural por regiones en el mundo.	71
Figura 20. Principales cuencas sedimentarias en Estados Unidos.	73
Figura 21. Principales plays en Estados Unidos.	74
Figura 22. Principales países productores de gas natural en 2024.....	77
Figura 23. Principales países consumidores de gas natural en 2024.	78

Figura 24. Principales países exportadores e importadores de gas natural en 2024.	80
Figura 25. Principales países exportadores de Gas Natural Licuado (GNL) en 2024.....	81
Figura 26. Principales países importadores de gas natural por gasoductos en 2024.	82
Figura 27. Principales flujos de exportación e importación de Gas Natural Licuado (GNL) en 2024.	83
Figura 28. Principales flujos de exportación e importación de gas natural por gasoducto en 2024.	84
Figura 29. Gas natural como eje de seguridad energética y poder geopolítico en Estados Unidos.....	87
Figura 30. Matriz energética de América del Norte y de Centro y Sudamérica (2024).	90
Figura 31. Evolución de la matriz energética en América del Norte y en Centro y Sudamérica (2000–2024).....	91
Figura 32. Consumo final de gas natural por sector en América del Norte y en Centro y Sudamérica (2024).	93
Figura 33. Generación y consumo de electricidad por fuente en América del Norte (2000–2024).....	94
Figura 34. Generación y consumo de electricidad por fuente en Sur y Centroamérica (2000–2024).....	95
Figura 35. Matriz energética y evolución del consumo energético en México (2000–2024).	97
Figura 36. Consumo final de gas natural por sector en México (2024).....	98
Figura 37. Producción y consumo de electricidad en México por fuente de generación (2000–2024).....	99
Figura 38. Reservas probadas (IP) de gas natural en México por provincia petrolera en 2024.....	101
Figura 39. Distribución de las reservas de gas natural en México por provincia petrolera.....	102
Figura 40. Principales campos con reservas probadas (IP) de gas natural en México.	104
Figura 41. Evolución del consumo, producción, importación y exportación de gas natural seco en México (2000–2024).....	106

Figura 42. Matriz energética y evolución del consumo energético en Colombia (2000–2024).....	108
Figura 43. Consumo final de gas natural por sector en Colombia (2024).	109
Figura 44. Producción y consumo de electricidad en Colombia por fuente de generación (2000–2024).....	110
Figura 45. Reservas probadas (1P) de gas natural en México por provincia petrolera en 2024.....	112
Figura 46. Distribución de las reservas de gas natural en Colombia por provincia petrolera.....	113
Figura 47. Principales campos con reservas probadas (1P) de gas natural en Colombia.....	115
Figura 48. Evolución del consumo, producción, importación y exportación de gas natural seco en Colombia (2000–2024).	117
Figura 49. Panorama comparativo del gas natural en México y Colombia.	120
Figura 50. Cadena de valor del gas natural.....	124
Figura 51. Cadena de valor del gas natural (Sección 1).....	126
Figura 52. Cadena de valor del gas natural (Sección 2).....	127
Figura 53. Cadena de valor del gas natural (Sección 3).	128
Figura 54. Fases del upstream en la cadena de valor del gas natural.....	131
Figura 55. Tipos de almacenamiento de gas natural.	136
Figura 56. Tipos de transporte de gas natural y modalidades operativas en la cadena de suministro.	140
Figura 57. Comparación de tipos de buques metaneros para transporte de Gas Natural Licuado (GNL).	141
Figura 58. Fases del midstream en la cadena de valor del gas natural.	142
Figura 59. Fases del downstream en la cadena de valor del gas natural.	146
Figura 60. Componentes técnicos para la cuantificación del gas natural.	150
Figura 61. Componentes estratégicos de la comercialización del gas natural.	153
Figura 62. Infraestructura estratégica asociada a la cadena de valor del gas natural en México.....	158
Figura 63. Infraestructura estratégica asociada a la cadena de valor del gas natural en Colombia.....	161
Figura 64. Cadena de valor del gas natural basada en las actividades primarias de Michael Porter.....	165

Figura 65. Actividades de apoyo en la cadena de valor del gas natural con base en el modelo de Michael Porter.....	168
Figura 66. Cadena de valor del gas natural con enfoque en actividades primarias y de apoyo basada en el modelo de Porter.....	170
Figura 67. Estructura jerárquica del ordenamiento jurídico en materia de hidrocarburos basada en la Pirámide de Kelsen.....	174
Figura 68. Jerarquía normativa aplicable al sector hidrocarburos en México basada en la Pirámide de Kelsen.....	176
Figura 69. Estructura institucional del sector hidrocarburos en México.	180
Figura 70. Fundamentos constitucionales del sector hidrocarburos y gas natural en México.....	183
Figura 71. Evolución del marco constitucional y regulatorio del sector hidrocarburos en México (1917–2025).....	185
Figura 72. Reforma Constitucional en Materia Energética de 2013–2014 y 2025.....	188
Figura 73. Estructura institucional del sector energético en México derivada de la Reforma Energética 2013–2014.	191
Figura 74. Estructura institucional del sector energético en México derivada de la Reforma Energética 2025.....	192
Figura 75. Reconfiguración del marco jurídico del sector energético en México.	193
Figura 76. Plan Nacional de Desarrollo 2025–2030.	196
Figura 77. Plan de Trabajo del Sector Hidrocarburos 2025–2030.....	197
Figura 78. Modelo contractual derivado de la Reforma Energética de 2013–2014.....	202
Figura 79. Regulación aplicable a las actividades de exploración y extracción de gas natural en México.....	206
Figura 80. Regulación aplicable a las actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural en México.....	213
Figura 81. Regulación aplicable a las actividades en materia social, ambiental y de seguridad industrial en el sector hidrocarburos en México.	218
Figura 82. Regulación aplicable a la Cadena de Valor del Gas Natural en México..	220
Figura 83. Jerarquía normativa aplicable al sector hidrocarburos en México basada en la Pirámide de Kelsen.....	222
Figura 84. Estructura institucional del sector hidrocarburos en Colombia.....	225
Figura 85. Fundamentos constitucionales del sector hidrocarburos y gas natural en Colombia.....	228

Figura 86. Evolución del marco constitucional y regulatorio del sector hidrocarburos en Colombia.....	231
Figura 87. Evolución del marco constitucional y regulatorio del sector hidrocarburos en Colombia.....	232
Figura 88. Estructura institucional del sector energético en Colombia.....	236
Figura 89. Configuración del marco jurídico del sector energético en Colombia.....	237
Figura 90. Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026.....	242
Figura 91. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038.....	243
Figura 92. Plan Energético Nacional 2024–2054.....	244
Figura 93. Modelo contractual y mecanismos de asignación de áreas para exploración y extracción de gas natural en Colombia.....	248
Figura 94. Regulación aplicable a las actividades de exploración y extracción de gas natural en Colombia.....	252
Figura 95. Regulación aplicable a las actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural en Colombia.....	259
Figura 96. Regulación aplicable a las actividades en materia social, ambiental y de seguridad industrial en el sector hidrocarburos en Colombia.....	263
Figura 97. Regulación aplicable a la Cadena de Valor del Gas Natural en Colombia.....	265
Figura 98. Análisis comparativo del marco regulatorio e institucional del gas natural en México y Colombia.....	270
Figura 99. Panorama internacional de proyectos de gas natural.....	273
Figura 100. Evolución de la matriz energética de Estados Unidos y Qatar (2000 – 2024).....	274
Figura 101. Evolución de la matriz energética de Noruega y Australia (2000 – 2024).....	275
Figura 102. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Estados Unidos....	278
Figura 103. Proyectos representativos de gas natural en Estados Unidos.....	281
Figura 104. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Qatar.....	284
Figura 105. Proyectos representativos de gas natural en Qatar.....	287
Figura 106. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Noruega.....	290
Figura 107. Proyectos representativos de gas natural en Noruega.....	293
Figura 108. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Australia.....	296
Figura 109. Proyectos representativos de gas natural en Australia.....	299

Figura 110. Factores estratégicos en proyectos internacionales de gas natural.....	301
Figura 111. Panorama estratégico de los proyectos de gas natural en México y Colombia.....	303
Figura 112. Factores claves que impactan el desarrollo del gas natural en México..	306
Figura 113. Proyectos representativos de gas natural en México.....	309
Figura 114. Factores claves que impactan el desarrollo del gas natural en Colombia.	312
Figura 115. Proyectos representativos de gas natural en Colombia.....	315
Figura 116. Implicaciones para el desarrollo y evaluación de proyectos de gas natural en México y Colombia.	317
Figura 117. Enfoque integral para la evaluación de proyectos de gas natural.	320
Figura 118. Condiciones iniciales para el desarrollo de proyectos de gas natural.....	323
Figura 119. Modelo Stage-Gate para la evaluación integral de proyectos de gas natural.	325
Figura 120. Segmentos operativos en la cadena de valor del gas natural.....	326
Figura 121. Componentes del soporte estratégico en proyectos de gas natural.....	328
Figura 122. Resultados esperados en proyectos de gas natural.	330
Figura 123. Metodología integral para la evaluación de proyectos de gas natural..	332
Figura 124. Metodología para el análisis de casos de estudio.....	333
Figura 125. Metodología para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales en México bajo condiciones actuales. ..	341
Figura 126. Hoja de ruta hacia la viabilidad de proyectos de gas natural en yacimientos no convencionales en México.....	344
Figura 127. Metodología para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos costa afuera en Colombia bajo condiciones actuales.....	352
Figura 128. Hoja de ruta hacia la viabilidad de proyectos de gas natural en yacimientos costa afuera en Colombia.	355
Figura 129. Análisis comparativo de proyectos de gas natural en México y Colombia.	360
Figura 130. Acciones estratégicas para la viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia.....	363

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principales gasoductos de gas natural en México.....	156
Tabla 2. Principales terminales de Gas Natural Licuado (GNL) en México.....	157
Tabla 3. Principales gasoductos y terminales de Gas Natural Licuado (GNL) en Colombia.....	160
Tabla 4. Casos de estudio para la evaluación de proyectos de gas natural en México y Colombia.	333
Tabla 5. Presentación del caso de estudio en México.....	334
Tabla 6. Insumos del proyecto para el desarrollo de no convencionales en México.	335
Tabla 7. Desarrollo y evaluación del proyecto para el desarrollo de no convencionales en México.	337
Tabla 8. Resultados de la evaluación del proyecto para el desarrollo de no convencionales en México.	340
Tabla 9. Presentación del caso de estudio en México.....	345
Tabla 10. Insumos del proyecto para el desarrollo de yacimientos costa afuera en Colombia.....	346
Tabla 11. Desarrollo y evaluación del proyecto para el desarrollo de yacimientos costa afuera en Colombia.....	348
Tabla 12. Resultados de la evaluación del proyecto para el desarrollo de yacimientos costa afuera en Colombia.....	351
Tabla 13. Viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia.	356

TÉRMINOS Y DEFINICIONES

Las siguientes definiciones se elaboraron con base en literatura técnica y normativa especializada en materia de gas natural:

Administración Pública Federal (APF): Conjunto de instituciones, dependencias y organismos centralizados y paraestatales que auxilian al Poder Ejecutivo Federal en la planeación, regulación y ejecución de políticas públicas y funciones de gobierno.

Área de influencia: Espacios geográficos, sociales, económicos y ambientales que pueden verse impactados directa o indirectamente por el desarrollo y operación de un proyecto.

Balance: Conjunto de operaciones matemáticas utilizadas para determinar la resultante entre entradas, salidas y acumulaciones de hidrocarburos y otros fluidos dentro de un sistema determinado.

BTU (British Thermal Unit): Unidad térmica británica utilizada para medir energía térmica, equivalente a la cantidad de calor necesaria para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua.

Calidad: Características y propiedades de los hidrocarburos determinadas bajo condiciones específicas de presión y temperatura, conforme a parámetros técnicos establecidos para su uso.

Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC o CCS): Tecnología orientada a capturar dióxido de carbono (CO_2) generado en procesos industriales o energéticos para posteriormente transportarlo y almacenarlo de manera segura.

Carbono neutralidad: Condición en la que las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por una actividad son reducidas, compensadas o capturadas hasta alcanzar un balance neto igual a cero.

Ciclo combinado: Sistema de generación eléctrica que integra turbinas de gas y vapor para aprovechar el calor residual y aumentar la eficiencia energética.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH): Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética encargado de regular y supervisar técnicamente las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México.

Comisión Reguladora de Energía (CRE): Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética encargado de regular actividades relacionadas con transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, gas natural y electricidad.

Contenido Nacional: Porcentaje de bienes, servicios, mano de obra o tecnología de origen nacional incorporados en proyectos del sector energético.

Empresas Productivas del Estado: Figura jurídica creada en México para empresas estatales como Pemex y CFE, con autonomía técnica y operativa orientada a generar valor económico para el Estado.

Empresas Públicas del Estado: Entidades propiedad del Estado encargadas de desarrollar actividades estratégicas o de interés público bajo control gubernamental.

Environmental, Social and Governance (ESG o ASG): Conjunto de criterios ambientales, sociales y de gobernanza utilizados para evaluar la sostenibilidad y desempeño responsable de una organización.

Estrecho de Ormuz: Ruta marítima estratégica que conecta el Golfo Pérsico con el Mar Árabe y representa un punto clave para el comercio mundial de petróleo y gas natural.

Fideicomiso público del Estado: Instrumento jurídico mediante el cual el Estado destina recursos públicos a fines específicos de interés público mediante una institución fiduciaria.

Fracturamiento hidráulico (Fracking): Técnica de estimulación de pozos que consiste en inyectar fluidos a alta presión para fracturar formaciones rocosas y facilitar la extracción de hidrocarburos.

Gas combustible: Mezcla de hidrocarburos gaseosos utilizada como combustible, incluyendo gas natural y gas licuado del petróleo (GLP).

Henry Hub: Punto de referencia comercial ubicado en Louisiana, Estados Unidos, utilizado como indicador principal de precios del gas natural en Norteamérica.

Humedad: Cantidad de vapor de agua presente en el gas natural.

Índice de Wobbe: Parámetro utilizado para evaluar la intercambiabilidad de gases combustibles mediante la relación entre su poder calorífico y densidad relativa.

Kerógeno Tipo II: Formado por fitoplancton, zooplancton y bacterias acumulados en ambientes marinos. Tiene un alto potencial para generar tanto petróleo como gas.

Kerógeno Tipo III: Proviene de restos leñosos y celulosa de plantas terrestres (hojas, esporas, madera). Contiene menos hidrógeno y es ideal para generar gas natural.

Licuefacción: Proceso mediante el cual el gas natural es transformado de estado gaseoso a líquido mediante enfriamiento criogénico.

Lutitas: Formaciones geológicas sedimentarias de grano fino que pueden contener hidrocarburos atrapados en sus poros y fracturas.

Marco jurídico: Conjunto de disposiciones legales que conforman la estructura normativa de un Estado y regulan derechos, obligaciones y procedimientos.

Marco normativo: Conjunto de disposiciones legales, reglamentarias y administrativas que regulan la operación y funcionamiento de instituciones o actividades específicas.

Marco regulatorio: Conjunto de reglas, instituciones y disposiciones que establecen las condiciones bajo las cuales operan los participantes de un sector económico.

Medición: Cuantificación del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Mercado spot: Mercado donde la compra y venta de materias primas o activos se realiza con entrega y liquidación inmediata o en corto plazo.

Nominación: Declaración programada de volúmenes de gas natural que un usuario solicita transportar, inyectar o retirar de un sistema.

Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): Conjunto de 17 objetivos establecidos por la Organización de las Naciones Unidas para promover el desarrollo sostenible a nivel global.

Operadores: Empresas o entidades responsables de ejecutar actividades técnicas y operativas dentro de proyectos energéticos.

Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética: Organismos del Estado mexicano encargados de regular técnicamente las actividades del sector energético.

Permisarios: Personas físicas o morales autorizadas mediante permisos para realizar actividades reguladas del sector energético.

Poder Calorífico: Cantidad de energía térmica liberada durante la combustión completa del gas natural.

Poder Calorífico Inferior (PCI): Cantidad de energía liberada durante la combustión del gas excluyendo el calor contenido en el vapor de agua generado.

Poder Calorífico Superior (PCS): Cantidad total de energía liberada durante la combustión completa del gas incluyendo el calor recuperable por condensación del vapor de agua.

Punto de medición: Sitio aprobado para realizar la medición de volumen, calidad y precio de hidrocarburos producidos.

Punto de rocío: Condición de presión y temperatura en la que componentes del gas comienzan a condensarse.

Recursos contingentes: Cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos que podrían recuperarse comercialmente bajo ciertas condiciones futuras.

Recursos prospectivos: Cantidades estimadas de hidrocarburos potencialmente recuperables en acumulaciones aún no descubiertas.

Regasificación: Proceso mediante el cual el Gas Natural Licuado (GNL) vuelve a estado gaseoso para su utilización y distribución.

Reservas: Cantidades estimadas de hidrocarburos recuperables comercialmente bajo condiciones técnicas y económicas definidas.

Reservas IP: Reservas probadas con alta certidumbre de recuperación comercial.

SCADA: Sistema de supervisión, control y adquisición de datos utilizado para monitorear y operar redes e infraestructura energética en tiempo real.

Shale gas: Gas natural contenido en formaciones de lutitas o rocas de baja permeabilidad.

Sistemas criogénicos: Sistemas diseñados para mantener temperaturas ultrabajas necesarias para el manejo y almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL).

Sistemas de Gestión de las Mediciones: Conjunto de elementos organizacionales, técnicos y documentales destinados a garantizar mediciones confiables y trazables.

Transferencia: Acción mediante la cual se entregan operativamente hidrocarburos transfiriendo su custodia.

Tren de licuefacción: Conjunto de equipos y procesos utilizados para convertir gas natural en Gas Natural Licuado (GNL).

Yacimiento petrolero: Acumulación natural de hidrocarburos, en estado líquido y/o gaseoso, contenida en una roca con porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y permitir el flujo de los fluidos, confinada por una roca sello y una trampa geológica que impiden su migración y favorecen su acumulación.

NOMENCLATURA

bar: Unidad de presión

C₂H₆: Etano

C₃H₈: Propano

C₄H₁₀: Butano

C₅H₁₂: Pentano

CH₄: Metano

CNG: Compressed Natural Gas

CO₂: Dióxido de carbono

EJ: Exa-joules

EM: Etilmercaptano

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

GNV: Gas Natural Vehicular

H₂O: Agua

H₂S: Ácido sulfhídrico

IPM: Isopropil mercaptano

ISO: International Organization for
Standardization

LNG: Liquefied Natural Gas

LPG: Liquefied Petroleum Gas

MJ/m³: Megajoules por metro cúbico

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios

MMMpc: Miles de millones de pies
cúbicos

Mtpa: Millones de toneladas por año

N₂: Nitrógeno

NGL: Natural Gas Liquids

NGV: Natural Gas Vehicle

NOM: Norma Oficial Mexicana

NPM: n-propil mercaptano

O₂: Oxígeno

OMI: Organización Marítima
Internacional

PCI: Poder calorífico inferior

PCS: Poder calorífico superior

TBM: terc-butil mercaptano

TEG: Trietilenglicol

THT: Tetrahidrotiofeno

°C: Grados Celsius

ALCANCE

La presente investigación tiene como alcance el análisis del gas natural en México y Colombia desde una perspectiva técnica, regulatoria y de proyectos, considerando la relación entre la cadena de valor, el entorno institucional y regulatorio, y la viabilidad de proyectos asociados al sector.

El estudio comprende el análisis de información documental y fuentes secundarias provenientes de organismos gubernamentales, instituciones regulatorias, organismos internacionales y literatura especializada. Así mismo, incluye la revisión de proyectos representativos de gas natural a nivel nacional e internacional, con el propósito de identificar tendencias, condiciones de desarrollo y factores relevantes para la evaluación de proyectos.

La investigación se desarrolla bajo un enfoque analítico y comparativo, limitado al estudio de aspectos técnicos, regulatorios y estratégicos relacionados con el gas natural. Por lo tanto, quedan fuera del alcance el desarrollo de ingeniería de detalle, la modelación financiera específica de proyectos, las simulaciones operativas y la formulación de propuestas regulatorias o técnicas de implementación.

OBJETIVO

Analizar de manera integral el panorama global, regional y nacional del gas natural, su cadena de valor y su entorno institucional y regulatorio en México y Colombia, con el propósito de establecer una metodología para la evaluación de la viabilidad de proyectos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Establecer el marco teórico y conceptual del gas natural, mediante el análisis de su origen, composición, procesamiento, modalidades comerciales y principales usos, con el propósito de comprender su relevancia dentro del sector energético.
2. Analizar el panorama global, regional y nacional del gas natural, considerando aspectos relacionados con producción, consumo, reservas, comercio e infraestructura, particularmente en México y Colombia, a fin de identificar tendencias, diferencias y desafíos asociados al sector.
3. Examinar la cadena de valor del gas natural desde una perspectiva técnico-operativa y estratégica, integrando las actividades de exploración, producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y consumo final, así como aspectos relacionados con medición, calidad y generación de valor.
4. Analizar el marco institucional y regulatorio del gas natural en México y Colombia, considerando las principales autoridades, instrumentos regulatorios y disposiciones aplicables a las distintas etapas de la cadena de valor, con el propósito de identificar su influencia en el desarrollo del sector y en la viabilidad de proyectos.
5. Proponer una metodología integral para la evaluación de la viabilidad de proyectos de gas natural, mediante el análisis de proyectos representativos a nivel nacional e internacional y la integración de variables técnicas, económicas, regulatorias, ambientales y estratégicas, con el propósito de apoyar la planeación y la toma de decisiones en el desarrollo de proyectos del sector.

INTRODUCCIÓN

El gas natural se ha consolidado como una de las principales fuentes de energía a nivel mundial debido a que provee seguridad energética a diversos países y a su importancia dentro de la transición energética. Su principal utilización es en la generación eléctrica, además de su función como combustible estratégico para la industria, el transporte y el sector residencial, así mismo es el energético más amigable con el medio ambiente si se logra hacer una quema eficiente del mismo a comparación de otros combustibles fósiles, lo han posicionado como un recurso clave dentro de las políticas energéticas mundiales.

No obstante, su aprovechamiento y desarrollo no dependen únicamente de la disponibilidad del recurso en cada país, sino también de factores técnicos, regulatorios, económicos, ambientales y de infraestructura, los cuales influyen directamente en la viabilidad de los proyectos necesarios para su producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio de manera eficiente y segura.

En este contexto, México y Colombia representan casos de estudio relevantes dentro de América Latina debido al papel estratégico que el gas natural desempeña en sus matrices energéticas. Si bien, presentan diferencias en tamaño poblacional, demanda energética, reservas, producción e infraestructura, el gas natural constituye un recurso fundamental para sus actividades económicas y energéticas de ambos países.

En México, el desarrollo del gas natural se encuentra condicionado por una alta dependencia de importaciones provenientes de Estados Unidos, mientras que Colombia enfrenta retos asociados a la disminución de reservas y a la necesidad de ampliar infraestructura para fortalecer su seguridad energética. Estas condiciones se desarrollan además en un entorno internacional caracterizado por la volatilidad de los mercados energéticos, lo que evidencia la importancia de adoptar un enfoque integral que permita priorizar los recursos in-situ, así como comprender la relación entre la cadena de valor, el entorno regulatorio, la viabilidad de los proyectos de gas natural para su mejor aprovechamiento y evaluar los escenarios del nuevo orden mundial, con la finalidad de asegurar el suministro.

En este sentido, el desarrollo de proyectos de gas natural requiere impulsar infraestructura, tecnología e inversión, contribuyendo al crecimiento económico, la generación de empleos y el fortalecimiento de la seguridad energética.

Por ello, la presente investigación analiza el papel del gas natural en México y Colombia desde una perspectiva técnica, regulatoria y de proyectos, abordando su cadena de valor, el entorno regulatorio y el desarrollo de proyectos representativos. De esta manera, se busca aportar una visión integral sobre los factores que influyen en el desarrollo del sector y en la toma de decisiones dentro del contexto actual.

CAPÍTULO 1

**MARCO TEÓRICO Y
CONCEPTUAL DEL
GAS NATURAL**

CAPÍTULO 1.

MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DEL GAS NATURAL

Este capítulo presenta los fundamentos teóricos necesarios para comprender la naturaleza, características y procesamiento del gas natural. Se aborda su origen geológico, composición, propiedades fisicoquímicas, modalidades de comercialización y principales usos dentro del sector energético. Estos elementos permiten contextualizar el papel estratégico del gas natural.

1.1 Definición, origen y formación del gas natural

El gas natural es una fuente de energía fósil no renovable que se encuentra almacenada en formaciones geológicas del subsuelo, ya sea de manera independiente o en asociación con yacimientos de petróleo. Se extrae mediante técnicas de perforación, y dependiendo de la calidad del gas extraído se requerirán procesos de acondicionamiento para su aprovechamiento comercial.

Su origen se remonta a la descomposición de materia orgánica acumulada bajo capas de sedimentos durante millones de años. Las condiciones de presión y temperatura transformaron este material en petróleo y gas natural, que posteriormente migraron hasta quedar atrapados en estructuras geológicas selladas por rocas impermeables. (Tarbuck et al., 2010)

En este sentido, el gas natural puede definirse como una mezcla de hidrocarburos ligeros en estado gaseoso, con predominancia de metano (CH_4).

A continuación, en la **Figura 1**, se presenta de manera esquemática el proceso de formación del gas natural.

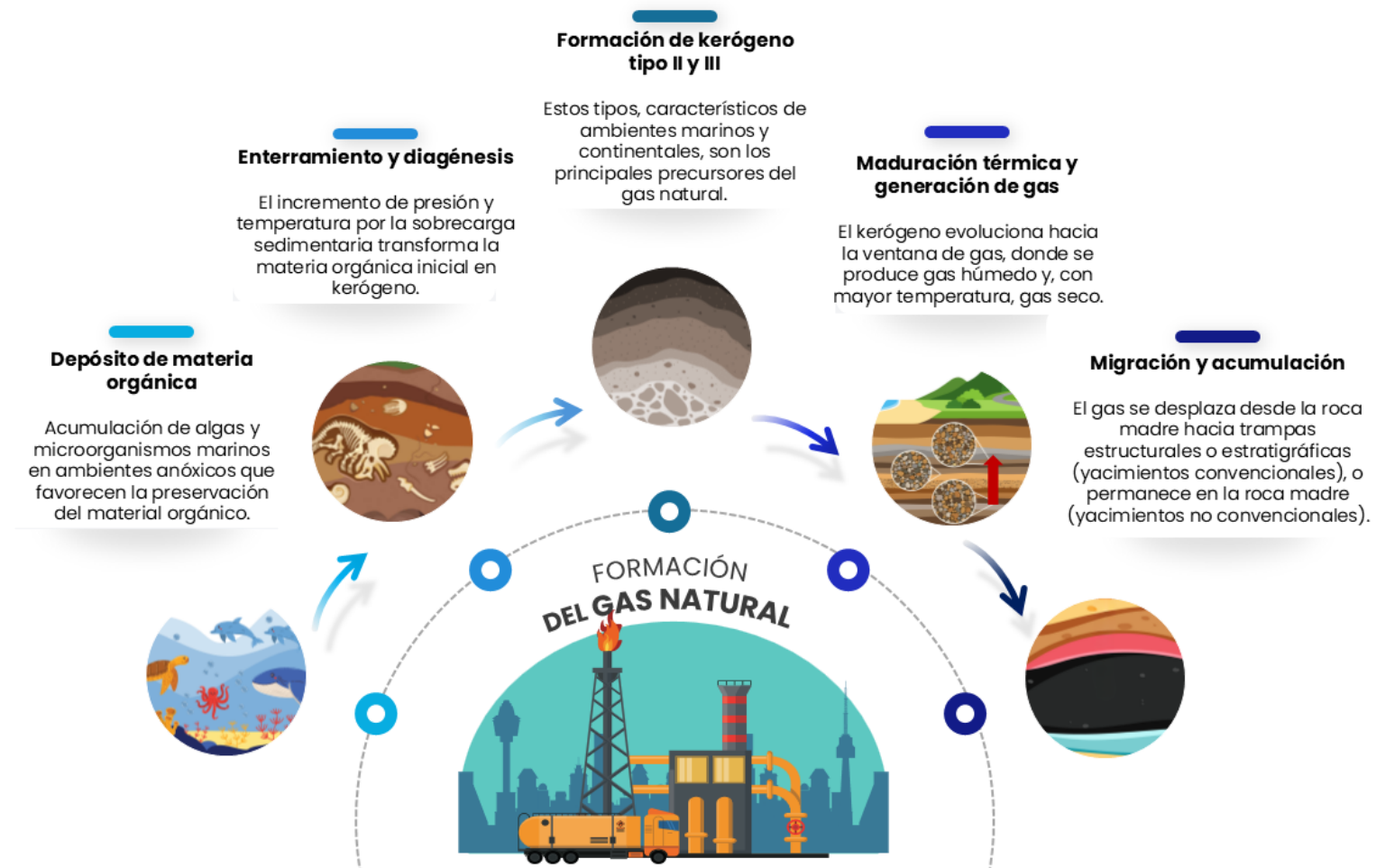


Figura 1. Etapas del origen y formación del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

1.1.1 Clasificaciones por características de formación del gas natural

Para comprender la diversidad de manifestaciones y condiciones del gas natural, se emplean diversas clasificaciones:

a) Clasificación según el tipo de yacimiento

En esta clasificación considera el tipo de yacimiento, es decir, si el gas está acompañado por petróleo crudo, aparece de forma independiente o se encuentra junto con hidrocarburos líquidos ligeros y suele encontrarse en tres tipos principales de yacimientos:

- **Yacimientos de petróleo:** Gas mezclado o asociado con el crudo. A este gas se le conoce como “gas asociado” y puede estar:
 1. Disuelto en el petróleo crudo, llamado “gas disuelto”.
 2. En estado libre, llamado “gas libre”.
- **Yacimientos de gas:** Contienen principalmente gas natural sin presencia significativa de petróleo. Se le denomina “gas no asociado”.
- **Yacimientos de condensado:** Este tipo de yacimientos producen gas natural acompañado de hidrocarburos líquidos ligeros, que se separan a temperatura y presión superficial. (Ahmed, 2010)

En la **Figura 2** se representan los principales tipos de yacimientos de los que se obtiene gas natural.

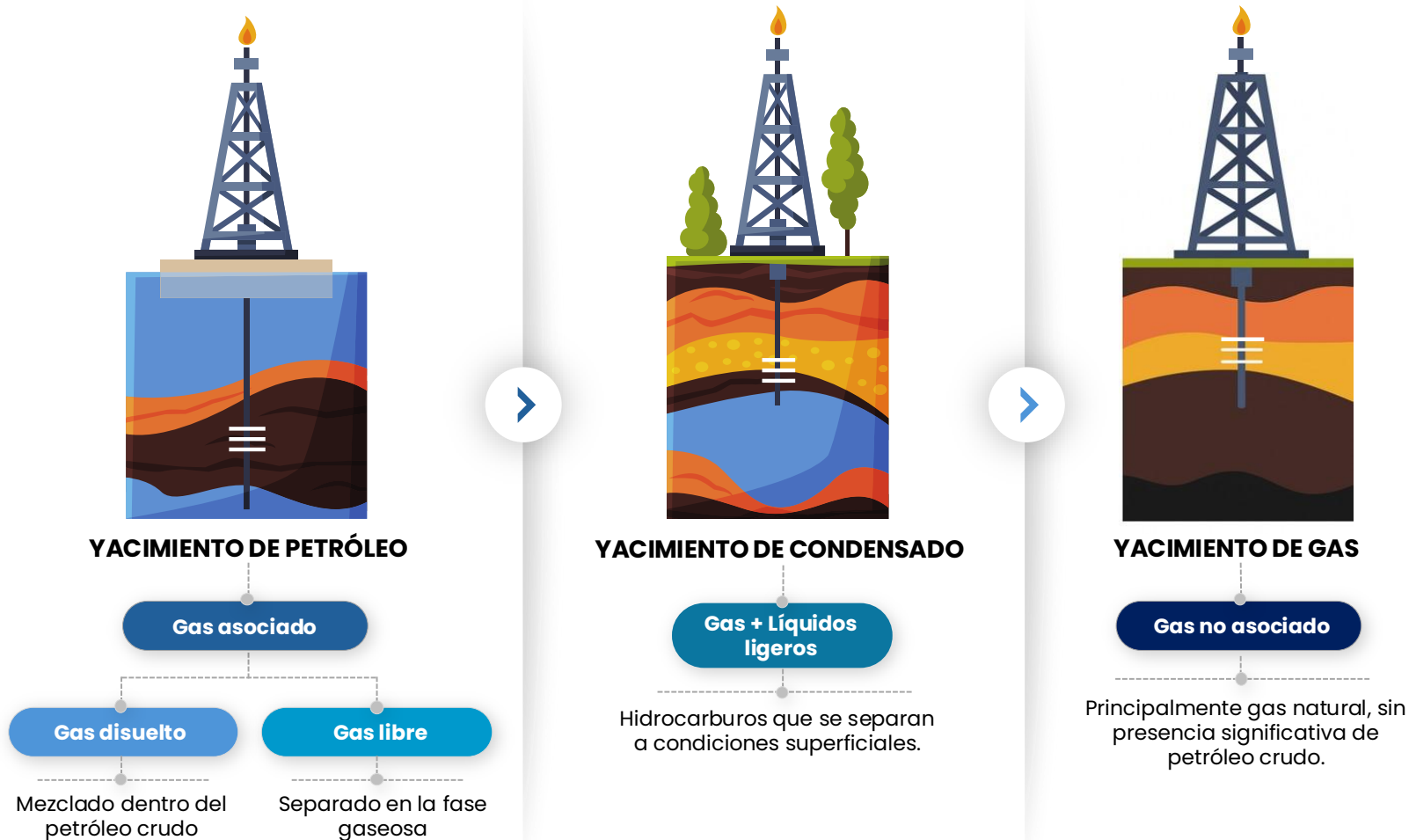


Figura 2. Tipos de yacimientos productores de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

b) Clasificación según la facilidad de extracción

Además de su origen, los yacimientos se clasifican por las condiciones geológicas y técnicas necesarias para su aprovechamiento. Por lo que esta clasificación se basa en la facilidad de extracción del gas, considerando las propiedades físicas de la roca en el yacimiento. En este caso, los yacimientos se agrupan en:

- **Yacimientos convencionales:** El gas se encuentra en formaciones porosas y permeables, lo que permite su extracción mediante técnicas tradicionales de perforación vertical. (Ahmed, 2010)
- **Yacimientos no convencionales:** El gas se encuentra atrapado en formaciones de baja permeabilidad. Su extracción requiere el uso de técnicas avanzadas como el fracturamiento hidráulico, conocido internacionalmente por su denominación en inglés como *hydraulic fracturing* o *fracking*, así como la perforación horizontal, que permiten incrementar la productividad de los pozos y el aprovechamiento de estos recursos no convencionales.

Estos yacimientos representan un recurso de gran potencial, aunque plantean retos técnicos, regulatorios y sociales. (Holditch, 2013)

En la **Figura 3** se muestra la diferencia entre yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales. Mientras que en la **Figura 4** se presenta el panorama del fracturamiento hidráulico, destacando su situación en México, Colombia y los principales países donde esta técnica está más desarrollada actualmente.



Figura 3. Clasificación de yacimientos según la facilidad de extracción.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

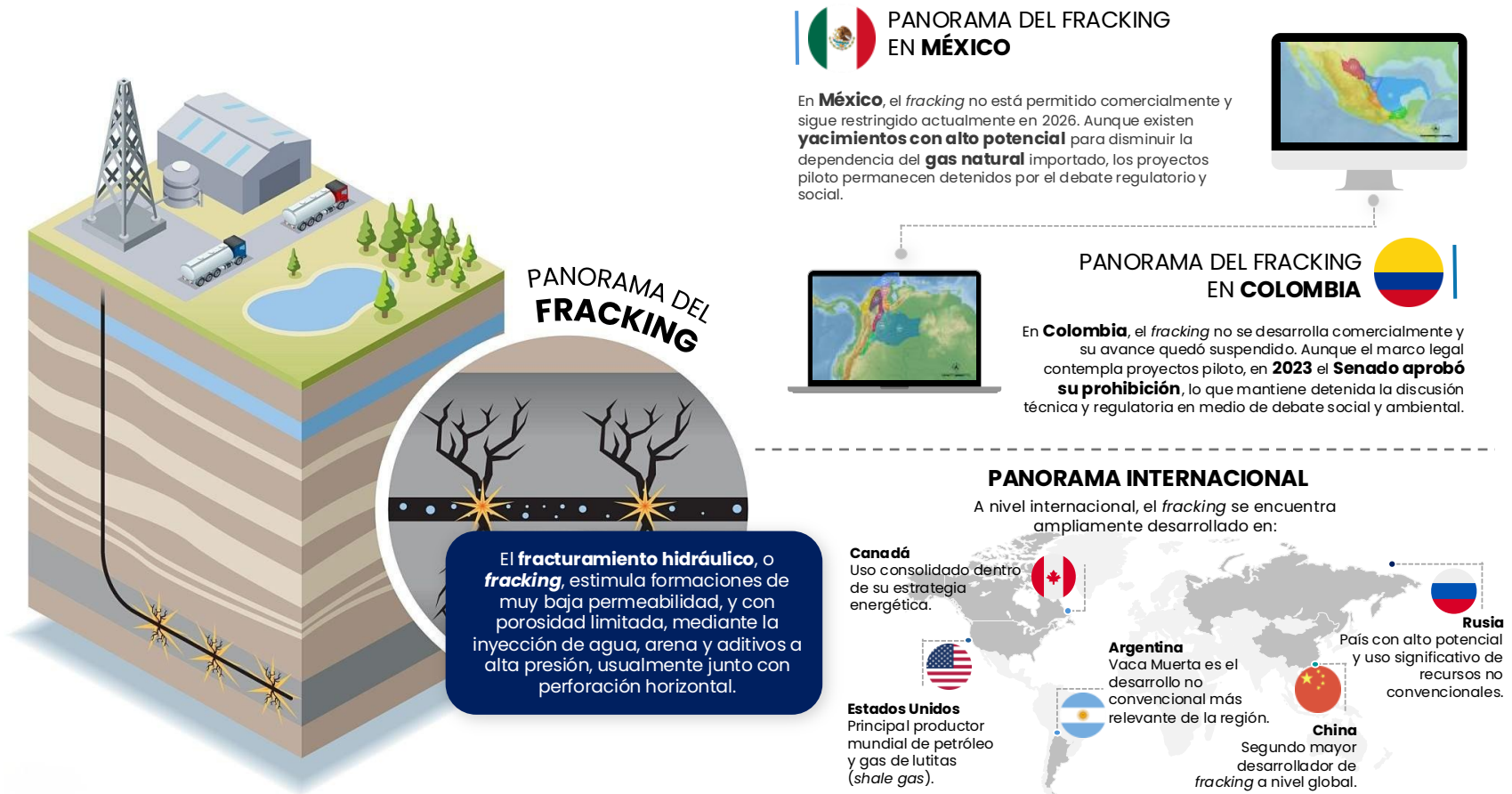


Figura 4. Situación del fracturamiento hidráulico en México, Colombia y a nivel internacional.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

c) Clasificación por composición del gas natural

Además de clasificarse por el tipo de yacimiento o la forma en que se encuentra en el subsuelo, el gas natural también se distingue por su composición y por las impurezas o componentes adicionales que contiene al momento de su extracción. Esta clasificación es fundamental porque determina el tipo de tratamiento, las unidades de proceso necesarias y los productos recuperables en cada etapa del acondicionamiento del gas natural.

En términos generales, a medida que la mezcla de gases atraviesa las etapas de procesamiento, se obtienen diferentes productos. Por ello, comprender la composición inicial permite definir el flujo de procesamiento y las precauciones ambientales y operativas que deben aplicarse. Los principales tipos son:

- **Gas húmedo:** Contiene metano (CH_4) acompañado de proporciones importantes de hidrocarburos más pesados, como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) y pentanos. Durante su procesamiento se obtienen condensados en la separación primaria y, mediante fraccionamiento, se recuperan líquidos de gas natural, además del gas seco tratado. Por ello, este tipo de gas demanda más unidades de proceso que el gas seco.
- **Gas seco:** Se caracteriza por estar compuesto casi en su totalidad por metano (CH_4) y contener cantidades mínimas de hidrocarburos líquidos. Debido a su pureza relativa, solo requiere procesos básicos como la deshidratación y no genera volúmenes significativos de condensados, por lo que puede destinarse directamente al transporte y al consumo doméstico, comercial o industrial.

- **Gas dulce:** Presenta bajas concentraciones de compuestos ácidos como dióxido de carbono (CO_2) y como ácido sulfhídrico (H_2S), lo que facilita su acondicionamiento. Generalmente solo requiere deshidratación y, en algunos casos, remoción ligera de dióxido de carbono (CO_2) para cumplir con especificaciones de transporte y comercialización, lo que lo convierte en un gas de tratamiento sencillo y de menor costo operativo.
- **Gas amargo:** Contiene altos niveles de ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), compuestos corrosivos y tóxicos que limitan su manejo y uso directo. Su procesamiento incluye etapas de endulzamiento mediante aminas y, en muchos casos, recuperación de azufre elemental, seguido de deshidratación. Estas exigencias incrementan la complejidad del tratamiento y los requisitos de seguridad.

En síntesis, la composición del gas natural condiciona directamente el nivel de tratamiento requerido y los productos que pueden recuperarse durante su acondicionamiento. Identificar estas diferencias permite optimizar el diseño del proceso y garantizar un manejo seguro y eficiente del recurso. (Ahmed, 2010; Campbell, 2014; Mokhatab et al., 2015; Speight, 2019)

En la **Figura 5** se muestran las principales etapas del procesamiento del gas natural y los productos que se obtienen en cada una de ellas, evidenciando cómo la composición inicial determina el flujo de tratamiento y las unidades de proceso requeridas.

Finalmente, en la **Figura 6** se muestra un esquema de las de las clasificaciones de gas natural antes descritas, considerando su origen geológico, las condiciones de extracción y sus características fisicoquímicas.

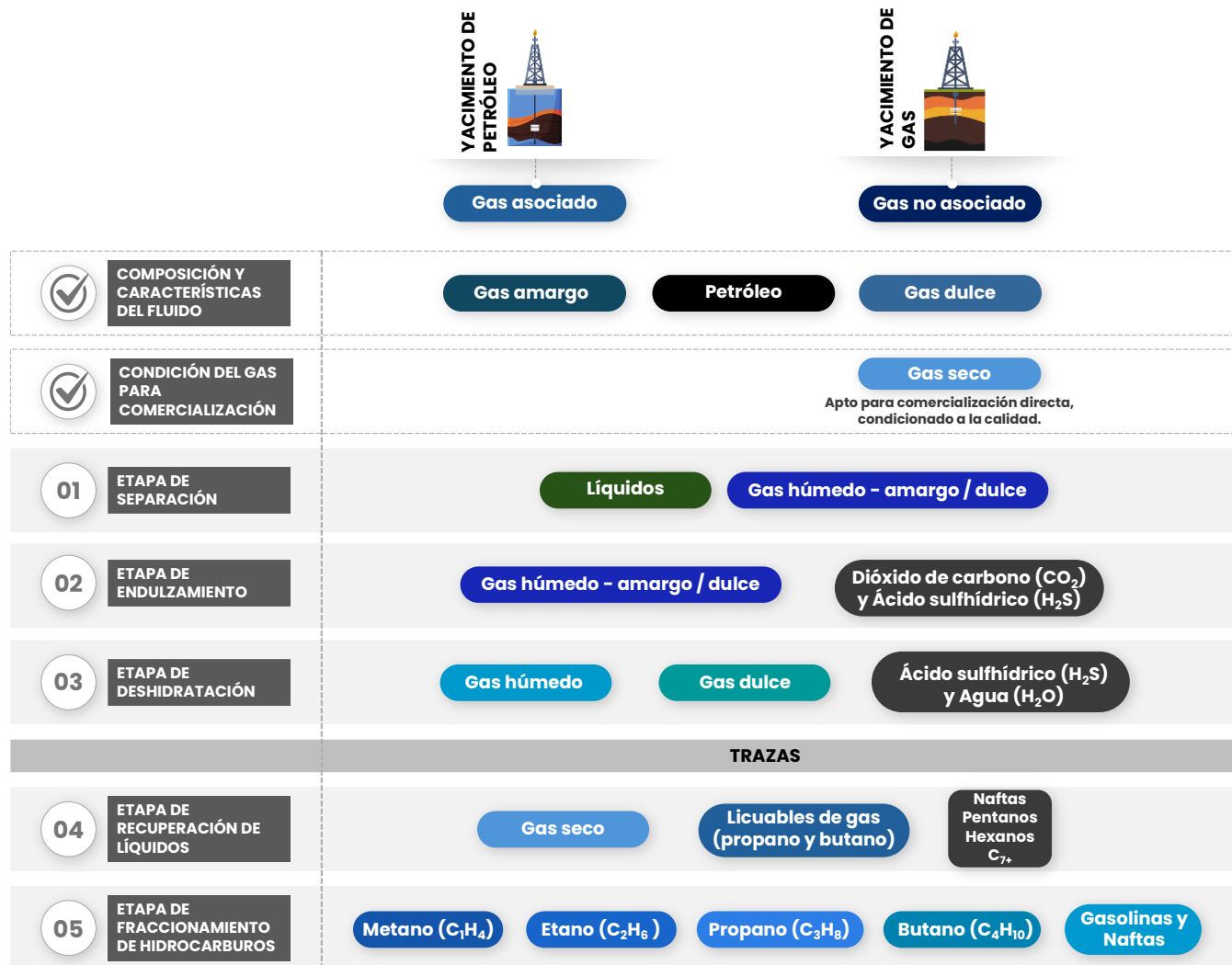


Figura 5. Etapas del procesamiento del gas natural y productos obtenidos.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

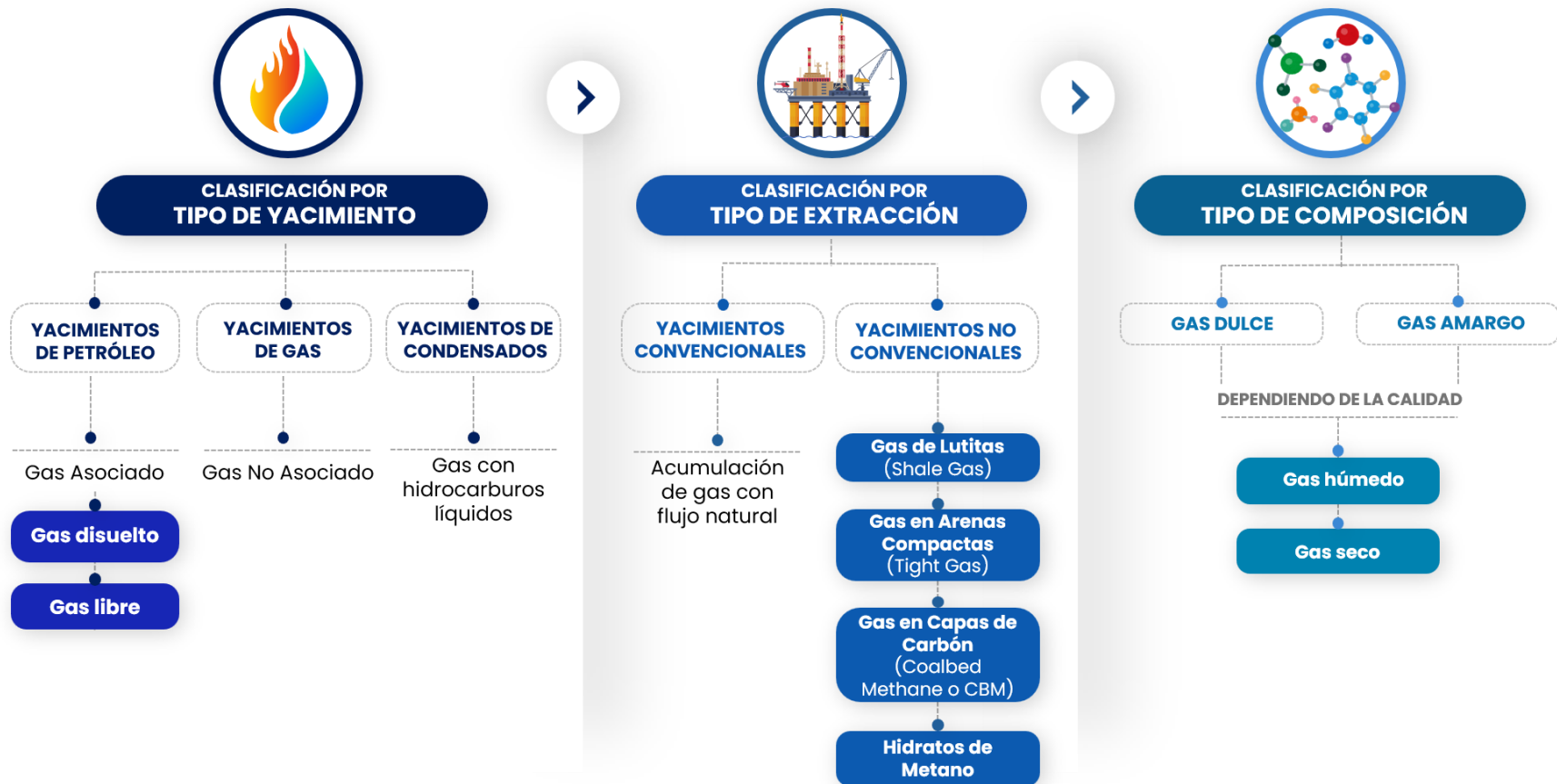


Figura 6. Clasificación del gas natural con base en el tipo de yacimiento, extracción y composición del fluido.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

1.2 Composición química y propiedades fisicoquímicas del gas natural

El gas natural se define como una mezcla gaseosa de hidrocarburos ligeros cuya composición varía según el yacimiento de origen, pero que mantiene un denominador común, la prevalencia del metano (CH_4). Este compuesto representa entre el 87 % y el 96 % del volumen total, acompañado de fracciones menores de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}) y, en menor proporción, compuestos no hidrocarburos como dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2), agua (H_2O) y trazas de gases nobles, como helio y argón. (International Organization for Standardization, 2013)

A continuación, en la **Figura 7** se presenta la composición química típica del gas natural, con los principales compuestos presentes.

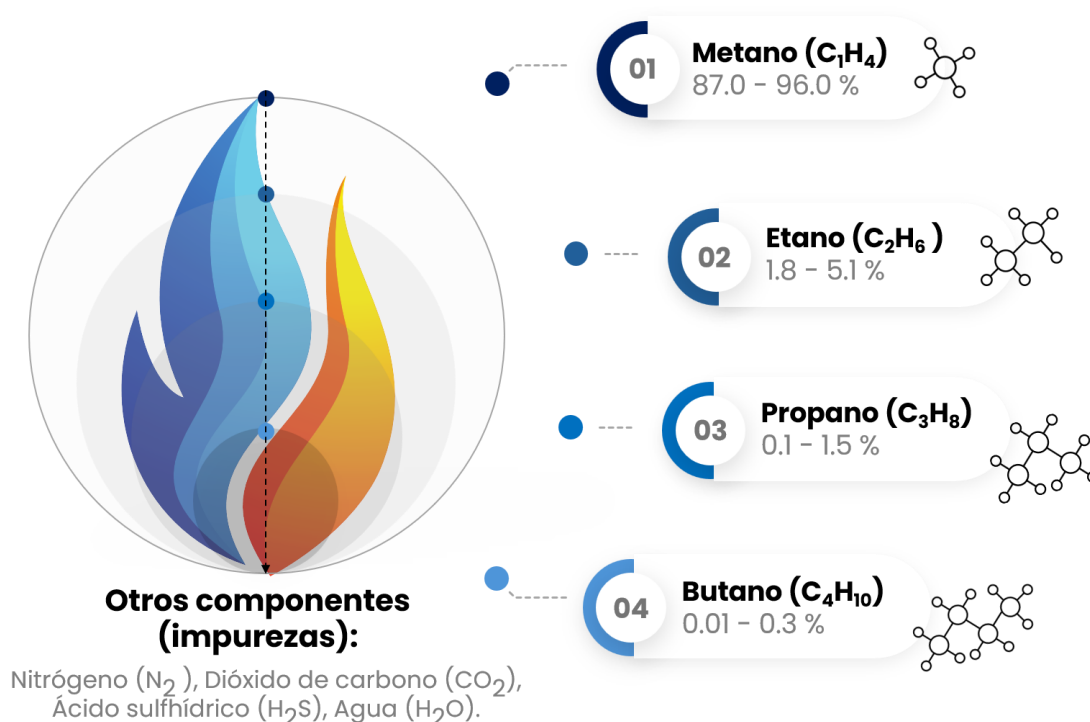


Figura 7. Composición química del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

1.2.1 Propiedades fisicoquímicas

El gas natural presenta características fisicoquímicas que determinan su comportamiento, valor energético y requerimientos de procesamiento. Además de su composición química previamente expuesta, el gas natural presenta propiedades relevantes como se muestra en la **Figura 8**, entre las cuales destacan:

- **Densidad y densidad relativa:** El gas natural es menos denso que el aire, lo que favorece su dispersión en caso de fugas. Su densidad relativa se sitúa entre 0.55 y 0.75, de acuerdo con estándares internacionales.
 - **Poder calorífico:** Indica el contenido energético del gas natural. Su poder calorífico superior (PCS) se ubica típicamente entre 35–42 MJ/m³, mientras que el poder calorífico inferior (PCI), que excluye el calor asociado al vapor de agua producido, varía entre 31–38 MJ/m³.
 - **Índice de Wobbe:** Parámetro que combina densidad y poder calorífico para evaluar la intercambiabilidad del gas en equipos de combustión y garantizar su operación segura.
 - **Límites de inflamabilidad:** El gas natural puede arder en aire dentro de un rango aproximado del 5% al 15% en volumen, lo que requiere medidas estrictas de seguridad para prevenir riesgos de ignición.
 - **Puntos de rocío (hidrocarburos y agua):** Indican las condiciones en las que los componentes pesados o el vapor de agua pueden condensarse. Su control es crucial para evitar la formación de líquidos o hidratos que afecten la operación.
 - **Viscosidad:** Presenta una viscosidad baja, lo que facilita su flujo a través de gasoductos y reduce la energía necesaria para su compresión y transporte.
- (ISO, 2013; Mokhatab et al., 2015; Speight, 2019)

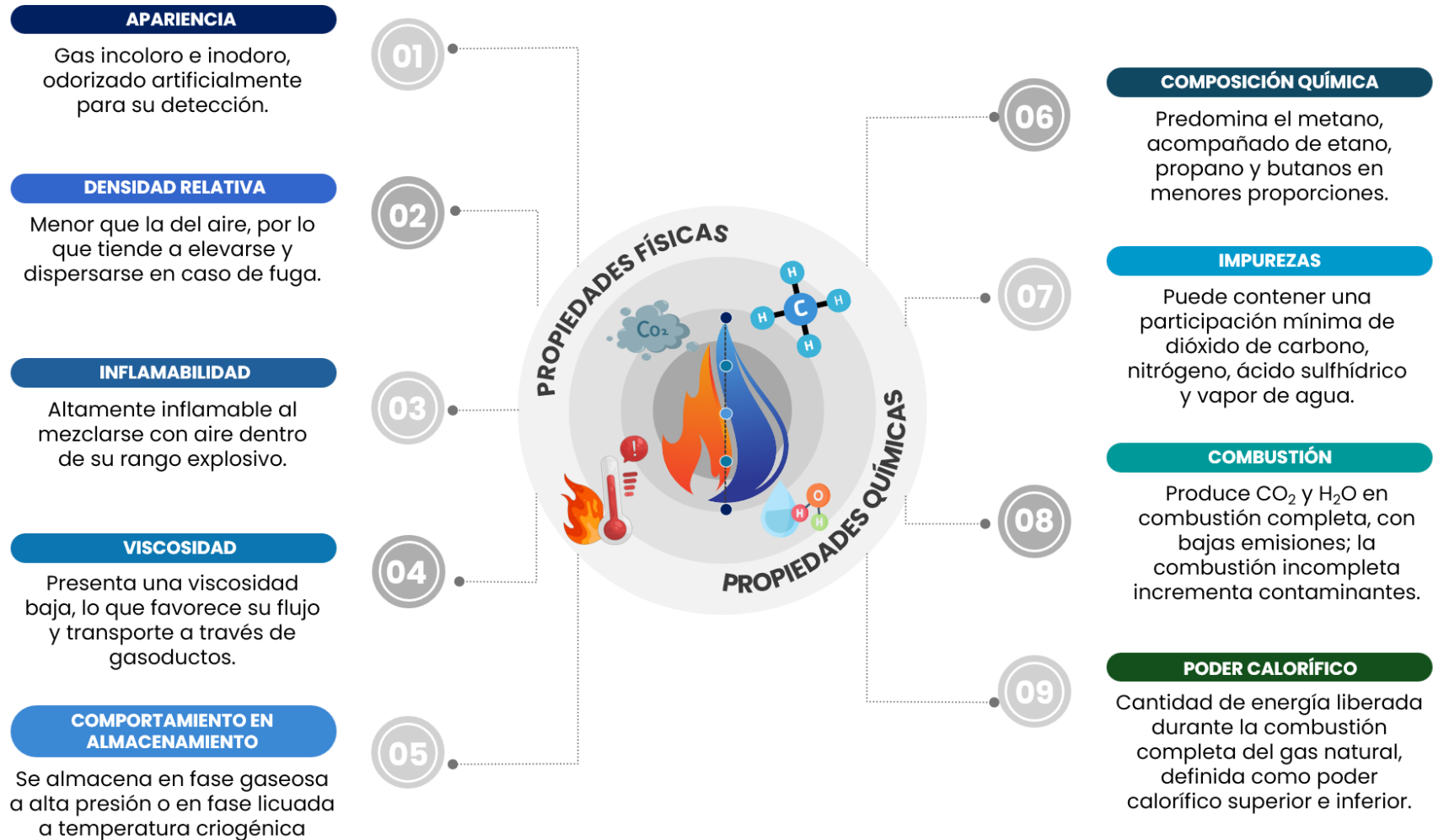


Figura 8. Principales propiedades físicas y químicas del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

1.3 Procesamiento del gas natural

El gas natural producido en los yacimientos que no cumple, en su estado original, con las especificaciones técnicas, operativas y ambientales requeridas para su transporte, almacenamiento, comercialización y uso final, debe someterse a un conjunto de procesos industriales conocidas como procesamiento del gas natural, cuyo propósito es acondicionar el fluido mediante la remoción de impurezas, agua, hidrocarburos líquidos y componentes indeseables, así como fraccionar sus diferentes componentes ajustándolos a sus propiedades físicas y químicas comerciales. (Campbell, 2014; Kidnay et al., 2011; Mokhatab et al., 2015; Speight, 2019).

El procesamiento del gas natural se lleva a cabo a través de una secuencia de etapas unitarias, entre las que se incluyen la separación de fases, el endulzamiento, la deshidratación, la recuperación de líquidos del gas natural y la compresión, las cuales se describen a continuación.

En la **Figura 9** se presenta el esquema general de las etapas del procesamiento del gas natural.



Figura 9. Etapas del procesamiento del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

- **Separación de fases**

La separación de fases constituye la primera etapa del procesamiento del gas natural y tiene como objetivo separar el gas de los líquidos asociados, tales como agua producida y condensados de hidrocarburos. Esta operación es esencial para proteger los equipos posteriores del proceso, evitar problemas operativos y permitir un manejo adecuado de cada fase. La separación se lleva a cabo generalmente mediante separadores bifásicos o trifásicos, los cuales aprovechan las diferencias de densidad entre las fases para lograr una separación eficiente. De acuerdo con la literatura técnica, una separación adecuada en esta etapa resulta crítica para la estabilidad y eficiencia global de la planta de procesamiento.

- **Endulzamiento del gas natural**

El endulzamiento del gas natural tiene como finalidad la remoción de gases amargos, principalmente ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), los cuales pueden causar corrosión, riesgos a la salud y problemas ambientales. Esta etapa es indispensable cuando el gas producido se clasifica como gas amargo y debe ser tratado para cumplir con las especificaciones de seguridad y calidad del gas de venta. Los procesos de endulzamiento más empleados incluyen el uso de soluciones de aminas, solventes físicos y tecnologías de membranas, cuya selección depende de la concentración de contaminantes, las condiciones de presión y temperatura, así como de criterios económicos y operativos.

- **Deshidratación del gas natural**

La deshidratación del gas natural consiste en la eliminación del vapor de agua presente en el gas, con el objetivo de prevenir la formación de hidratos, la corrosión interna de ductos y equipos, y la acumulación de líquidos durante el transporte. Esta

etapa resulta especialmente importante previo a la compresión y el envío del gas a sistemas de transporte por ducto. Entre las tecnologías más utilizadas se encuentran la deshidratación por absorción con glicoles, particularmente trietilenglicol (TEG), y la deshidratación por adsorción mediante desecantes sólidos, como tamices moleculares, cuando se requieren niveles más estrictos de secado del gas.

- **Recuperación de líquidos del gas natural**

La recuperación de líquidos del gas natural tiene como propósito separar los hidrocarburos más pesados contenidos en el gas, comúnmente denominados líquidos del gas natural (NGL, por sus siglas en inglés), tales como etano, propano, butanos y pentanos. Esta etapa permite incrementar el valor económico del gas producido y ajustar su composición para cumplir con especificaciones de calidad. Los métodos empleados para la recuperación de líquidos del gas natural incluyen procesos de refrigeración, absorción con aceites y tecnologías criogénicas, los cuales se seleccionan en función de la composición del gas y de los objetivos de recuperación establecidos para la planta.

- **Fraccionamiento y acondicionamiento final**

El fraccionamiento del gas natural es una etapa del acondicionamiento final en la que se separan los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas procesado, particularmente etano, propano, butanos y pentanos, así como gasolinas naturales y naftas, mediante procesos de destilación y separación criogénica, obteniéndose corrientes comerciales con especificaciones definidas para su uso energético o petroquímico. De manera complementaria, el gas natural seco resultante es acondicionado para cumplir con los requisitos técnicos necesarios para su transporte, almacenamiento o entrega al sistema de distribución al usuario final.

- **Odorización y seguridad**

La odorización del gas natural es una etapa final de acondicionamiento destinada a garantizar la seguridad en su transporte, distribución y consumo, dado que es incoloro e inodoro en su estado natural. Este proceso consiste en la adición controlada de compuestos odorantes que permiten la detección temprana de fugas antes de alcanzar concentraciones inflamables.

Los odorantes utilizados a nivel industrial se agrupan principalmente en:

- **Mercaptanos (tioles):** Son los odorantes más empleados por su alta detectabilidad a bajas concentraciones. Entre los más comunes se encuentran el terc-butil mercaptano (TBM), isopropil mercaptano (IPM), n-propil mercaptano (NPM) y etilmercaptano (EM), utilizados de forma individual o en mezclas comerciales.
- **Sulfuros cíclicos:** Destaca el tetrahidrotiofeno (THT), caracterizado por su estabilidad fisicoquímica y su uso en sistemas específicos de transporte, particularmente en algunas redes europeas.

La selección del odorante y su dosificación deben cumplir con criterios de seguridad establecidos en la normatividad aplicable. En México, la odorización del gas natural distribuido al público es obligatoria conforme a la NOM-001-SECRE-2010, mientras que en Colombia se encuentra regulada dentro del marco del servicio público de gas combustible por la Resolución CREG 067 de 1995. La **Figura 10** muestra de forma esquemática los principales tipos de odorantes empleados en la odorización del gas natural en distintas regiones del mundo. (Campbell, 2014; Mokhatab et al., 2015; Secretaría de Energía, 2010; Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995)

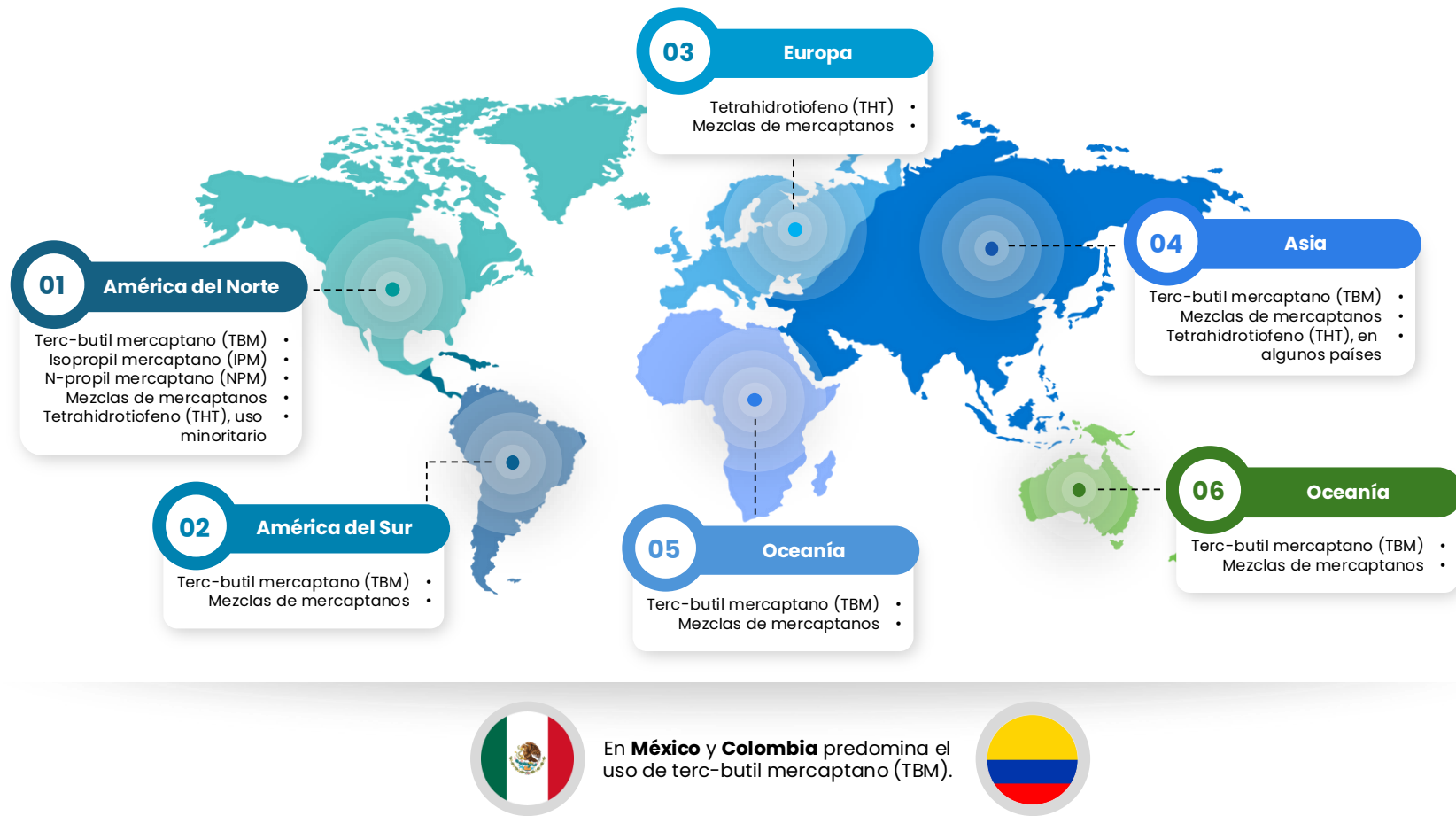


Figura 10. Tipos de odorantes utilizados en la odorización del gas natural por región.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

1.4 Relevancia del gas natural en la petroquímica

Más allá de su uso como energético, el gas natural constituye una materia prima estratégica para la petroquímica, al proporcionar fracciones hidrocarburos que sirven como base para la producción de una amplia gama de bienes industriales y de consumo. A partir de su fraccionamiento, es posible obtener precursores petroquímicos fundamentales que alimentan cadenas productivas de alto valor agregado en sectores como el agrícola, automotriz, textil, farmacéutico y de la construcción.

De manera general, el metano se emplea como insumo para la obtención de amoníaco y metanol, esenciales en la fabricación de fertilizantes, resinas y solventes; el etano se transforma en etileno, base de numerosos plásticos y materiales sintéticos; el propano da origen al propileno, utilizado en fibras y polímeros industriales; mientras que el butano y los condensados permiten la producción de butadieno y otros compuestos empleados en la fabricación de caucho sintético, resinas y solventes.

No obstante, en México y Colombia el gas natural se destina predominantemente a usos energéticos, mientras que su aprovechamiento como precursor petroquímico es limitado y se concentra principalmente en la producción de amoníaco y, en menor medida, metanol. Aun así, una fracción de sus componentes puede desviarse hacia procesos petroquímicos específicos, donde actúan como insumos estratégicos para la generación de productos de mayor valor agregado, ampliando su relevancia más allá del ámbito energético. (CNH, 2020; Gary et al., 2007; Meyers, 2004)

En la **Figura 11** y **Figura 12** se muestra al gas natural como precursor petroquímico.

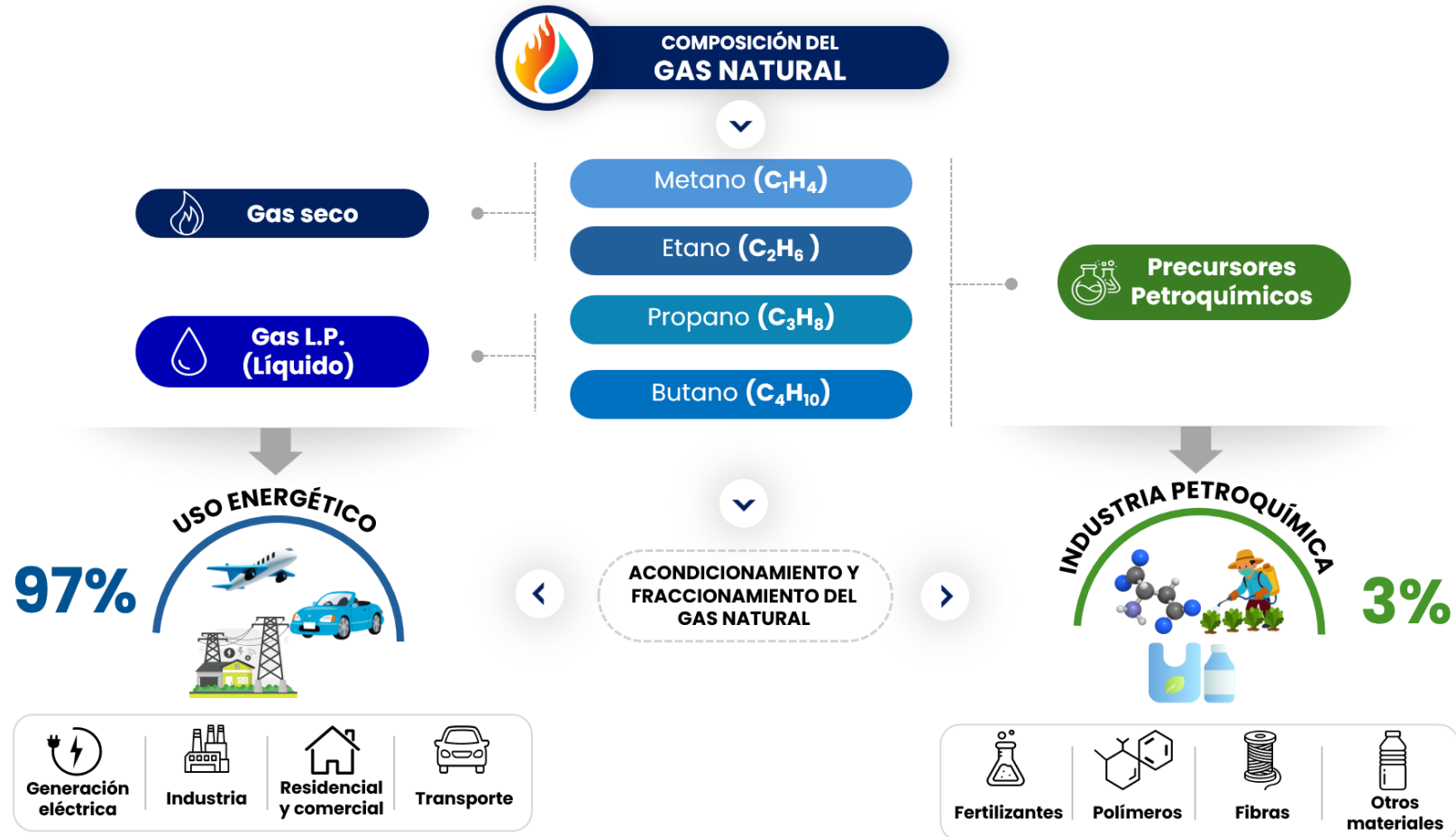


Figura 11. Destino energético y petroquímico del gas natural según su composición.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

GAS NATURAL
EN LA PETROQUÍMICA

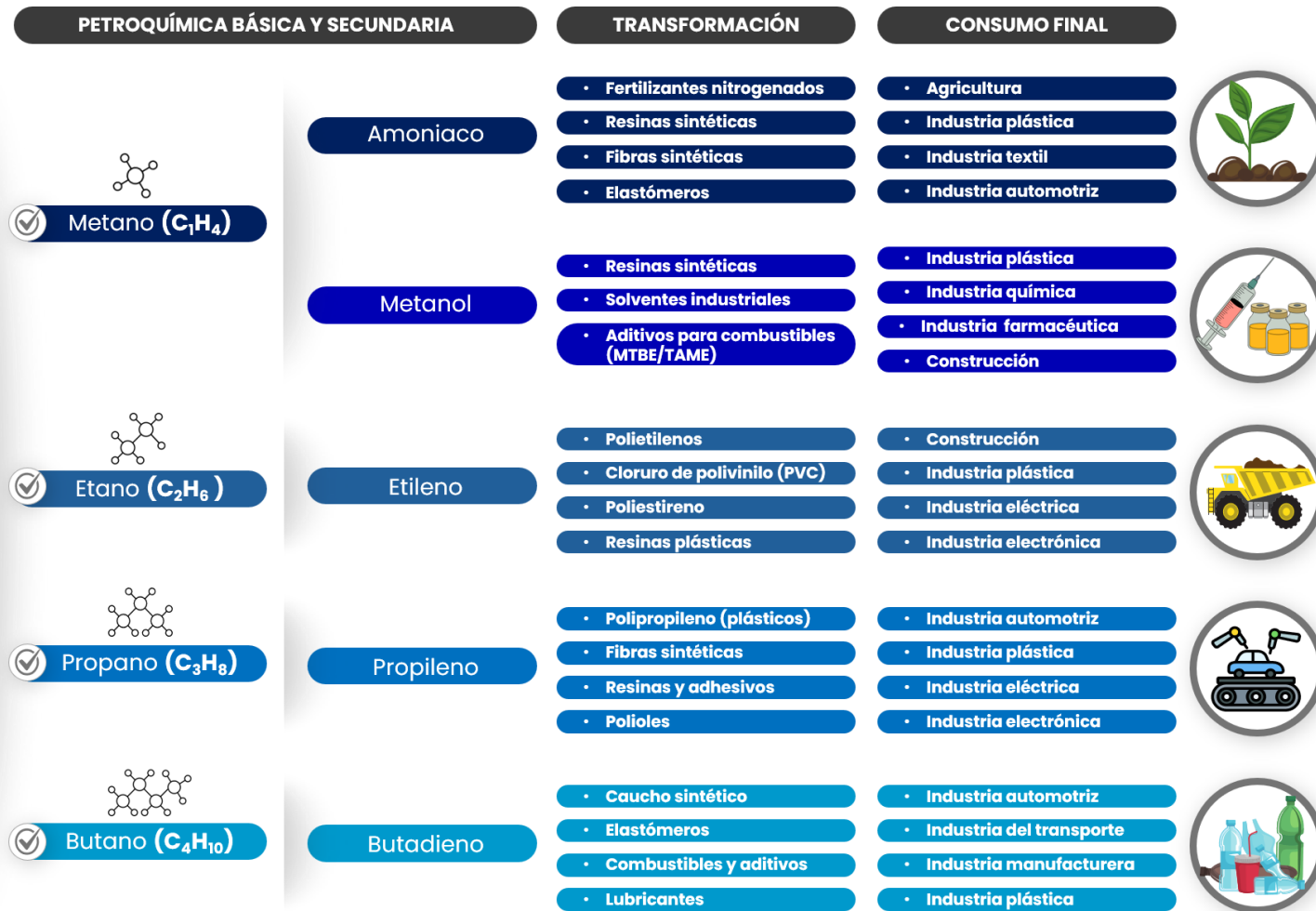


Figura 12. Principales rutas petroquímicas del gas natural y sectores de aplicación.

Fuente: Elaboración propia con base en CNH (2020).

1.5 Modalidades comerciales de los gases combustibles

El gas natural se comercializa en distintas modalidades físicas, definidas en función de los requerimientos de transporte, almacenamiento y consumo en los sectores industrial, residencial y de transporte. Estas modalidades responden a criterios de seguridad, eficiencia energética y viabilidad económica, lo que ha permitido ampliar su uso y versatilidad en los mercados nacionales e internacionales.

Las principales modalidades de comercialización son las siguientes:

1.5.1 Modalidades por forma de acondicionamiento

- **Gas Natural Licuado (GNL o LNG – *Liquefied Natural Gas*):**

El gas natural licuado se obtiene mediante un proceso de licuefacción criogénica, en el cual el gas natural es enfriado hasta aproximadamente $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, provocando su cambio de estado de fase gaseosa a líquida, sin alterar su composición química. Este proceso reduce su volumen en aproximadamente 600 veces, lo que permite su almacenamiento y transporte eficiente a largas distancias, especialmente en ausencia de infraestructura de gasoductos. El Gas Natural Licuado se emplea principalmente en la generación de energía eléctrica, el transporte pesado, aplicaciones industriales y el abastecimiento energético a gran escala de regiones remotas o con acceso limitado a redes de distribución.

- **Gas Licuado de Petróleo (GLP o LPG – *Liquefied Petroleum Gas*):**

El gas licuado de petróleo está conformado principalmente por propano y butano, los cuales se obtienen principalmente como subproductos del procesamiento del gas natural. Este energético se almacena en fase líquida a presiones moderadas, típicamente entre 2 y 10 bar a temperatura ambiente, lo que facilita su manejo,

transporte y distribución. Gracias a su alta versatilidad logística, que permite su suministro mediante cilindros, tanques estacionarios y sistemas de distribución móvil, el Gas Licuado de Petróleo se ha consolidado como un combustible ampliamente accesible y tangible para la población, siendo utilizado de forma extendida en aplicaciones domésticas, comerciales, industriales y en ciertos usos de transporte.

- **Gas Natural Comprimido (GNC o CNG – *Compressed Natural Gas*):**

Corresponde al gas natural, compuesto principalmente por metano, que es sometido a un proceso de compresión a alta presión, lo que permite disminuir su volumen manteniéndose en fase gaseosa. Esta condición facilita su almacenamiento, manejo y distribución, particularmente en redes urbanas, aplicaciones industriales y sistemas de transporte, donde se dispone de infraestructura para compresión y almacenamiento a alta presión. (Alternative Fuels Data Center, 2024; U.S. Energy Information Administration, 2024).

1.5.2 Modalidades por uso final

- **Gas Natural Vehicular (GNV o NGV – *Natural Gas Vehicle*):**

Representa el uso del Gas Natural Comprimido (GNC) como combustible automotor, el cual se almacena a altas presiones en sistemas instalados a bordo del vehículo. Su aplicación se concentra en el transporte público y privado, condicionada a la disponibilidad de estaciones de servicio de gas natural vehicular. En el caso del transporte pesado, su utilización requiere vehículos diseñados o adaptados desde origen para operar con gas natural. (U.S. Department of Energy, 2024)

En la **Figura 13** y **Figura 14** se ilustran de manera esquemática las principales modalidades comerciales de los gases combustibles.

GAS NATURAL LICUADO

Compuesto principalmente por Metano (~90%)

Se obtiene mediante un proceso de licuefacción criogénica a aproximadamente -162°C , reduciendo cerca de 600 veces su volumen para facilitar su almacenamiento y transporte a largas distancias.

Almacenamiento

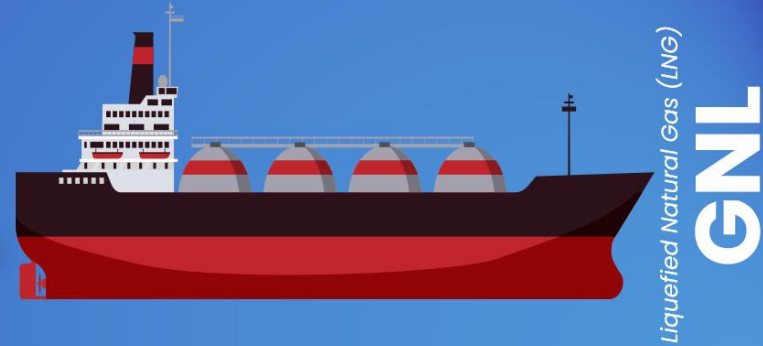
Tanques criogénicos
(-162°C).

Transporte

A través de buques metaneros y tanques criogénicos

Unidad comercial

Metro cubico de gas natural licuado (m^3 GNL) o Millones de BTU (MMBtu).



GLP

Liquefied Petroleum Gas (LPG)



GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Compuesto principalmente por Propano y Butano

Se licúa mediante presión moderada, reduciendo su volumen aproximadamente 270 veces respecto a su estado gaseoso, lo que facilita su almacenamiento, transporte y distribución.

Almacenamiento

Cilindros y tanques presurizados ($\approx 2-10$ bar, a temperatura ambiente)

Transporte

A través de autotanques y pipas, buques gaseros y cilindros.

Unidad comercial

Kilogramos (Kg), litros (L) o toneladas (Ton)

Figura 13. Modalidades comerciales del Gas Natural Licuado (GNL) y del Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.



Figura 14. Modalidades comerciales del Gas Natural Comprimido (GNC) y del Gas Natural Vehicular (GNV).

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

1.6 Usos del gas natural

El gas natural es un recurso energético versátil, con aplicaciones en la generación eléctrica, la industria, el transporte, el sector comercial y el ámbito residencial, así como en esquemas de autoconsumo energético. Su relevancia radica en su contribución a la seguridad energética, la diversificación de la matriz y su papel estratégico como combustible de transición.

Los usos del gas natural pueden agruparse de la siguiente manera:

- **Generación de electricidad**

El gas natural es una de las principales fuentes para la generación eléctrica, particularmente en centrales de ciclo combinado, debido a su alto poder calorífico y su capacidad para respaldar fuentes intermitentes como la solar y la eólica. Su menor intensidad de emisiones lo posiciona como un elemento clave en las estrategias de descarbonización del sector eléctrico.

- **Procesos industriales**

El sector industrial constituye uno de los mayores consumidores de gas natural, empleado como combustible en procesos térmicos intensivos y en sistemas de cogeneración, que permiten producir simultáneamente electricidad y calor con mayor eficiencia. Así mismo, en la industria petroquímica, el gas natural es materia prima para la obtención de hidrocarburos ligeros utilizados en la fabricación de plásticos, solventes y fibras sintéticas.

- **Transporte**

El Gas Natural Comprimido (GNC) y el Gas Natural Licuado (GNL) se han consolidado como alternativas para el transporte urbano, de carga y de larga distancia, al ofrecer

reducciones en emisiones contaminantes y costos operativos. En el transporte marítimo, el uso de gas natural licuado como combustible permite cumplir con las disposiciones ambientales de la Organización Marítima Internacional (OMI) en materia de contenido de azufre y emisiones.

- **Autoconsumo**

El autoconsumo de gas natural se refiere al uso del combustible por parte de una empresa o entidad para cubrir sus propias necesidades operativas, sin destinarlo a la venta o suministro a terceros. Este esquema implica que el usuario controla el volumen consumido y cumple con los requisitos técnicos, regulatorios y fiscales aplicables, particularmente en materia de medición, trazabilidad y reportes. El autoconsumo es común en instalaciones industriales, complejos energéticos y centros de proceso que utilizan el gas natural como insumo directo para sus operaciones.

- **Sector comercial, servicios y hogar**

En los sectores comercial y residencial, el gas natural se utiliza principalmente en calefacción, cocción de alimentos y calentamiento de agua. En el sector servicios, su empleo en instalaciones como hospitales, hoteles y centros educativos permite una operación energética más eficiente y confiable. (International Energy Agency, 2024; U.S. Department of Energy, 2024; U.S. Energy Information Administration, 2024)

La **Figura 15** representa de manera esquemática los principales usos del gas natural.

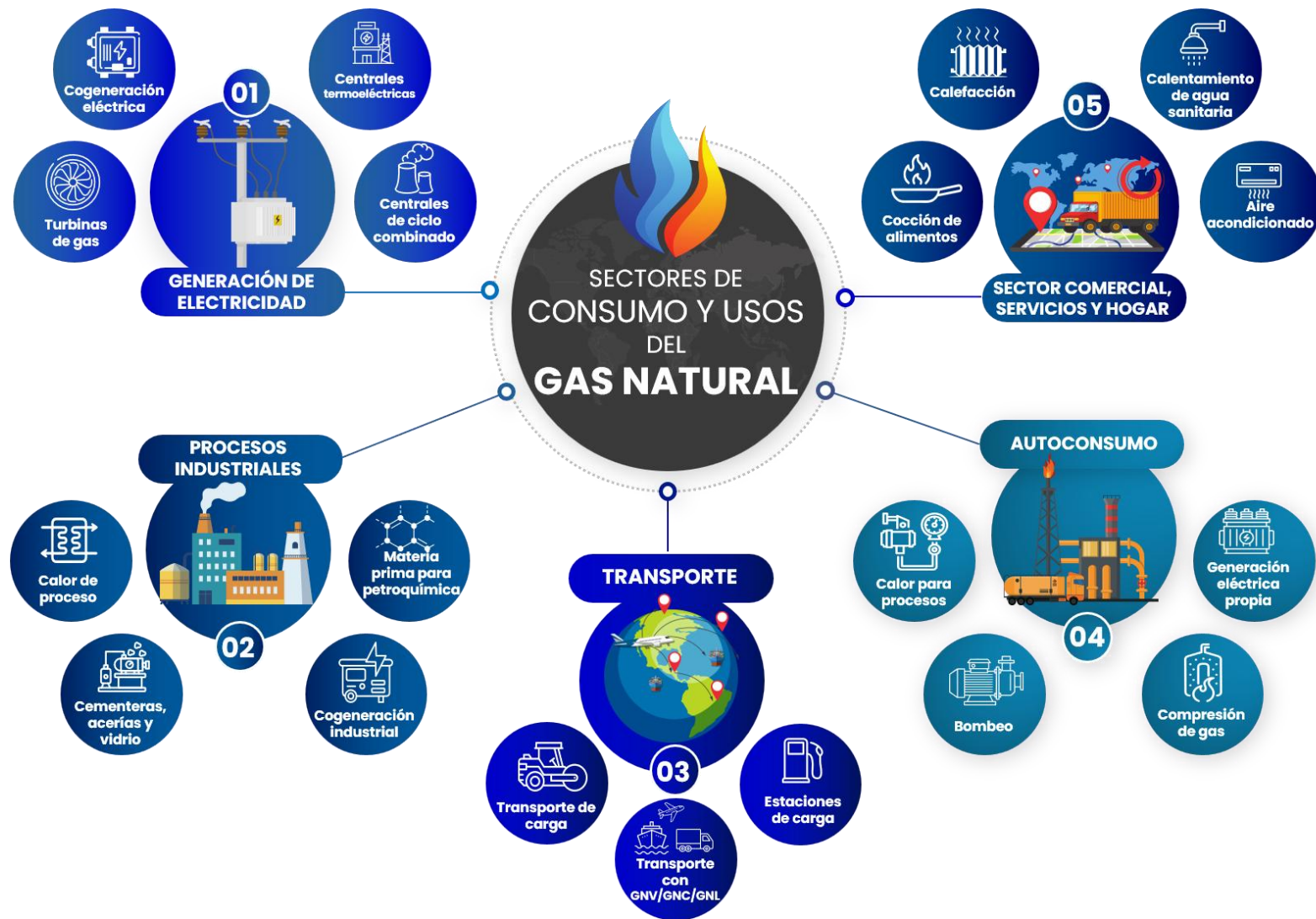


Figura 15. Principales usos del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

En este capítulo se desarrollaron los conceptos fundamentales que permiten comprender al gas natural desde una perspectiva integral, abarcando su origen geológico, composición, propiedades fisicoquímicas, procesos de acondicionamiento y principales modalidades de comercialización y uso. Este recorrido conceptual evidencia que el gas natural no es un energético homogéneo, sino un recurso cuyo comportamiento, valor energético y aprovechamiento dependen directamente de las características del yacimiento y de los tratamientos técnicos a los que es sometido antes de su uso final.

El análisis de las clasificaciones del gas natural y de sus etapas de procesamiento permite entender la lógica técnica que sustenta su manejo seguro, eficiente y económicamente viable, así como su integración tanto en el sistema energético como en la industria petroquímica. En este sentido, el gas natural no solo cumple una función energética, sino que también impulsa cadenas de valor asociadas a la producción, transporte, distribución y transformación industrial, contribuyendo al desarrollo económico, la competitividad y la seguridad energética de los países productores.

Finalmente, los elementos abordados en este capítulo permiten comprender la complejidad técnica y operativa asociada al aprovechamiento del gas natural, así como la interrelación entre su composición, procesamiento, modalidades comerciales y usos finales. Estos fundamentos resultan indispensables para analizar, en los capítulos posteriores, la forma en que el gas natural se inserta en distintos contextos energéticos y normativos, a partir de una base técnica común.

A photograph of a large industrial gas processing facility, likely a liquefied natural gas (LNG) plant. The image shows several large, vertical, cylindrical vessels made of metal, connected by a complex network of pipes and valves. The scene is set against a clear blue sky. In the foreground, there are more pipes and structural elements, some with yellow safety markings. The overall impression is one of a large-scale, modern industrial operation.

CAPÍTULO 2

PANORAMA GLOBAL, REGIONAL Y NACIONAL DEL GAS NATURAL

CAPÍTULO 2.

**PANORAMA GLOBAL, REGIONAL Y
NACIONAL DEL GAS NATURAL**

El presente capítulo ofrece un panorama del gas natural a nivel global, regional y nacional. Se presentan las principales tendencias de producción, consumo, reservas y comercio, así como la situación energética de América del Norte, Centroamérica y Sudamérica. Posteriormente, se presenta la situación del gas natural en México y Colombia.

2.1 Panorama global del gas natural**2.1.1 Matriz energética mundial**

En 2024, la matriz energética mundial, **Figura 16**, continuó dominada por los combustibles fósiles, los cuales en conjunto representaron más del 80% de la oferta primaria de energía. El petróleo se mantuvo como la principal fuente energética, con aproximadamente el 34%, seguido por el carbón con cerca del 28% y el gas natural con alrededor del 25%. (International Energy Agency, 2024)

La participación del gas natural dentro de la matriz energética global se explica por su amplia disponibilidad y su versatilidad de uso en los sectores industrial, eléctrico y residencial. Así mismo, su menor intensidad de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en comparación con otros combustibles fósiles ha favorecido su utilización en diversos países. Por su parte, las energías renovables, la energía nuclear y la hidroeléctrica continúan incrementando gradualmente su participación, aunque todavía presentan una contribución menor en relación con los hidrocarburos.

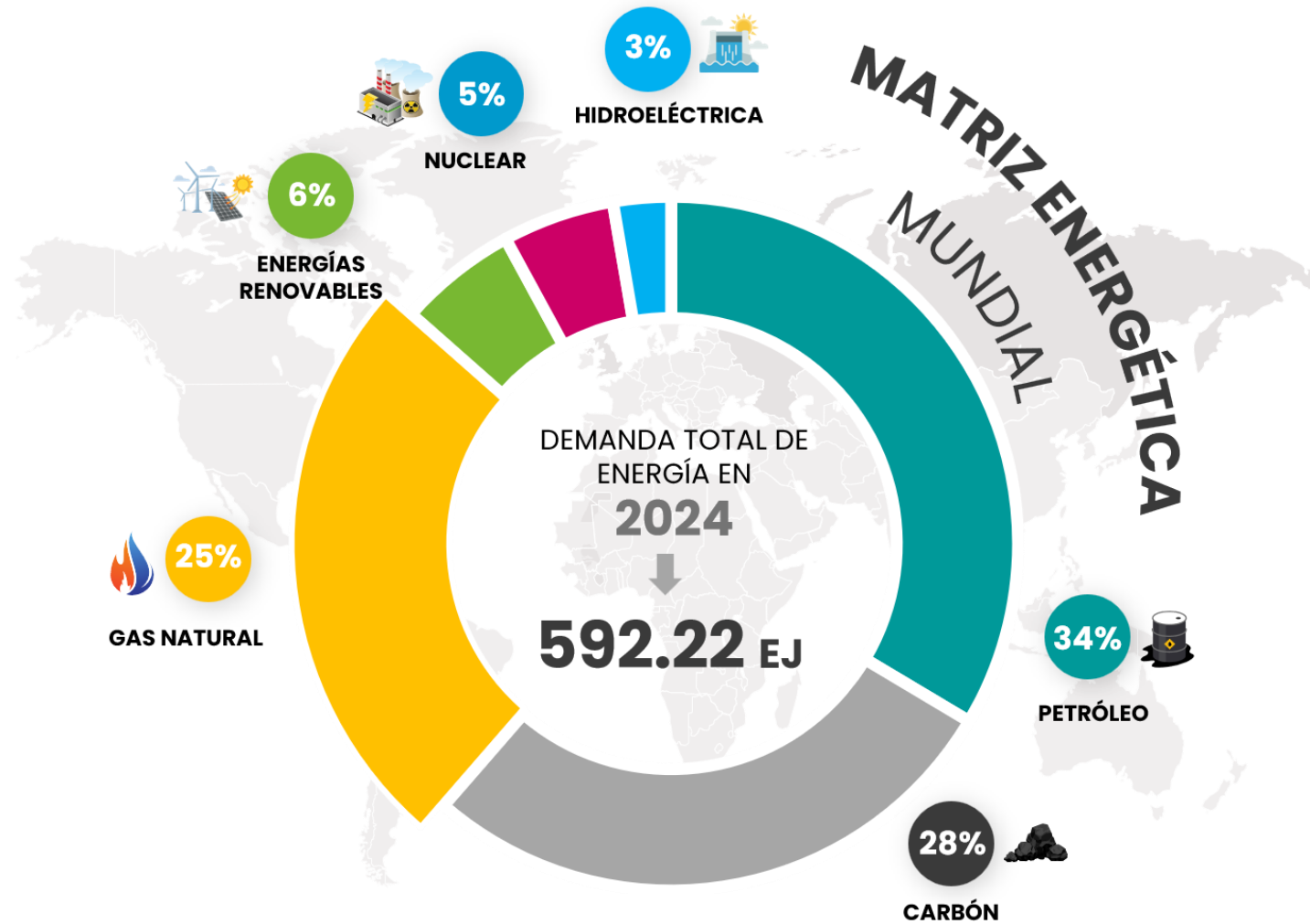


Figura 16. Matriz energética mundial 2024.

Fuente: Elaboración propia con base en información de la International Energy Agency (2024).

2.1.2 Reservas probadas de gas natural a nivel mundial

Las reservas probadas de gas natural constituyen uno de los principales indicadores para evaluar la disponibilidad de este energético a escala mundial. Su distribución está asociada a las condiciones regionales y a los recursos con los que cuenta cada país, lo que se traduce en distintos volúmenes de reservas reportados.

En 2024, Rusia, Irán y Catar se consolidaron como los países con mayores volúmenes de reservas probadas de gas natural, con valores superiores a los 800 Trillones de pies cúbicos (Tpc). Estos países concentran una proporción relevante de las reservas globales, lo que les otorga una posición destacada dentro del sistema energético internacional. (World Population Review, 2024)

Adicionalmente, otros países como Estados Unidos, Arabia Saudita, Turkmenistán, Emiratos Árabes Unidos, Venezuela, Nigeria y China cuentan con reservas probadas de gas natural de magnitud considerable, formando parte del grupo de principales poseedores de este recurso a nivel mundial. En conjunto, estos países agrupan volúmenes considerables de reservas probadas de gas natural reportados a nivel mundial.

Por lo anterior, el conocimiento de las reservas de gas natural resulta fundamental, ya que permite identificar a los países con mayor disponibilidad del recurso, así como a aquellos que requieren complementar su suministro mediante importaciones.

La **Figura 17** presenta la distribución de las reservas probadas de gas natural en los principales países a nivel mundial para el año 2024.

**PRINCIPALES PAÍSES CON RESERVAS
DE GAS NATURAL EN EL MUNDO**
TRILLONES DE PIES CÚBICOS

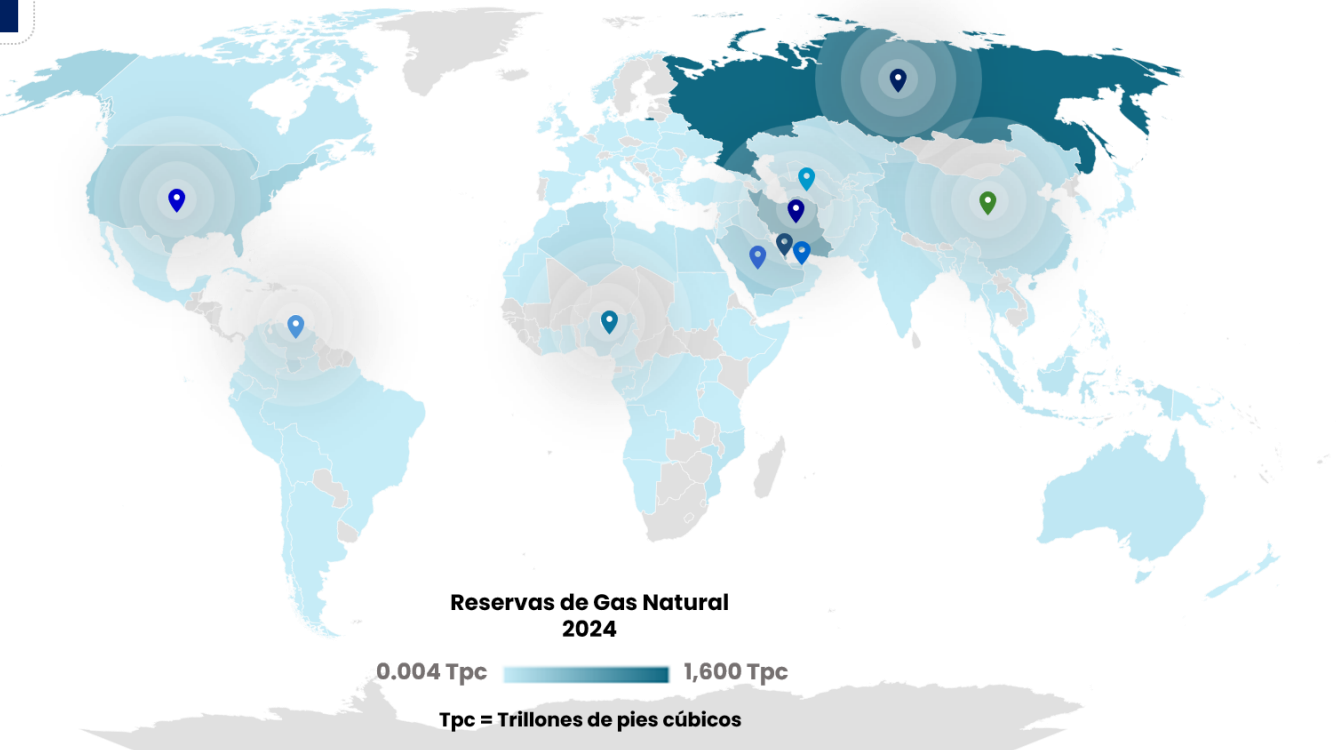
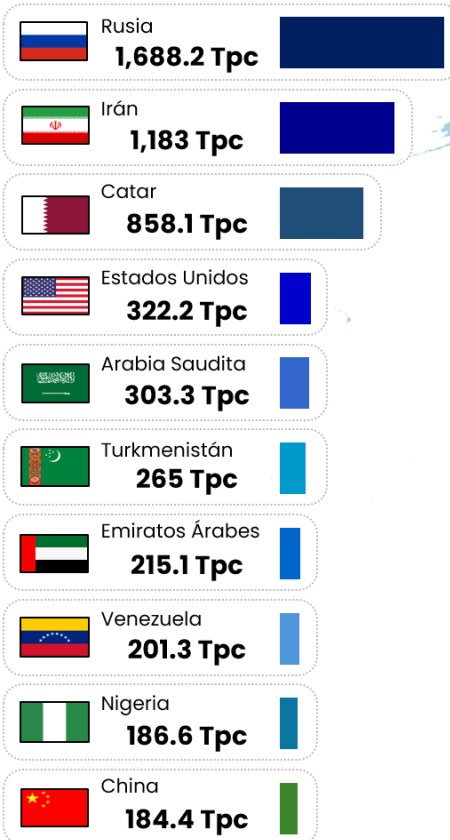


Figura 17. Distribución mundial de las reservas probadas de gas natural en 2024.

Fuente: Elaboración propia con datos de World Population Review (2024).

2.1.3 Producción y consumo mundial de gas natural

El gas natural ocupa un lugar relevante dentro del sistema energético mundial debido a su amplio uso. Durante la última década, la producción y el consumo de gas natural han mostrado una tendencia general de crecimiento.

- **Producción mundial de gas natural**

En 2024, la producción mundial de gas natural alcanzó aproximadamente 4,124.5 MMMm³, concentrándose principalmente en Norteamérica, Comunidad de Estados Independientes (CEI) y Oriente Medio, que en conjunto aportan la mayor proporción global. (Energy Institute, 2025)

Entre 2014–2024, Asia-Pacífico y Europa muestran crecimientos moderados, mientras que Sur y Centroamérica y África mantienen una participación menor.

- **Consumo mundial de gas natural**

En 2024, el consumo mundial de gas natural se situó en torno a 4,127.8 MMMm³, valor similar al registrado en la producción global, lo que refleja un balance entre ambos indicadores a escala mundial. (Energy Institute, 2025)

Desde una perspectiva regional, Norteamérica y Asia-Pacífico concentran los mayores niveles de consumo, siendo esta última la región con mayor crecimiento en la última década. Europa, CEI y Oriente Medio mantienen participaciones relevantes, mientras que el Sur y Centro América y África registran una menor contribución, enfocada principalmente al abastecimiento regional. Las **Figura 18** y **Figura 19** presentan la evolución y distribución regional de la producción y el consumo mundial.

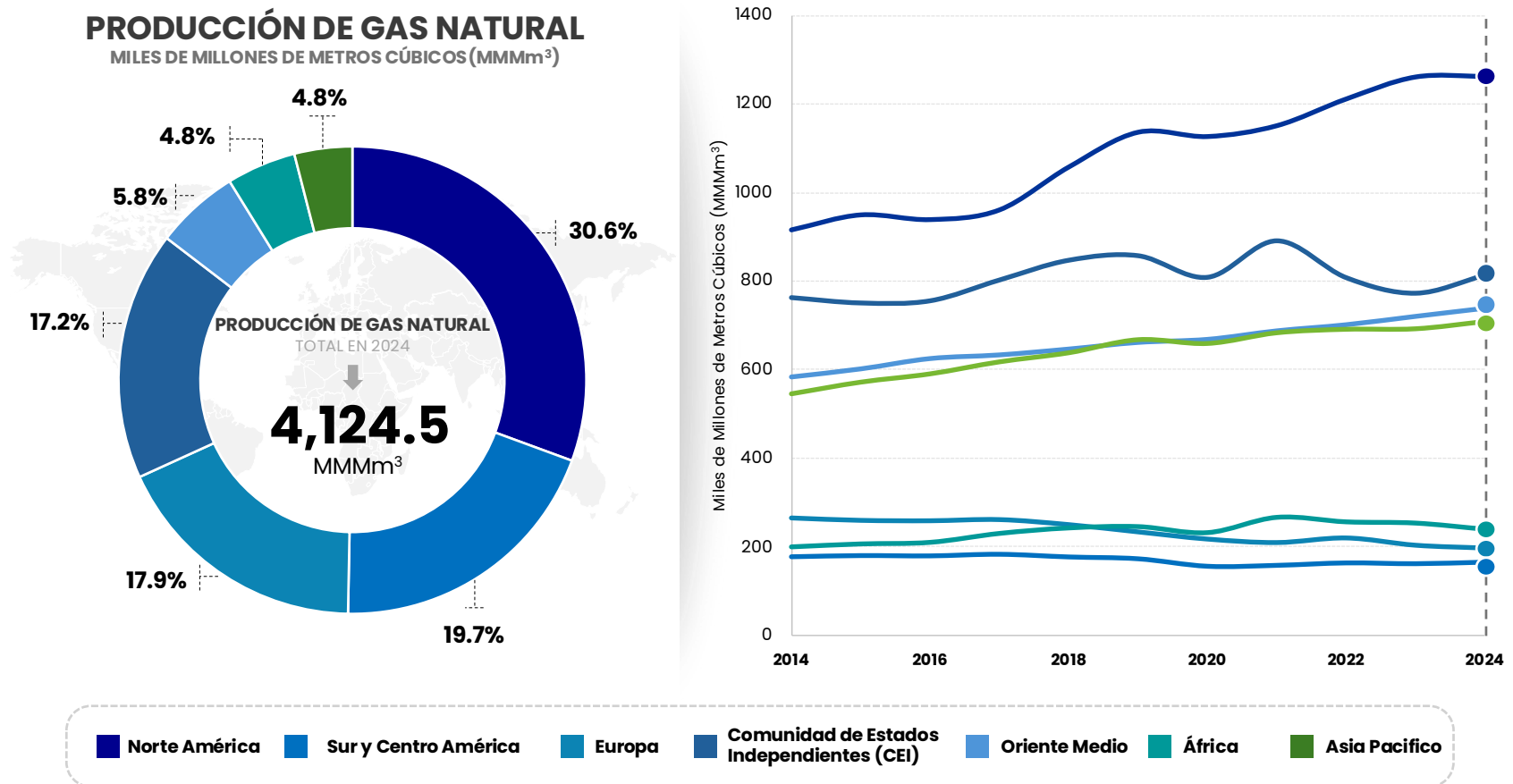


Figura 18. Producción de gas natural por regiones en el mundo.

Fuente: Elaboración propia con base en información de Energy Institute (2025) y Statistical Review of World Energy (2025).

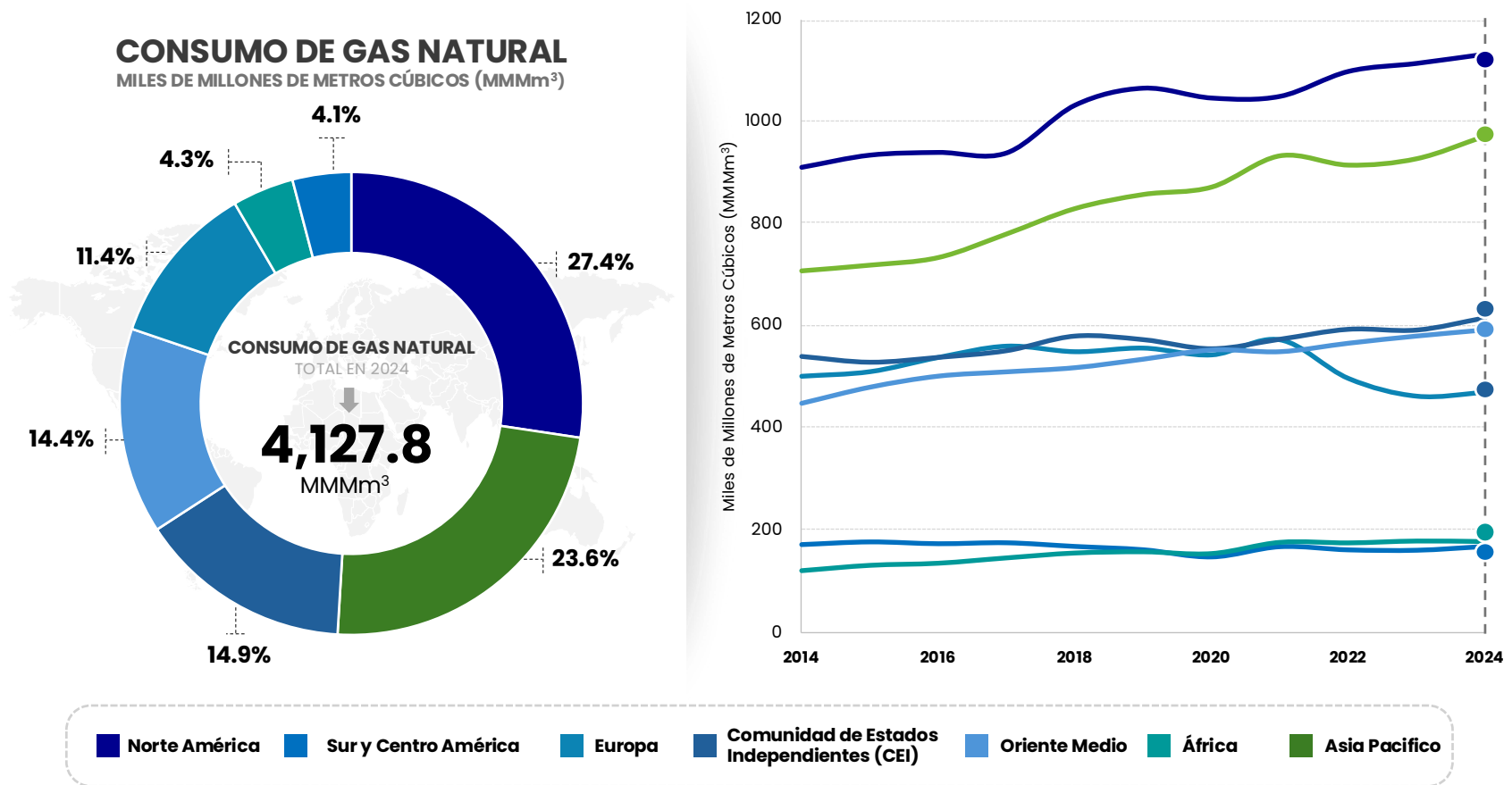


Figura 19. Consumo de gas natural por regiones en el mundo.

Fuente: Elaboración propia con base en información de Energy Institute (2025) y Statistical Review of World Energy (2025).

2.1.4 Principales países productores y consumidores de gas natural

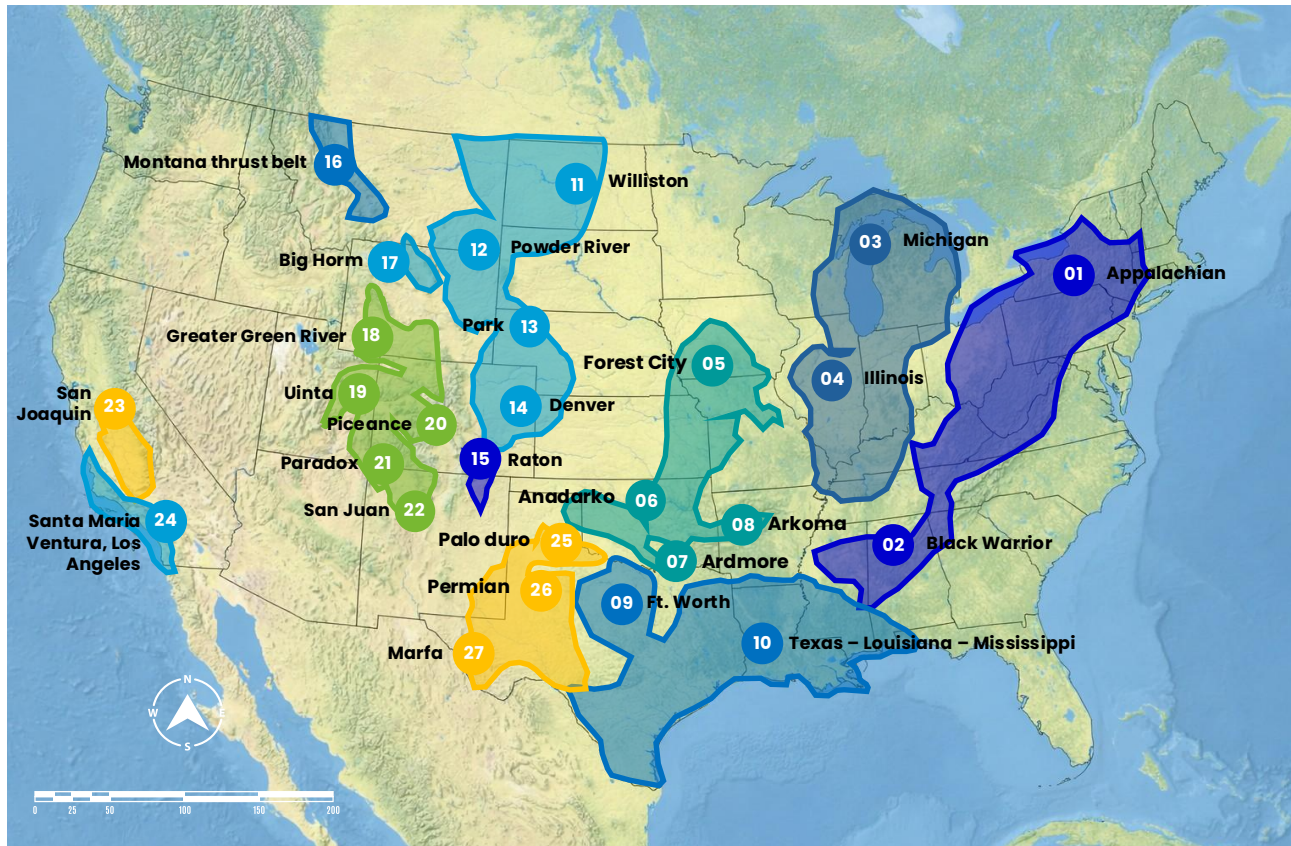
El análisis conjunto de la producción y el consumo de gas natural permite identificar a los principales países que concentran la oferta y la demanda de este energético a nivel mundial. En 2024, ambos indicadores se concentraron en un número limitado de países, los cuales desempeñan un papel central en la configuración de los flujos energéticos internacionales y en el funcionamiento del mercado global del gas natural.

- **Países productores de gas natural**

La producción mundial de gas natural se encuentra dominada por un grupo reducido de países que cuentan con una elevada disponibilidad del recurso, infraestructura desarrollada y acceso a los principales mercados de consumo.

En 2024, Estados Unidos se consolidó como el principal productor de gas natural, con una producción aproximada de 1,033 MMMm³, concentrada en cuencas sedimentarias clave como Permian, Appalachian, Anadarko y Williston, así como en plays no convencionales de gas natural como Marcellus, Utica, Haynesville y Eagle Ford. Esta producción se orienta tanto al mercado interno como a la exportación, mediante sistemas de gasoductos y Gas Natural Licuado (GNL). (U.S. Energy Information Administration, 2025)

Las **Figura 20** y **Figura 21** ilustran la distribución de las principales cuencas sedimentarias y plays productores de gas natural en Estados Unidos.



Principales cuencas sedimentarias en Estados Unidos

Estados Unidos cuenta con **más de 25 cuencas** sedimentarias.

La producción de gas natural se concentra principalmente en las cuencas de:

- 26 Permian
- 01 Appalachian
- 11 Williston
- 06 Anadarko
- 10 TX-LA-MS

Estas cuencas constituyen la base geológica de la producción nacional y respaldan el consumo interno y las exportaciones.

Figura 20. Principales cuencas sedimentarias en Estados Unidos.

Fuente: Elaboración propia con base en información de la U.S. Energy Information Administration (2025).

Distribución de los principales plays en Estados Unidos

Los plays de gas natural en Estados Unidos corresponden a áreas productivas dentro de cuencas sedimentarias



Destacan:

- 01 Marcellus
- 05 Haynesville-Bossier
- 07 Eagle Ford
- 06 Barnett
- 10 Bakken
- 09 Woodford

Estos plays concentran la producción **no convencional** del país y su actividad depende de **factores geológicos, tecnológicos y económicos**.

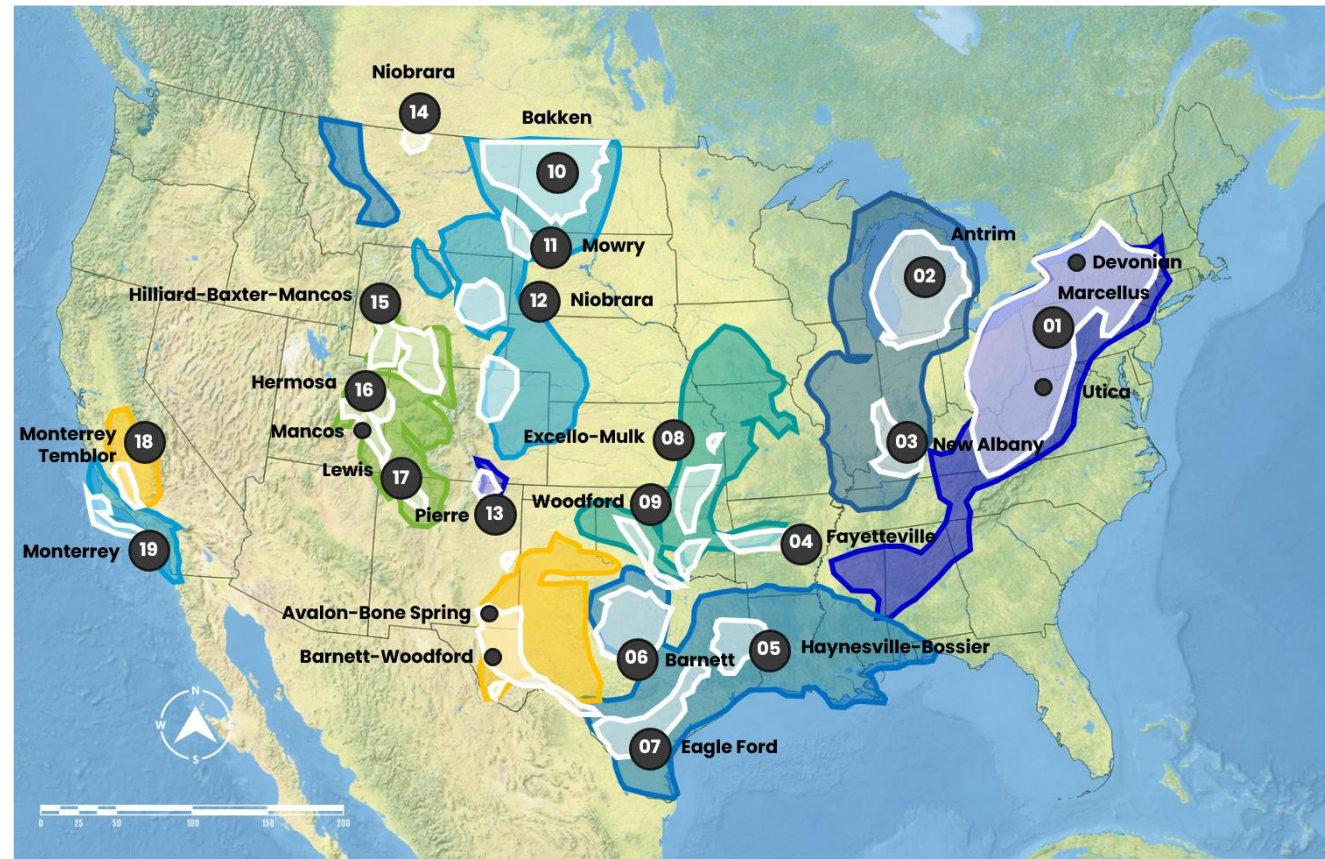


Figura 21. Principales plays en Estados Unidos.

Fuente: Elaboración propia con base en información de la U.S. Energy Information Administration (2025).

Rusia ocupó el segundo lugar en producción de gas natural en 2024, con alrededor de 629.9 MMMm³, sustentada principalmente en grandes cuencas de Eurasia, como Siberia Occidental, Yamal y Siberia Oriental. Esta producción ha estado históricamente orientada al abastecimiento de mercados regionales y europeos, mediante extensos sistemas de gasoductos. Le siguieron Irán y China, con producciones cercanas a 262.9 MMMm³ y 248.4 MMMm³, respectivamente, enfocadas principalmente al consumo interno para generación eléctrica, industria y usos residenciales. (World Population Review, 2024)

Otros productores relevantes incluyen a países que, además de atender sus mercados nacionales, participan activamente en el comercio internacional de gas natural, como Canadá, Arabia Saudita, Noruega, Argelia, Catar y Australia. Estos dos últimos destacan por su papel estratégico en el mercado global de Gas Natural Licuado (GNL), abasteciendo a regiones con alta demanda y limitada producción local.

En un contexto de guerras comerciales, el gas natural se ha convertido en un recurso estratégico, donde las decisiones de producción y comercio responden tanto a criterios económicos como geopolíticos. En este entorno, los países en vías de desarrollo intermedio requieren fortalecer alianzas estratégicas para reducir vulnerabilidades y mejorar su inserción en los mercados internacionales frente a economías con mayores capacidades tecnológicas y financieras.

- **Países consumidores de gas natural**

En términos de consumo, el gas natural desempeña un papel fundamental en los sistemas energéticos de las principales economías del mundo. En 2024, Estados Unidos encabezó el consumo mundial de gas natural, con aproximadamente 902.2

MMMm³, impulsado por su uso intensivo en la generación eléctrica, la industria y el sector residencial. (World Population Review, 2024)

Rusia y China, que reportaron consumos cercanos a 477 MMMm³ y 434.4 MMMm³ respectivamente, mantienen una relación comercial estratégica en materia de gas natural, sustentada en acuerdos bilaterales de largo plazo y en infraestructura dedicada al transporte, como el gasoducto *Power of Siberia*. (World Population Review, 2024)

Esta cooperación energética ha adquirido mayor relevancia en el contexto de la reconfiguración geopolítica del comercio internacional de gas natural, consolidando a China como un mercado clave para el gas ruso y explicando la creciente participación del gas natural en la generación eléctrica, el consumo residencial y los sistemas de calefacción en ambos países.

Otros países con niveles relevantes de consumo incluyen a Irán, Canadá, Arabia Saudita, Japón, Alemania, México y Emiratos Árabes Unidos, reflejando la importancia del gas natural tanto en economías productoras como en países con alta demanda energética. (World Population Review, 2024)

La **Figura 22** y **Figura 23** presentan la distribución geográfica de los principales países productores y consumidores de gas natural en 2024.

**PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES
DE GAS NATURAL EN EL MUNDO**
MILES DE MILLONES DE METROS CÚBICOS

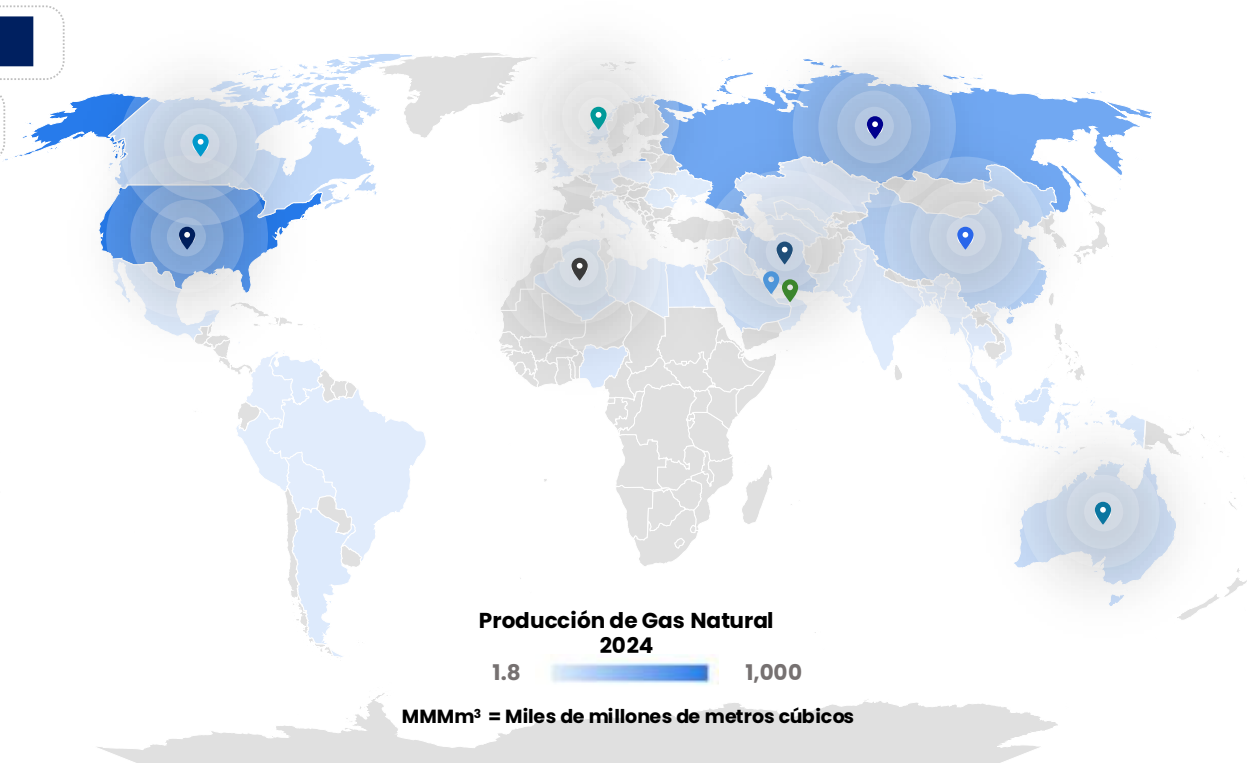
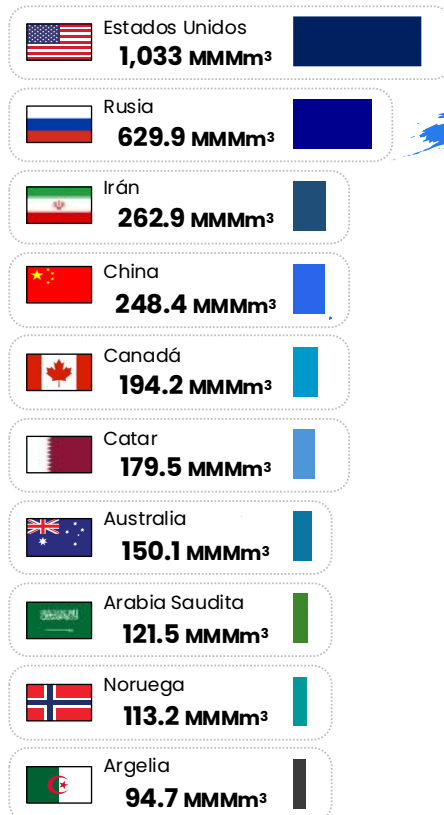


Figura 22. Principales países productores de gas natural en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de World Population Review (2024)

PRINCIPALES PAÍSES CONSUMIDORES DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

MILES DE MILLONES DE METROS CÚBICOS

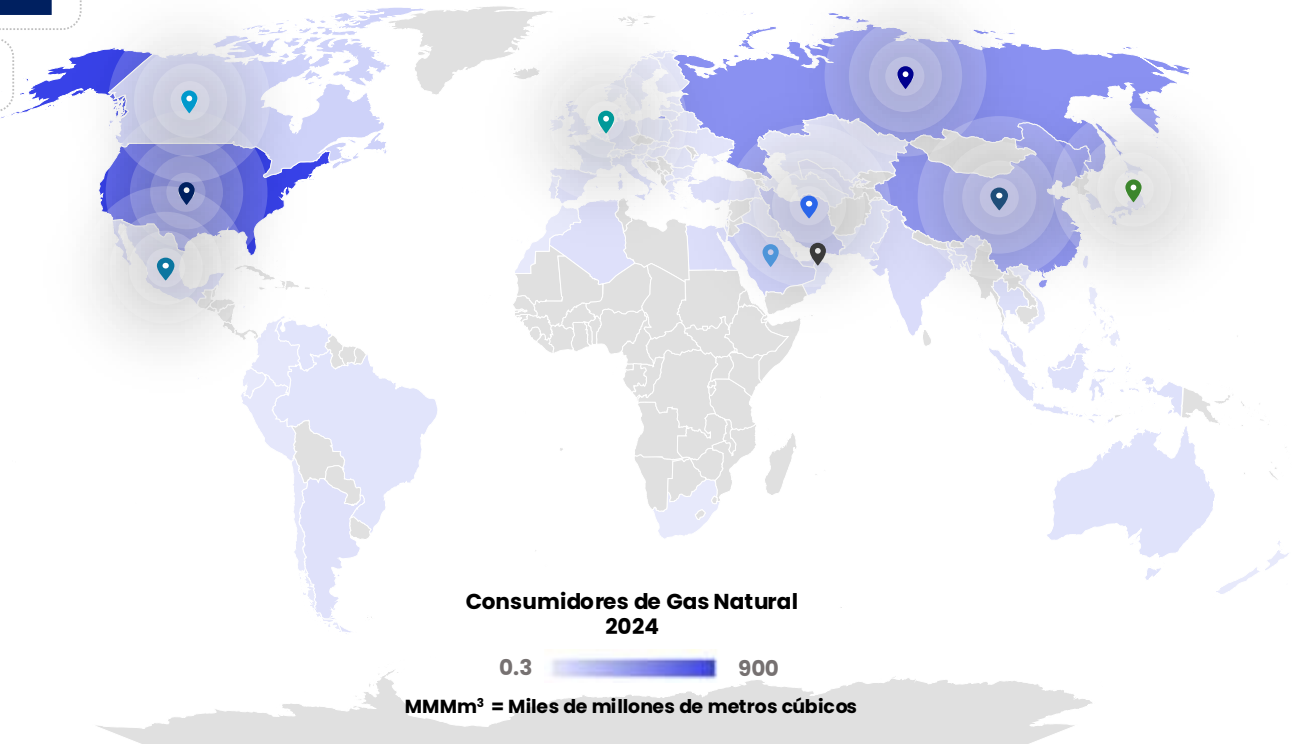
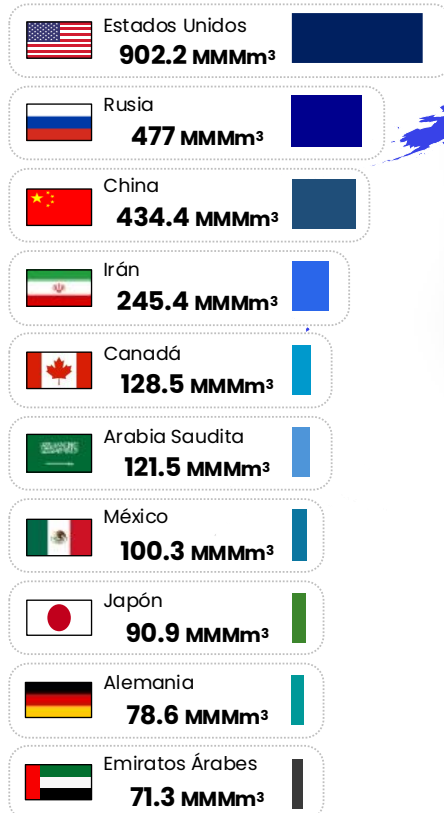


Figura 23. Principales países consumidores de gas natural en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de World Population Review (2024).

2.1.5 Principales países exportadores e importadores de gas natural

El comercio internacional de gas natural se divide a través de dos mecanismos principales, el primero de ellos a través del transporte por gasoductos y el segundo por el comercio marítimo de Gas Natural Licuado (GNL). Por ello, los volúmenes presentados integran los flujos comerciales de gas natural por gasoductos y Gas Natural Licuado (GNL) en 2024. (International Gas Union et al., 2025)

- **Principales países exportadores**

En los mayores volúmenes de exportación de gas natural destacan países como Rusia, Noruega, Estados Unidos y Qatar, los cuales abastecen tanto mercados regionales como internacionales. Mientras que Rusia y Noruega mantienen un papel relevante a través de gasoductos, Estados Unidos y Qatar han consolidado su presencia en el comercio global de GNL, ampliándose hacia Europa, Asia y América.

- **Principales países importadores**

En el lado de la demanda, países como China, Japón, Alemania, México y Corea del Sur figuran entre los principales importadores de gas natural, reflejando una dependencia significativa del suministro externo para cubrir su consumo interno. En Asia, el GNL constituye la principal vía de abastecimiento, mientras que en Europa persiste una combinación de importaciones por gasoductos y GNL, lo que evidencia la diversidad de estrategias de suministro y la importancia del gas natural dentro de sus sistemas energéticos.

La **Figura 24, Figura 25, Figura 26, Figura 27 y Figura 28** presentan la distribución de los principales flujos de exportación e importación de gas natural.

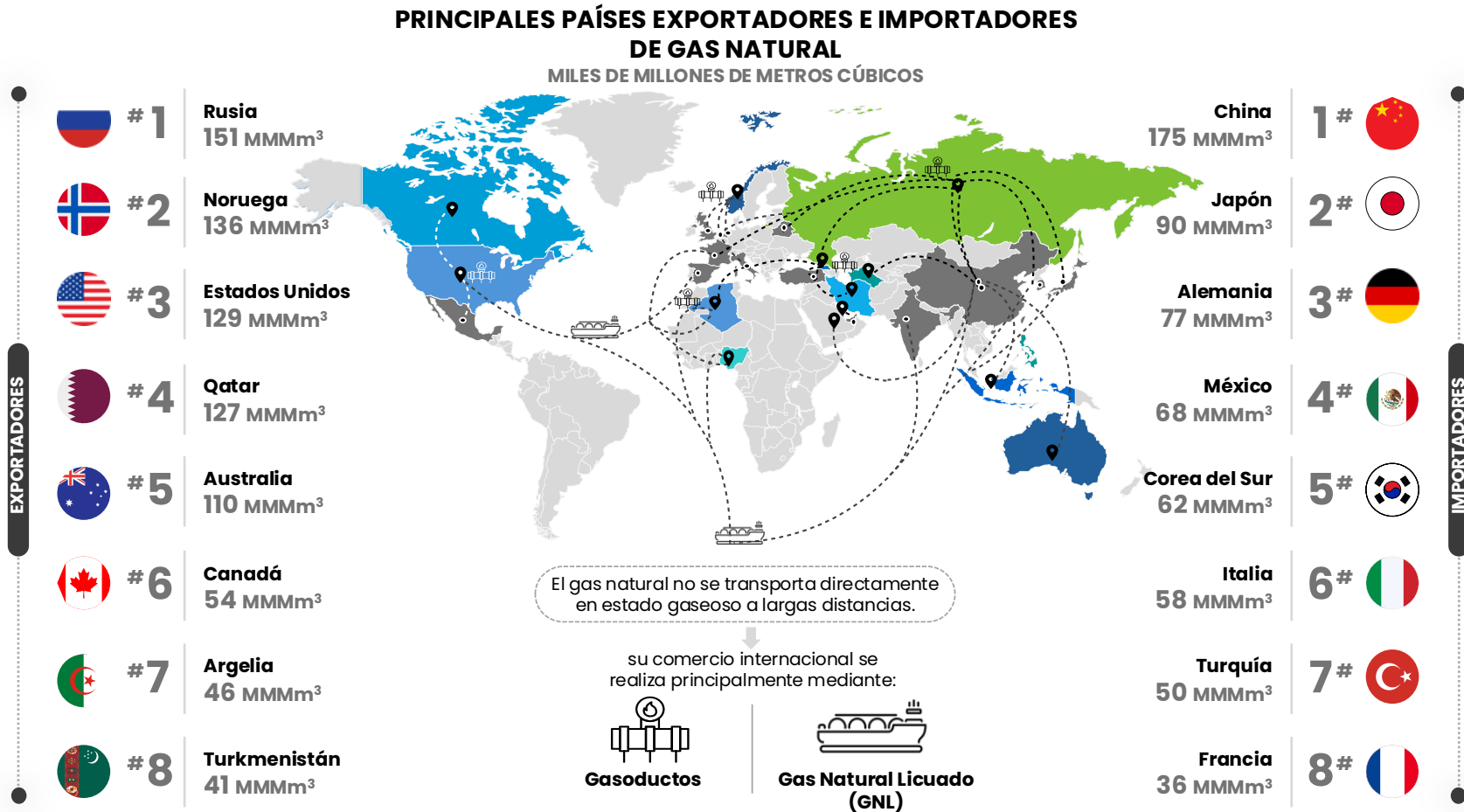


Figura 24. Principales países exportadores e importadores de gas natural en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de International Gas Union (2025).

**PRINCIPALES PAÍSES
EXPORTADORES
GAS NATURAL LICUADO (GNL)**

	#1	Estados Unidos 116 MMMm ³
	#2	Australia 110 MMMm ³
	#3	Qatar 106 MMMm ³
	#4	Rusia 43 MMMm ³
	#5	Malasia 36 MMMm ³
	#6	Nigeria 19 MMMm ³
	#7	Argelia 16 MMMm ³
	#8	Indonesia 15 MMMm ³

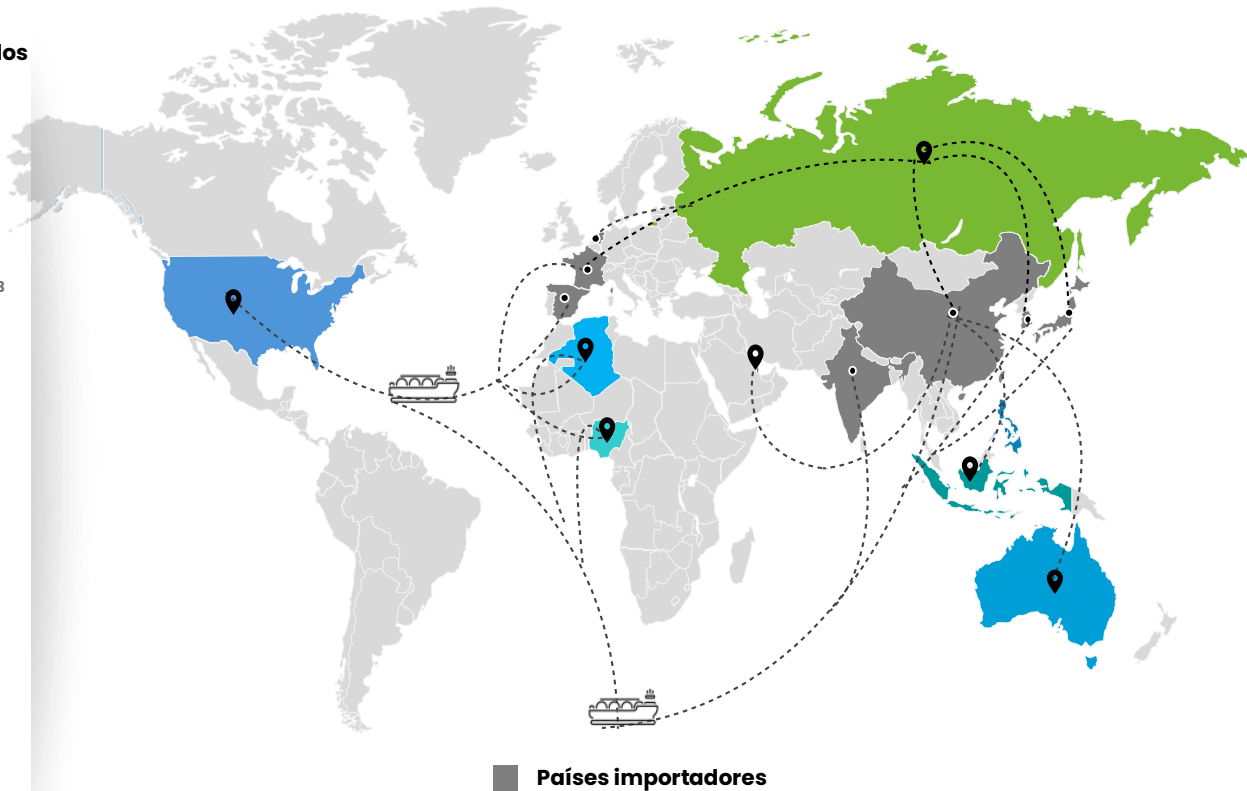


Figura 25. Principales países exportadores de Gas Natural Licuado (GNL) en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de International Gas Union (2025).

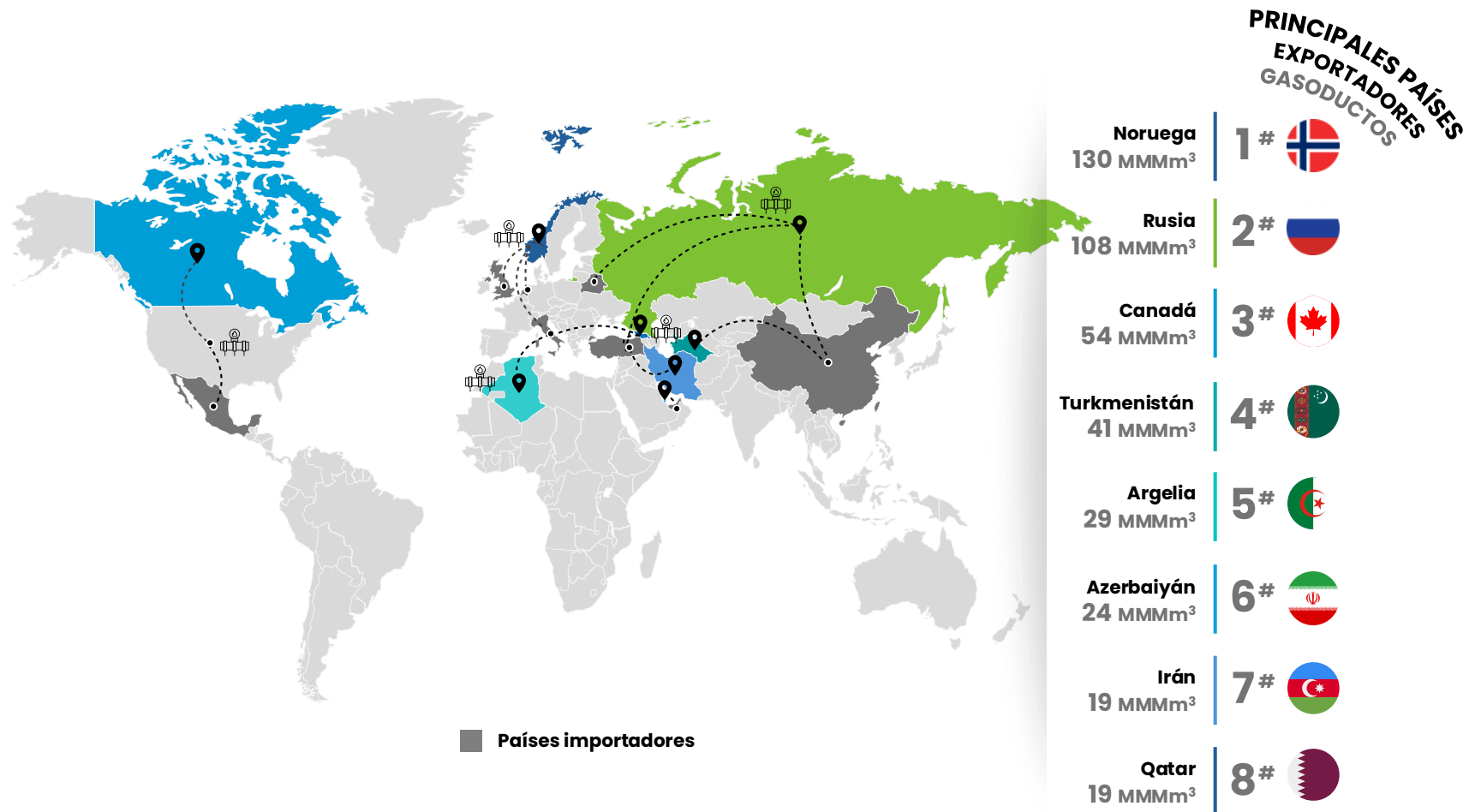


Figura 26. Principales países importadores de gas natural por gasoductos en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de International Gas Union (2025).

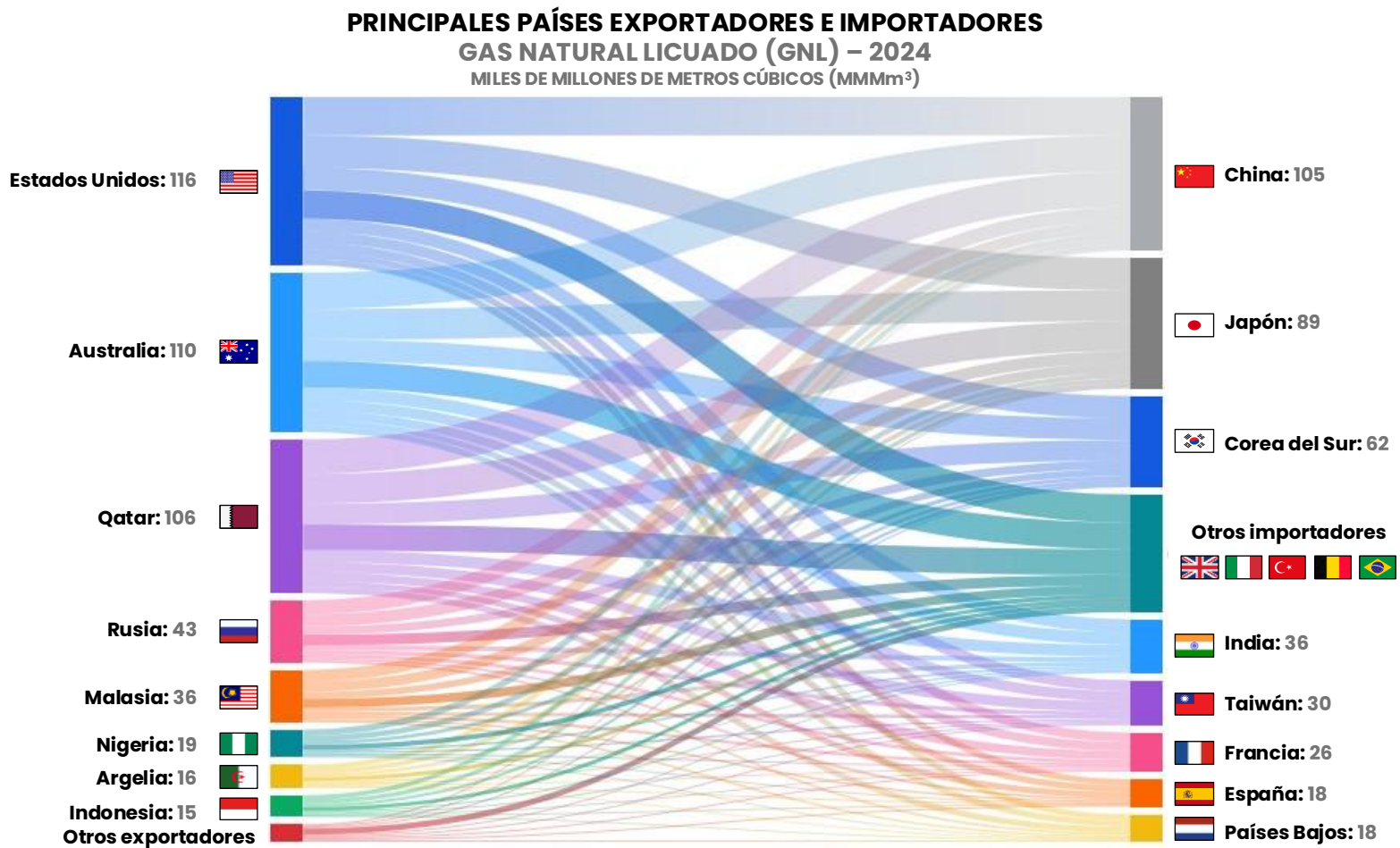


Figura 27. Principales flujos de exportación e importación de Gas Natural Licuado (GNL) en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de International Gas Union (2025)

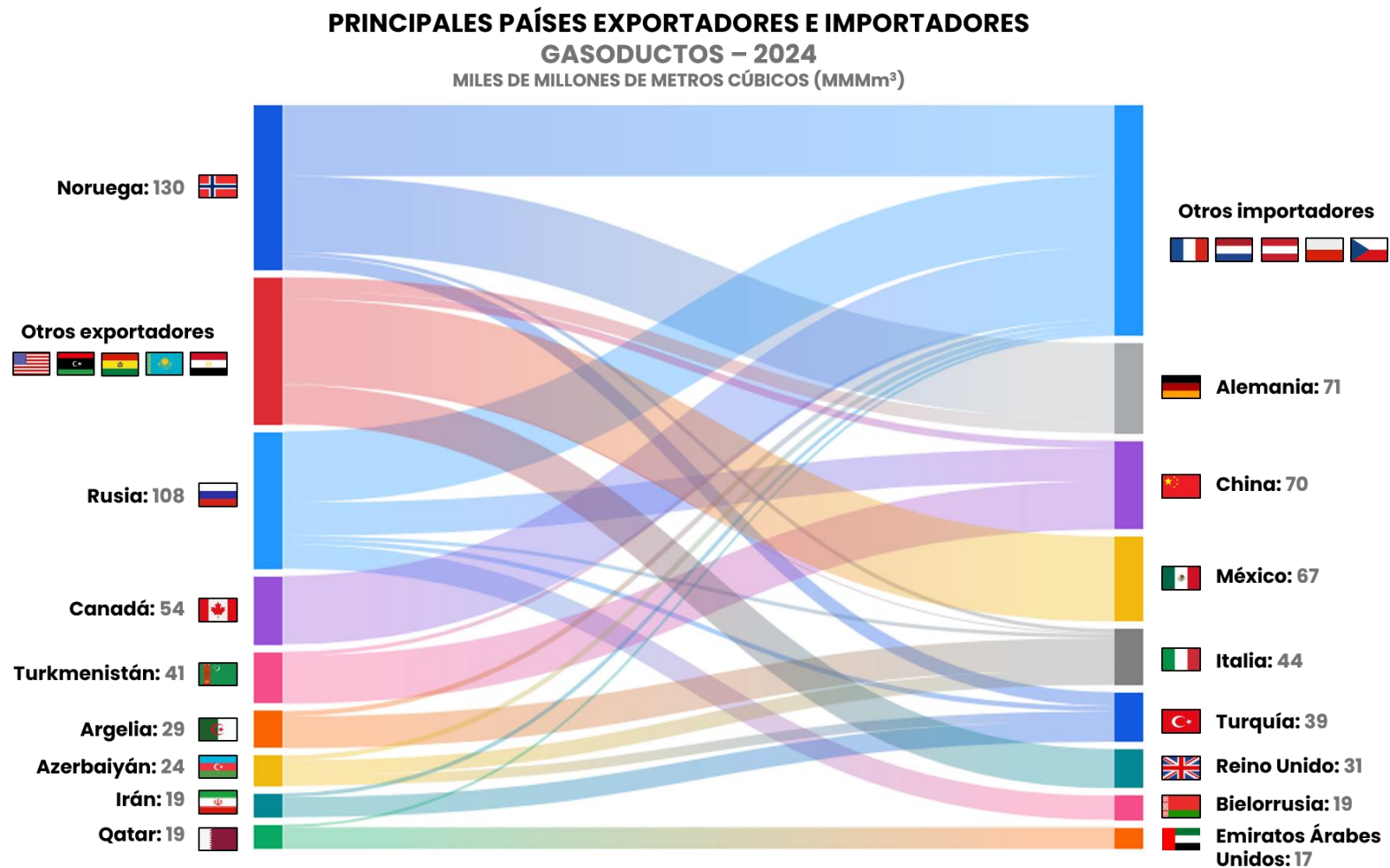


Figura 28. Principales flujos de exportación e importación de gas natural por gasoducto en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de International Gas Union (2025).

2.2 Panorama energético regional: América del Norte y Sur y Centroamérica

El análisis del sector energético a escala regional resulta fundamental para comprender las dinámicas estructurales que influyen en la disponibilidad, el uso y la comercialización de los recursos. Los sistemas energéticos no operan de manera aislada a nivel nacional, sino que se encuentran estrechamente vinculados a factores geográficos, económicos, tecnológicos y geopolíticos que se desarrollan dentro de un contexto regional.

Desde esta perspectiva, un análisis por región permite identificar patrones de producción, consumo e infraestructura, así como el grado de integración entre los mercados de distintos países.

En este marco, el análisis se centra en América del Norte y Sur y Centroamérica, regiones en las que se localizan México y Colombia, respectivamente. Ambos países se desarrollan dentro de entornos energéticos regionales con características distintas, mientras que México forma parte de un sistema energético altamente integrado en América del Norte, Colombia se encuentra en una región donde los sistemas energéticos presentan una mayor participación de fuentes renovables.

2.2.1 Gas natural como eje de seguridad energética en Estados Unidos

Durante las últimas décadas, Estados Unidos ha consolidado una posición dominante en el mercado de gas natural, resultado de avances tecnológicos, disponibilidad de recursos y una estrategia energética orientada a fortalecer su seguridad energética y su influencia en los mercados internacionales.

En América del Norte se observa un incremento sostenido en el uso del gas natural, acompañado de una reducción en la participación del carbón. Este proceso no

responde únicamente a consideraciones ambientales o de eficiencia energética, sino que se vincula con una estrategia de seguridad energética y posicionamiento geopolítico del país.

A partir de la crisis energética de la década de 1970, durante la administración de Richard Nixon, se impulsó el fortalecimiento de la producción nacional y el desarrollo de capacidades de almacenamiento estratégico, consolidado posteriormente en instrumentos como la Reserva Estratégica de Petróleo (*Strategic Petroleum Reserve*, SPR), orientada a garantizar el suministro en situaciones de emergencia, estabilizar precios y reducir la dependencia externa. Aunque este esquema fue concebido para el petróleo, su lógica se extendió progresivamente al gas natural. (Office of the Historian, s.f.)

Actualmente, esta estrategia se refleja en amplios sistemas de almacenamiento subterráneo, una producción masiva proveniente principalmente de yacimientos no convencionales, especialmente *shale gas*, y una creciente capacidad de exportación mediante gasoductos y Gas Natural Licuado (GNL). Esto ha permitido a Estados Unidos consolidar su autosuficiencia energética, influir en la formación de precios del gas natural y posicionarlo como un recurso estratégico.

Paralelamente, esta dinámica se tiene una visión geopolítica asociada a la *Doctrina Monroe*, mediante la cual el país ha buscado preservar su influencia económica y energética en el hemisferio occidental. Como resultado, el gas natural cumple una doble función, la primera asegurando el abastecimiento interno y la segunda proyectando poder económico hacia mercados externos, particularmente México, así como Europa y Asia (Casanueva, s.f.). La **Figura 29** muestra el papel del gas natural como eje de seguridad energética y poder geopolítico en Estados Unidos.

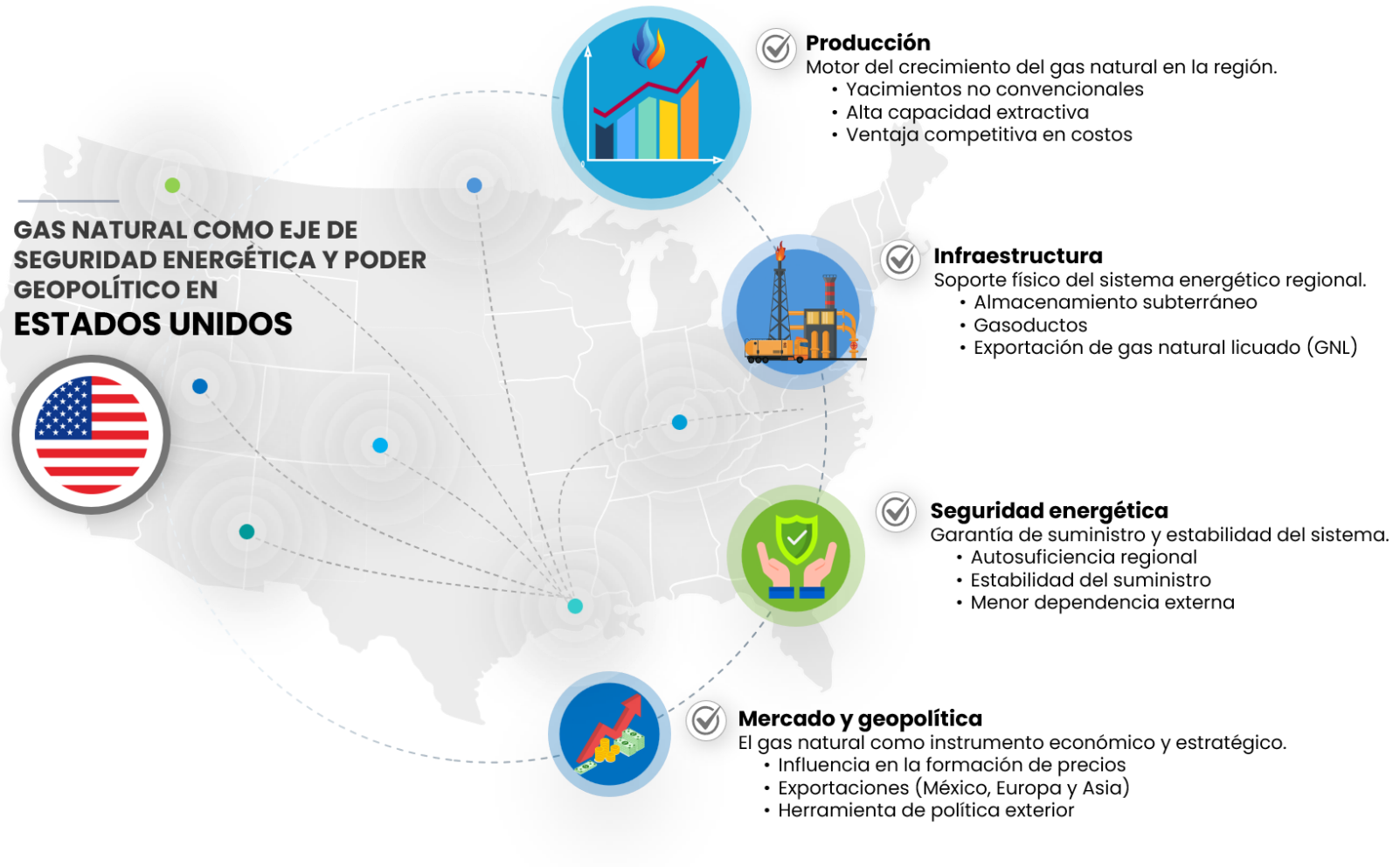


Figura 29. Gas natural como eje de seguridad energética y poder geopolítico en Estados Unidos.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

2.2.2 Composición de la matriz energética regional

La composición de la matriz energética regional permite identificar las principales fuentes que sustentan el suministro energético en cada región.

En América del Norte, el gas natural y el petróleo representan las fuentes predominantes, con participaciones cercanas al 36% y 35%, respectivamente, del suministro total de energía. Este predominio refleja tanto la amplia disponibilidad de recursos fósiles como el alto grado de desarrollo de infraestructura energética en la región. (International Energy Agency, s.f.)

En contraste, la matriz energética de Sur y Centroamérica presenta una estructura más diversificada, donde las fuentes renovables tienen una participación significativamente mayor. En particular, la energía hidroeléctrica y los biocombustibles desempeñan un papel relevante dentro del suministro energético regional, lo que refleja la disponibilidad de recursos naturales y las políticas orientadas hacia la diversificación de la matriz energética. (International Energy Agency, s.f.)

No obstante, el petróleo continúa siendo la principal fuente de energía en esta región, con una participación aproximada del 41%, mientras que el gas natural representa alrededor del 20% del suministro energético total.

2.2.3 Evolución de la matriz energética

El análisis de la evolución de la matriz energética entre 2000 y 2024 permite identificar cambios graduales en la participación de las distintas fuentes de energía en ambas regiones.

En América del Norte destaca el crecimiento sostenido del gas natural, cuya participación ha aumentado significativamente durante las últimas dos décadas. Este incremento se encuentra asociado principalmente al desarrollo de tecnologías de extracción no convencional en Estados Unidos y Canadá, así como a la sustitución progresiva del carbón en la generación eléctrica.

De forma paralela, se observa una reducción importante en la participación del carbón dentro del suministro energético regional, mientras que las fuentes renovables han registrado un crecimiento moderado.

En Sur y Centroamérica, por su parte, la matriz energética muestra una evolución más estable. Aunque el gas natural ha registrado un incremento gradual en su participación, las fuentes renovables, particularmente la hidroeléctrica, continúan desempeñando un papel fundamental dentro del suministro energético regional.

La **Figura 30** y **Figura 31** muestran la composición de la matriz energética y su evolución entre 2000 y 2024 en América del Norte y en Sur y Centroamérica respectivamente.

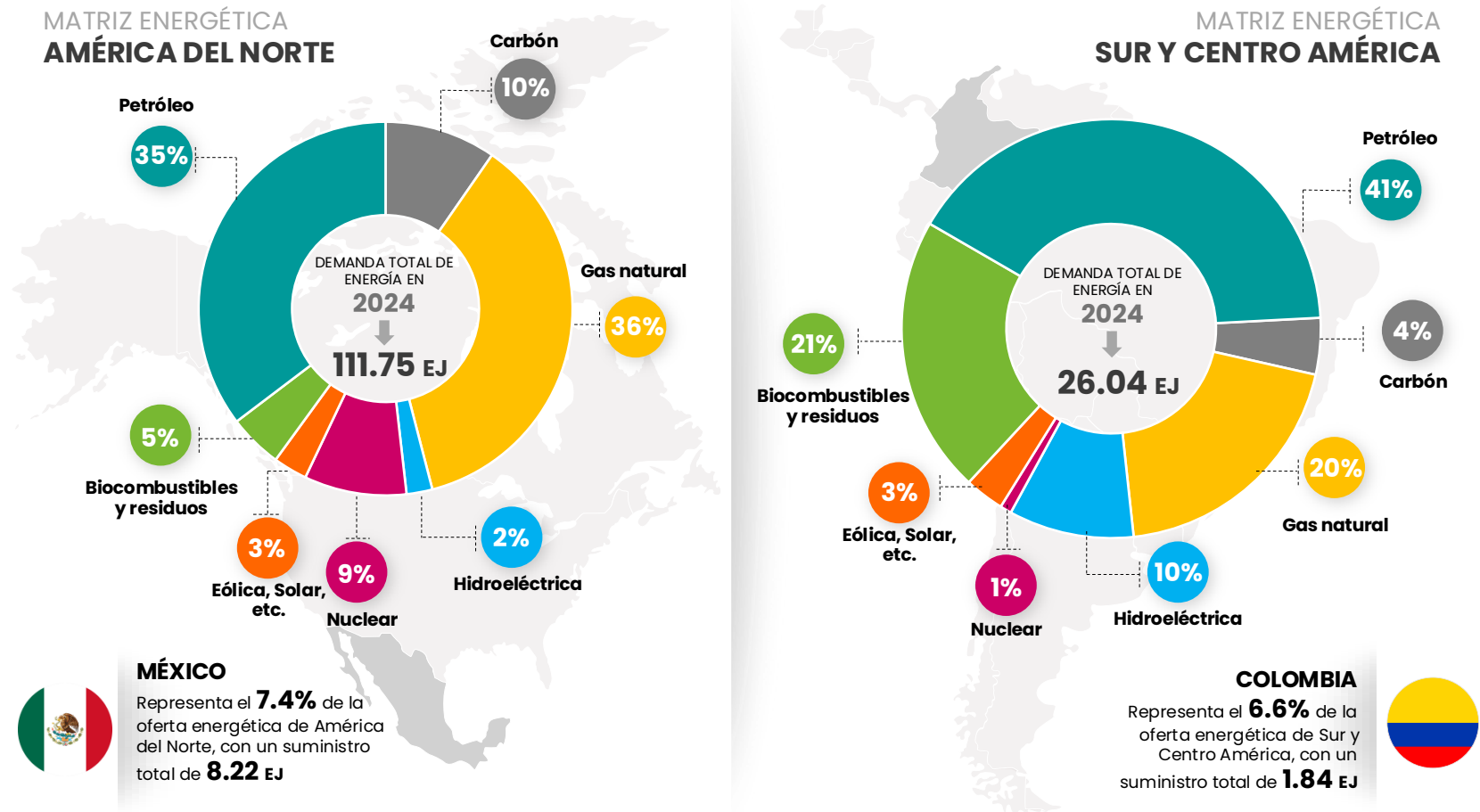
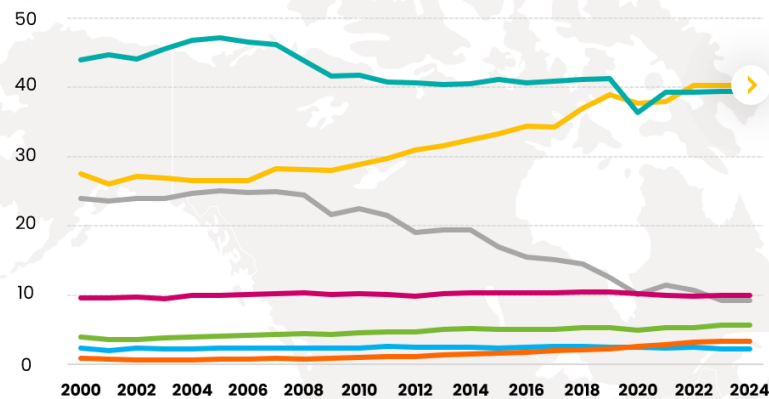


Figura 30. Matriz energética de América del Norte y de Centro y Sudamérica (2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA (2000–2024) | EJ

AMÉRICA DEL NORTE



Gas natural

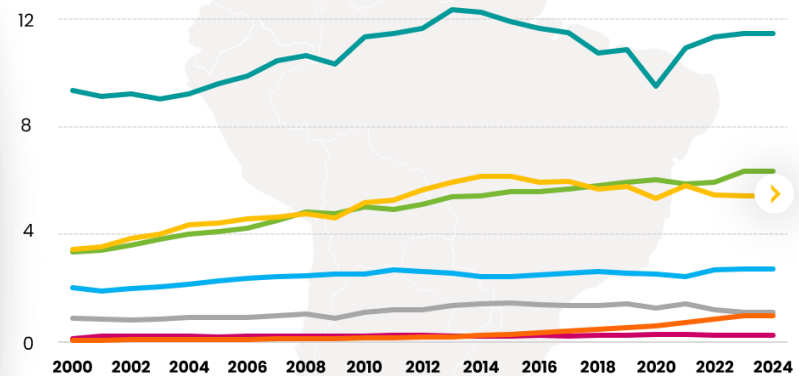
36%



Petróleo

35%

SUR Y CENTRO AMÉRICA



Petróleo

41%



Gas natural

20%



Petróleo

Gas natural

Carbón

Biocombustibles
y residuos

Nuclear

Hidroeléctrica

Eólica, Solar, etc.

Figura 31. Evolución de la matriz energética en América del Norte y en Centro y Sudamérica (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

2.2.4 Consumo final de gas natural por sector

El análisis del consumo final de gas natural permite identificar los sectores económicos que concentran la mayor demanda de este recurso energético. En ambas regiones, América del Norte y Sur y Centroamérica, el consumo de gas natural se concentra principalmente en el sector eléctrico e industrial, donde se utiliza como combustible para diversos procesos productivos y aplicaciones energéticas.

Así mismo, el sector residencial representa una participación relevante del consumo regional, particularmente en aplicaciones asociadas a calefacción y servicios energéticos domésticos.

2.2.5 Generación y consumo de electricidad

La generación y el consumo de electricidad constituyen indicadores clave para analizar el grado de desarrollo energético de una región. En América del Norte, la producción eléctrica se caracteriza por una fuerte participación del gas natural dentro de la matriz de generación.

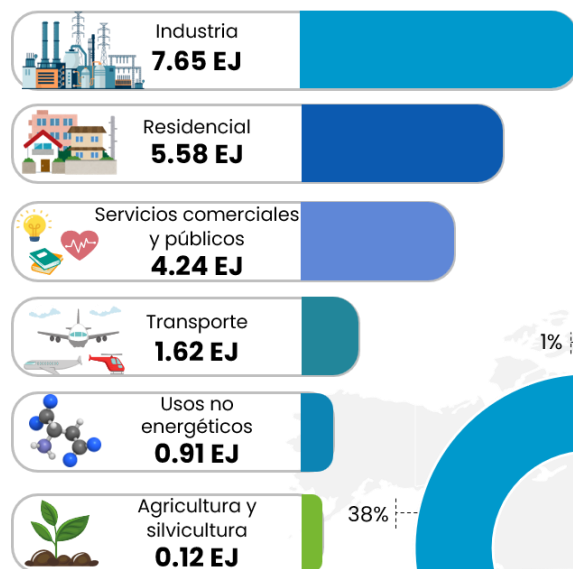
Por el contrario, en Sur y Centroamérica la generación eléctrica presenta una mayor diversificación, donde la energía hidroeléctrica ocupa una posición predominante dentro de la matriz eléctrica regional, complementada por otras fuentes como el gas natural y las energías renovables.

La **Figura 32** presenta el consumo final de gas natural por sector, mientras que la **Figura 33** y **Figura 34** se muestra el consumo de electricidad en América del Norte y en Sur y Centroamérica, respectivamente.

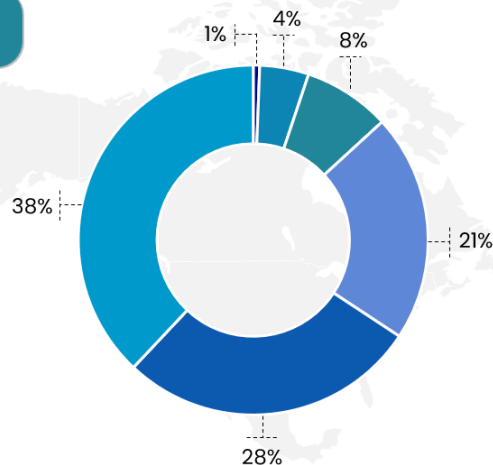
CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL POR SECTOR

2024 | EJ

✓ AMÉRICA DEL NORTE



El gas natural es una opción ampliamente utilizada para generar electricidad por su disponibilidad y menores emisiones de CO₂.



SUR Y CENTRO AMÉRICA ✓

El principal uso no energético del gas natural es la producción de productos químicos clave para la fabricación de fertilizantes y plásticos.

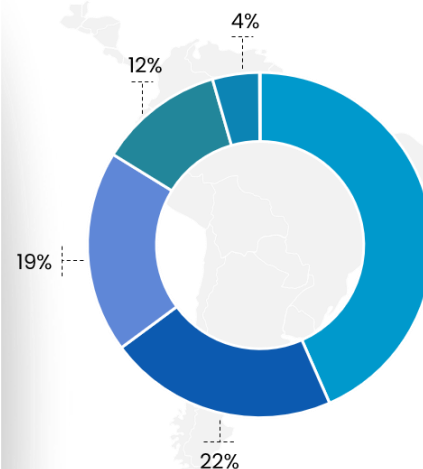
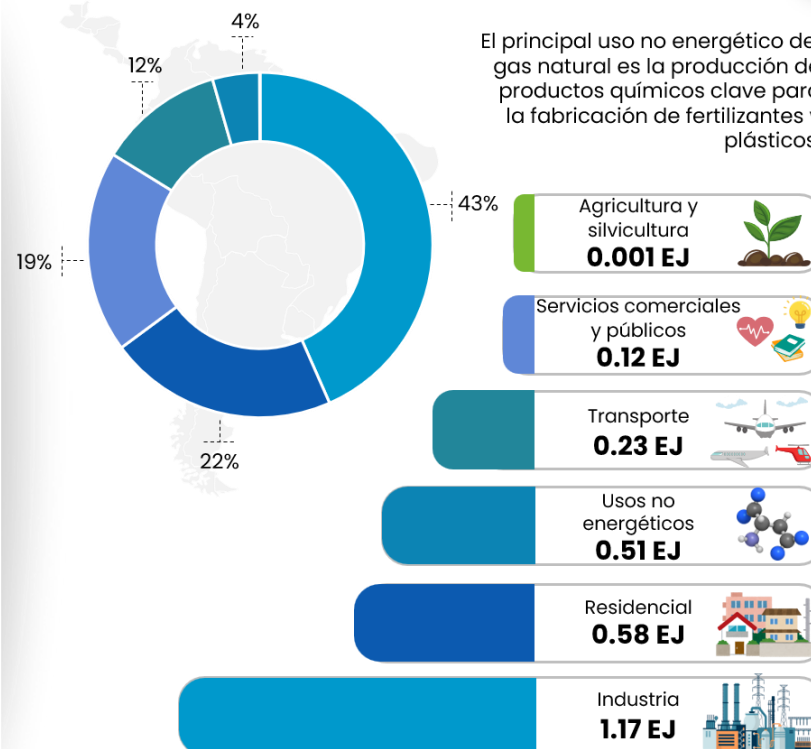


Figura 32. Consumo final de gas natural por sector en América del Norte y en Centro y Sudamérica (2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

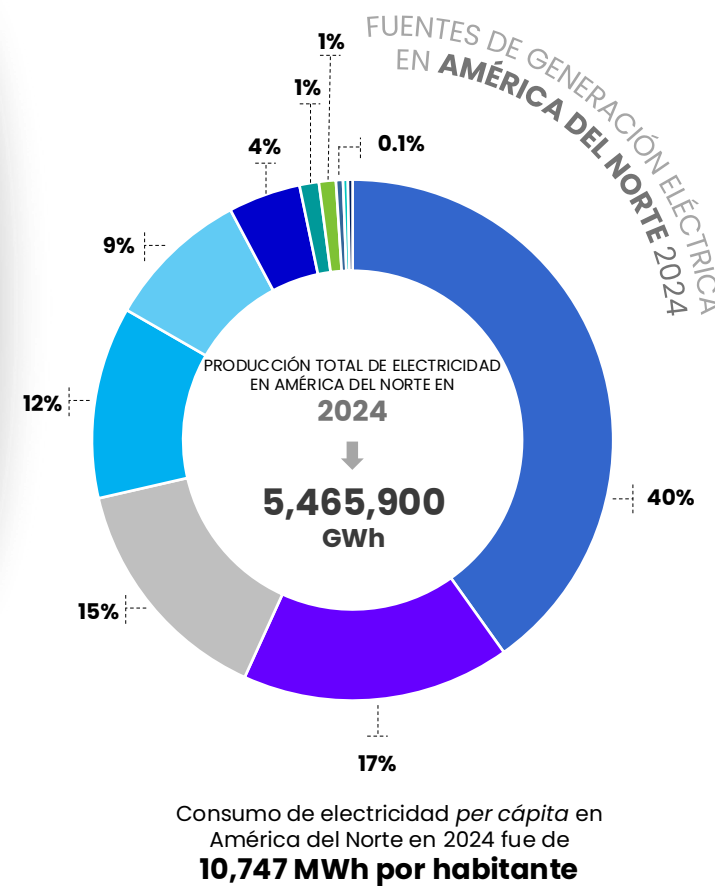
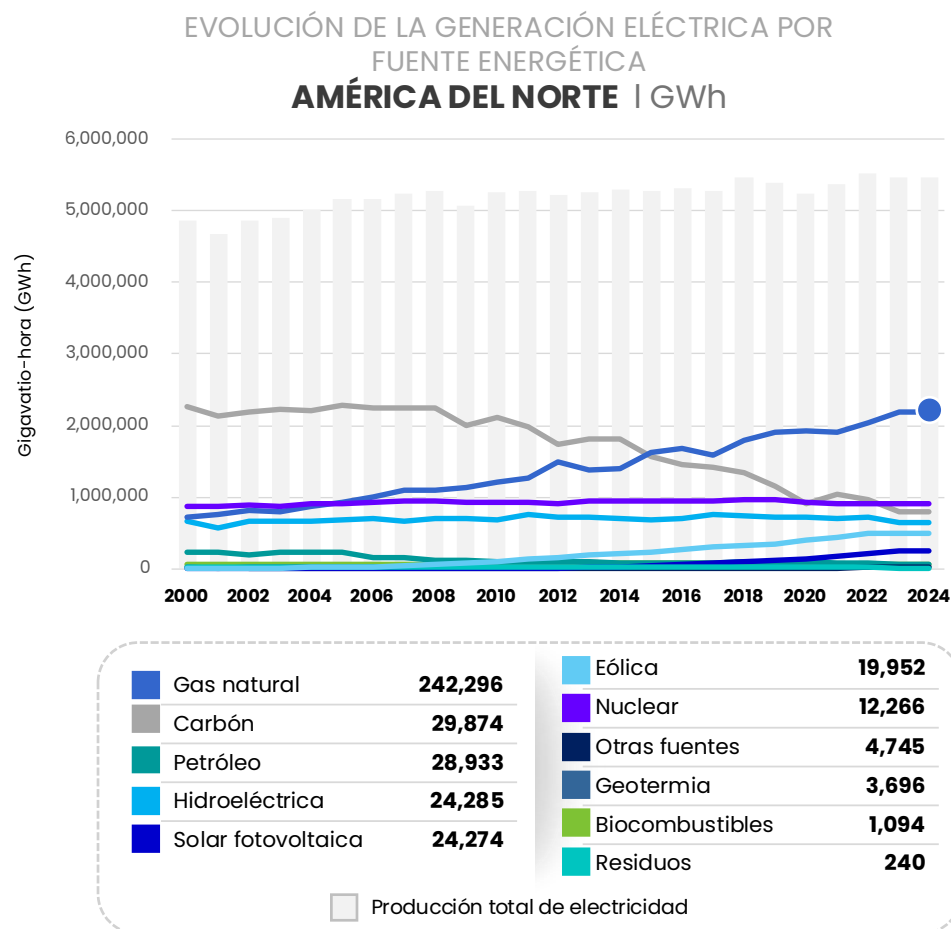


Figura 33. Generación y consumo de electricidad por fuente en América del Norte (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

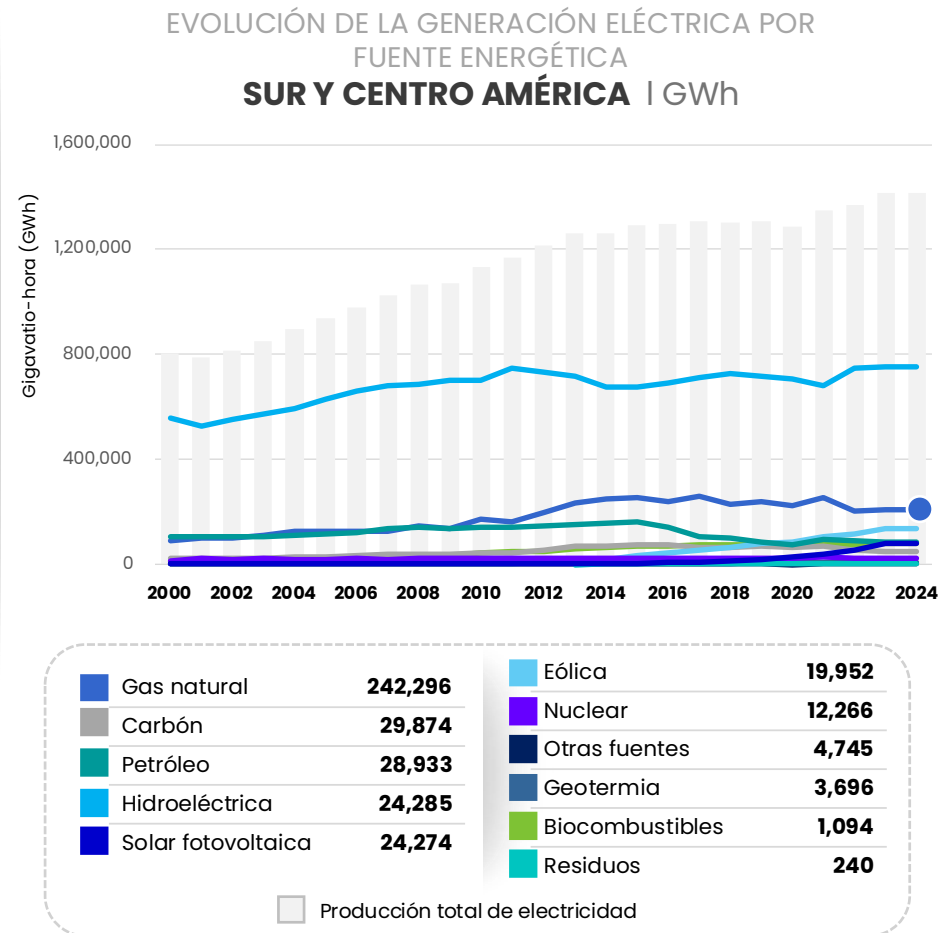
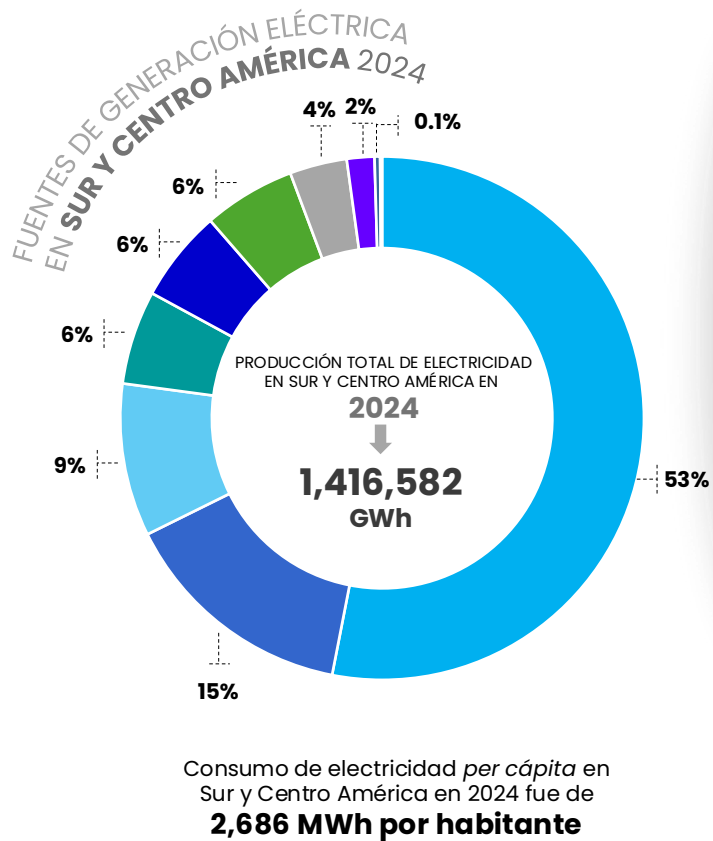


Figura 34. Generación y consumo de electricidad por fuente en Sur y Centroamérica (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

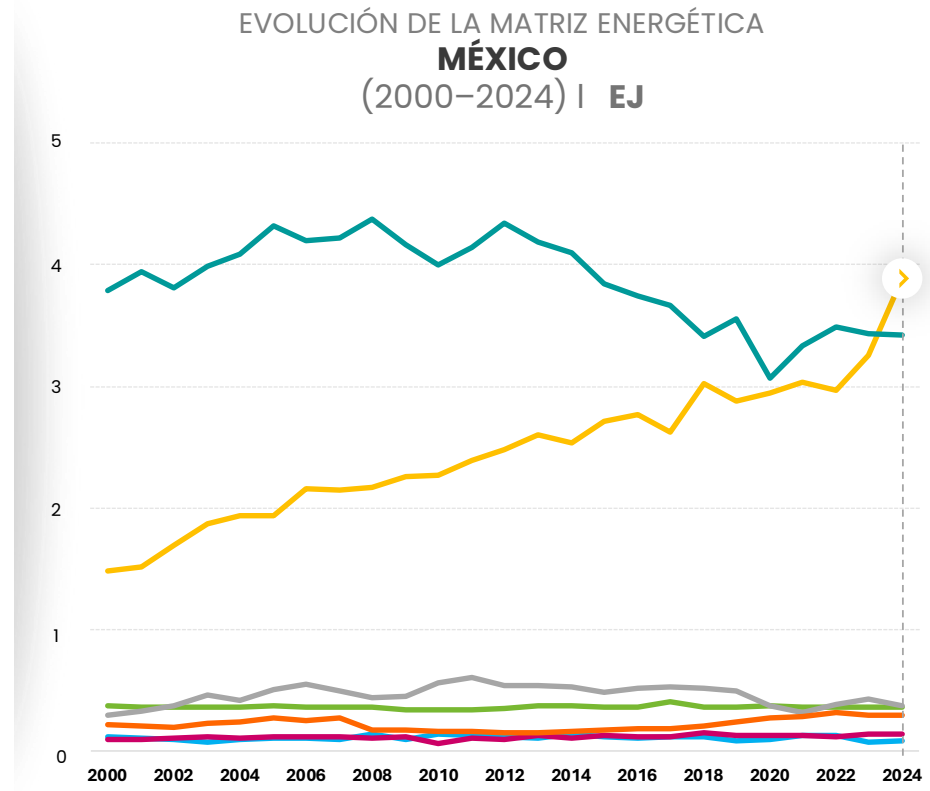
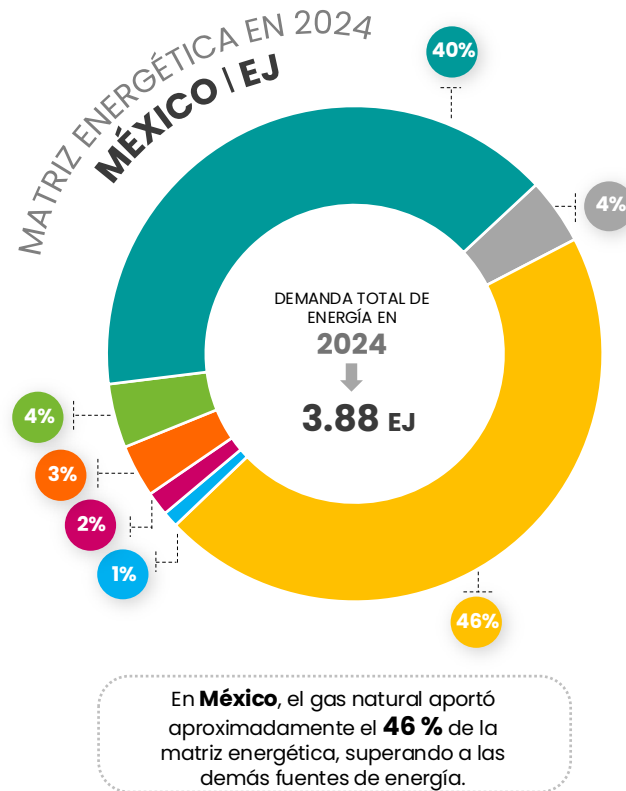
2.3 Panorama energético en México

En México, el gas natural ocupa una posición central dentro del sistema energético, tanto por su peso en la matriz como por su uso transversal en distintos sectores de la economía. Su importancia responde a una elevada demanda interna, su competitividad como energético y su amplia aplicación en actividades industriales, eléctricas y de consumo final. (International Energy Agency, 2024)

Esta dinámica ha consolidado al gas natural como energético base del país, con implicaciones directas en la seguridad del suministro y la planeación energética, lo cual se refleja en la estructura de la matriz energética y en la distribución sectorial del consumo final:

- El gas natural constituye la principal fuente energética del país, con una participación cercana al 46% de la matriz energética, lo que refleja su relevancia dentro del suministro energético nacional.
- El consumo final se concentra mayoritariamente en la generación eléctrica a través de ciclo combinado, así como en el sector industrial, asociado a procesos térmicos, y esquemas de autoconsumo energético.
- Los sectores residenciales y de servicios comerciales y públicos presentan una participación menor, mientras que los usos no energéticos y el transporte mantienen un peso marginal dentro del consumo final.

La **Figura 35**, **Figura 36** y **Figura 37** ilustran la matriz energética, su evolución y la distribución del consumo de gas natural por sector, así como el comportamiento del consumo eléctrico.



■ Petróleo
 ■ Gas natural
 ■ Carbón
 ■ Biocombustibles y residuos
 ■ Nuclear
 ■ Hidroeléctrica
 ■ Eólica, Solar, etc.

Figura 35. Matriz energética y evolución del consumo energético en México (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL POR SECTOR

MÉXICO

2024 | EJ

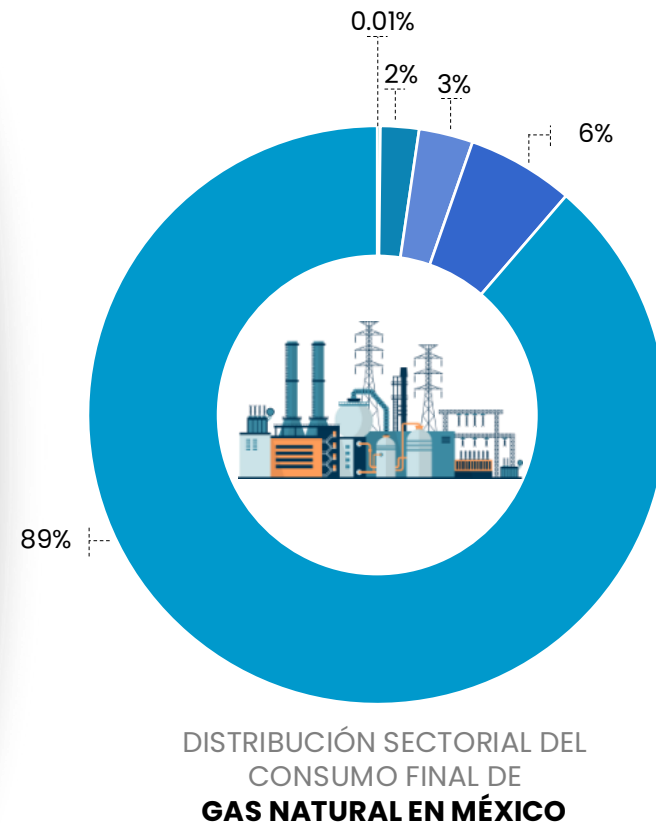
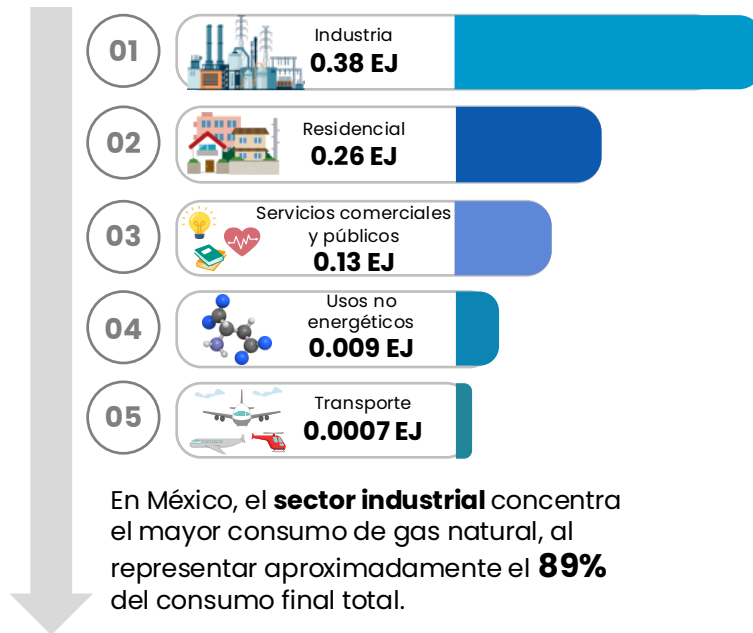
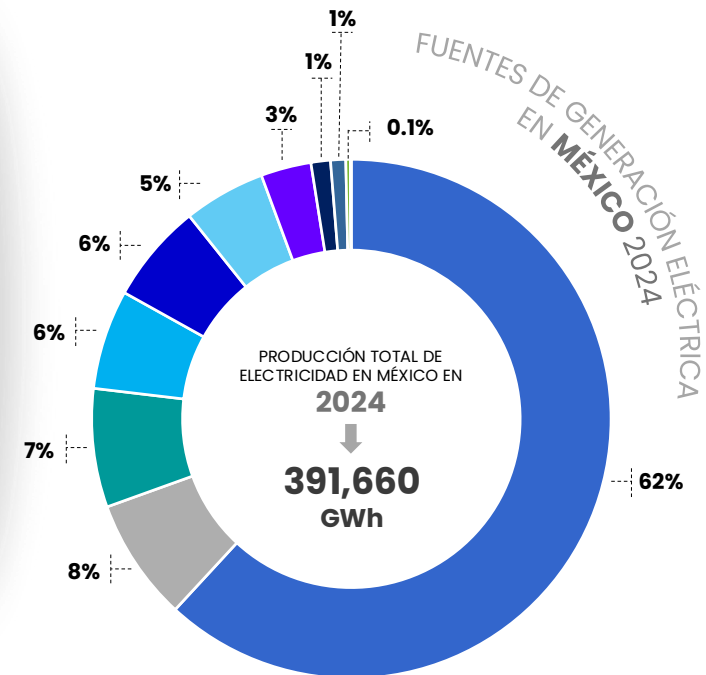
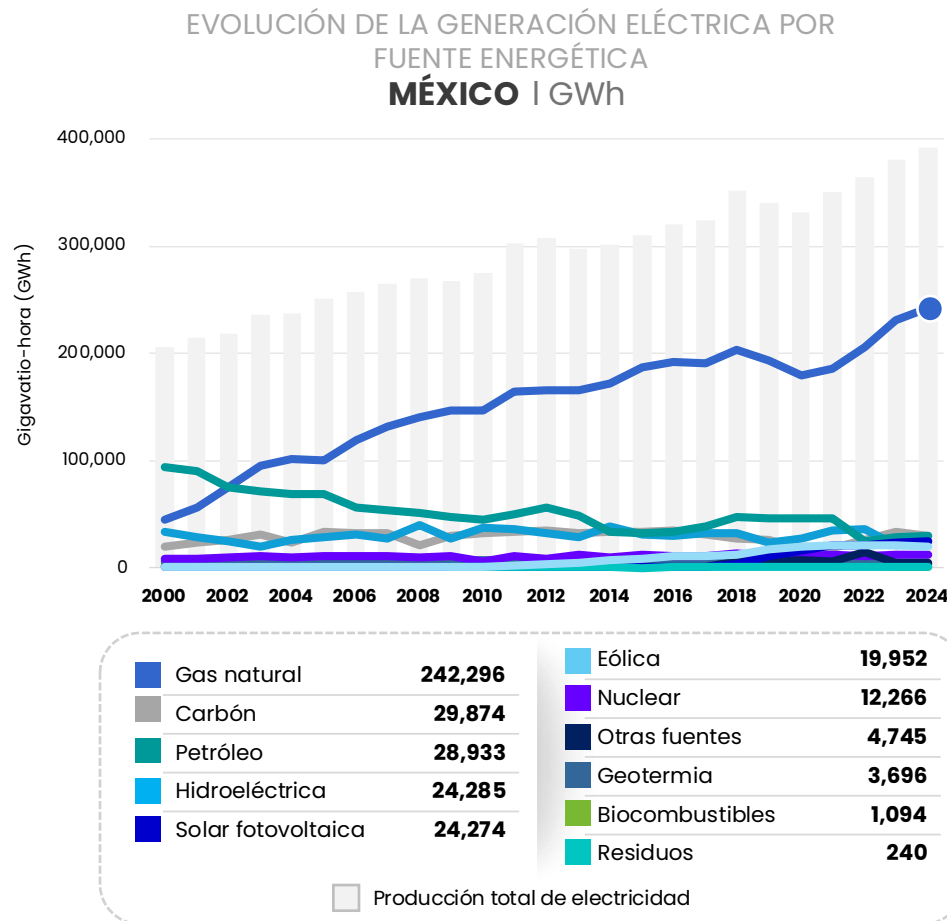


Figura 36. Consumo final de gas natural por sector en México (2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).



Consumo de electricidad per cápita en México en 2024 fue de
2.675 MWh por habitante
Refleja el nivel promedio de uso de electricidad asociado al desarrollo económico y al acceso a servicios energéticos.

Figura 37. Producción y consumo de electricidad en México por fuente de generación (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

2.4 Panorama del gas natural en México

Ahora bien, el análisis del gas natural en México se centra en la distribución geográfica de sus reservas y producción, la concentración de estas en determinadas provincias petroleras y campos estratégicos, así como en la evolución reciente del balance entre producción, consumo y flujos comerciales. Estos elementos permiten caracterizar la estructura actual del mercado de gas natural en el país y los principales retos asociados a su desarrollo y abastecimiento.

2.4.1 Principales cuencas productoras de gas natural en México

Las reservas y la producción de gas natural en México se concentran en provincias petroleras con condiciones geológicas favorables y desarrollo de infraestructura para su aprovechamiento. Al 1 de enero de 2024, el país registró aproximadamente 12,297 MMMpc de reservas probadas (1P). Considerando una producción promedio de 4,452 MMpcd, la vida remanente del gas natural se estima en alrededor de 7.6 años, bajo el supuesto de un nivel de producción constante. (Secretaría de Energía, 2024)

Las provincias con mayor relevancia en términos de reservas y producción incluyen Burgos, Tampico–Misantla, Veracruz, Cuencas del Sureste y el Golfo de México, tanto en ambientes terrestres como marinos.

La provincia de Burgos destaca por su producción de gas no asociado, mientras que las Cuencas del Sureste y el Golfo de México concentran la mayor parte de las reservas, principalmente asociadas a campos productores de hidrocarburos líquidos, donde alrededor del 85% del gas es asociado y el 15% no asociado. Veracruz y Tampico–Misantla también aportan volúmenes relevantes, particularmente en áreas terrestres y campos maduros, como se muestra en la **Figura 38** y **Figura 39**.

Principales provincias petroleras con Reservas de gas natural en México

Al 1 de enero de 2024, México cuenta con **12,297 MMMpc** de reservas probadas (IP) de gas natural, distribuidas en distintas provincias petroleras del país.

- 01 Sabina-Burro-Picachos
- 02 Burgos
- 03 Tampico-Misantla
- 04 Veracruz
- 05 Cuencas del Sureste
- 06 Golfo de México

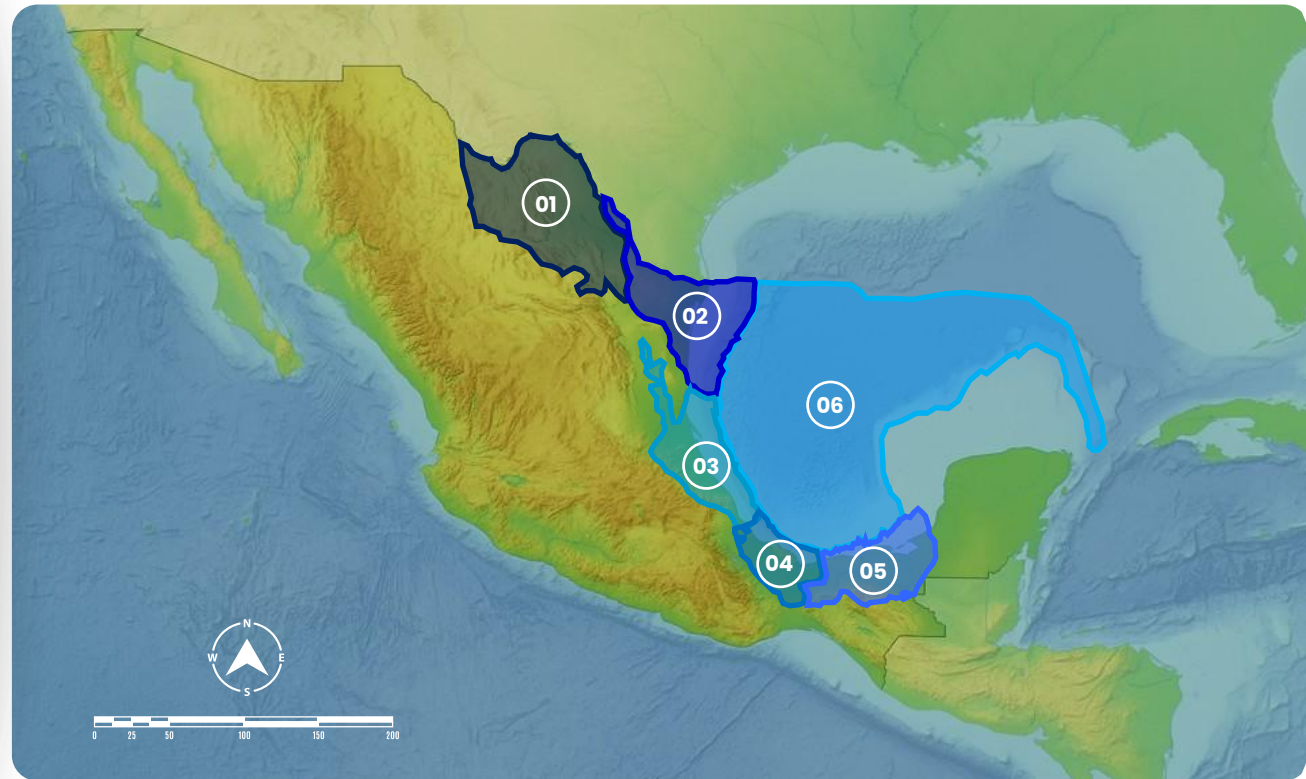


Figura 38. Reservas probadas (IP) de gas natural en México por provincia petrolera en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía (2024).

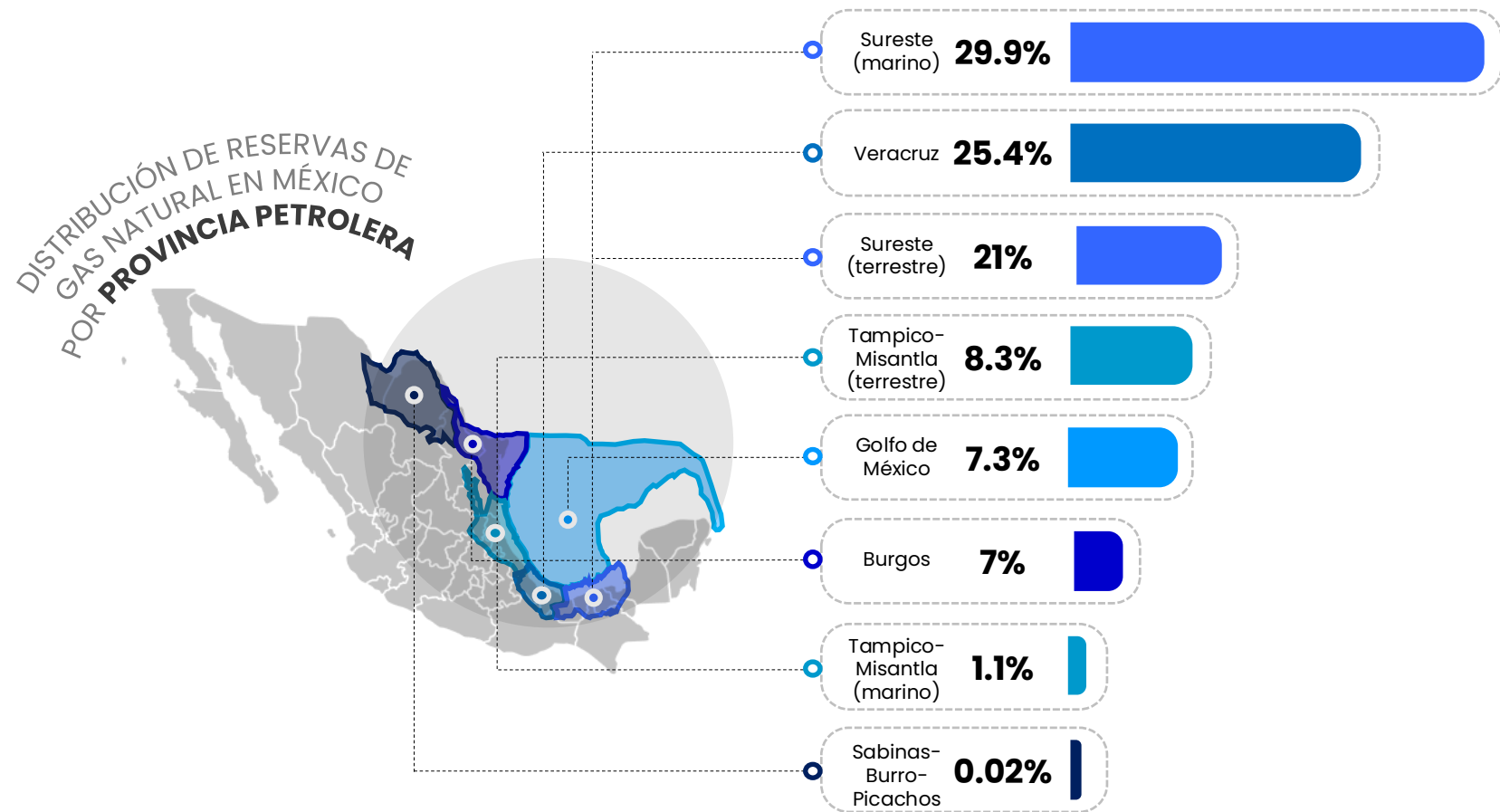


Figura 39. Distribución de las reservas de gas natural en México por provincia petrolera.

Fuente: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía (2024).

2.4.2 Principales campos de gas natural con reservas 1P en México

A nivel de campo, las reservas probadas (1P) de gas natural en México se encuentran concentradas en un número relativamente reducido de yacimientos, lo que refleja una estructura de reservas con fuerte dependencia de campos específicos. Entre los principales campos con reservas probadas destacan Ixachi, Akal, Quesqui, Lakach, Trión, Maloob, Onel, May, Ichalkil y Etkal. (Secretaría de Energía, s.f.)

El campo Ixachi se posiciona como el principal campo de gas natural en términos de reservas probadas, consolidándose como un activo estratégico para el suministro nacional. Le siguen Akal y Quesqui, que aportan volúmenes significativos de gas natural, principalmente asociado a la producción de petróleo.

Por su parte, campos como Lakach y Trión, ubicados en aguas profundas del Golfo de México, representan recursos relevantes para el desarrollo futuro del gas natural en el país, aunque su aprovechamiento enfrenta importantes retos técnicos, económicos y de infraestructura.

La concentración de reservas en estos campos resalta la importancia de su adecuada gestión y desarrollo, así como la necesidad de diversificar las fuentes de suministro mediante nuevos proyectos de exploración y producción.

La **Figura 40** presenta los diez campos con mayores reservas probadas (1P) de gas natural en México, así como su localización geográfica y la magnitud relativa de sus reservas.

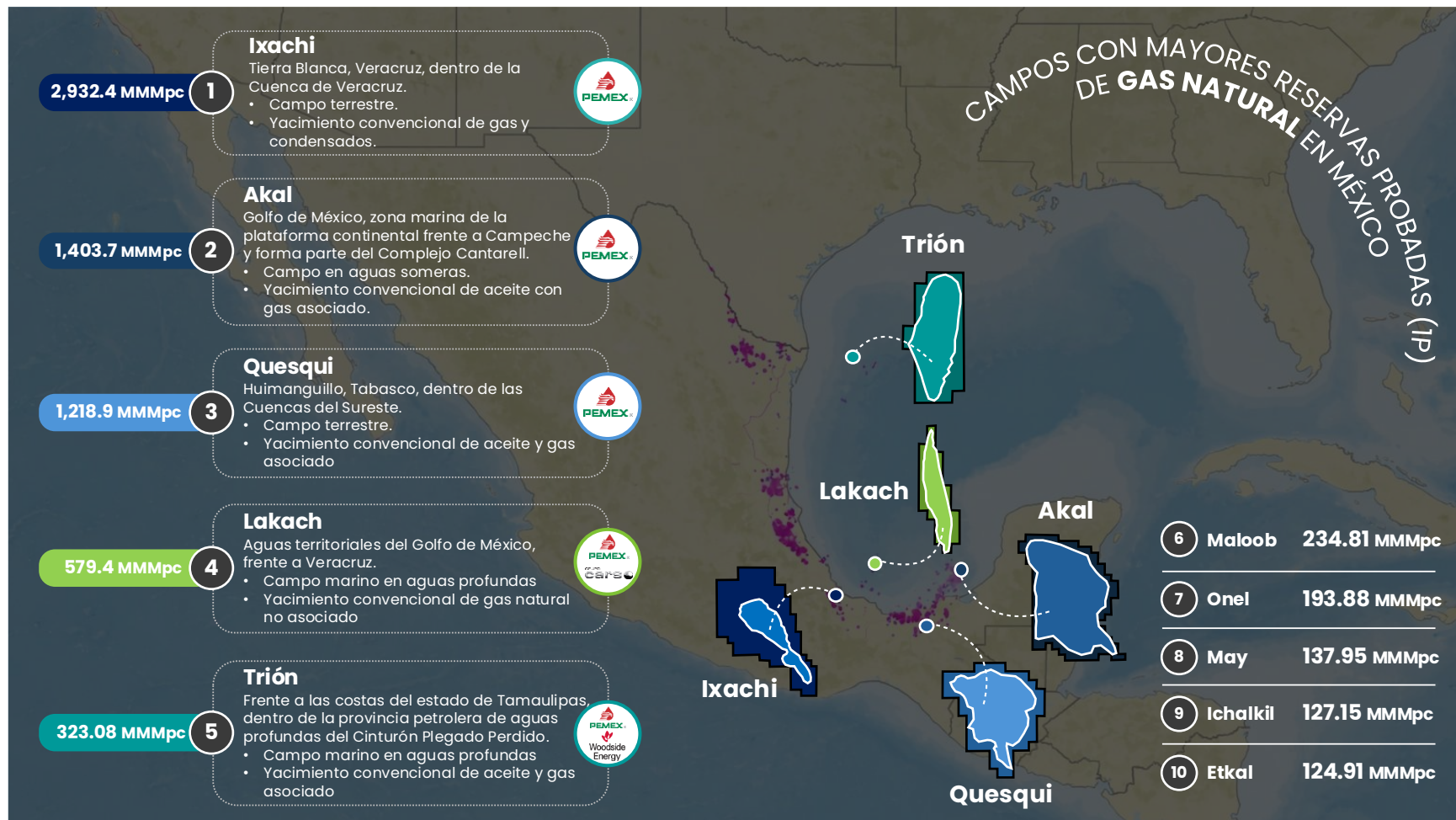


Figura 40. Principales campos con reservas probadas (1P) de gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía.

2.4.3 Balance entre producción, consumo, importaciones y exportaciones de gas natural en México

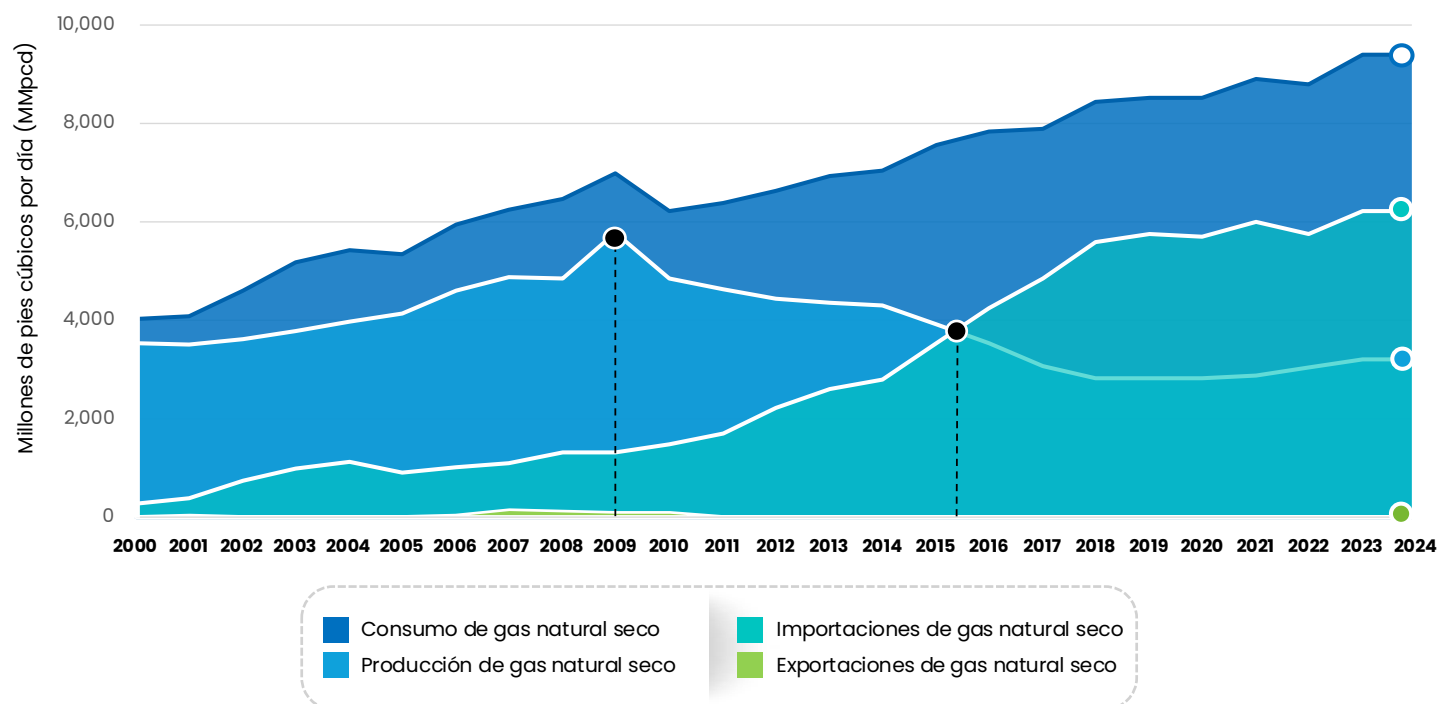
Durante las últimas décadas, el comportamiento del mercado de gas natural en México ha estado marcado por una creciente brecha entre la producción nacional y el consumo interno. Mientras que el consumo de gas natural ha mostrado una tendencia sostenida al alza desde el año 2000, impulsado principalmente por la demanda de los sectores industrial y de generación eléctrica, la producción nacional ha presentado una tendencia decreciente desde finales de la década de 2000.

A partir de 2015 las importaciones de gas natural comenzaron a superar de manera consistente a la producción nacional, consolidando una dependencia estructural del suministro externo, principalmente a través de gasoductos provenientes de Estados Unidos. En contraste, las exportaciones de gas natural se mantienen en niveles marginales, lo que refleja el carácter netamente importador del país en este energético. (U.S. Energy Information Administration, 2024)

Esta dinámica se observa claramente en la evolución del consumo, la producción y los flujos comerciales de gas natural seco, donde el crecimiento de la demanda no ha sido acompañado por un incremento equivalente en la producción nacional. La **Figura 41** muestra la evolución del consumo, la producción, las importaciones y las exportaciones de gas natural seco en México durante el periodo 2000–2024.

En conjunto, estos elementos evidencian los principales retos del sector gas natural en México, particularmente en materia de seguridad del suministro, planeación energética de largo plazo y desarrollo de recursos nacionales, con el objetivo de reducir la dependencia de las importaciones.

CONSUMO, PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS SECO EN MÉXICO



En México, el consumo de gas natural crece desde 2000, mientras la **producción cae desde 2009** y, a partir de 2015–2016, las importaciones superan a la producción.

Figura 41. Evolución del consumo, producción, importación y exportación de gas natural seco en México (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de la U.S. Energy Information Administration (2024).

2.5 Panorama energético en Colombia

En Colombia, el gas natural ocupa un papel relevante dentro de un sistema energético caracterizado por una matriz diversificada y una alta participación de la generación hidroeléctrica. Su importancia radica en su contribución al abastecimiento energético y en su utilización en los sectores residencial, industrial y de servicios. (International Energy Agency, 2024)

Durante las últimas décadas, su consumo ha crecido gradualmente, impulsado por la expansión de la cobertura del servicio en zonas urbanas y por su uso como energético confiable para el consumo doméstico, productivo y como respaldo en la generación eléctrica.

Esta relevancia se refleja en la composición de la matriz energética y en los patrones de consumo del país, dado que:

- El gas natural aporta aproximadamente 21% de la matriz energética, posicionándose como la segunda fuente con mayor participación, después del petróleo.
- El sector residencial concentra el mayor consumo final de gas natural, con el 36%, seguido por los sectores industrial y de servicios comerciales y públicos.
- En el sistema eléctrico, el gas natural participa como fuente complementaria de generación, representando alrededor del 19% de la producción de electricidad, mientras que la hidroelectricidad mantiene el predominio.

Las **Figura 42**, **Figura 43** y **Figura 44** muestran la composición de la matriz energética de Colombia, su evolución, así como la distribución del consumo final de gas natural por sector y el comportamiento del consumo de electricidad en el país.

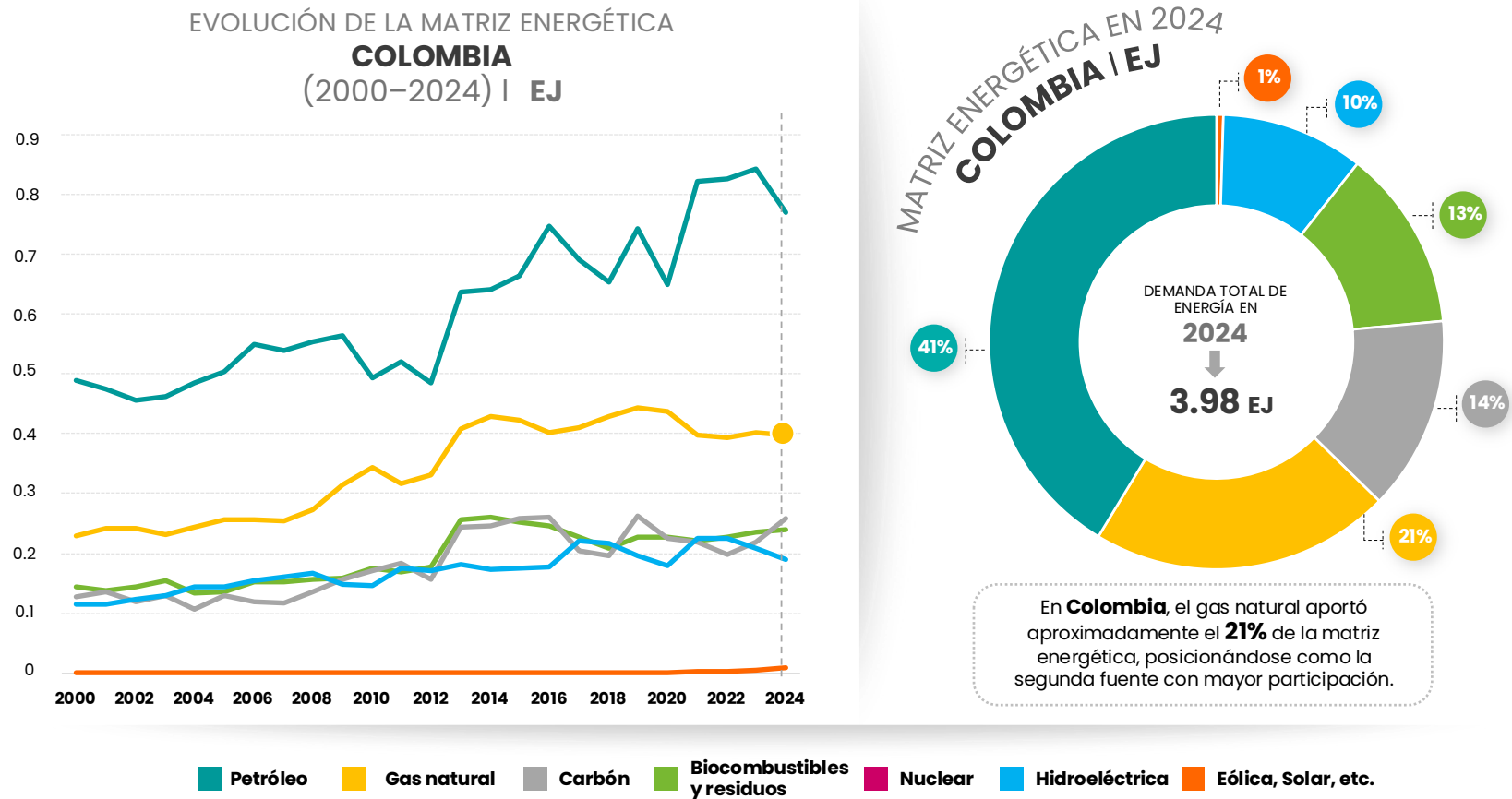
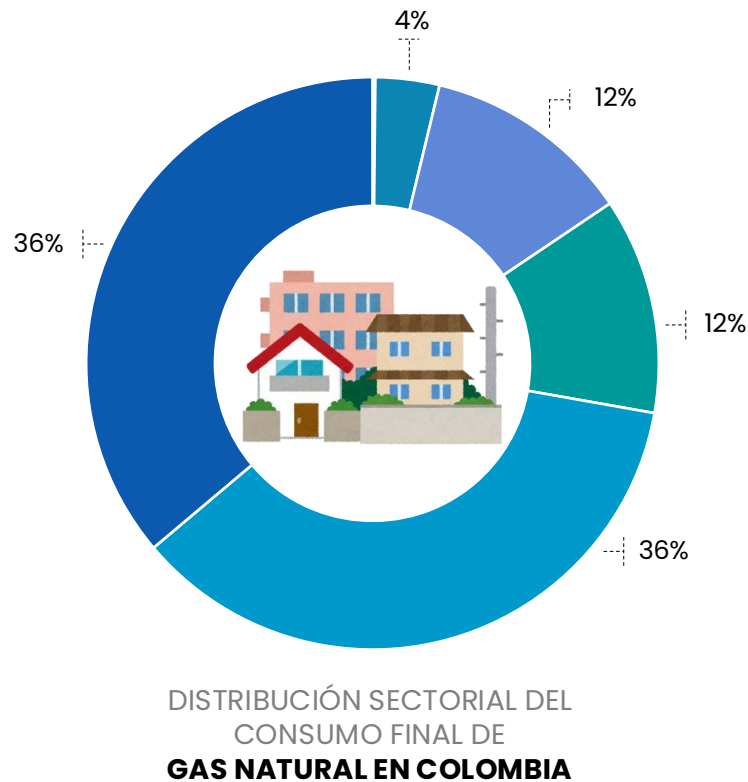


Figura 42. Matriz energética y evolución del consumo energético en Colombia (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).



CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL POR SECTOR
COLOMBIA
2024 | EJ

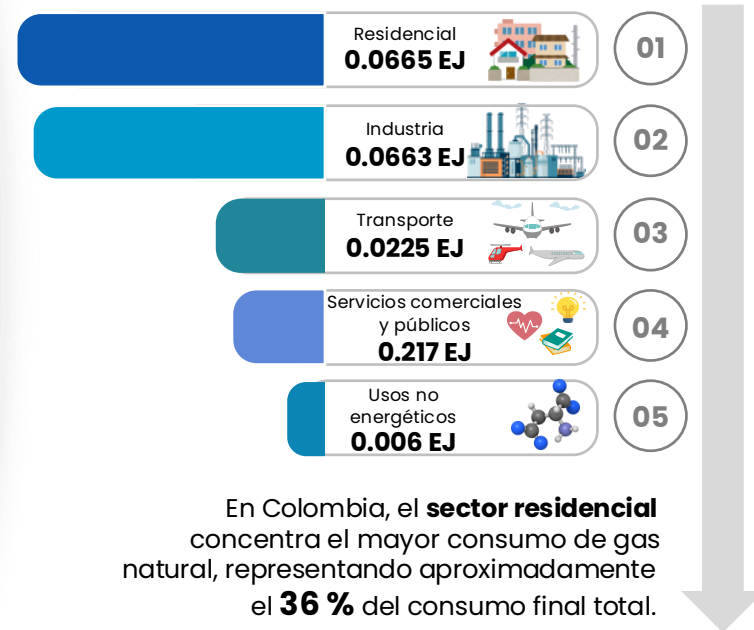
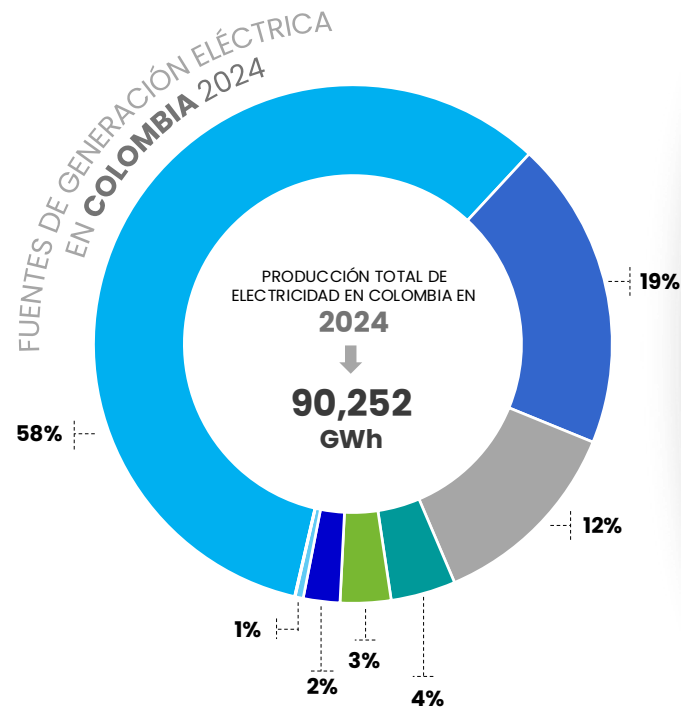


Figura 43. Consumo final de gas natural por sector en Colombia (2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

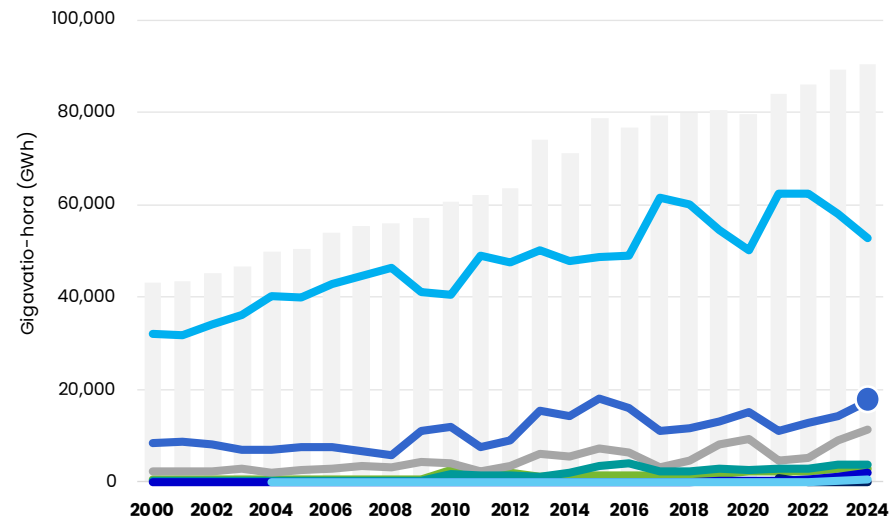


Consumo de electricidad per cápita en Colombia en 2024 fue de

1.591 MWh por habitante

La generación eléctrica se ajusta estrechamente a la demanda, influida por el crecimiento económico, demográfico y los cambios en la estructura productiva.

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTE ENERGÉTICA COLOMBIA | GWh



Hidroeléctrica	52,600	Biocombustibles	2,851
Gas natural	17,400	Solar fotovoltaica	2,058
Carbón	11,205	Eólica	453
Petróleo	3,651	Otras fuentes	30

Producción total de electricidad

Figura 44. Producción y consumo de electricidad en Colombia por fuente de generación (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de International Energy Agency (2024).

2.6 Panorama del Gas Natural en Colombia

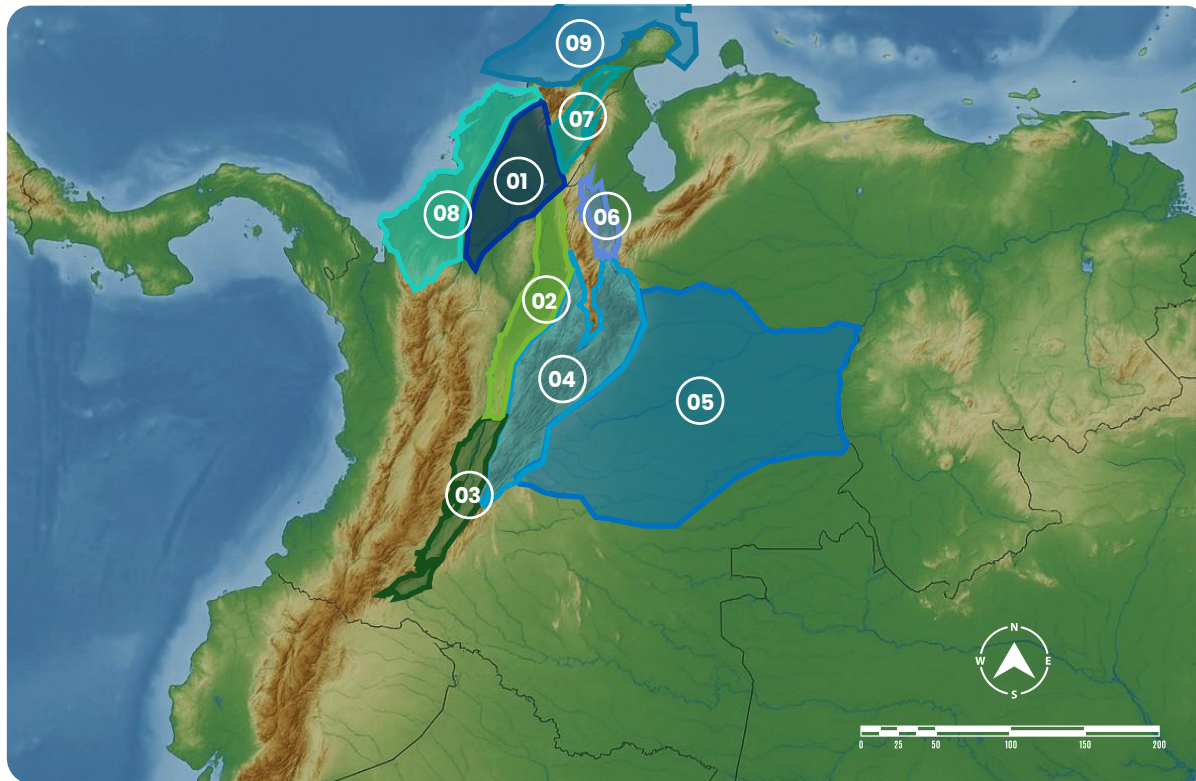
El análisis del gas natural en Colombia se centra en la distribución geográfica de sus reservas y producción, la participación de las principales provincias petroleras y campos relevantes, así como en la evolución reciente del balance entre producción, consumo y flujos comerciales. Estos elementos permiten caracterizar la estructura actual del mercado de gas natural en el país y los principales retos asociados a la sostenibilidad del suministro. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2025)

2.6.1 Principales cuencas productoras de gas natural en Colombia

Las reservas y la producción de gas natural en Colombia se concentran en provincias petroleras con condiciones geológicas favorables. Al 31 de diciembre de 2024, el país cuenta con aproximadamente 2,064 MMMpc de reservas probadas (1P). Considerando una producción promedio de 794 MMpcd, por lo que la vida remanente del gas natural se estima en alrededor de 7.1 años.

Las provincias con mayor relevancia en términos de reservas y producción incluyen la Cordillera Oriental, el Valle Inferior del Magdalena, Guajira Offshore y los Llanos Orientales, las cuales concentran la mayor parte del potencial de gas natural del país.

La provincia Guajira Offshore ha desempeñado históricamente un papel estratégico en la producción de gas natural, particularmente desde finales del siglo XX. Por su parte, la Cordillera Oriental y el Valle Inferior del Magdalena concentran una proporción significativa de las reservas probadas actuales. Otras provincias, como el Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Sinú–San Jacinto, presentan participaciones menores, aunque con potencial para el desarrollo futuro. La **Figura 45** y **Figura 46** muestra la distribución de las reservas probadas de gas natural por provincia petrolera en Colombia.



Reservas de gas natural por provincia petrolera en Colombia

Al 31 de diciembre de 2024, Colombia cuenta con **2,064 MMMpc** de reservas probadas (IP) de gas natural, distribuidas en diversas provincias petroleras del país.

- 01 Valle Inferior del Magdalena
- 02 Valle Medio del Magdalena
- 03 Valle Superior del Magdalena
- 04 Cordillera Oriental
- 05 Llanos Orientales
- 06 Catatumbo
- 07 Cesar Ranchería
- 08 Sinu - San Jacinto
- 09 Guajira Offshore

Figura 45. Reservas probadas (IP) de gas natural en México por provincia petrolera en 2024.

Fuente: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2025).

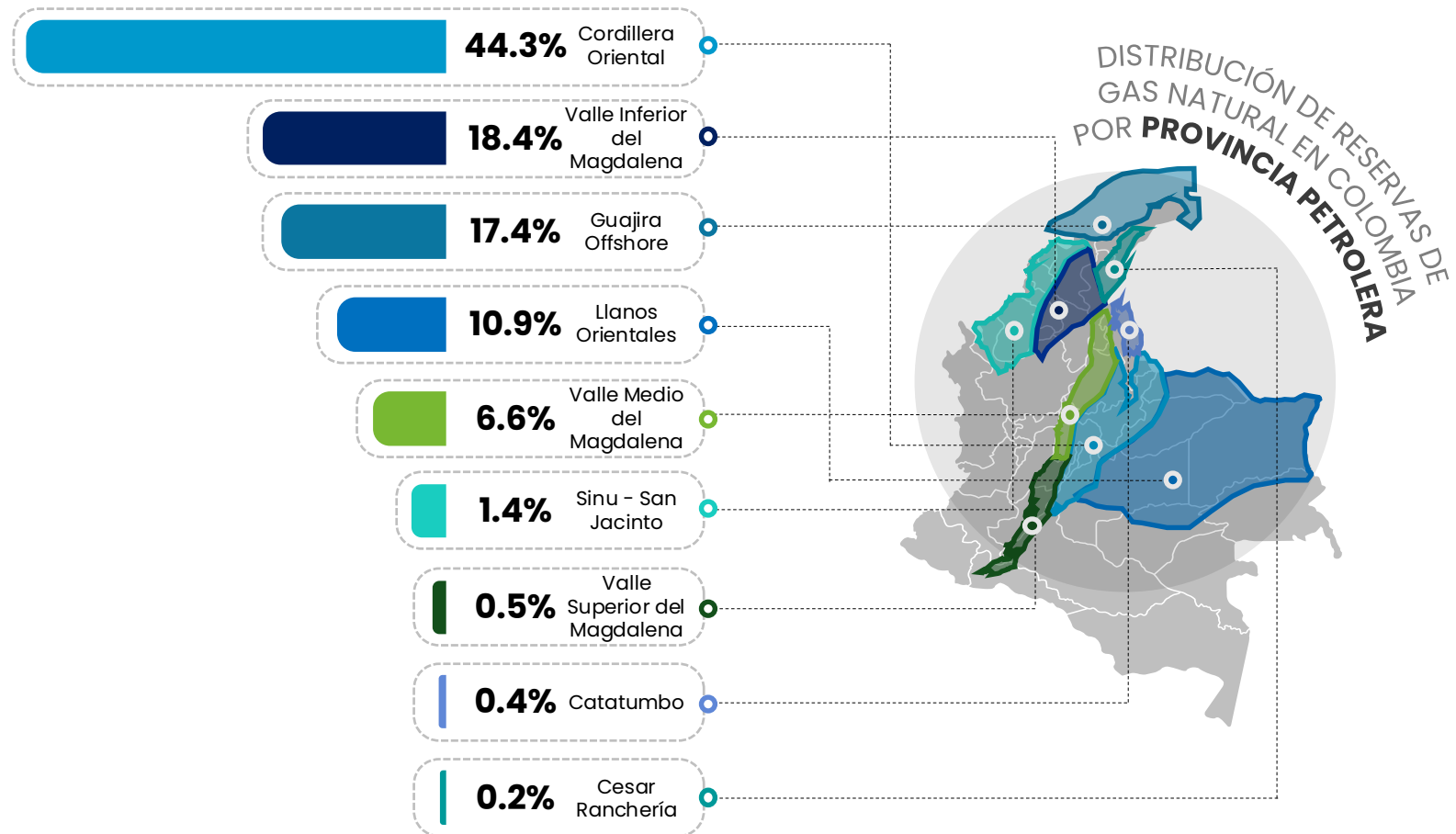


Figura 46. Distribución de las reservas de gas natural en Colombia por provincia petrolera.

Fuente: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2025).

2.6.2 Principales campos de gas natural con reservas 1P en Colombia

A nivel de campo, las reservas probadas de gas natural en Colombia se encuentran concentradas en un número reducido de activos, lo que refleja una estructura de reservas con alta dependencia de campos específicos. Entre los principales campos con reservas probadas (1P) destacan Chuchupa, Cusiana, Cupiagua, La Creciente, Ballena, Pauto Sur, Gibraltar, Floreña, Nelson y Bullerengue (Bonga–Mamey). (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2025)

Los campos Chuchupa y Ballena, ubicados en la región de La Guajira, han desempeñado históricamente un papel fundamental en el suministro de gas natural del país, al constituir los primeros desarrollos de gas natural de gran escala en Colombia. Por su parte, Cusiana y Cupiagua, localizados en el piedemonte de los Llanos Orientales, aportan volúmenes significativos de gas natural principalmente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos.

Otros campos como La Creciente, Pauto Sur, Gibraltar, Floreña, Nelson y Bullerengue (Bonga–Mamey) complementan la base de reservas del país y reflejan la distribución de recursos en distintas cuencas sedimentarias. En conjunto, estos activos evidencian la concentración del gas natural en un grupo limitado de campos productivos, lo que resalta la importancia del desarrollo de nuevos proyectos de exploración y producción para fortalecer la seguridad energética en el mediano y largo plazo.

La **Figura 47** presenta los diez campos con mayores reservas probadas (1P) de gas natural en Colombia, así como su distribución geográfica y su relevancia dentro del sistema de gas natural nacional.

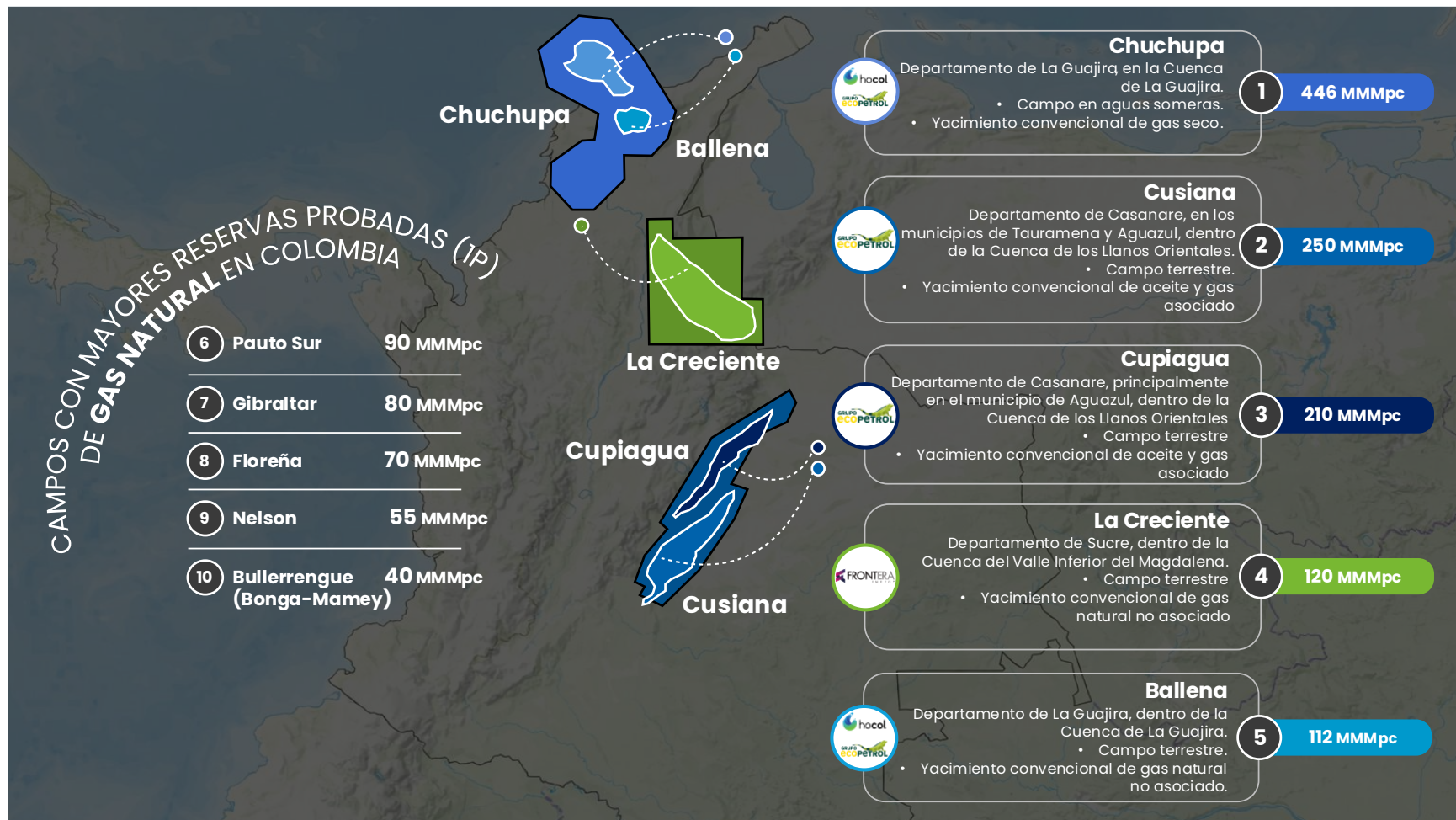


Figura 47. Principales campos con reservas probadas (1P) de gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2025).

2.6.3 Balance entre la producción, consumo, importaciones y exportaciones de gas natural en Colombia

El comportamiento reciente del mercado de gas natural en Colombia muestra una dinámica distinta a la observada en México, aunque con retos estructurales similares. La producción de gas natural se estabilizó a partir de 2013, manteniéndose relativamente constante durante la última década, mientras que el consumo ha presentado una tendencia creciente, impulsada principalmente por la demanda de los sectores residencial, industrial y de generación eléctrica.

A partir de 2017 y 2018, el crecimiento del consumo interno comenzó a superar la capacidad de producción nacional, lo que ha dado lugar a un incremento gradual de las importaciones de gas natural, particularmente mediante infraestructura de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). En contraste, las exportaciones se han reducido de manera significativa, reflejando la prioridad del abastecimiento del mercado interno. (U.S. Energy Information Administration, 2024)

Esta evolución evidencia una transición gradual hacia una mayor dependencia del suministro externo, en un contexto caracterizado por reservas limitadas y la maduración de varios campos productores. La **Figura 48** muestra la evolución del consumo, la producción, las importaciones y las exportaciones de gas natural seco en Colombia durante el periodo 2000 a 2024, permitiendo identificar los cambios estructurales en el balance del mercado.

En conjunto, estos elementos ponen de manifiesto los principales desafíos del sector gas natural en Colombia, particularmente en materia de reservas, desarrollo de nuevos proyectos y planeación del suministro, con el objetivo de garantizar la seguridad energética del país.

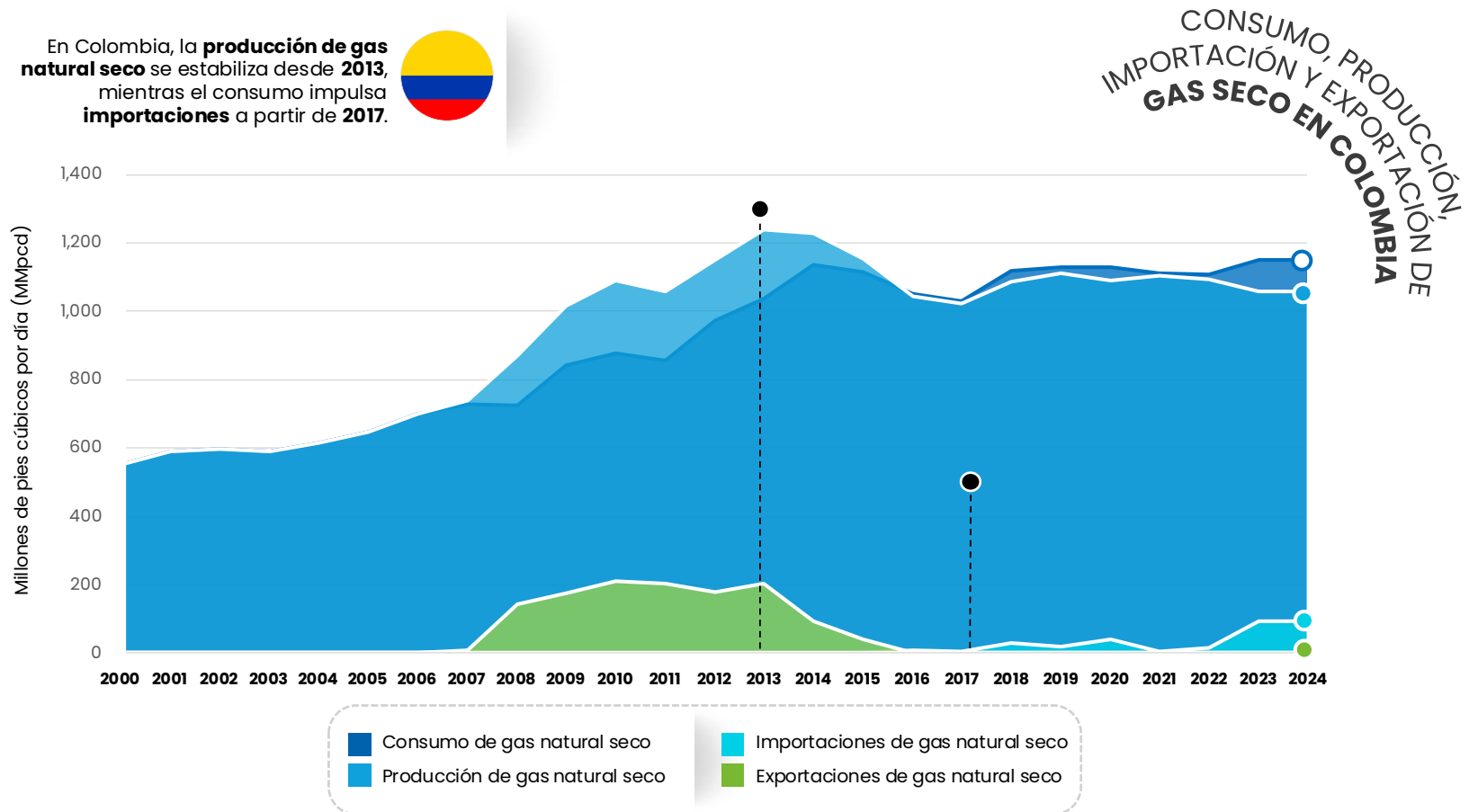


Figura 48. Evolución del consumo, producción, importación y exportación de gas natural seco en Colombia (2000–2024).

Fuente: Elaboración propia con información de la U.S. Energy Information Administration (2024).

2.7 Análisis comparativo del panorama regional del gas natural en México y Colombia

A partir del análisis realizado, se identifican diferencias relevantes en el mercado de gas natural de México y Colombia, particularmente en reservas, producción e integración energética. Entre los principales aspectos destacan:

- **Reservas y producción**

Ambos países presentan una vida remanente de reservas limitada y campos en proceso de maduración, lo que incrementa la necesidad de desarrollar nuevos proyectos de exploración y producción.

No obstante, México dispone de una base de recursos potenciales más amplia, incluyendo recursos no convencionales y oportunidades en aguas profundas, mientras que Colombia enfrenta mayores desafíos para incrementar sus reservas y sostener la producción en el largo plazo.

- **Dependencia de importaciones**

México mantiene una alta dependencia del gas natural importado desde Estados Unidos mediante gasoductos, mientras que Colombia registra menores importaciones; sin embargo, la disminución de reservas y la estabilización de la producción han incrementado la necesidad de complementar el suministro nacional mediante infraestructura de importación de gas natural.

- **Integración energética**

México cuenta con una mayor integración al mercado energético de América del Norte, favoreciendo el acceso al suministro externo y la conectividad mediante infraestructura transfronteriza. En contraste, Colombia depende principalmente de su

producción interna y de infraestructura específica para complementar la oferta nacional, lo que puede generar una mayor exposición a restricciones de disponibilidad interna.

- **Matriz energética**

Ambos países mantienen una importante participación de combustibles fósiles dentro de su matriz energética. Sin embargo, México presenta una mayor dependencia del petróleo y del gas natural como principales fuentes de energía, mientras que Colombia muestra una matriz relativamente más diversificada, con una participación más significativa de fuentes hidroeléctricas y biomasa.

- **Evolución del consumo energético**

Durante las últimas décadas, el gas natural ha incrementado su participación dentro de las matrices energéticas de ambos países, consolidándose como un energético estratégico.

Finalmente, el análisis evidencia que, aunque México y Colombia comparten características como productores de hidrocarburos y usuarios relevantes de gas natural, las estrategias necesarias para fortalecer sus mercados son distintas.

Mientras México enfrenta el reto de reducir vulnerabilidades derivadas de su dependencia externa y aprovechar su potencial de recursos, Colombia requiere impulsar nuevas inversiones exploratorias y asegurar el reemplazo oportuno de reservas para garantizar seguridad.

En la **Figura 49** se muestra un panorama comparativo del gas natural en México y Colombia, considerando aspectos relacionados con reservas, producción, dependencia de importaciones e integración energética regional.

PANORAMA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y COLOMBIA

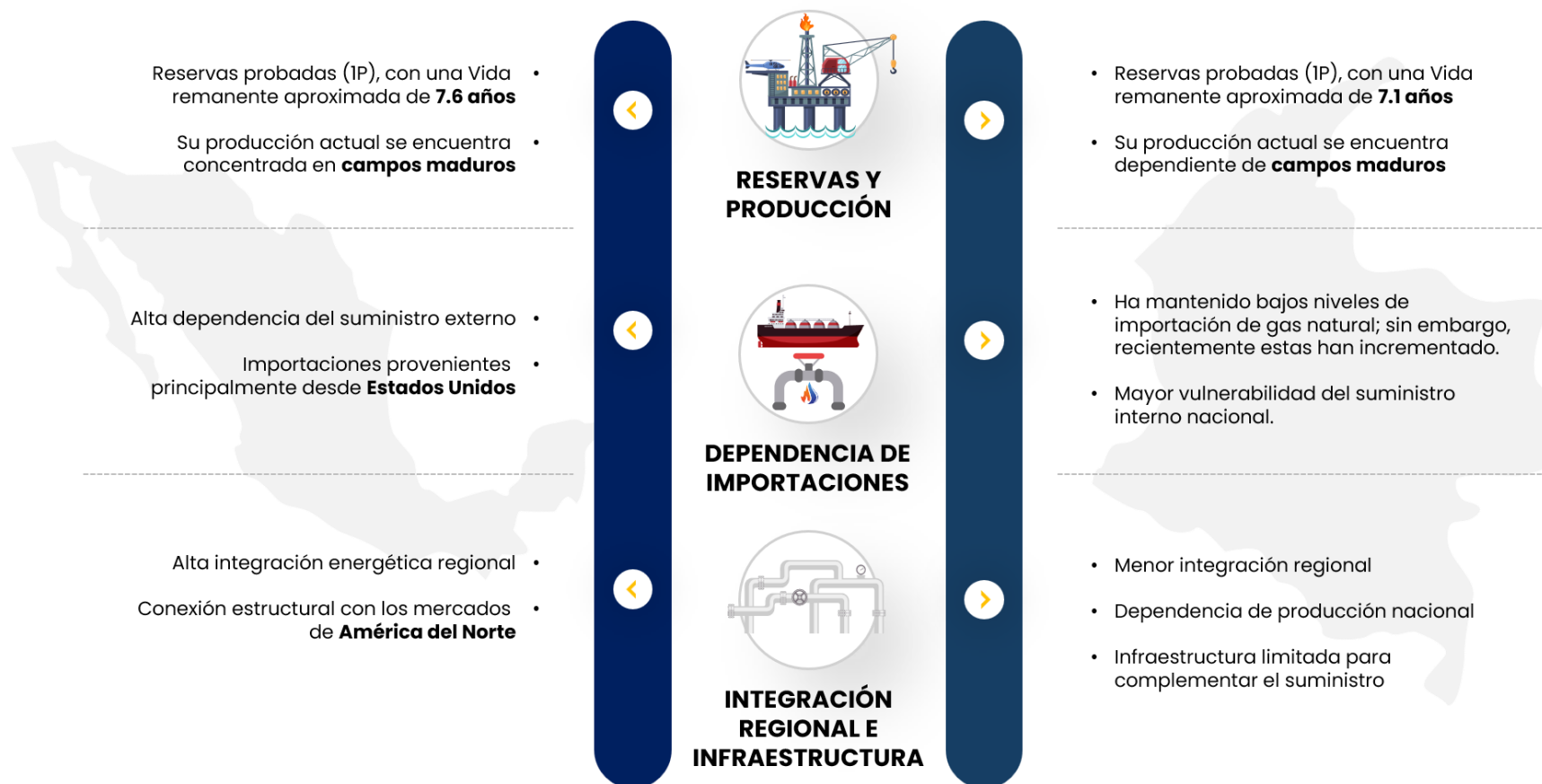


Figura 49. Panorama comparativo del gas natural en México y Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.



CAPÍTULO 3

LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL Y SU ENTORNO OPERATIVO

CAPÍTULO 3.

LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL Y SU ENTORNO OPERATIVO

La cadena de valor del gas natural comprende el conjunto de actividades que permiten transformar el recurso energético en un insumo disponible para los distintos sectores de consumo. Estas actividades se integran de manera secuencial, abarcando desde la exploración y producción del gas natural, comercialización, su procesamiento, transporte y almacenamiento, hasta su distribución en los mercados finales.

El análisis de la cadena de valor del gas natural resulta fundamental para comprender el funcionamiento integral del sector, dado que cada uno de sus eslabones cumple una función específica en términos técnicos, operativos y económicos. Así mismo, el desempeño de la cadena incide directamente en aspectos estratégicos como la seguridad energética, la eficiencia del sistema de suministro, la confiabilidad del servicio y la viabilidad de inversiones.

En este contexto, el presente capítulo tiene como objetivo analizar la cadena de valor del gas natural desde dos enfoques complementarios. El primero corresponde a la cadena técnico y operativo, que describe el flujo físico del gas natural y la infraestructura asociada. Y el segundo de ellos adopta un enfoque estratégico, basado en el modelo de cadena de valor propuesto por Michael Porter, el cual permite identificar cómo las distintas actividades contribuyen a la generación de valor, eficiencia y competitividad dentro de la industria del gas natural.

3.1 Visión general de la cadena de valor del gas natural

La cadena de valor del gas natural se organiza en tres grandes segmentos operativos; *upstream*, *midstream* y *downstream*, los cuales cumplen funciones diferenciadas pero interdependientes que permiten integrar el aprovechamiento, transformación y comercialización del recurso dentro del sistema energético.

- **Upstream**

Incluye las actividades destinadas a la localización, evaluación y extracción de petróleo y gas natural, mediante estudios geológicos y geofísicos, perforación, terminación y operación de pozos, tanto en yacimientos terrestres como marinos, así como la puesta de infraestructura primaria.

- **Midstream**

Comprende las actividades que acondicionan el gas natural para su consumo, incluyendo el procesamiento para cumplir especificaciones de calidad, su transporte a través de gasoductos o medios distintos a ductos, y su almacenamiento estratégico con la finalidad de asegurar la seguridad energética del país.

- **Downstream**

Corresponde a la entrega del gas natural a los usuarios finales, a través de redes de distribución, así como su expendio al público, donde se materializa el valor económico del gas en los sectores eléctrico, industrial, comercial y residencial. (Organización Latinoamericana de Energía, 2025)

En la **Figura 50** se presenta el esquema general de la cadena de valor del gas natural, en el que se distinguen los tres eslabones principales que estructuran el flujo de actividades del sector.

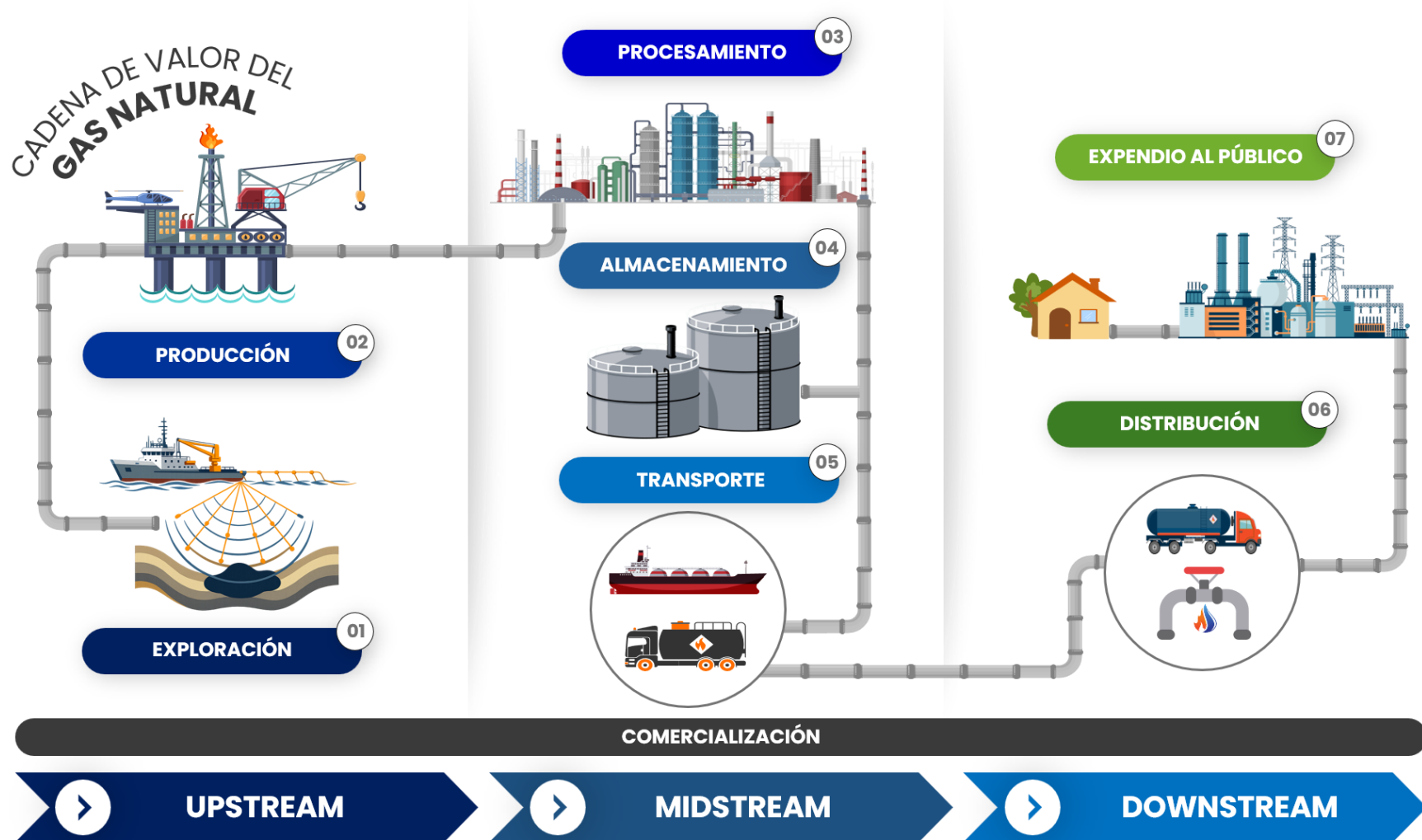


Figura 50. Cadena de valor del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.2 Cadena de valor del gas natural desde un enfoque técnico y operativo

Entender la cadena de valor del gas natural desde un enfoque técnico y operativo permite identificar las actividades, la infraestructura y los procesos que hacen posible su aprovechamiento desde el yacimiento hasta el usuario final. Este enfoque no solo considera la secuencia de actividades, sino también la interrelación entre las distintas etapas, donde cada una de ellas depende de condiciones técnicas específicas, criterios de calidad, capacidades de infraestructura y requerimientos operativos que aseguren la continuidad del suministro.

Así mismo, la cadena de valor del gas natural se caracteriza por su alta integración, ya que las decisiones tomadas en las etapas iniciales, como la exploración y producción, impactan directamente en el desempeño del procesamiento, transporte y distribución. De igual forma, factores como la localización geográfica de los yacimientos, la disponibilidad de infraestructura, la demanda energética y las condiciones del mercado influyen en la configuración y operación del sistema.

Desde una perspectiva operativa, esta cadena involucra procesos continuos de transformación física del gas, control de calidad, medición, manejo de presiones y volúmenes, así como la implementación de sistemas de monitoreo y control que permiten garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia del suministro. En este sentido, cada etapa incorpora tecnologías e infraestructura especializada, y prácticas operativas que permiten optimizar el aprovechamiento del recurso y los tiempos de ejecución.

En la **Figura 51**, **Figura 52** y **Figura 53** se presenta un diagrama de las etapas que conforman la cadena de valor del gas natural desde un enfoque técnico y operativo.

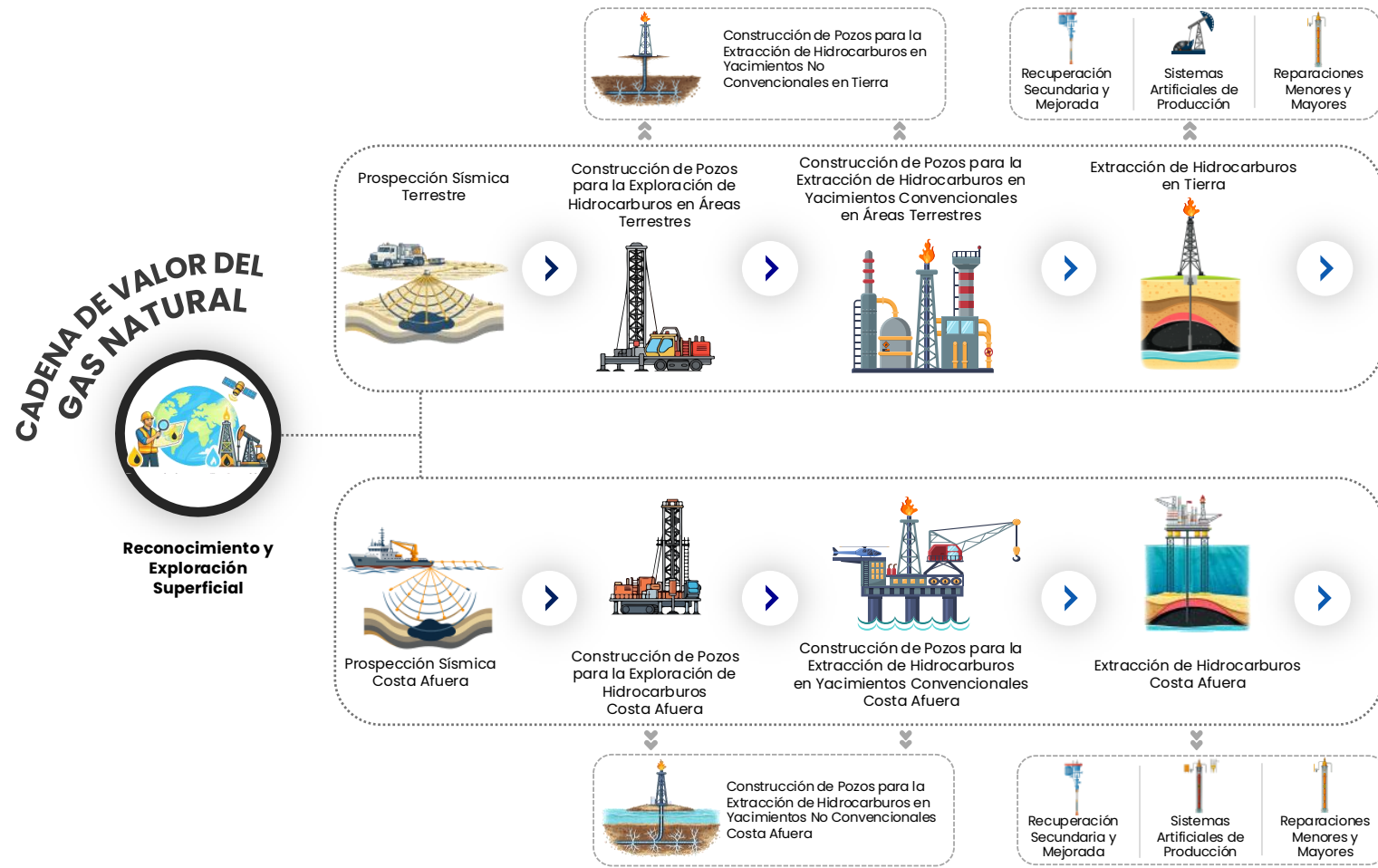


Figura 51. Cadena de valor del gas natural (Sección 1).

Fuente: Elaboración propia con base en la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (2021).

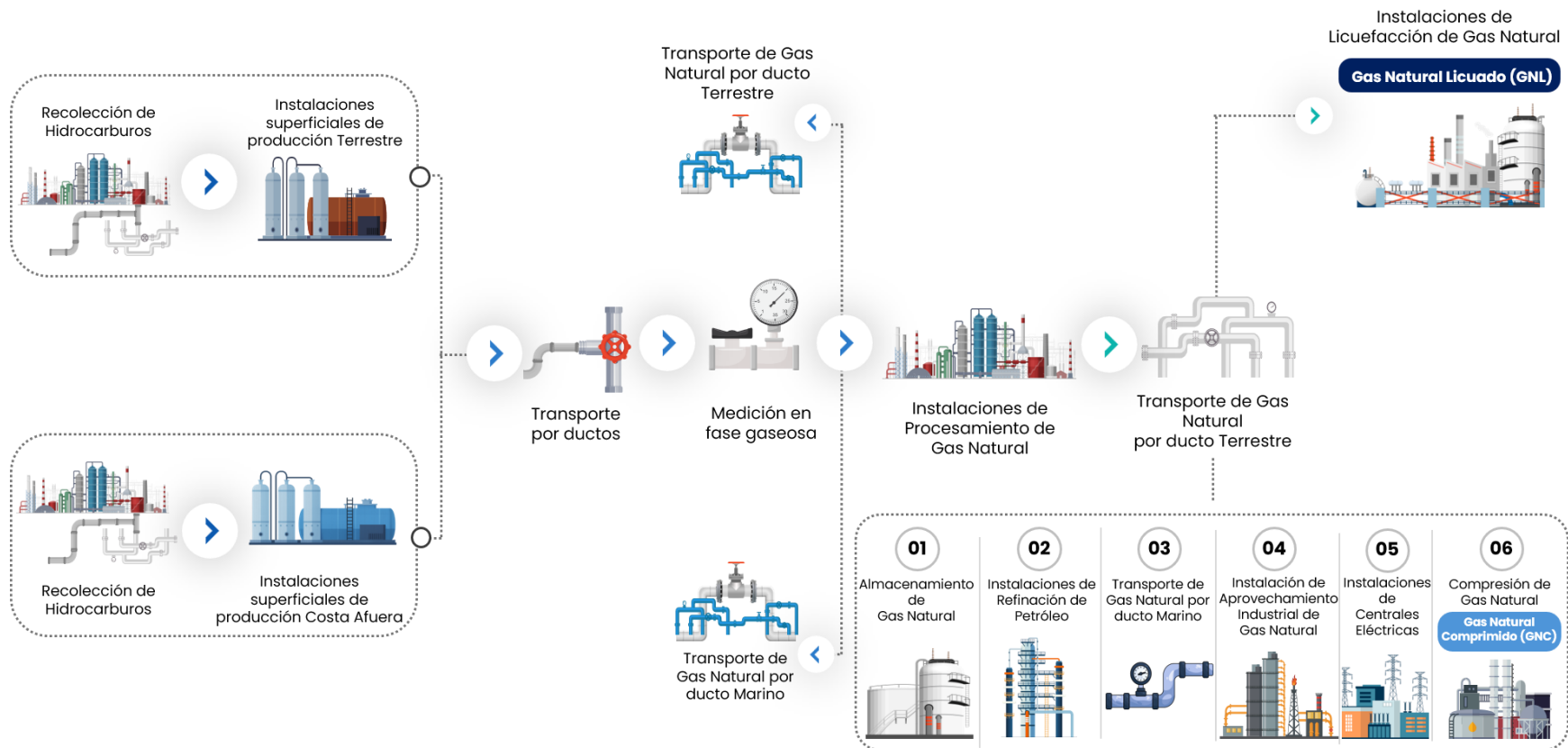


Figura 52. Cadena de valor del gas natural (Sección 2).

Fuente: Elaboración propia con base en la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (2021).

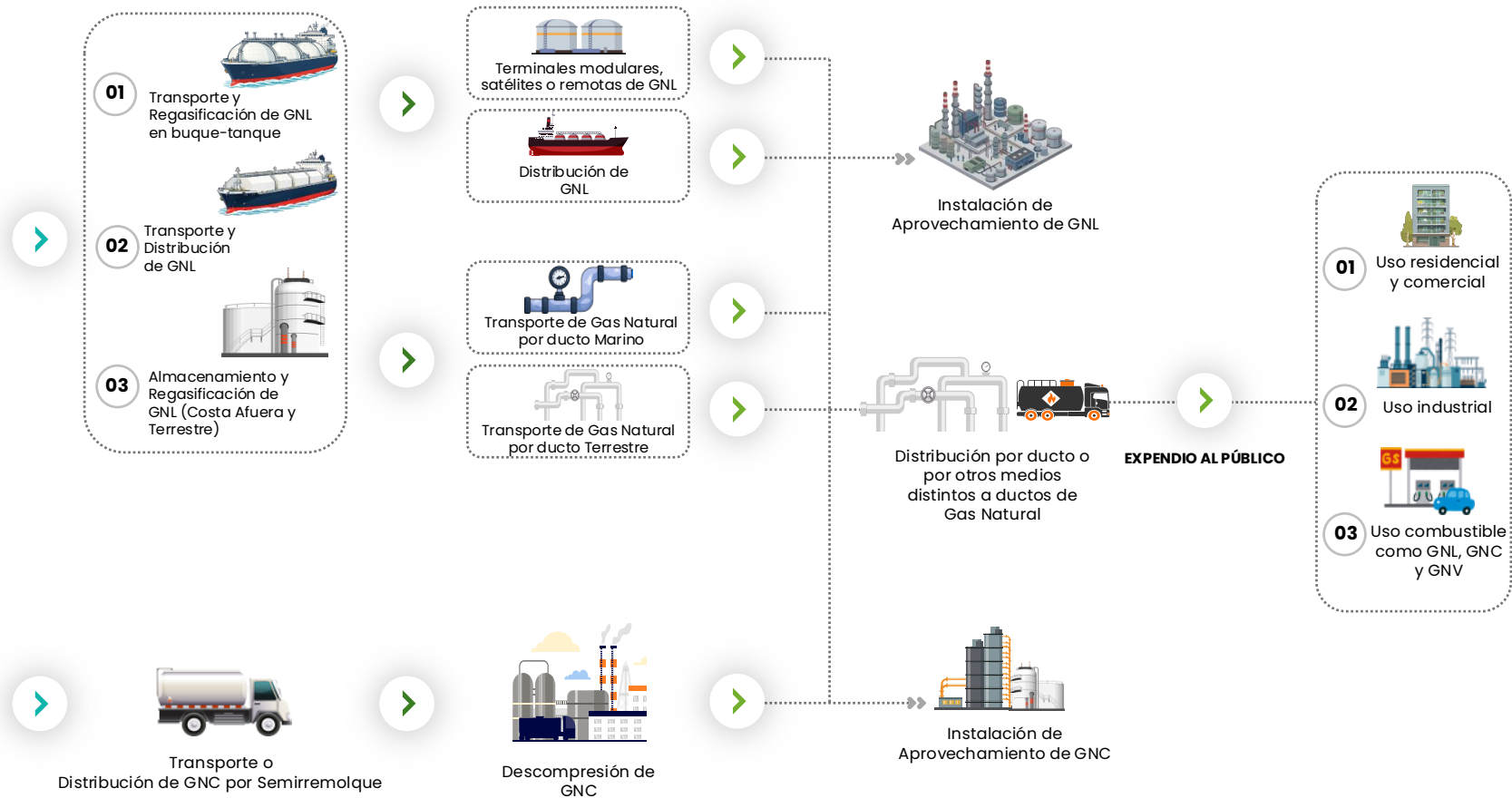


Figura 53. Cadena de valor del gas natural (Sección 3).

Fuente: Elaboración propia con base en la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (2021).

3.2.1 Upstream: Exploración, evaluación, desarrollo y producción del gas natural

La etapa *upstream* constituye el origen físico del petróleo y gas natural dentro de la cadena de valor y agrupa las actividades orientadas a identificar, evaluar y extraer el hidrocarburo. Estas actividades se desarrollan tanto en áreas terrestres como marinas, lo que introduce diferencias técnicas, operativas y de costos, debido a las condiciones geológicas, logísticas y de infraestructura propias de cada entorno.

3.2.1.1 Exploración

La exploración tiene como objetivo identificar acumulaciones de petróleo y gas natural con potencial de aprovechamiento económico mediante estudios geológicos y geofísicos, entre los que destacan la sísmica de reflexión, la interpretación estructural y estratigráfica, así como la modelación de cuencas y yacimientos, que permiten delimitar áreas prospectivas y estimar recursos prospectivos, reduciendo la incertidumbre inicial.

3.2.1.2 Evaluación

En esta fase se determina la existencia, extensión y características del recurso descubierto, así como su viabilidad técnica y económica, mediante la adquisición de información directa del subsuelo, incluyendo datos de pozos, pruebas de producción y análisis de núcleos. Lo anterior permite reducir la incertidumbre y reclasificar los volúmenes estimados hacia recursos contingentes, sustentando la toma de decisiones para el desarrollo del campo.

3.2.1.3 Desarrollo

Comprende la planeación y ejecución de las actividades necesarias para habilitar la producción, incluyendo la perforación de pozos, el diseño de infraestructura y la preparación del campo. En esta etapa se define la estrategia de desarrollo del

yacimiento, considerando su aprovechamiento técnico y económicamente viable en el corto, mediano y largo plazo, con el fin de optimizar la recuperación de hidrocarburos y mantener la continuidad productiva del campo. Así mismo, se establecen las condiciones técnicas y económicas que permiten la clasificación de reservas de hidrocarburos (1P, 2P y 3P).

3.2.1.4 Producción y extracción

Esta etapa comprende las actividades orientadas a la extracción continua y eficiente del petróleo y gas natural desde el subsuelo hacia superficie, incluyendo la perforación, terminación y operación de pozos productores, así como la administración y monitoreo del yacimiento para optimizar la recuperación de hidrocarburos.

Esta etapa se centra en el análisis del comportamiento del yacimiento y del desempeño productivo de los pozos, considerando variables operativas, las cuales permiten evaluar la evolución del yacimiento permitiendo definir estrategias para optimizar la producción de los hidrocarburos.

Finalmente, es en esta etapa donde el petróleo y gas extraído son conducidos hacia instalaciones donde serán acondicionados para su integración a las siguientes etapas de la cadena de valor. (Organización Latinoamericana de Energía, 2025)

En la **Figura 54** se muestran las principales etapas del *upstream* del gas natural, desde la exploración hasta la producción.

CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

ETAPA UPSTREAM



Figura 54. Fases del *upstream* en la cadena de valor del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.2.2 Midstream: Procesamiento, almacenamiento y transporte del gas natural

La etapa de *midstream* actúa como el eslabón de enlace entre las áreas de producción y los centros de consumo. En el caso del petróleo y gas natural, esta etapa resulta crítica, ya que garantiza que los hidrocarburos cumplan con las especificaciones técnicas necesarias para su transporte, comercialización y uso final.

En el caso del gas natural, ya sea proveniente de yacimientos de gas o asociado a la producción de petróleo, se requieren procesos de separación y acondicionamiento para su aprovechamiento e incorporación a las siguientes etapas de la cadena de valor.

3.2.2.1 Procesamiento

El procesamiento del gas natural tiene como finalidad el acondicionarlo para su incorporación segura al sistema de transporte y/o cumplir con la normativa establecida. En las plantas de procesamiento se eliminan impurezas y componentes no deseados, tales como agua, dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S), nitrógeno y líquidos del gas natural, como se mostró en el Capítulo 1.3 Procesamiento del gas natural.

Como resultado de este proceso se obtiene un gas seco, con una composición y poder calorífico compatibles con los estándares de los sistemas de transporte y distribución. De manera complementaria, el procesamiento permite la recuperación de subproductos como etano, propano, butanos y condensados, los cuales se integran a otras cadenas de valor, como la petroquímica.

3.2.2.2 Almacenamiento

El almacenamiento constituye un componente estratégico para garantizar la disponibilidad y confiabilidad del gas natural, ya que permite equilibrar las

variaciones entre oferta y demanda, amortiguar las fluctuaciones estacionales del consumo y reforzar la seguridad energética. Entre las principales modalidades de almacenamiento se distinguen las siguientes:

a) Almacenamiento subterráneo

Corresponde al almacenamiento de gas natural en formaciones geológicas capaces de contener hidrocarburos de manera segura bajo tierra. Este tipo de almacenamiento permite manejar grandes volúmenes de gas y disponer de ellos cuando se requiere reforzar el suministro o atender incrementos en la demanda.

Entre sus principales modalidades se encuentran:

- 1. Yacimientos agotados de petróleo o gas:** Consiste en utilizar antiguos depósitos naturales donde antes hubo petróleo o gas para almacenar gas natural bajo tierra, aprovechando que estas formaciones que ya han demostrado ser capaces de contenerlo de forma segura. Estas estructuras cuentan con una capa de roca impermeable que actúa como un sello natural, evitando fugas, lo que permite almacenar grandes volúmenes de gas y utilizarlo posteriormente para cubrir aumentos en la demanda y asegurar el suministro.
- 2. Cavernas salinas:** Consiste en crear cavidades dentro de formaciones naturales de sal a gran profundidad, donde se almacena gas natural bajo tierra. Estas cavidades funcionan como un espacio cerrado y seguro, ya que la sal actúa como una barrera natural que evita fugas, lo que permite mantener el gas confinado. Así mismo, este tipo de almacenamiento facilita disponer del gas de manera ágil cuando se requiere, contribuyendo a atender variaciones en la demanda y a mantener la estabilidad del suministro.

3. Acuíferos confinados: Consiste en almacenar gas natural en formaciones subterráneas que contienen agua, las cuales se encuentran encerradas entre capas de roca impermeable que actúan como un sello natural y evitan fugas. En este tipo de almacenamiento, el gas desplaza parte del agua para ocupar el espacio disponible, manteniéndose confinado de forma segura y permitiendo disponer del recurso cuando se requiere para apoyar el suministro. (Correa & Castrillón, 2008)

b) Almacenamiento superficial para Gas Natural Licuado (GNL): Consiste en almacenar gas natural en estado líquido mediante procesos de licuefacción, enfriándolo aproximadamente a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ para reducir considerablemente su volumen y facilitar su almacenamiento y transporte. (Naturgy México, s.f.; Cocchi, 2019 y ExxonMobil LNG, s.f.)

El almacenamiento superficial de GNL puede desarrollarse tanto en instalaciones terrestres como marítimas, entre las que destacan:

- 1. Tanques criogénicos:** Utilizados en terminales terrestres de recepción, almacenamiento, distribución y regasificación, diseñados para mantener condiciones controladas de temperatura y presión que garanticen la integridad y seguridad del producto.
- 2. Buques metaneros:** Embarcaciones especializadas para el transporte y almacenamiento temporal de GNL, equipadas con sistemas criogénicos capaces de conservar el gas en estado líquido durante su traslado marítimo.
- 3. Instalaciones flotantes:** corresponden a unidades diseñadas para almacenar, regasificar o licuar gas natural en entornos marinos, capaces de conservar el gas natural en estado líquido mediante sistemas criogénicos integrados. Estas instalaciones generalmente operan de manera fija o semipermanente en

ubicaciones estratégicas o en proyectos costa afuera. Entre las principales se encuentran:

- Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, *Floating Storage and Regasification Units*, por sus siglas en inglés).
- Unidades Flotantes de Licuefacción de Gas Natural (FLNG, *Floating Liquefied Natural Gas*, por sus siglas en inglés).

c) Almacenamiento en gasoductos: Consiste en el almacenamiento operativo del gas natural dentro de los sistemas de transporte por ductos mediante el control de la presión interna de las tuberías, mecanismo conocido como *line pack* o “empaque de línea”. Este corresponde a la cantidad de gas natural que se mantiene comprimida dentro de la red de gasoductos en un momento determinado, funcionando como un almacenamiento temporal que permite mantener la presión operativa del sistema.

Así mismo, contribuye a gestionar fluctuaciones de corto plazo en la demanda y a mantener la continuidad y flexibilidad del suministro.

d) Almacenamiento de autoconsumo: Corresponde al almacenamiento de gas natural en instalaciones superficiales de menor escala, destinadas a cubrir necesidades operativas inmediatas o consumos propios en sitio, como en centrales eléctricas, instalaciones industriales o centros de procesamiento, permitiendo asegurar la continuidad de las operaciones.

En conjunto, estos tipos de almacenamiento contribuyen al balance operativo del sistema de gas natural, permitiendo responder a variaciones de demanda, optimizar la gestión del suministro y fortalecer la confiabilidad operativa.

En la **Figura 55** se muestra la clasificación de los principales tipos de almacenamiento de gas natural.

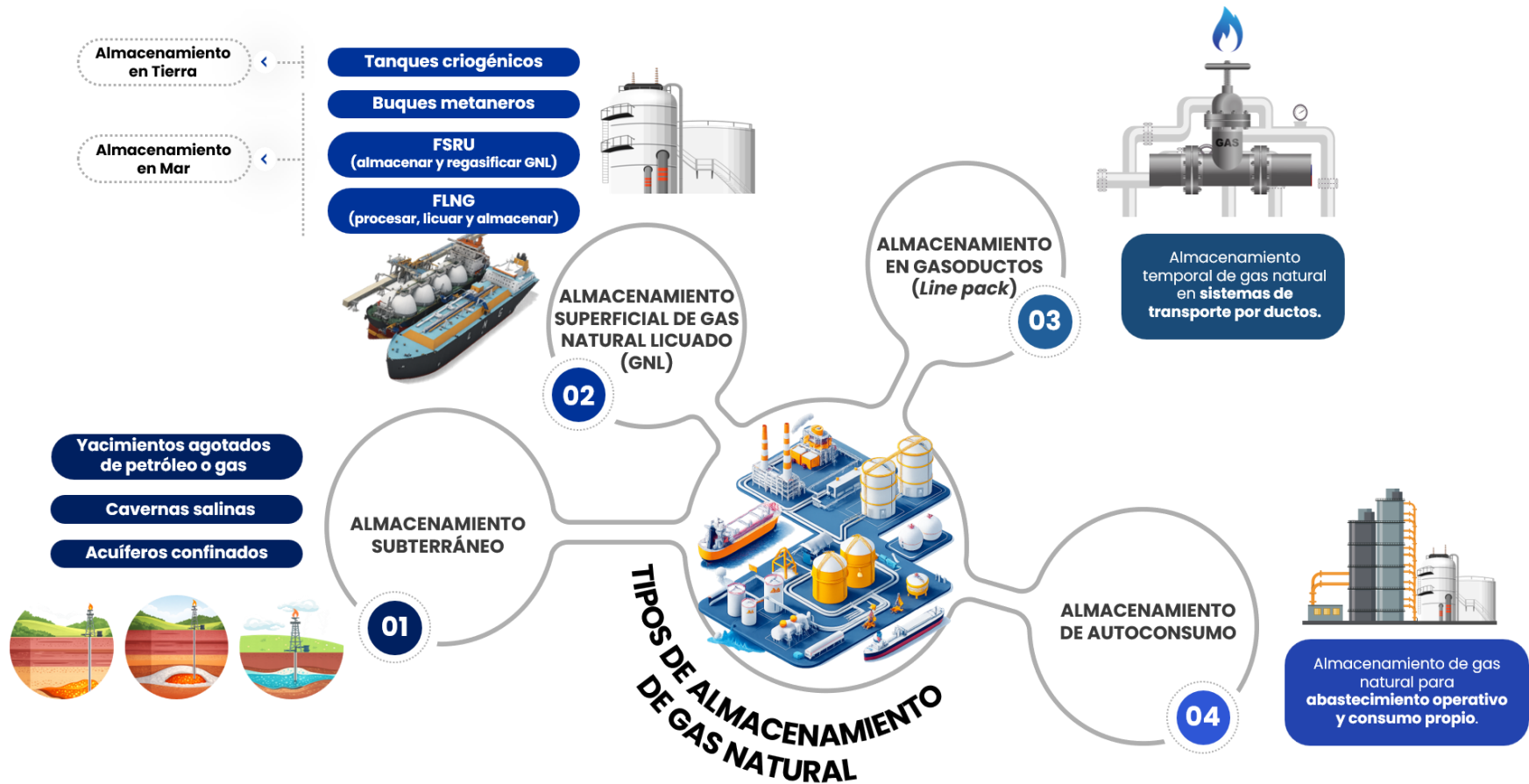


Figura 55. Tipos de almacenamiento de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.2.2.3 Transporte

El transporte de gas natural ocurre una vez procesado, ya que debe ser conducido desde las áreas de producción o procesamiento hasta los centros de consumo, almacenamiento o puntos de exportación e importación. Es por ello, que las modalidades de transporte se seleccionan en función del volumen, la distancia, la localización geográfica y la disponibilidad de infraestructura. (Nedgia, s.f.)

El transporte de gas natural se realiza principalmente mediante gasoductos, los cuales permiten movilizar grandes volúmenes de forma continua y eficiente. No obstante, en regiones donde la construcción de ductos no resulta técnica o económicamente viable, se emplean modalidades alternativas de transporte marítimo y terrestre, principalmente para Gas Natural Licuado (GNL) y Gas Natural Comprimido (GNC).

a) Gasoductos

- **Sistemas de recolección:** Integrados por gasoductos de menor diámetro que conectan los pozos productores con las plantas de procesamiento, permitiendo el transporte inicial del gas natural desde el yacimiento. Esta infraestructura forma parte de las instalaciones superficiales de producción y, en muchos casos, se encuentra integrada operativamente a los centros procesadores de gas, constituyendo el vínculo físico entre la producción y el procesamiento del energético.
- **Sistemas de transporte:** Integrados por gasoductos de gran diámetro y alta presión, que constituyen la columna vertebral del sistema de transporte de gas natural, al permitir el traslado eficiente de grandes volúmenes de gas a largas distancias hacia centros de alto consumo, instalaciones de almacenamiento e interconexiones regionales o de internación.

- **Sistemas de distribución:** Constituidos por redes de ductos que conducen el gas natural desde los puntos de entrega hasta los usuarios finales, principalmente al sector residencial, así como comercial e industrial, operando a presiones menores y adaptadas a entornos urbanos y que llegan a municipios.

Estos sistemas requieren estaciones de compresión, estaciones de medición y plataformas de supervisión, monitoreo y control continuo, como los sistemas SCADA, con el fin de garantizar la seguridad, confiabilidad y continuidad operativa del transporte de gas natural.

b) Transporte marítimo:

- **Buques metaneros para transporte de Gas Natural Licuado (GNL):** Utilizados en el transporte marítimo de gas natural en estado líquido, principalmente en el comercio internacional, permitiendo el traslado de grandes volúmenes entre países o regiones que no cuentan con interconexión mediante gasoductos, entre los principales buques se encuentran los:
 - **Tipo Moss:** Emplea tanques independientes de geometría esférica, cuyo sistema permite el almacenamiento seguro de GNL mediante aislamiento térmico. Su vida útil es de 40 a 50 años, con capacidades de 125,000 a 170,000 m³. Opera a -162 °C para mantener el gas en estado líquido. Se caracteriza por su alta seguridad y resistencia estructural.
 - **Tipo membrana:** Utiliza tanques de membrana delgada integrados al casco del buque, lo que permite almacenar GNL con alta eficiencia volumétrica. Su vida útil es de 30 a 40 años, con capacidades de 150,000 a 260,000 m³. Opera a -162 °C para mantener el gas en fase líquida. Se

distingue por su elevada capacidad de carga y óptimo aprovechamiento del volumen, aunque tiene mayor complejidad constructiva.

- **Tipo prismático:** Emplea tanques de geometría prismática, diseñados para mejorar la estabilidad y el control del movimiento del GNL. Su vida útil es de 30 a 40 años, con capacidades de 120,000 a 180,000 m³. Opera a -162 °C para conservar el gas en estado líquido. Se caracteriza por un balance entre estabilidad y aprovechamiento del espacio, aunque con mayores costos de construcción. (Wilhelmsen, 2024)

c) Transporte terrestre:

- **Camiones para transporte de Gas Natural Licuado (GNL):** Utilizados para el transporte terrestre de gas natural en estado líquido a escala regional, principalmente para abastecer zonas que no cuentan con acceso a infraestructura de gasoductos.
- **Camiones para transporte de Gas Natural Comprimido (GNC):** Utilizados para el suministro de gas natural en distancias cortas o medianas, mediante módulos de cilindros presurizados, especialmente en mercados de menor escala o localidades remotas.

Estas alternativas permiten ampliar la cobertura del suministro y dotar de mayor flexibilidad al sistema de transporte del gas natural. (YPF Ruta, s.f.)

En la **Figura 56** y **Figura 57** se muestran los tipos de transporte de gas natural, mientras que en la **Figura 58** se observa un esquema de la etapa *midstream* del gas natural, que integra las etapas de procesamiento, almacenamiento y transporte dentro de la cadena de valor.

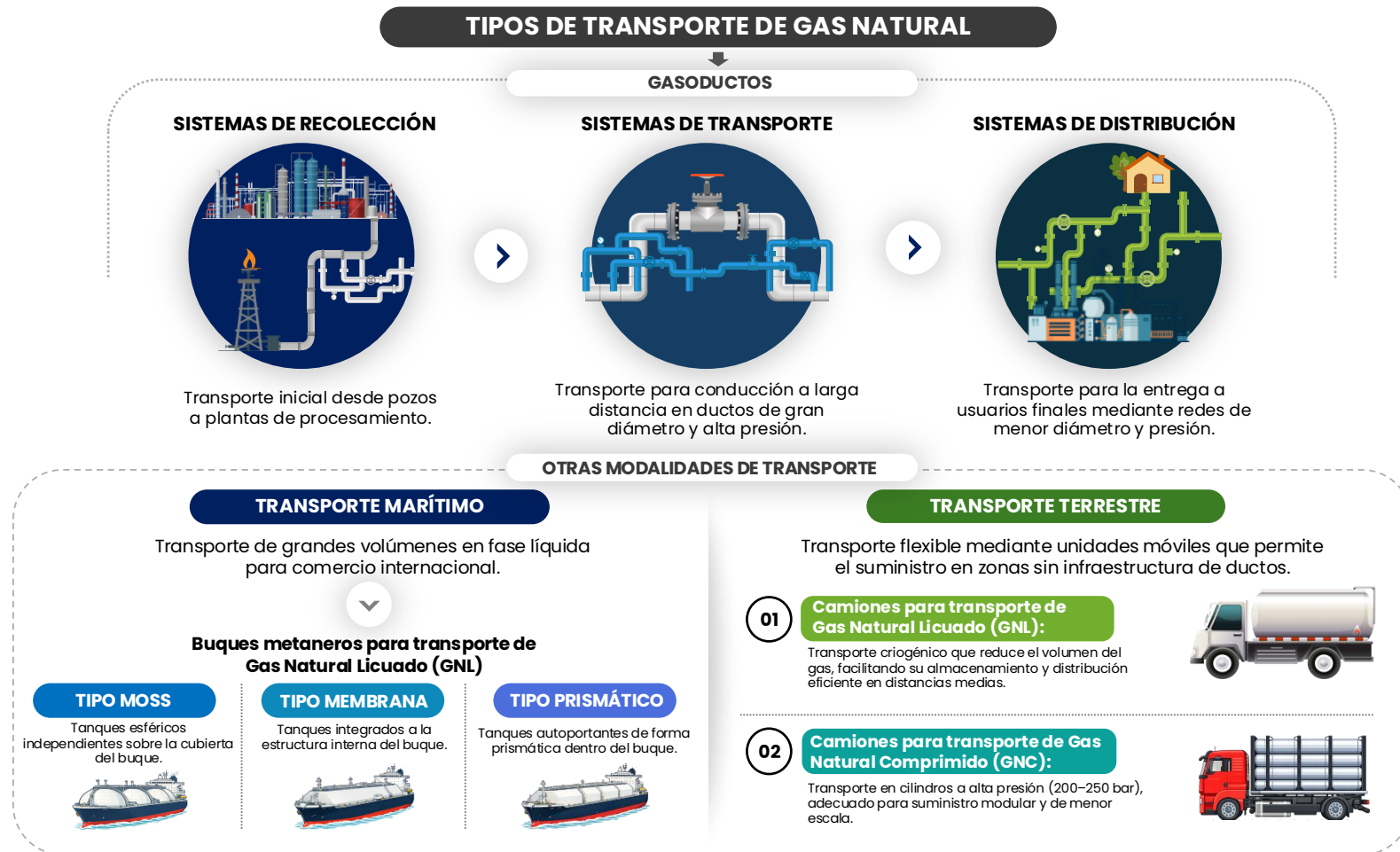


Figura 56. Tipos de transporte de gas natural y modalidades operativas en la cadena de suministro.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

TIPOS DE BUQUES EN GNL

	BUQUE TIPO MOSS	BUQUE TIPO MEMBRANA	BUQUE TIPO PRISMÁTICO
SISTEMA DE CONTENCIÓN	Tanques esféricos independientes	Tanques integrados al casco del buque con aislamiento térmico	Tanques prismáticos autoportantes
VIDA ÚTIL	40 – 50 años	30 – 40 años	30 – 40 años
CAPACIDAD	125,000 – 170,000 m ³	150,000 – 260,000 m ³	120,000 – 180,000 m ³
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	-162 °C	-162 °C	-162 °C
VENTAJA	Alta seguridad y resistencia estructural	Mayor capacidad y eficiencia volumétrica	Mayor estabilidad y control del movimiento del líquido
DESVENTAJA	Menor aprovechamiento del espacio	Mayor complejidad constructiva	Mayor costo de construcción

Figura 57. Comparación de tipos de buques metaneros para transporte de Gas Natural Licuado (GNL).

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

ETAPA MIDSTREAM



Figura 58. Fases del *midstream* en la cadena de valor del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.2.3 Downstream: Distribución y expendio al público

La etapa *downstream* comprende las actividades mediante las cuales el gas natural es entregado a los usuarios finales, una vez que ha sido transportado y acondicionado conforme a las especificaciones técnicas del sistema. Este segmento representa la fase final de la cadena de valor, en la cual el gas natural se acerca físicamente al consumidor, se concreta su aprovechamiento económico y mejora la calidad de vida de los usuarios.

3.2.3.1 Distribución

La distribución corresponde a la etapa en la que el gas natural es conducido desde los puntos de entrega del sistema de transporte hacia los centros de consumo. Esta actividad se realiza principalmente mediante redes de distribución por ducto que operan a bajas presiones y se extienden en zonas urbanas, industriales y comerciales.

Sin embargo, en regiones donde no existe infraestructura de ductos, la distribución también puede efectuarse mediante transporte terrestre especializado, principalmente a través de unidades móviles que suministran Gas Natural Licuado (GNL) o Gas Natural Comprimido (GNC). (Alternative Fuels Data Center, s.f.)

a) Distribución por ductos

- **Redes urbanas y residenciales:** Orientadas al suministro de hogares y pequeños comercios, conformadas por redes de ductos de menor diámetro que se extienden de manera ramificada dentro de zonas densamente pobladas, permitiendo la conexión directa de múltiples usuarios finales mediante acometidas individuales hacia cada domicilio o establecimiento, lo que permite mejorar su calidad de vida.

- **Redes industriales y de grandes consumidores:** Diseñadas para abastecer complejos industriales, centrales de generación eléctrica, incluyendo instalaciones de generación para autoconsumo, generalmente de pequeña escala, menores a 20 MW, mediante redes específicas y condiciones de suministro acordes a sus requerimientos de volumen, presión y continuidad operativa. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2024)

b) Distribución por medios distintos a ductos

Esta modalidad se realiza mediante sistemas de transporte terrestre especializados, incluyendo auto-tanques, carro-tanques, tractocamiones y semirremolques que son acondicionados para el manejo de Gas Natural Licuado (GNL) o Gas Natural Comprimido (GNC), principalmente en regiones que no cuentan con infraestructura de distribución por ducto. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025)

- **Distribución de Gas Natural Licuado (GNL):** Mediante unidades de transporte criogénico, que movilizan el gas en estado líquido para su almacenamiento y posterior regasificación en destino.
- **Distribución de Gas Natural Comprimido (GNC):** Mediante módulos móviles de cilindros presurizados transportados por vía terrestre, utilizados para suministrar gas natural en zonas sin infraestructura de distribución por ducto.

En esta etapa se incorporan estaciones de regulación y medición, así como sistemas de seguridad y planes de mantenimiento, cuyo objetivo es asegurar la operación confiable del suministro y minimizar riesgos en áreas con presencia de población y actividad productiva.

3.2.3.2 Expendio al público

El expendio al público corresponde a la etapa en la que el gas natural es finalmente entregado y utilizado por los consumidores finales. En esta fase se concreta el aprovechamiento del gas natural y se refleja su importancia económica y energética en actividades como:

- Generación eléctrica, mediante centrales termoeléctricas, centrales de ciclo combinado y plantas de cogeneración que utilizan gas natural como combustible.
- Sector industrial, a través del suministro a procesos productivos y actividades manufactureras.
- Sector comercial, mediante el abastecimiento a establecimientos y servicios comerciales.
- Sector residencial, a través de redes de distribución destinadas al consumo doméstico.
- Combustible para transporte, a través de estaciones de servicio destinadas al abastecimiento vehicular.

En la **Figura 59** se muestra la etapa de *downstream* del gas natural, incluyendo la distribución y el expendio al público hacia los distintos sectores de consumo final.

CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL



ETAPA MIDSTREAM



08 DISTRIBUCIÓN

Conducción del gas natural desde el sistema de transporte hacia los centros de consumo mediante redes de distribución a presión regulada.

Distribución por ductos

- Redes urbanas y residenciales
- Redes industriales y de grandes consumidores

Distribución por otros medios distintos a ductos

- Distribución de Gas Natural Licuado (GNL)
- Distribución de Gas Natural Comprimido (GNC)



09 EXPENDIO AL PÚBLICO

Entrega directa del gas natural a los consumidores finales en distintos puntos de uso.

✓ Uso en generación eléctrica e industrial

Procesos térmicos y actividades manufactureras.

✓ Uso residencial y comercial

Calefacción, agua caliente y uso en estufas de viviendas y negocios.

✓ Uso combustible en transporte

Suministro como combustible en estaciones de servicio, como:
Gas Natural Licuado (GNL)
Gas natural comprimido (GNC)
Gas natural vehicular (GNV)

Figura 59. Fases del *downstream* en la cadena de valor del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.2.4 Calidad, medición y balance del gas natural previo a la comercialización

Previo a su incorporación a los sistemas de procesamiento, almacenamiento y transporte, así como a los esquemas de comercialización, el gas natural debe cumplir criterios mínimos de calidad que aseguren su manejo seguro, su compatibilidad operativa y su adecuada valorización económica. En determinados yacimientos, el gas puede comercializarse directamente a la salida del campo, en boca de pozo, siempre que sus propiedades fisicoquímicas se encuentren dentro de los rangos aceptables para su integración al sistema. (Diario Oficial de la Federación, 2015)

a) Calidad del gas natural

De manera general, la calidad del gas natural se define a partir de parámetros tales como:

- Composición del gas (predominancia del metano)
- Contenido de agua (H_2O)
- Concentración de ácido sulfhídrico (H_2S)
- Contenido de dióxido de carbono (CO_2)
- Contenido de nitrógeno (N_2)
- Azufre total
- Poder calorífico superior
- Densidad
- Humedad

Estos parámetros influyen directamente desde el diseño e integridad de la infraestructura, la seguridad operativa y el desempeño de los equipos a lo largo de la cadena de valor, así mismo impactan directamente en el valor económico del gas natural. Su determinación permite establecer si el gas cumple las características

comerciales y técnicas para su comercialización, transporte, almacenamiento y venta al usuario final.

La determinación de la calidad del gas natural se realiza mediante una combinación de cromatografía, analizadores en línea y análisis de laboratorio acreditado. Donde, la cromatografía constituye el método principal para establecer la composición y propiedades energéticas del gas, mientras que los analizadores permiten el monitoreo continuo de parámetros críticos como humedad y compuestos ácidos.

De forma complementaria, el muestreo y análisis de laboratorio se emplean para validación técnica y contractual, particularmente en puntos de transferencia de custodia.

b) Medición del gas natural

La medición del gas natural permite cuantificar de manera confiable los volúmenes producidos, transportados y entregados a lo largo de la cadena de valor. Esta actividad constituye el puente técnico entre la operación física del sistema y los procesos comerciales, ya que proporciona la base objetiva para la valorización económica, la gestión contractual y la administración del suministro. De manera general, esta etapa comprende:

- Cuantificación del volumen de gas natural
- Determinación de sus características de calidad al momento de la entrega

La medición se realiza en puntos específicos del sistema donde el gas cambia de responsable operativo o comercial, dando lugar a la transferencia de custodia. En estos puntos se formaliza la entrega del gas natural mediante datos medidos y certificados, lo que permite asegurar trazabilidad, transparencia técnica y coherencia entre los flujos físicos y los acuerdos contractuales.

c) Balances volumétricos

De forma complementaria, los esquemas de medición incorporan balances volumétricos desde el pozo hasta los puntos de entrega, considerando variables operativas como:

- Volumen extraído
- Volumen inyectado al yacimiento
- Volumen almacenado
- Volumen utilizado como combustible en las operaciones y autoconsumo
- Volumen de mermas
- Volumen de empaque y desempaque
- Volumen quemado o venteado
- Volumen en puntos de medición, transferencia, referencia y operación
- Volumen transferido
- Otros volúmenes asociados

Estos balances permiten cuantificar las entradas, salidas y acumulaciones del sistema, garantizando consistencia volumétrica, trazabilidad y transparencia técnica, y constituyen un vínculo fundamental entre las etapas de producción y comercialización del gas natural.

En la **Figura 60** se presenta un esquema integral de los elementos asociados a la calidad, medición y balance volumétrico del gas natural.

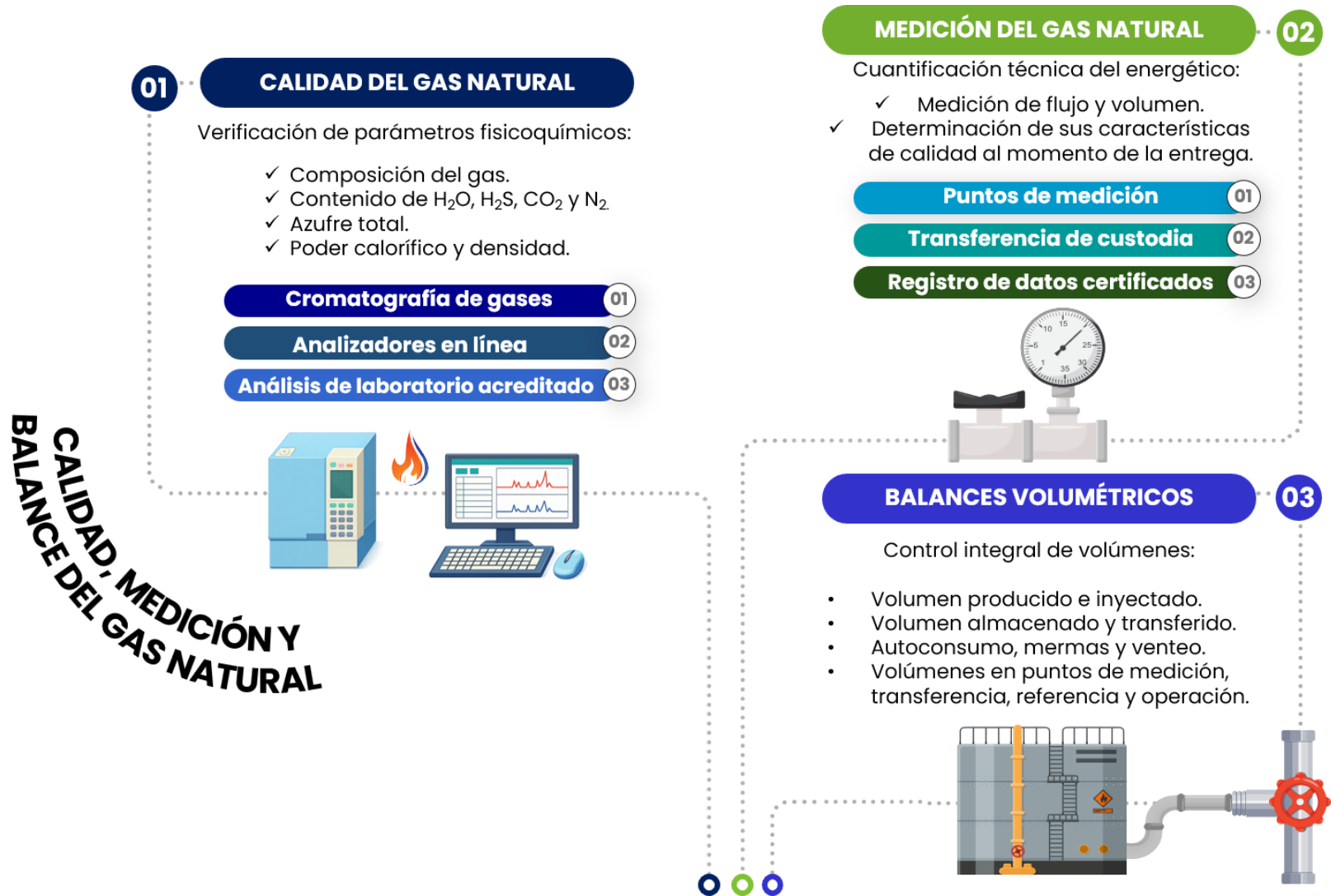


Figura 60. Componentes técnicos para la cuantificación del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.2.5 Comercialización del gas natural

La comercialización del gas natural constituye una actividad transversal a lo largo de toda la cadena de valor, al vincular los flujos físicos con los mecanismos económicos y contractuales que permiten su transferencia entre las distintas etapas de la cadena de valor, desde la producción hasta el consumo final.

De manera general, la comercialización del gas natural se caracteriza por los siguientes elementos:

a) Contratación y gestión del suministro

Incluye la celebración y gestión de contratos de suministro en horizontes de corto, mediano y largo plazo, así como la participación en *mercados spot* y en esquemas contractuales mixtos, los cuales integran volúmenes firmes con componentes flexibles o interrumpibles, en función de los requerimientos operativos y las condiciones del mercado.

Este componente integra simultáneamente:

- La compra y venta del gas natural en distintos puntos de la cadena de valor.
- La planeación del abastecimiento conforme a la dinámica de oferta y demanda, considerando la estacionalidad del consumo y el cumplimiento de entrega de los volúmenes pactados.

b) Acceso abierto y uso eficiente de la infraestructura:

Comprende la contratación de capacidad y el acceso abierto a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, con el objetivo de garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro.

Esta función busca optimizar el uso de los activos disponibles, coordinar los flujos físicos del gas y minimizar restricciones operativas que puedan afectar la entrega al mercado, así como evitar el control por grupos de interés.

c) Gestión de riesgos comerciales y operativos

Abarca la administración de riesgos asociados a la volatilidad de precios, interrupciones del suministro, restricciones de infraestructura, eventos de fuerza mayor o actos de dios y factores geopolíticos, mediante estrategias contractuales, diversificación de fuentes y planeación operativa, con el fin de preservar la estabilidad del sistema y la viabilidad económica de las operaciones.

d) Relación comercial con los usuarios

Incluye la gestión del suministro hacia los consumidores, la atención técnica asociada al servicio, la administración contractual y el seguimiento del cumplimiento de las condiciones acordadas.

Finalmente es aquí, en la comercialización, donde se consolida la percepción de valor del gas natural como energético confiable y competitivo, al materializarse la entrega efectiva del producto y su aprovechamiento en distintos sectores.

En este sentido, la comercialización del gas natural no se limita a una transacción económica, sino que desempeña un papel estratégico en la coordinación del sistema de suministro de gas natural y en la generación de valor a lo largo de la cadena de valor. (American Petroleum Institute, s.f.)

En la **Figura 61** se presenta un esquema integral de la comercialización dentro de la cadena de valor del gas natural.



Figura 61. Componentes estratégicos de la comercialización del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3.3 Infraestructura estratégica asociada a la cadena de valor del gas natural en México y Colombia

La infraestructura de gas natural constituye un elemento estratégico dentro de la cadena de valor previamente descrita, debido a que permite la conexión y funcionamiento integral de las actividades asociadas a la exploración, extracción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio del gas natural. De esta manera, la infraestructura facilita el flujo continuo a lo largo de las distintas etapas de la cadena, contribuyendo al desarrollo y operación de los proyectos de gas natural.

Así mismo, la disponibilidad y capacidad de la infraestructura influye directamente en la seguridad energética, confiabilidad operativa, integración de mercados, consumo y viabilidad de los proyectos. En este contexto, México y Colombia presentan configuraciones de infraestructura diferentes, determinadas por sus condiciones geográficas, niveles de demanda, disponibilidad de recursos y evolución del mercado energético.

3.3.1 Infraestructura de gas natural en México

México cuenta con una de las redes de transporte de gas natural más extensas de América Latina, integrada por más de 21,149 kilómetros de gasoductos que conectan zonas de importación, producción, generación eléctrica y consumo industrial. Parte importante de esta infraestructura se encuentra distribuida principalmente entre los sistemas operados por Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) quien opera el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), Comisión Federal de Electricidad (CFE) y sistemas de Petróleos Mexicanos (Pemex), así como diversos operadores privados.

La infraestructura nacional de transporte de gas natural se integra principalmente de la siguiente manera:

- **CENAGAS:** 10,087 km (48%)
- **CFE:** 7,666 km (36%)
- **Pemex y privados:** 3,396 km (16%)

Así mismo la infraestructura nacional se encuentra fuertemente vinculada al mercado energético de Estados Unidos mediante múltiples puntos de importación localizados principalmente en la región norte del país, permitiendo abastecer corredores industriales, centrales eléctricas de ciclo combinado y proyectos estratégicos relacionados con Gas Natural Licuado (GNL). Adicionalmente, México cuenta con terminales de regasificación, almacenamiento y nuevos proyectos orientados a la licuefacción y exportación de GNL, particularmente en regiones cercanas al Golfo de México y la costa del Pacífico. (Secretaría de Energía, s.f.)

En la **Tabla 1** y **Tabla 2**, así como en la **Figura 62** se muestra la infraestructura estratégica de gas natural en México, incluyendo algunos de los principales sistemas de transporte, terminales de GNL e instalaciones asociadas al almacenamiento y regasificación.

Tabla 1. Principales gasoductos de gas natural en México.

PRINCIPALES GASODUCTOS DE IMPORTACIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN MÉXICO						
No.	Infraestructura	Tipo	Longitud aproximada	Ruta principal	Operador	Función principal
1	Gasoducto Sur de Texas – Tuxpan	Gasoducto de importación	800 km	Texas (EE. UU.) – Tamaulipas – Veracruz	TC Energy e IEnova	Importación de gas natural hacia el centro y sur del país
2	Sistema Los Ramones	Sistema de transporte e importación	1,000 km	Nuevo León – San Luis Potosí – Guanajuato	TAG Pipelines	Transporte de gas natural importado hacia el centro del país
3	Gasoducto Samalayuca – Sásabe	Gasoducto de importación	650 km	Chihuahua – Sonora	Sempra Infrastructure	Abastecimiento de gas natural al noroeste del país
4	Gasoducto Ojinaga – El Encino	Gasoducto de importación	220 km	Chihuahua	TC Energy	Conexión de gas natural importado
5	Sistema Wahalajara	Sistema regional de transporte	2,000 km	Chihuahua – Aguascalientes – Jalisco	Fermaca y TC Energy	Transporte hacia la región occidente de país
6	Gasoducto Mayakan	Gasoducto regional	700 km	Campeche – Yucatán – Quintana Roo	ENGIE México	Suministro regional de gas natural
7	Gasoducto El Encino – Topolobampo	Gasoducto de transporte	530 km	Chihuahua – Sinaloa	TC Energy	Transporte de gas natural hacia el noroeste del país
8	Puerta al Sureste	Gasoducto de transporte e importación	715 km	Veracruz – Tabasco – Península de Yucatán	TC Energy y CFE	Suministro de gas natural hacia el sureste y la Península de Yucatán

Tabla 2. Principales terminales de Gas Natural Licuado (GNL) en México.

PRINCIPALES TERMINALES DE GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN OPERACIÓN EN MÉXICO							
No.	Terminal	Tipo de infraestructura	Ubicación	Año de inicio de operación	Capacidad aproximada (MMpcd)	Operador / Empresa	Función principal
1	Terminal de GNL de Altamira	Terminal de regasificación de GNL	Altamira, Tamaulipas	2006	500-670	Gas de Litoral	Recepción, almacenamiento y regasificación de GNL
2	Terminal Energía Costa Azul	Terminal de regasificación de GNL	Ensenada, Baja California	2008	1,000	Sempra Infrastructure	Recepción, almacenamiento y regasificación de GNL
3	Terminal de GNL de Manzanillo	Terminal de regasificación de GNL	Manzanillo, Colima	2012	500	Comisión Federal de Electricidad (CFE) / KOGAS	Recepción, almacenamiento y regasificación de GNL
4	Terminal de GNL de Pichilingue	Terminal de recepción de GNL	La Paz, Baja California Sur	2021	4.87*	New Fortress Energy	Recepción y almacenamiento operativo de GNL
5	Fast LNG Altamira FLNG	Unidad flotante de licuefacción (FLNG)	Altamira, Tamaulipas	2024	190*	New Fortress Energy	Licuefacción y exportación de GNL
* Valor aproximado convertido de MTPA a MMpcd.							
Nota: MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios.							

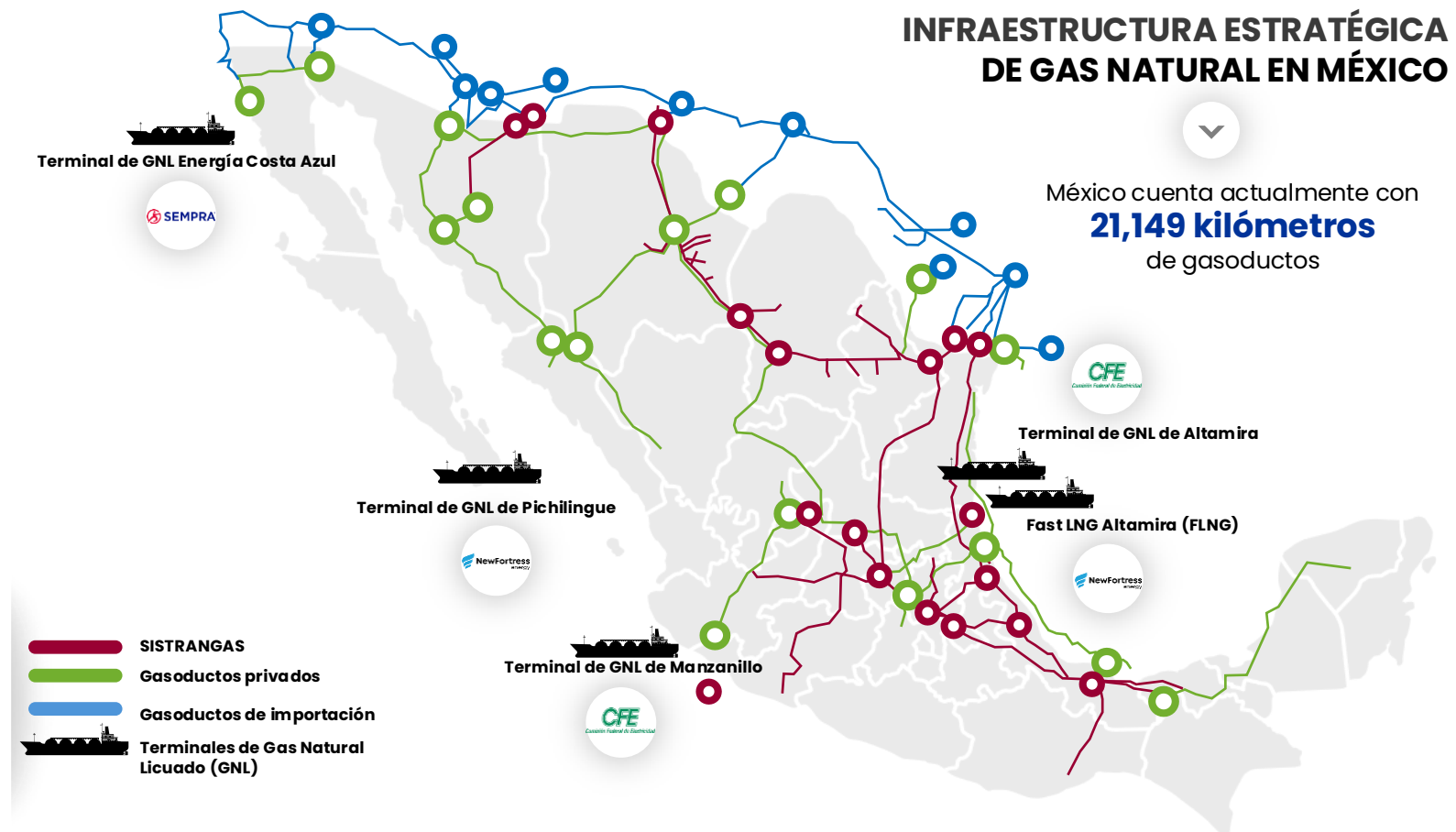


Figura 62. Infraestructura estratégica asociada a la cadena de valor del gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con base en información de la Secretaría de Energía (SENER).

3.3.2 Infraestructura de gas natural en Colombia

Colombia dispone de una infraestructura de transporte de gas natural más concentrada y regionalizada, integrada por aproximadamente 7.775 mil kilómetros de gasoductos orientados principalmente al abastecimiento interno y a la conexión entre las zonas de producción y los principales centros de consumo.

A diferencia de México, Colombia no cuenta con un operador único nacional del sistema de transporte, por lo que las actividades son desarrolladas mediante distintos agentes transportistas, entre los que destacan Transportadora de Gas Internacional (TGI) y Promigas.

La infraestructura colombiana se concentra principalmente en la región Caribe y su conexión hacia el interior del país, permitiendo el suministro de gas natural hacia ciudades y centros industriales estratégicos como Barranquilla, Cartagena, Medellín y Bogotá. De igual manera, diversos sistemas de transporte permiten interconectar campos productores ubicados principalmente en la región norte y costa afuera del Caribe colombiano con centrales termoeléctricas, industrias y usuarios residenciales.

Adicionalmente, Colombia cuenta actualmente con solo una terminal de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) ubicada en Cartagena, conocida como SPEC LNG, la cual desempeña un papel relevante para fortalecer el abastecimiento energético, complementar el suministro nacional y mejorar la confiabilidad operativa del sistema de gas natural, particularmente durante periodos de alta demanda o disminución de producción nacional. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2024)

En la **Tabla 3** y **Figura 63** se muestra la infraestructura estratégica de gas natural en Colombia, incluyendo algunos de los principales sistemas de transporte y la terminal de regasificación de GNL actualmente en operación.

Tabla 3. Principales gasoductos y terminales de Gas Natural Licuado (GNL) en Colombia.

PRINCIPALES GASODUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA						
No.	Infraestructura	Tipo	Longitud aproximada	Ruta principal	Operador	Función principal
1	Sistema Ballena – Barrancabermeja	Gasoducto troncal	578 km	La Guajira – Cesar – Santander	TGI	Transporte de gas natural desde la región Caribe hacia el interior del país
2	Gasoducto Mariquita – Cali	Gasoducto de transporte	340 km	Tolima – Valle del Cauca	TGI	Suministro de gas natural hacia el suroccidente colombiano
3	Gasoducto Cusiana – Bogotá	Gasoducto de transporte	235 km	Casanare – Bogotá	TGI	Abastecimiento de gas natural para Bogotá y zona centro
4	Sistema de Transporte Promigas	Sistema regional de transporte	3,000 km	Región Caribe colombiana	Promigas	Transporte y distribución regional de gas natural
5	Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga	Gasoducto de transporte	200 km	Norte de Santander – Santander	TGI	Transporte regional de gas natural
PRINCIPALES TERMINALES DE GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN OPERACIÓN EN COLOMBIA						
No.	Infraestructura	Tipo	Capacidad aproximada (MMpcd)	Ubicación	Operador	Función principal
1	SPEC LNG	Terminal de regasificación de GNL (Inició operaciones en 2016)	400	Cartagena	SPEC LNG	Importación, almacenamiento y regasificación de GNL

Nota: MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios.

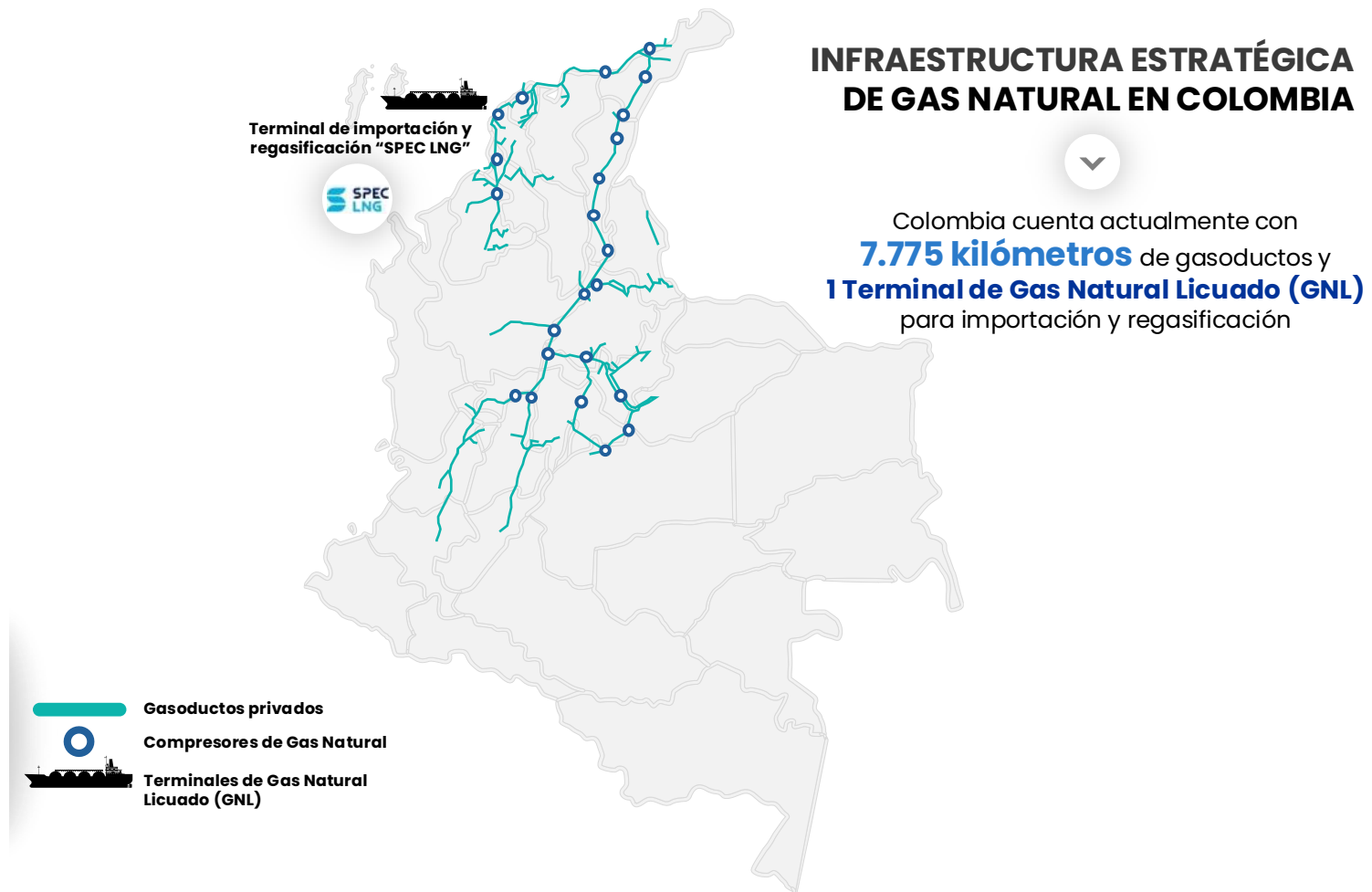


Figura 63. Infraestructura estratégica asociada a la cadena de valor del gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en información de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

3.4 Cadena de valor del gas natural desde un enfoque estratégico: Adaptación del modelo de Michael Porter

Además de la perspectiva técnico-operativa previamente descrita, la cadena de valor del gas natural también puede analizarse desde un enfoque estratégico orientado a identificar cómo las distintas actividades generan valor dentro del sector de hidrocarburos. En este sentido, el modelo de cadena de valor propuesto por Michael Porter (1985) constituye una herramienta de análisis estratégico que permite desagregar las actividades de una organización para identificar cómo cada una contribuye a la generación de valor y al desarrollo de ventajas competitivas.

A diferencia del enfoque técnico-operativo e infraestructura previamente abordados, centrados en el flujo físico del gas natural y en los elementos necesarios para su operación, el enfoque de Porter permite analizar la industria desde la perspectiva de la gestión empresarial y de proyectos, identificando áreas donde pueden generarse eficiencias operativas, reducirse riesgos y fortalecerse la confiabilidad del suministro.

En el sector del gas natural, este enfoque resulta particularmente pertinente debido a tres rasgos estructurales:

- La elevada intensidad de capital, reflejada en los altos montos de inversión requeridos para el desarrollo, construcción y operación de infraestructura.
- La necesidad de una coordinación estrecha entre segmentos de la cadena de valor que son técnica y operativamente interdependientes.
- La incidencia de los marcos regulatorios, ambientales y de seguridad, que condicionan costos, tiempos y el diseño de proyectos.

Con base en ello, se propone a continuación una adaptación del modelo de Michale Porter para el gas natural, distinguiendo actividades primarias y actividades de apoyo que, en conjunto, explican la creación de valor a lo largo de la cadena.

3.4.1 Actividades primarias

Las actividades primarias representan los procesos directamente asociados con la generación, acondicionamiento, entrega y gestión del suministro de gas natural. En una adaptación al sector, pueden organizarse en las siguientes actividades:

- 1. Exploración, evaluación y desarrollo:** Incluye las actividades orientadas a identificar oportunidades, caracterizar el yacimiento, evaluar el potencial del recurso y sustentar la toma de decisiones sobre la viabilidad técnica y económica de los proyectos. La creación de valor en esta etapa se expresa principalmente en la reducción de la incertidumbre geológica y económica, la selección eficiente de prospectos y la adecuada planeación de inversiones de largo plazo.
- 2. Producción y extracción:** Comprende la perforación, terminación y operación de pozos productores, así como las actividades de separación primaria y medición inicial del gas natural. El valor se genera mediante la optimización de la continuidad operativa, la eficiencia en la extracción del recurso y la confiabilidad de los volúmenes producidos, elementos clave para la gestión técnica y económica del yacimiento.
- 3. Procesamiento:** Agrupa las actividades necesarias para acondicionar el gas natural y cumplir con las especificaciones técnicas, de calidad y de seguridad requeridas por los sistemas de transporte y los mercados de consumo. Esta etapa agrega valor al garantizar un producto compatible con su transporte,

comercialización y uso final, reduciendo riesgos operativos y preservando la integridad de la infraestructura.

- 4. Transporte y almacenamiento:** Integra el traslado del gas natural a través de sistemas de ductos y otros medios distintos a ductos, así como su almacenamiento estratégico. La creación de valor en esta actividad se refleja en la disponibilidad y gestión eficiente de la capacidad, la continuidad del suministro y la mitigación de restricciones operativas asociadas a variaciones en la demanda o a contingencias del sistema.
- 5. Distribución y expendio al público:** Comprende la conducción del gas natural hacia los usuarios finales a través de redes de distribución, así como su entrega en los puntos de consumo, incorporando sistemas de medición y control operativo. El valor se materializa al garantizar un suministro seguro, continuo y de calidad para la generación eléctrica y los sectores residencial, comercial e industrial.
- 6. Comercialización y gestión del suministro:** Incluye la administración de contratos de suministro, la programación de entregas, la facturación, la atención técnica asociada a la continuidad y calidad del servicio, y la gestión de la relación comercial con los usuarios finales. En esta actividad se consolida la percepción de valor del gas natural como un energético competitivo, confiable y transparente, al vincular los flujos físicos con los mecanismos económicos y contractuales de la cadena de valor.

En la **Figura 64** se muestran las actividades primarias de la cadena de valor del gas natural, estructuradas con base en el modelo de Michael Porter.

CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

MICHAEL PORTER

ACTIVIDADES PRIMARIAS

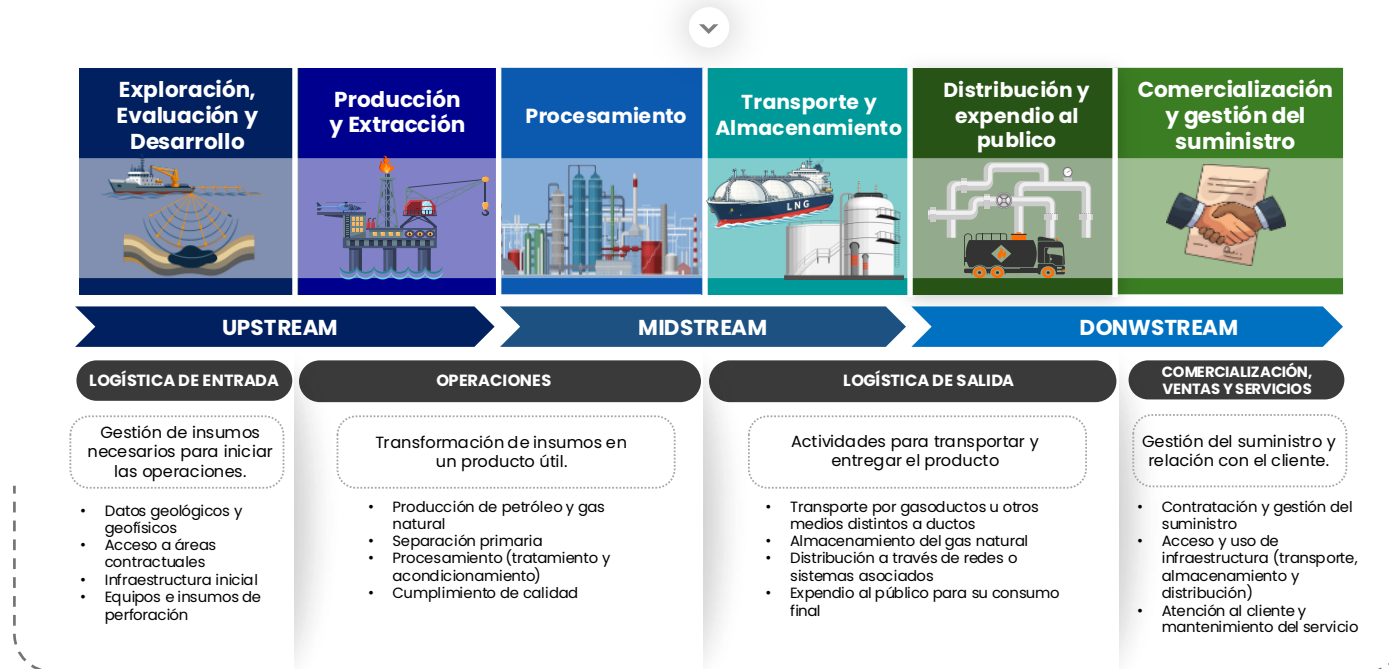


Figura 64. Cadena de valor del gas natural basada en las actividades primarias de Michael Porter.

Fuente: Elaboración propia con base en Michael Porter (1985).

3.4.2 Actividades de apoyo

Las actividades de apoyo actúan de forma transversal a lo largo de la cadena de valor del gas natural y respaldan el desempeño de las actividades primarias. De acuerdo con el modelo de Michael Porter, estas funciones no siguen una secuencia operativa, pero resultan esenciales para asegurar la eficiencia operativa, seguridad, competitividad y sostenibilidad del sistema.

- **Infraestructura de la empresa**

Comprende la planeación estratégica, la gestión organizacional, el control interno y el gobierno corporativo, así como la coordinación integral de proyectos. Esta actividad permite articular de manera coherente las decisiones técnicas, operativas y comerciales a lo largo de la cadena de valor.

- **Gestión financiera y administrativa**

Incluye la planeación financiera, la evaluación y control de inversiones, la administración de costos y la gestión de recursos económicos asociados a proyectos con elevados niveles de inversión y de largo plazo, característicos del sector del gas natural.

- **Gestión de recursos humanos**

Abarca la formación, capacitación y retención de personal especializado en operación, mantenimiento, integridad de instalaciones, comercialización y seguridad industrial, así como el fortalecimiento de una cultura organizacional orientada a la operación segura y confiable.

- **Desarrollo tecnológico e innovación**

Comprende la incorporación de tecnologías para el monitoreo, control y automatización de procesos, así como el uso de análisis de datos e inteligencia artificial para la optimización operativa, el mantenimiento predictivo y la toma de decisiones, orientados a mejorar la eficiencia energética, reducir emisiones y avanzar hacia esquemas más sostenibles.

- **Administración de adquisiciones y gestión de proveedores**

Se refiere a la contratación y coordinación de proveedores estratégicos de equipos, materiales y servicios críticos, como mantenimiento y logística especializada, asegurando el cumplimiento de especificaciones técnicas, la calidad de los insumos y la continuidad operativa del sistema.

- **Cumplimiento legal y regulatorio**

Incluye el cumplimiento de la normatividad energética, ambiental y administrativa, así como la gestión de permisos, autorizaciones, contratos y obligaciones regulatorias que condicionan el desarrollo y operación de los proyectos de gas natural.

- **Gestión integral de seguridad, sostenibilidad y criterios ESG**

Comprende la prevención de riesgos operativos, la protección de la salud y la mitigación de impactos ambientales, incorporando criterios ESG y políticas de sostenibilidad, a fin de asegurar una operación segura y alineada con el papel del gas natural dentro de la transición energética.

En la **Figura 65** se muestran las actividades de apoyo en la cadena de valor del gas natural, con base en el modelo propuesto por Michael Porter.

CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

MICHAEL PORTER

ACTIVIDADES DE APOYO



Las actividades de apoyo son aquellas que respaldan y optimizan el desempeño de las actividades primarias, proporcionando los recursos, capacidades y condiciones necesarias para la generación de valor dentro de la organización.



Figura 65. Actividades de apoyo en la cadena de valor del gas natural con base en el modelo de Michael Porter.

Fuente: Elaboración propia con base en Michael Porter (1985).

3.4.3 Margen y ventaja competitiva en la cadena de valor del gas natural

En el modelo de cadena de valor de Michael Porter, el margen representa la diferencia entre el valor generado por las actividades de una organización y los costos en que incurre para realizarlas, reflejando su capacidad para crear ventaja competitiva.

Aplicado al sector del gas natural, el margen se construye de manera acumulativa a partir de la eficiencia técnica, operativa, comercial y regulatoria a lo largo de la cadena de valor, en un contexto intensivo en capital y fuertemente regulado.

En este contexto, el margen se materializa principalmente a través de:

- Eficiencia en exploración y desarrollo, al reducir la incertidumbre geológica y optimizar inversiones.
- Confiabilidad en producción y procesamiento, al minimizar pérdidas y riesgos operativos.
- Uso eficiente de la infraestructura, al optimizar la capacidad de transporte, almacenamiento y distribución.
- Gestión comercial y contractual adecuada, al equilibrar riesgos y asegurar la continuidad del suministro.
- Cumplimiento normativo, seguridad y desempeño ambiental, al reducir contingencias e interrupciones operativas.

Así, el margen se expresa no solo en rentabilidad económica, sino también en seguridad del suministro, confiabilidad del sistema y competitividad del energético.

En la **Figura 66** se presenta la cadena de valor del gas natural, estructurada con base en el modelo de Michael Porter.

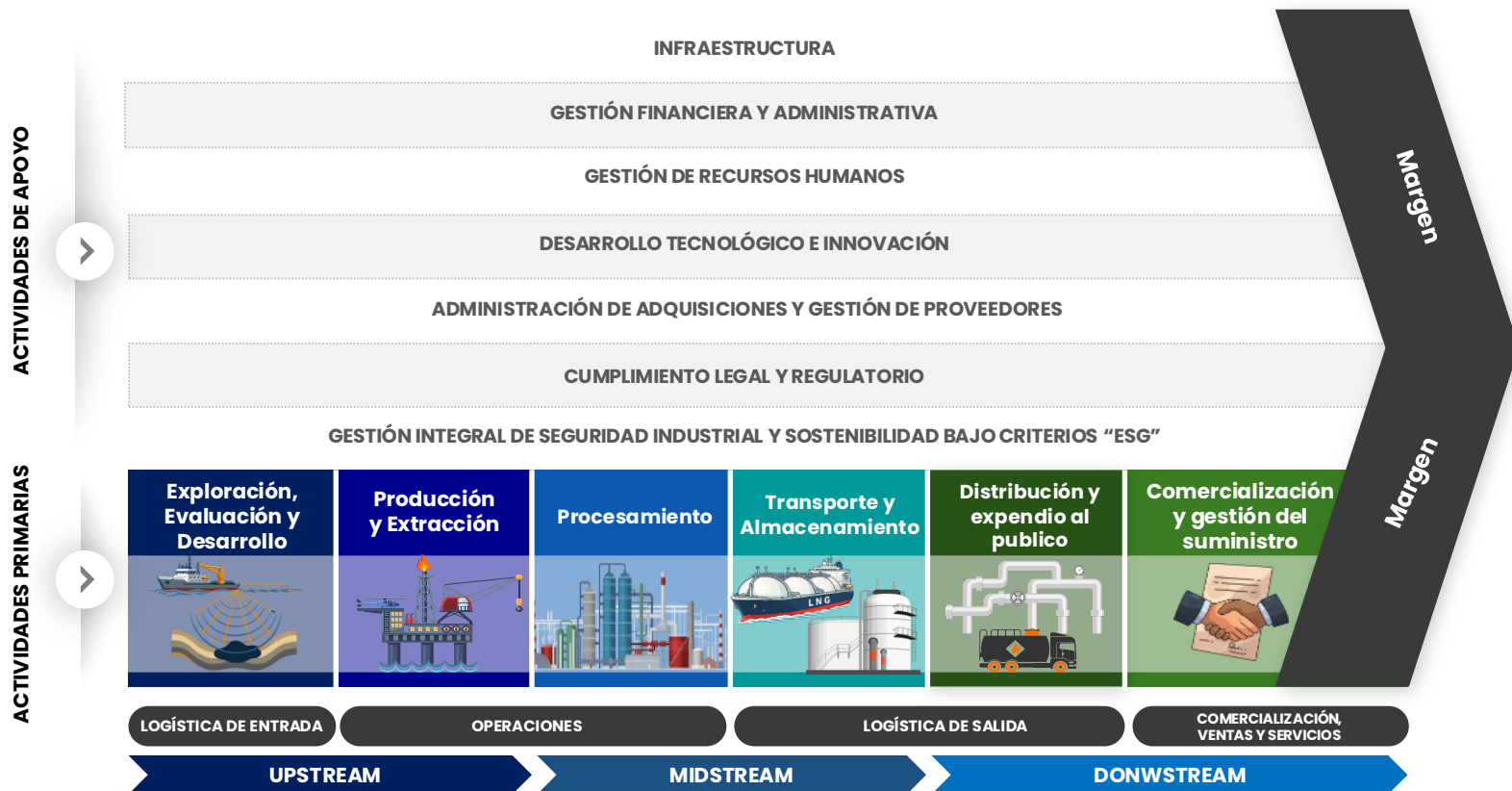


Figura 66. Cadena de valor del gas natural con enfoque en actividades primarias y de apoyo basada en el modelo de Porter.

Fuente: Elaboración propia con base en Michael Porter (1985).

MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y COLOMBIA

CAPÍTULO 4.

MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y COLOMBIA

El análisis del marco institucional y regulatorio del gas natural resulta fundamental para comprender las condiciones bajo las cuales se organizan, operan y supervisan las actividades que integran la cadena de valor antes descrita. Ya que dicho marco no solo establece las bases jurídicas y técnicas para la participación de los distintos agentes económicos, sino que también define los mecanismos regulatorios mediante los cuales el Estado interviene para garantizar la seguridad energética, el acceso a la infraestructura, la continuidad en el suministro, la eficiencia operativa, así como la protección de los usuarios.

Así mismo, la regulación del sector permite delimitar derechos, obligaciones y competencias entre las instituciones y participantes de la industria, así como establecer los instrumentos aplicables a la administración de permisos, contratos, autorizaciones y mecanismos de supervisión vinculados al desarrollo de proyectos de gas natural. En México y Colombia, el sector de gas natural ha evolucionado a partir de distintos procesos de transformación institucional orientadas al fortalecimiento de la seguridad energética, la ampliación de infraestructura y la modernización de los mercados.

Por lo anterior, en este capítulo analiza la estructura institucional y regulatoria del gas natural en México y Colombia, así como los principales instrumentos regulatorios relacionados con las actividades de exploración, producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público.

4.1 Jerarquía normativa en materia de hidrocarburos

Antes de abordar el marco regulatorio del gas natural, es importante considerar que la regulación del sector se estructura a partir de un sistema jerárquico de disposiciones jurídicas y administrativas, el cual permite organizar los distintos instrumentos que inciden en el sector energético y de hidrocarburos.

En este contexto, la teoría de la jerarquía normativa, representada a través de la denominada Pirámide de Kelsen, constituye un referente conceptual fundamental. Propuesta por Hans Kelsen en su obra *Teoría Pura del Derecho* (1934), esta teoría establece que el ordenamiento jurídico se organiza en niveles jerárquicos, en los cuales cada norma adquiere validez a partir de otra de mayor rango, situando a la Constitución como norma fundamental. (Kelsen, 2005)

Aplicado al sector hidrocarburos, y en particular al gas natural, este modelo permite identificar la forma en que se relacionan las disposiciones constitucionales, los tratados internacionales, las leyes, los reglamentos, las disposiciones técnicas y regulatorias, así como actos administrativos que regulan actividades en el sector hidrocarburos.

La existencia de esta estructura jerárquica no solo garantiza la coherencia del marco regulatorio, sino que también proporciona certeza jurídica a las empresas que participan en el sector, al asegurar que las disposiciones emitidas por las autoridades competentes se encuentren debidamente sustentadas. Esto resulta particularmente relevante para el desarrollo de proyectos de infraestructura y la atracción de inversiones en el sector del gas natural. La **Figura 67** presenta de manera general la jerarquía normativa aplicable en materia de hidrocarburos, basada en el modelo de la Pirámide de Kelsen.

ESTRUCTURA JERÁRQUICA DEL ORDEN JURÍDICO APLICABLE AL SECTOR HIDROCARBUROS

PIRÁMIDE DE Kelsen



Figura 67. Estructura jerárquica del ordenamiento jurídico en materia de hidrocarburos basada en la Pirámide de Kelsen.

Fuente: Elaboración propia con base en Kelsen (1934).

4.2 México: Marco regulatorio del Gas Natural

4.2.1 Jerarquía normativa en materia de hidrocarburos en México

La jerarquía normativa en México permite identificar la forma en que se estructura el marco jurídico aplicable al sector hidrocarburos y gas natural. Este esquema se fundamenta en el principio de supremacía constitucional, mediante el cual las disposiciones de menor jerarquía deben ajustarse a las normas superiores para garantizar certeza jurídica y coherencia dentro del sistema jurídico mexicano.

En la parte superior se encuentra la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917, y en particular los artículos 25, 27 y 28, los cuales establecen la rectoría del Estado en materia energética, el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos y las bases para la regulación de las actividades estratégicas del sector. A partir de este marco constitucional se desarrollan las leyes expedidas por el Congreso de la Unión, así como los reglamentos emitidos por el Poder Ejecutivo Federal. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025)

De igual forma, el marco jurídico complementa disposiciones administrativas, lineamientos técnicos, Normas Oficiales Mexicanas y demás instrumentos regulatorios emitidos por autoridades competentes. Estas disposiciones establecen criterios técnicos, operativos, regulatorios y de seguridad aplicables a las actividades del sector.

Finalmente, los actos administrativos permiten materializar la aplicación de la normatividad mediante permisos, autorizaciones, resoluciones, contratos y demás decisiones emitidas por las autoridades competentes. En la **Figura 68** se presenta de manera general la jerarquía normativa aplicable en materia de hidrocarburos en México, basada en el modelo de la Pirámide de Kelsen.



Figura 68. Jerarquía normativa aplicable al sector hidrocarburos en México basada en la Pirámide de Kelsen.

Fuente: Elaboración propia con base en Kelsen (1934), Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (2026), así como legislación y disposiciones regulatorias aplicables al sector hidrocarburos en México.

4.2.2 Estructura institucional del sector hidrocarburos en México

La estructura institucional del sector hidrocarburos define la organización de las entidades responsables de la formulación de políticas aplicables a las actividades que integran la cadena de valor del gas natural. Esta configuración permite delimitar funciones específicas, establecer mecanismos de coordinación entre las distintas entidades del sector y garantizar el funcionamiento del sistema bajo criterios de planeación, gestión, regulación y supervisión.

La estructura institucional del sector energético mexicano, particularmente en materia de hidrocarburos y gas natural, ha experimentado transformaciones significativas a partir de las reformas energéticas de 2013–2014 y 2025. Por lo que, en su configuración actual, el modelo institucional se caracteriza por una mayor concentración de funciones estratégicas en el Estado, especialmente en la Secretaría de Energía (SENER), responsable de la formulación, conducción y evaluación de la política energética nacional, así como de la planeación estratégica y coordinación general del sector.

En este contexto, las principales instituciones que conforman la estructura institucional del sector energético en México son:

- **Secretaría de Energía (SENER):** Dependencia de la Administración Pública Federal centralizada encargada de la política energética, la planeación sectorial y la coordinación del sector.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Órgano regulador de carácter técnico, sectorizado a la SENER, responsable de la regulación técnica y económica, el otorgamiento de permisos y la supervisión de las actividades a lo largo de la

cadena de valor de los hidrocarburos, en coordinación con la política energética del Ejecutivo Federal.

- **Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS):** Organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, encargado de la gestión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), así como de la operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte de gas natural.
- **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE):** Organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, encargado de la operación del Sistema Eléctrico Nacional y de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, cuya operación se encuentra estrechamente vinculada al uso del gas natural en la generación eléctrica.
- **Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA):** Órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), responsable de la regulación y supervisión en materia de seguridad industrial, operativa y protección ambiental en el sector hidrocarburos.
- **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP):** Dependencia de la Administración Pública Federal centralizada encargada de diseñar y aplicar la política fiscal y financiera, así como de definir el régimen económico aplicable a las actividades de exploración y extracción, incluyendo la determinación y recaudación de contraprestaciones a favor del Estado.
- **Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP):** Fideicomiso público del Estado mexicano encargado de recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las actividades de exploración y extracción

de hidrocarburos, asegurando su uso eficiente, transparente y en beneficio de las finanzas públicas y de las generaciones presentes y futuras.

- **Petróleos Mexicanos (PEMEX):** Empresa Pública del Estado encargada de participar en las actividades estratégicas de exploración, extracción, procesamiento, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.
- **Comisión Federal de Electricidad (CFE):** Empresa Pública del Estado responsable de las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, cuya operación mantiene una estrecha relación con el aprovechamiento del gas natural para la generación eléctrica en México.

En conjunto, esta estructura institucional refleja un modelo de gobernanza con mayor centralización, en el que la SENER concentra la conducción de la política energética y la CNE ejerce funciones regulatorias, mientras que los organismos técnicos y operativos desempeñan funciones especializadas bajo un esquema de coordinación estatal. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025)

En la **Figura 69** se muestra la estructura institucional del sector hidrocarburos en México, integrada por las principales entidades encargadas de la formulación de política energética, regulación, supervisión técnica, operación del sistema y administración de los recursos derivados de las actividades del sector hidrocarburos.



Figura 69. Estructura institucional del sector hidrocarburos en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.2.3 Marco jurídico del gas natural en México

El marco jurídico del gas natural está integrado por el conjunto de disposiciones constitucionales, legales, reglamentarias y técnicas que regulan las actividades de exploración, extracción, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio de este recurso. Este marco establece los derechos y obligaciones de los operadores en las actividades, así mismo, define los mecanismos de participación y delimita las facultades del Estado en la conducción del sector.

4.2.3.1 Fundamento constitucional

En México, los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos constituyen la base del régimen jurídico en materia de hidrocarburos, al establecer los principios fundamentales que rigen la organización, regulación y participación del Estado, y sus empresas públicas en el sector energético y de hidrocarburos. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2026)

En particular, dichos preceptos delimitan la rectoría del Estado, el régimen de propiedad de los recursos del subsuelo y el carácter estratégico de determinadas actividades, como se detalla a continuación:

- **Artículo 25.** Establece la rectoría del Estado en el desarrollo nacional y dispone que el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, áreas estratégicas. Así mismo, prevé que, tratándose de la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades.
- **Artículo 27.** Dispone que corresponde a la Nación el dominio directo del petróleo y de todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, cuya propiedad es inalienable e imprescriptible, por lo que no se

otorgarán concesiones. Así mismo, establece que la Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción mediante asignaciones a empresas públicas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, debiendo afirmarse en todo momento la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo.

- **Artículo 28.** Señala que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en áreas estratégicas, entre ellas la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos. Así mismo, establece la existencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, encargado de recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos.

En la **Figura 70** se presenta un esquema de los tres artículos que constituyen el fundamento constitucional del marco jurídico de los hidrocarburos en México.

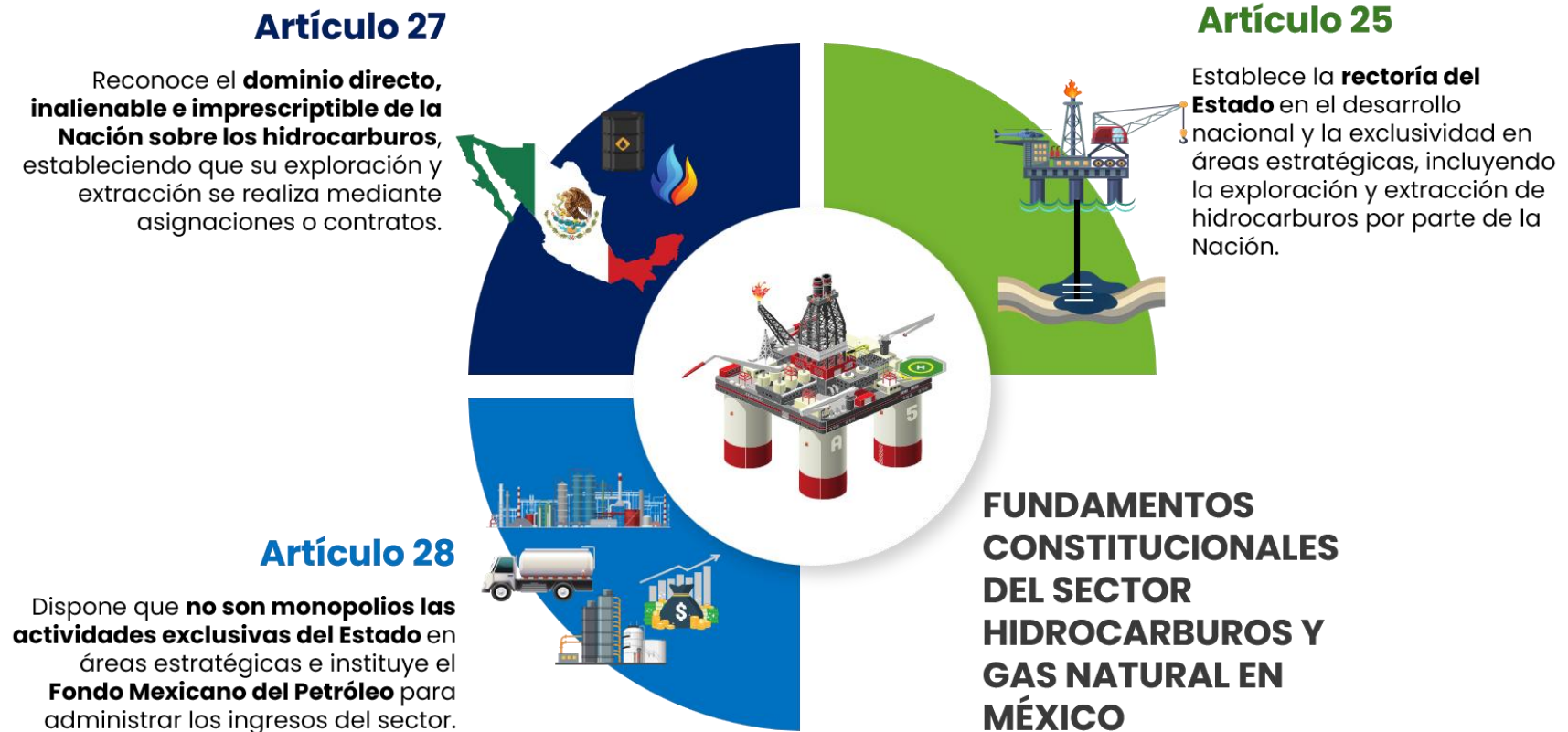


Figura 70. Fundamentos constitucionales del sector hidrocarburos y gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con información de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (2026).

4.2.3.2 Reformas constitucionales de 2013–2014 y 2025 en México

La configuración actual del sector hidrocarburos en México encuentra su fundamento en dos reformas constitucionales recientes que marcaron puntos de inflexión en su organización, regulación y funcionamiento. Como se observa en la **Figura 71**, la Reforma Constitucional en Materia Energética de 2013–2014 y la reforma publicada en 2025 constituyen los hitos más relevantes en la redefinición del marco institucional y regulatorio del sector.

La reforma de 2013–2014 introdujo un cambio sustantivo al permitir la participación del sector privado en diversas actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos, bajo esquemas contractuales y un sistema de regulación especializada, manteniendo en todo momento la propiedad de la Nación sobre estos recursos. Este enfoque implicó la consolidación de un modelo orientado a la apertura regulada, en el que el Estado asumió funciones de rectoría, regulación y supervisión. (Instituto de Investigaciones Jurídicas – UNAM, 2014 y Gobierno de México, 2013)

En contraste, la reforma de 2025 reorientó este esquema hacia un fortalecimiento del papel del Estado en la conducción del sector energético, mediante la concentración de atribuciones en las instancias gubernamentales y la reconfiguración de las funciones regulatorias. Este cambio refleja una tendencia hacia una mayor centralización en la toma de decisiones y en el ejercicio de las actividades consideradas estratégicas.

En este sentido, ambas reformas permiten identificar una transición entre dos enfoques diferenciados en la organización del sector, donde uno está basado en la apertura bajo regulación especializada y el otro se encuentra orientado a una mayor intervención estatal en la definición y control de las actividades.

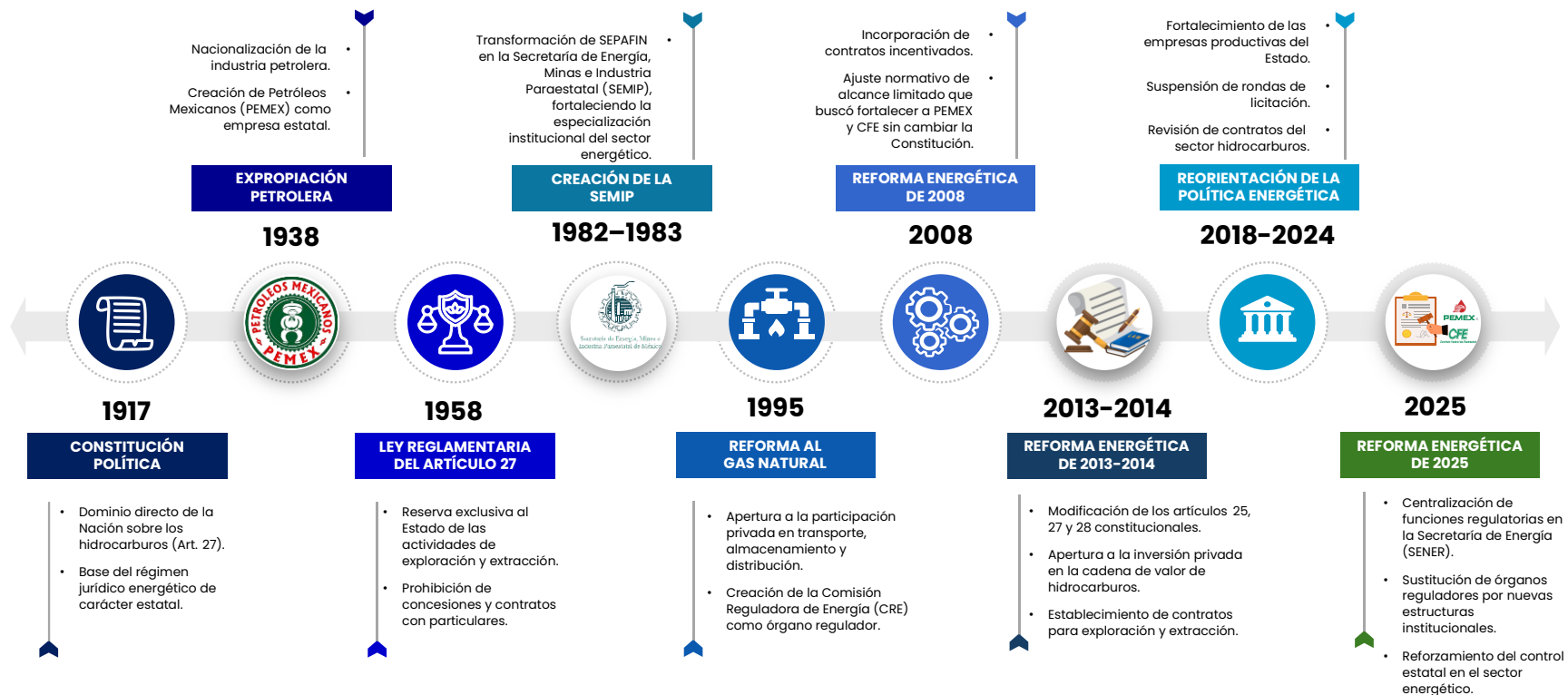


Figura 71. Evolución del marco constitucional y regulatorio del sector hidrocarburos en México (1917–2025).

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

- **Reforma Constitucional en Materia Energética de 2013-2014: Apertura regulada y descentralización institucional**

La reforma constitucional de 2013-2014 tuvo como objetivo incrementar la competitividad y atraer inversión al sector energético. Para ello, permitió la participación de particulares en actividades previamente reservadas al Estado, incluyendo la exploración y extracción de hidrocarburos, así como el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio de gas natural.

Este nuevo modelo se caracterizó por:

- La introducción de un esquema de apertura regulada, con participación de actores privados en toda la cadena de valor.
- La creación de un marco institucional basado en Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética con autonomía técnica, como la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- La consolidación de un modelo descentralizado, con atribuciones de competencias entre diversas entidades.
- La transformación de Pemex y la CFE en Empresas Productivas del Estado, con mayor autonomía de gestión.
- El establecimiento de mecanismos financieros como el FMP.

En conjunto, este diseño institucional respondió a una lógica de competencia regulada, apertura a la inversión y diversificación de empresas en el sector hidrocarburos. (Instituto de Investigaciones Jurídicas - UNAM, 2014 y Gobierno de México, 2013)

- **Reforma Constitucional en Materia Energética de 2025: Centralización regulatoria y fortalecimiento estatal**

La reforma publicada en 2025 modificó de manera sustancial el modelo derivado de la reforma constitucional de 2013–2014, con el propósito de reforzar la soberanía energética y fortalecer la rectoría del Estado en el sector hidrocarburos.

Este nuevo enfoque se caracteriza por:

- La centralización de atribuciones en la SENER, como autoridad rectora del sector energético.
- La creación de la CNE, como órgano que concentra funciones previamente asignadas a la CRE.
- La reorganización del marco jurídico, mediante la expedición de nuevas leyes y la modificación o abrogación de ordenamientos previos.
- El fortalecimiento del papel de Pemex y la CFE, como Empresas Públicas del Estado, consolidándolas como actores estratégicos en la conducción y desarrollo del sector energético.
- La alineación de la política energética y del sector hidrocarburos con objetivos de soberanía, seguridad y autosuficiencia energética.

En este contexto, el gas natural adquiere especial relevancia, al formar parte de una cadena de valor cuya conducción recae prioritariamente en el Estado, condicionando la participación privada a los esquemas definidos por la normativa vigente.

En la **Figura 72** se muestra un comparativo general entre las reformas constitucionales en materia energética de 2013–2014 y 2025 en México.

REFORMAS CONSTITUCIONALES EN MATERIA ENERGÉTICA EN MÉXICO 2013-2014 Y 2025

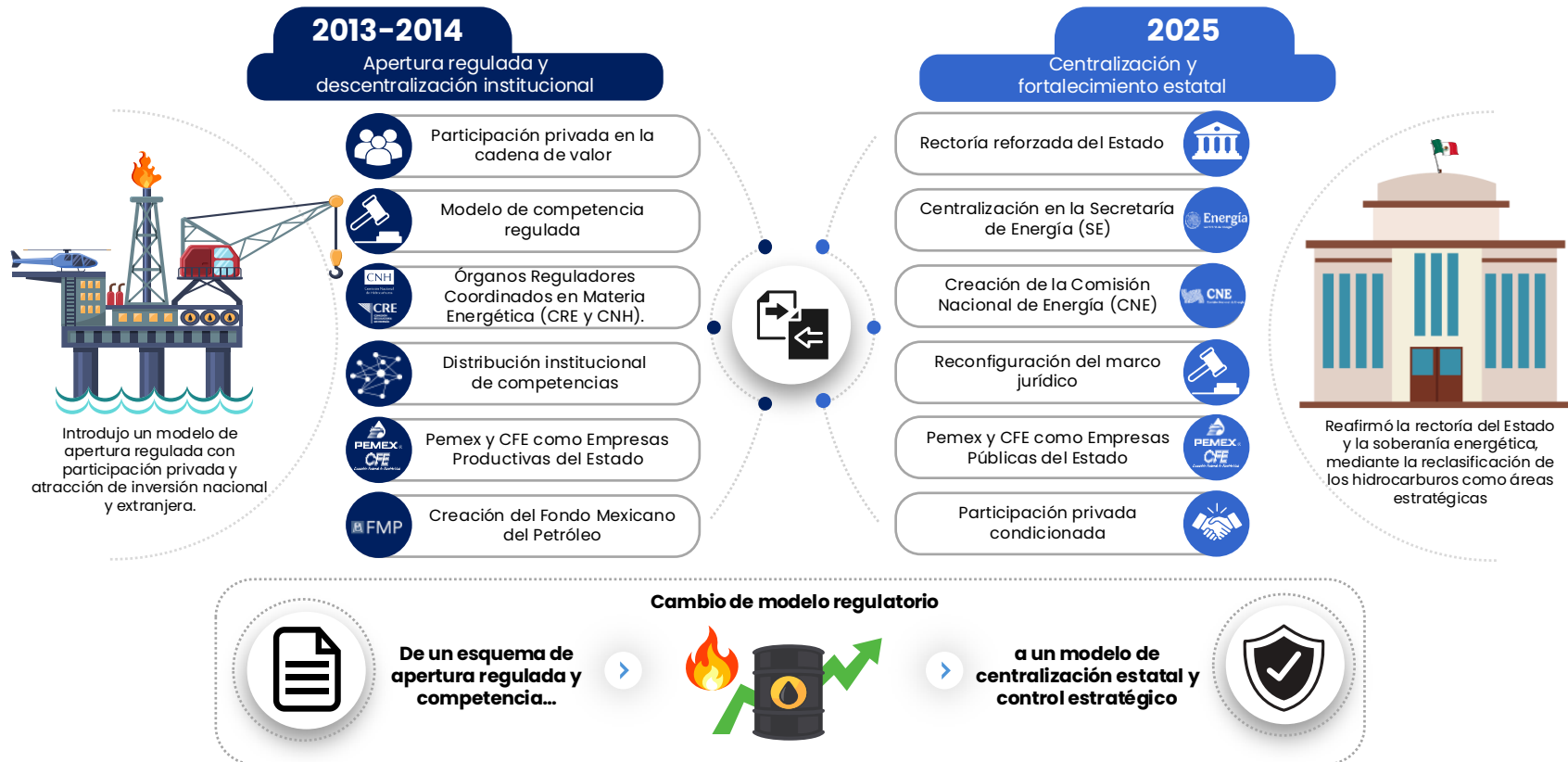


Figura 72. Reforma Constitucional en Materia Energética de 2013-2014 y 2025.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.2.3.3 Reconfiguración del marco jurídico del sector energético

La reconfiguración del marco jurídico del sector energético en México ha dado lugar a una reorganización institucional orientada al fortalecimiento de la rectoría estatal, mediante ajustes en las atribuciones y mecanismos de coordinación aplicables a las actividades del sector hidrocarburos y gas natural.

En el contexto de la Reforma Energética de 2013–2014, se configuró un esquema legal orientado a la apertura regulada del sector, entre las que destacaron:

- Ley de Hidrocarburos, que regulaba las actividades de exploración, extracción, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público.
- Ley de Petróleos Mexicanos, que regulaba la organización y operación de la empresa productiva del Estado.
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que establecía las atribuciones y funcionamiento de la CNH y la CRE como autoridades técnicas del sector.
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, que estableció el régimen fiscal aplicable a las actividades de exploración y extracción.
- Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, que regulaba la administración y distribución de los ingresos derivados de dichas actividades.

Posteriormente, con la reforma energética de 2025, el marco jurídico fue reconfigurado mediante la expedición de nuevas leyes, la reforma de ordenamientos existentes y la abrogación de disposiciones previas, abarcando tanto el sector hidrocarburos como el eléctrico.

Entre las principales disposiciones vinculadas con el sector hidrocarburos y, en particular, con el gas natural, destacan:

- Ley del Sector Hidrocarburos, que sustituye y reorganiza el régimen general aplicable a las actividades de la cadena de valor.
- Ley de Planeación y Transición Energética, que incorpora criterios de seguridad energética, sostenibilidad y planeación de largo plazo.
- Ley de la Comisión Nacional de Energía, que establece el esquema regulatorio centralizado del sector.
- Ley de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos, que redefine su estructura, funciones y participación en el sector.

De manera complementaria, se expidieron disposiciones en el sector eléctrico, como la Ley del Sector Eléctrico y la Ley de la Empresa Pública del Estado, Comisión Federal de Electricidad, las cuales resultan relevantes debido a la estrecha vinculación entre el gas natural y la generación de energía eléctrica en el país.

Así mismo, se reformaron disposiciones en materia fiscal y administrativa, eliminando así la base jurídica del modelo de regulación independiente.

En conjunto, este nuevo esquema normativo redefine las atribuciones institucionales, los mecanismos de regulación y la participación de las empresas en la cadena de valor del gas natural, consolidando un modelo caracterizado por una mayor intervención del Estado.

En la **Figura 73**, **Figura 74** y **Figura 75** se muestra la reconfiguración del marco institucional y jurídico del sector hidrocarburos en México a partir de las reformas energéticas de 2013–2014 y 2025.



Figura 73. Estructura institucional del sector energético en México derivada de la Reforma Energética 2013–2014.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.



Figura 74. Estructura institucional del sector energético en México derivada de la Reforma Energética 2025.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

RECONFIGURACIÓN DEL MARCO JURÍDICO DEL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO

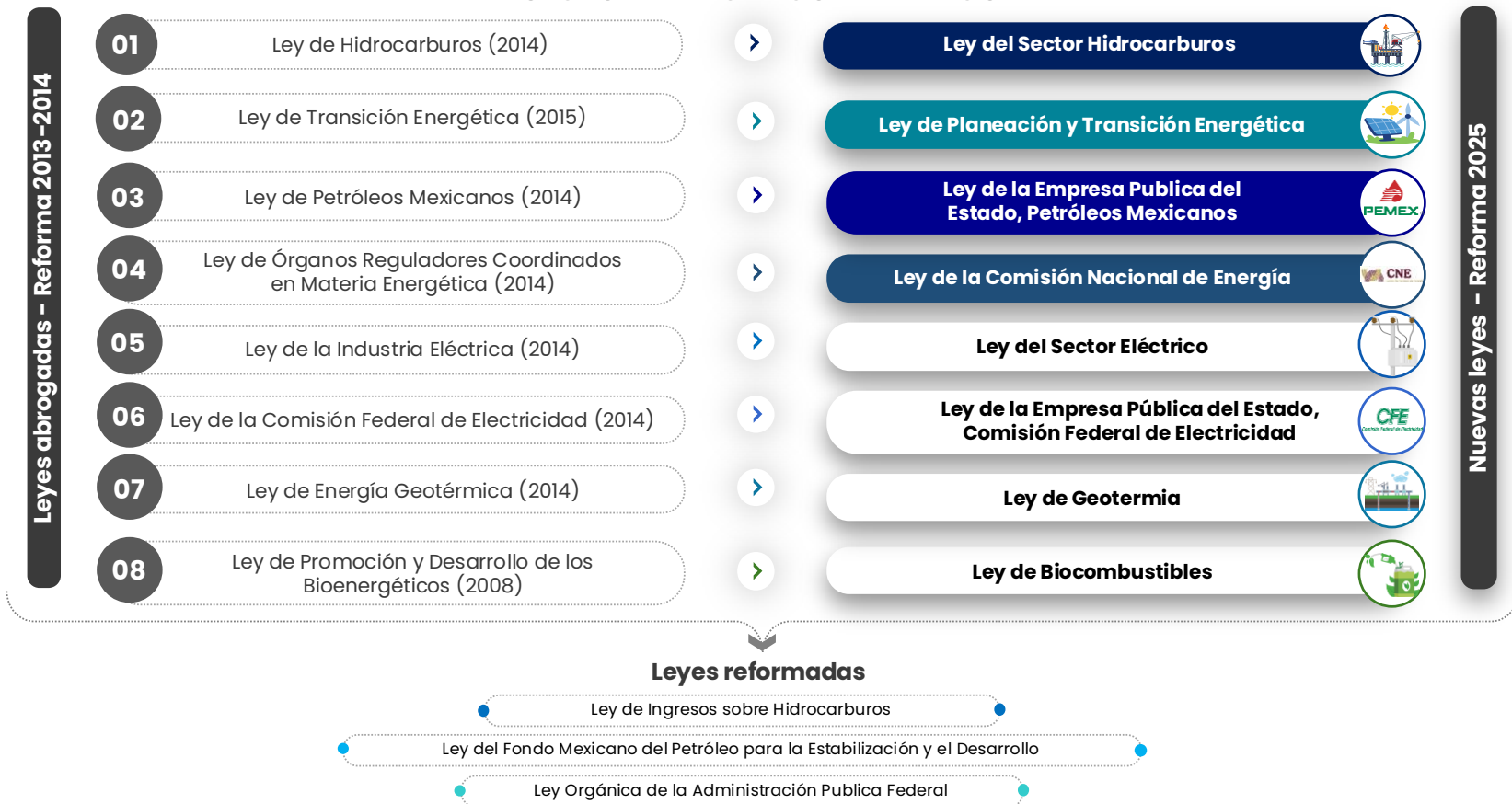


Figura 75. Reconfiguración del marco jurídico del sector energético en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.2.4 Política energética y planeación del sector hidrocarburos

El análisis del marco regulatorio del gas natural en México debe integrarse en el contexto de los instrumentos de planeación del Estado, particularmente el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2025–2030 y el Plan de Trabajo del Sector Hidrocarburos 2025–2030. Estos instrumentos no solo establecen directrices generales, sino que orientan estratégicamente el desarrollo del sector energético.

- **Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2025–2030**

El PND 2025–2030 es una guía estratégica, que define las prioridades políticas, económicas y sociales en México y se estructura en torno a cuatro ejes generales de política pública; sin embargo, para el sector hidrocarburos y gas natural destaca particularmente el Eje General 4, orientado al desarrollo sustentable, el cual presenta un diagnóstico de las principales problemáticas del sector energético, así como objetivos, estrategias y líneas de acción encaminadas a fortalecer la soberanía energética, la seguridad del suministro y la transición energética del país.

En este contexto, el PND adopta un enfoque de desarrollo sustentable, en el que la política energética busca equilibrar el crecimiento económico, social y ambiental. Bajo esta visión, se prioriza el fortalecimiento de la rectoría del Estado, principalmente a través de PEMEX y la CFE, con el objetivo de reducir la dependencia externa, garantizar precios accesibles y asegurar el acceso universal a la energía.

Así mismo, se impulsa la transición energética mediante el desarrollo de energías renovables, la reducción de emisiones y el cumplimiento de compromisos climáticos.

Este enfoque también reconoce la necesidad de modernizar la infraestructura energética y fortalecer la planeación del sistema eléctrico, con el fin de garantizar un suministro confiable y sostenible en el largo plazo. (Gobierno de México, 2025)

- **Plan de Trabajo del Sector Hidrocarburos 2025–2030**

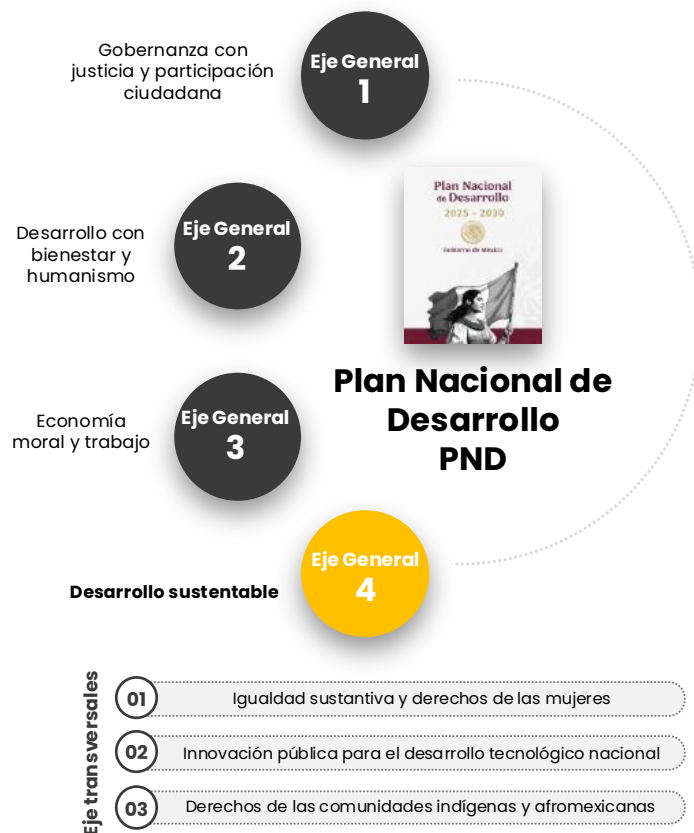
Por su parte, el Plan de Trabajo del Sector Hidrocarburos 2025–2030 es la estrategia del Gobierno de México y Pemex para garantizar la soberanía y autosuficiencia energética del país, conteniendo líneas estratégicas operativas, entre las que destacan la exploración focalizada para incrementar reservas, la producción sustentable de hidrocarburos, incluido el gas natural, la consolidación de la autosuficiencia en refinación, el fortalecimiento de la petroquímica y la producción de fertilizantes, así como el desarrollo de una logística segura.

De igual forma, incorpora acciones orientadas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante prácticas de economía circular y de transición energética, acompañadas de esquemas de financiamiento que buscan garantizar la viabilidad del sector.

Adicionalmente, estas líneas estratégicas buscan fortalecer la seguridad operativa, optimizar la gestión de recursos y consolidar la capacidad productiva nacional, contribuyendo a una mayor estabilidad del sector energético.

En conjunto, ambos instrumentos evidencian que la regulación del gas natural no se limita a disposiciones técnicas o administrativas, sino que forma parte de una estrategia integral de política energética, mediante la cual el Estado orienta el desarrollo del sector hacia objetivos prioritarios como la soberanía energética, la seguridad del suministro y la sostenibilidad. (Presidencia de la República, 2025)

En la **Figura 76** y en la **Figura 77** se presentan, de manera sintética, los principales elementos del Plan Nacional de Desarrollo 2025–2030 y del Plan de Trabajo del Sector Hidrocarburos 2025–2030.



Diagnóstico del Eje General 4: Desarrollo Sustentable



Equilibrio entre desarrollo económico, social y ambiental, preservando recursos para futuras generaciones.



Soberanía energética sustentable, con el **fortalecimiento del Estado** (PEMEX y CFE) para reducir dependencia externa y lograr autosuficiencia.



Impulso a energías renovables para acelerar la transición energética y reducir emisiones.



El 89% de la energía del país proviene de combustibles fósiles y el **62% de la electricidad se genera con gas natural**.



Se requiere **fortalecer la red eléctrica** para atender la demanda e integrar energías limpias.



Priorizar consumo nacional, **fortalecer petroquímica** y fertilizantes, y **descarbonizar hidrocarburos** con tecnologías limpias.



Garantizar **acceso universal a energía** confiable, asequible y sostenible.

Objetivos y Estrategias

1. Fortalecer la seguridad y soberanía energética mediante autosuficiencia sustentable y acceso equitativo, reduciendo la dependencia externa.

2. Impulsar energías limpias, modernizar infraestructura y fomentar innovación para disminuir combustibles fósiles e impacto ambiental.

3. Reducir emisiones y fortalecer la resiliencia climática mediante prevención y control de impactos ambientales.

4. Garantizar acceso equitativo a la energía, promoviendo inclusión en regiones con limitaciones de suministro.

5. Proteger y restaurar ecosistemas mediante uso sustentable y políticas inclusivas y participativas.

6. Asegurar el acceso al agua con gestión sostenible, protegiendo cuencas y su disponibilidad futura.

Figura 76. Plan Nacional de Desarrollo 2025–2030.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.



Líneas estratégicas

- 01 **Incremento de reservas** de al menos 10 años con 269 pozos, una inversión de 220 mil mdp y más de 2 mil millones de barriles potenciales.
- 02 **Producción de 1.8 Mbd de hidrocarburo líquido y más de 5 Bpcd de gas**, con perforaciones, proyectos estratégicos y reducción de emisiones.
- 03 **Abasto nacional de combustibles**, control de precios y fortalecimiento del Sistema Nacional de Refinación (Dos Bocas y Deer Park).
- 04 Reactivación de plantas, **aumento de producción de fertilizantes y recuperación de la petroquímica nacional**.
- 05 Fortalecimiento de la **seguridad en almacenamiento, transporte y distribución** de combustibles.
- 06 **Impulso a economía circular**, reducción de emisiones y desarrollo de proyectos de transición energética.
- 07 Recursos de Pemex, **apoyo federal y nuevo régimen fiscal** para estabilidad y pago de deuda.

Figura 77. Plan de Trabajo del Sector Hidrocarburos 2025-2030.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.2.5 Regulación aplicable a la cadena de valor del gas natural en México

A partir de la entrada en vigor de la Ley del Sector Hidrocarburos de 2025 y su Reglamento se establecen las bases jurídicas y regulatorias aplicables a las actividades de exploración, extracción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de gas natural.

En términos generales, los principales instrumentos regulatorios aplicables al gas natural pueden agruparse conforme a las distintas etapas operativas de la cadena de valor del sector.

4.2.5.1 Exploración y extracción de gas natural

En la etapa de exploración y extracción, la regulación se orienta a establecer los mecanismos mediante los cuales el Estado administra, supervisa y controla el aprovechamiento de los hidrocarburos del subsuelo, así como las condiciones técnicas y operativas para el desarrollo de las actividades petroleras.

En México, como ya mencionamos el marco regulatorio aplicable a las actividades de exploración y extracción ha experimentado importantes transformaciones derivadas de las reformas energéticas de 2013–2014 y 2025, dando lugar a la coexistencia de contratos, asignaciones e instrumentos regulatorios correspondientes tanto al modelo de apertura y participación privada implementado a partir de 2013–2014, como al nuevo esquema institucional con mayor centralización estatal derivado de la reforma energética de 2025.

a) Modelo contractual derivado de la reforma energética de 2013

Para comprender el modelo regulatorio y contractual aplicable actualmente a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México, es importante

considerar el proceso de transformación institucional derivado de la reforma energética de 2013-2014 y la expedición de la Ley de Hidrocarburos de 2014, mediante el cual se permitió la participación de empresas privadas nacionales e internacionales en actividades que anteriormente eran desarrolladas principalmente por Pemex.

Previo a dicha reforma, Pemex concentraba prácticamente las actividades de exploración y extracción bajo un esquema de participación estatal predominante. Sin embargo, a partir de la reforma constitucional de 2013-2014, el Estado mexicano implementó mecanismos de asignaciones y contratos que permitieron incorporar nuevos operadores al sector, manteniéndose en todo momento la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos.

Como parte de este proceso, la CNH administró diversos procesos licitatorios conocidos como Rondas Petroleras, mediante los cuales se adjudicaron áreas contractuales para actividades de exploración y extracción en campos terrestres, aguas someras y aguas profundas. (Secretaría de Energía, s.f.)

Entre 2015 y 2018 se desarrollaron principalmente la Ronda Uno, Ronda Dos y Ronda Tres, las cuales permitieron la participación de operadores nacionales e internacionales bajo distintos mecanismos contractuales y representaron uno de los principales instrumentos de apertura e inversión en el sector hidrocarburos en México.

El marco jurídico derivado de la reforma contempló distintos esquemas contractuales aplicables a las actividades de exploración y extracción, entre los que destacaron los siguientes:

1. **Contrato de licencia:** Esquema mediante el cual el operador adquiere la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos, sujeto al cumplimiento de contraprestaciones, regalías e impuestos establecidos por el Estado.
2. **Contrato de producción compartida:** Modelo contractual en el que la producción obtenida se distribuye entre el Estado y el contratista conforme a las condiciones económicas y operativas establecidas en el contrato.
3. **Contrato de utilidad compartida:** Esquema mediante el cual el Estado comparte con el contratista las utilidades generadas por el proyecto, manteniendo mecanismos de control sobre la producción y las actividades operativas.
4. **Contrato de servicios:** Modalidad en la que el contratista realiza actividades específicas de exploración y extracción a cambio de una contraprestación económica previamente establecida.

Estos contratos consideraban periodos diferenciados para las etapas de exploración y extracción, pudiendo alcanzar una vigencia total de hasta 35 años, con posibilidad de prórrogas adicionales conforme a las condiciones establecidas en la legislación y en los términos contractuales correspondientes.

De manera complementaria, el Estado podía otorgar asignaciones directamente a Pemex para el desarrollo de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, particularmente en áreas consideradas estratégicas o de interés nacional.

En este contexto, destacó la denominada “Ronda Cero”, mediante la cual Pemex conservó de manera exclusiva diversas áreas productivas y de exploración, equivalentes al 83% de las reservas 2P y al 21% de los recursos prospectivos del país, con el objetivo de garantizar la continuidad operativa, productiva y financiera del sector hidrocarburos en México. (Secretaría de Energía, 2015)

En consecuencia, durante el periodo posterior a la reforma energética de 2013-2014 coexistieron asignaciones otorgadas a Pemex y contratos adjudicados a operadores privados, configurando un esquema de participación mixta en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México.

Así, como parte de este proceso, entre 2015 y 2018 se adjudicaron 111 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos mediante distintas rondas petroleras y asociaciones estratégicas desarrolladas en el país.

Aunque una parte importante de estos contratos permaneció en etapas de exploración y evaluación, diversos proyectos lograron avanzar hacia fases operativas y productivas. Para 2021, alrededor de 31 contratos ya se encontraban produciendo hidrocarburos, mientras que en 2022 aproximadamente 32 contratos operados por distintas empresas. (Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, 2021)

Cabe destacar que algunos de estos contratos continúan vigentes y siguen desarrollando actividades operativas, productivas y de inversión en distintas regiones del país. En este contexto, alrededor de 21 empresas operadoras mantenían actividades asociadas a los contratos en producción; sin embargo, diversos proyectos también enfrentaron procesos de devolución, renuncia o terminación anticipada.

Hacia finales de 2023, aproximadamente una tercera parte de los contratos adjudicados durante las rondas petroleras había sido devuelta total o parcialmente al Estado, principalmente por factores técnicos, económicos, operativos y de incertidumbre regulatoria asociados al entorno energético e institucional del sector hidrocarburos en México. En la **Figura 78**, se muestra un diagrama relacionado con el modelo contractual derivado de la reforma energética de 2013-2014 en México.

MODELO CONTRACTUAL DERIVADO DE LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013–2014 EN MÉXICO EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL

ASIGNACIONES PETROLERAS

El Estado mexicano otorgó a Pemex asignaciones petroleras mediante la denominada “**Ronda Cero**” en 2014.

Se otorgaron áreas de:

Exploración
Extracción
Campos terrestres
Aguas someras
Aguas profundas

Se permitió la participación de **empresas privadas** en exploración y extracción, manteniéndose la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos.



RONDAS PETROLERAS 2015–2018

La CNH realizó licitaciones a través de las rondas petroleras:

Ronda Uno (2015–2016)	4 licitaciones
Ronda Dos (2016–2017)	4 licitaciones
Ronda Tres (2017–2018)	2 licitaciones

Para adjudicar áreas contractuales en campos terrestres, aguas someras y aguas profundas, terrestres convencionales y no convencionales

ESQUEMAS CONTRACTUALES

La reforma incorporó distintos contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

1 CONTRATO DE LICENCIA

El operador adquiere los hidrocarburos extraídos, sujeto al pago de contraprestaciones e impuestos.

2 CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA

La producción se distribuye entre el Estado y el contratista conforme al contrato.

3 CONTRATO DE UTILIDAD COMPARTIDA

El Estado comparte utilidades con el contratista manteniendo control sobre las operaciones.

4 CONTRATO DE SERVICIOS

El contratista realiza actividades específicas a cambio de una contraprestación económica.

Asociaciones de Pemex o farmouts: Permitieron a Pemex compartir inversión, riesgos y capacidades técnicas con empresas privadas en proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

REGULADO POR

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Nota: Figura de carácter enunciativo más no limitativo.



Figura 78. Modelo contractual derivado de la Reforma Energética de 2013–2014.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

b) Reconfiguración regulatoria derivada de la reforma energética de 2025

A partir de la reforma energética de 2025, el modelo institucional y regulatorio del sector hidrocarburos en México, como ya se mencionó, transitó hacia un esquema con mayor centralización estatal, fortaleciendo la rectoría de la SENER y reconfigurando diversas funciones regulatorias previamente ejercidas por los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En este contexto, los contratos y asignaciones vigentes derivados del modelo implementado entre 2014 y 2018 deben adecuarse progresivamente al nuevo marco jurídico, institucional y regulatorio aplicable al sector hidrocarburos en México.

Para ello, el marco regulatorio actual contempla distintos instrumentos jurídicos, técnicos y operativos que permiten llevar a cabo las actividades de exploración y extracción (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025), entre los que se destacan:

- **Asignaciones para Desarrollo Propio:** Mediante las cuales la SENER otorga a Pemex el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de manera exclusiva.
- **Asignaciones para Desarrollo Mixto:** Aplicables cuando Pemex requiere complementar capacidades técnicas, operativas, financieras o de ejecución mediante la participación de terceros.
- **Contratos para la Exploración y Extracción:** Celebrados por el Estado Mexicano a través de la SENER para desarrollar actividades de exploración y extracción en áreas contractuales específicas y por periodos determinados. Así mismo, bajo este esquema Pemex puede celebrar asociaciones o alianzas estratégicas que permitan compartir inversiones, riesgos, costos y producción.

De manera complementaria, la regulación incorpora instrumentos asociados a la administración de información técnica, autorizaciones, supervisión operativa y cumplimiento regulatorio de las actividades de exploración y extracción, entre los que destacan:

- **Administración de información técnica:** Relacionada con la obtención, resguardo, uso y publicación de información geológica, geofísica, petrofísica y demás información derivada de las actividades de reconocimiento, exploración y extracción de hidrocarburos, la cual constituye propiedad de la Nación.
- **Autorizaciones operativas:** Requeridas para la perforación de pozos y para la realización de actividades de reconocimiento y exploración superficial destinadas a identificar la posible existencia de hidrocarburos.
- **Regulación técnica y supervisión de las actividades de exploración y extracción:** Cuya regulación y supervisión corresponden a la SENER, mediante la emisión de disposiciones aplicables al desarrollo técnico y operativo de los proyectos petroleros, así como a la administración y aprovechamiento de la información generada durante su ejecución para:
 - Reconocimiento y exploración superficial, incluyendo criterios relacionados con la confidencialidad y el aprovechamiento comercial de la información obtenida.
 - Acopio, resguardo, uso, administración, transferencia y publicación de información técnica derivada de las actividades petroleras.
 - Exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo los planes de exploración, planes de desarrollo para la extracción y programas de abandono.

- Recolección de hidrocarburos y perforación de pozos.
- Cuantificación y certificación de reservas, recursos prospectivos y recursos contingentes, conforme a criterios técnicos aplicables al sector.
- Medición de la producción de hidrocarburos, considerando la instalación, verificación y auditabilidad de los sistemas de medición conforme a estándares y prácticas internacionales.
- Aprovechamiento del gas natural asociado y reducción de pérdidas, emisiones y venteo operativo.
- Aplicación de estándares técnicos y operativos orientados a maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y fortalecer la eficiencia operativa de los proyectos.

En la **Figura 79** se presenta un diagrama general de los principales instrumentos regulatorios, autorizaciones y mecanismos aplicables a las actividades de exploración y extracción de gas natural en México.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL

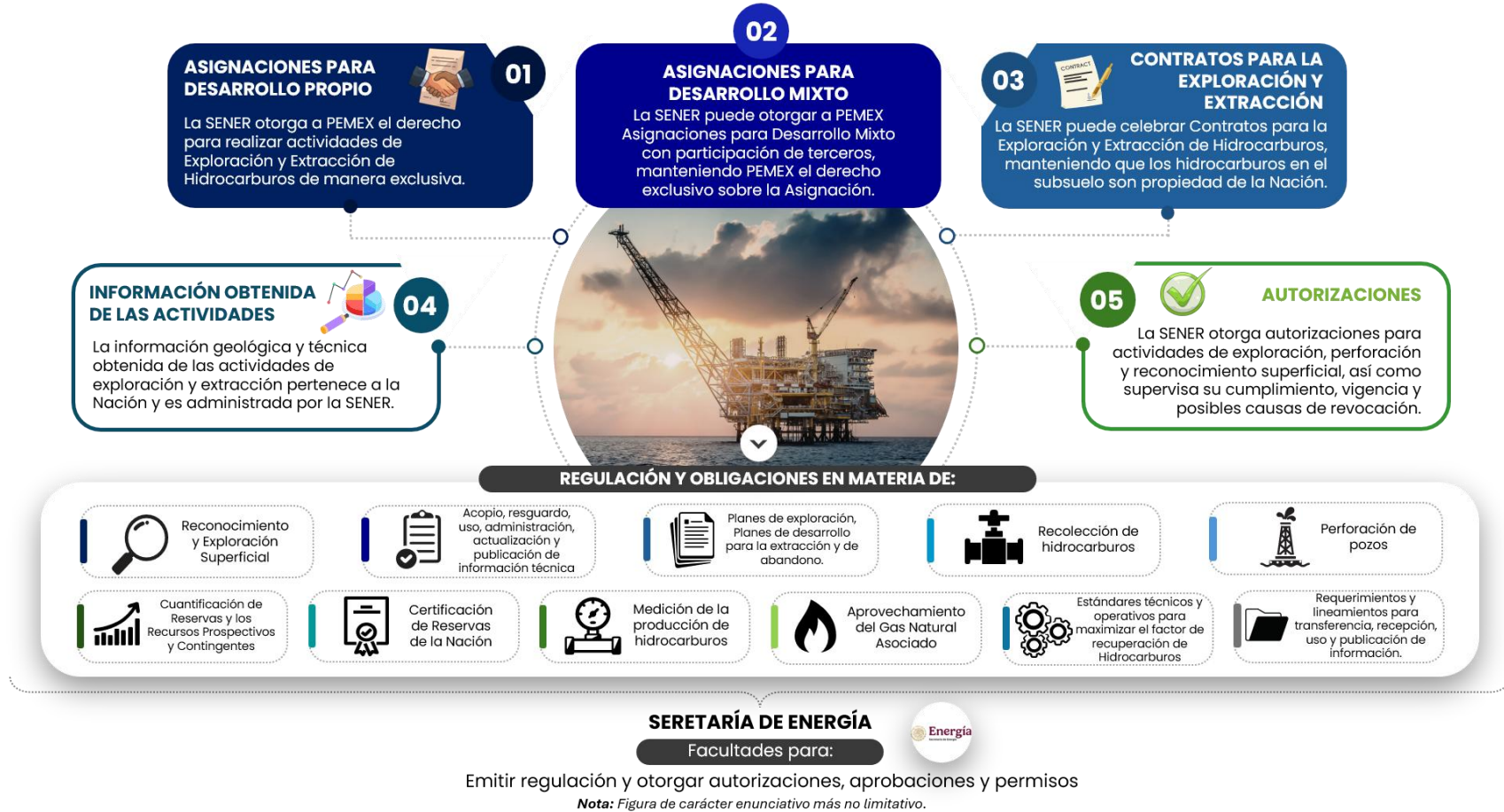


Figura 79. Regulación aplicable a las actividades de exploración y extracción de gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.2.5.2 Procesamiento, comercialización, almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas natural

Ahora bien, las actividades relacionadas con gas natural se encuentran sujetas a un marco regulatorio orientado a garantizar la continuidad, seguridad, eficiencia y confiabilidad del suministro, así como del desarrollo de la infraestructura y del mercado de gas natural en México.

En este contexto, la regulación contempla instrumentos asociados al otorgamiento de permisos, operación de infraestructura, acceso abierto, supervisión técnica y cumplimiento regulatorio aplicables a las distintas etapas de la cadena de valor del gas natural, funciones que anteriormente eran ejercidas principalmente por la CRE y que actualmente forman parte del esquema regulatorio encabezado por la CNE.

a) Permisos relacionados con el gas natural

Las actividades reguladas del sector requieren permisos otorgados por las autoridades competentes conforme a la naturaleza y alcance de cada actividad.

En términos generales, en esta etapa de la cadena de valor del gas natural, la SENER participa en la conducción de la política energética nacional, la planeación del sector y el otorgamiento de permisos relacionados principalmente con la importación y exportación de gas natural, así como en el desarrollo de Sistemas Integrados.

Por su parte, la CNE es responsable de regular, supervisar y otorgar permisos para actividades relacionadas con el procesamiento, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, expendio al público y gestión de Sistemas Integrados de gas natural. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025)

Entre las principales actividades sujetas a permiso destacan:

1. **Importación y exportación:** Permisos para la entrada y salida de gas natural del territorio nacional, sujetos a disposiciones relacionadas con medición, calidad, trazabilidad y seguridad de suministro.
2. **Procesamiento de gas natural:** Permisos para instalaciones destinadas al acondicionamiento y procesamiento del gas natural, conforme a capacidades y condiciones técnicas autorizadas.
3. **Comercialización:** Permisos para la compra, venta y suministro de gas natural, incluyendo la contratación de servicios de transporte, almacenamiento o distribución.
4. **Almacenamiento:** Permisos para instalaciones destinadas a la recepción, resguardo, conservación y entrega de gas natural bajo condiciones de seguridad industrial y operativa.
5. **Compresión, descompresión, licuefacción y regasificación:** Permisos asociados a procesos físicos de acondicionamiento y transformación del gas natural, conforme a capacidades y condiciones operativas autorizadas.
6. **Transporte:** Permisos para el traslado de gas natural por ductos o por medios distintos a ductos, sujetos a condiciones técnicas y esquemas de acceso abierto regulado.
7. **Distribución:** Permisos para la conducción y entrega de gas natural a usuarios finales mediante sistemas autorizados de distribución.
8. **Expendio al público:** Permisos para instalaciones destinadas a la venta directa de gas natural al consumidor final, incluyendo estaciones de servicio.

Así mismo, la regulación establece vigencias máximas diferenciadas para los permisos asociados a cada actividad regulada. En términos generales, las actividades vinculadas con infraestructura estratégica suelen contar con permisos

de mayor duración debido a la naturaleza técnica y financiera de las inversiones requeridas. Entre éstas destacan:

- Para procesamiento, transporte, almacenamiento y distribución por ductos, vigencias de hasta 30 años.
- Para licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, distribución por medios distintos a ductos y expendio al público vigencias de hasta 20 años.

Por su parte, las actividades comerciales y de intercambio internacional normalmente contemplan vigencias menores, entre las que se encuentran:

- Para la comercialización, hasta 2 años.
- Para importación y exportación de gas natural, hasta 5 años.

De igual forma, el marco regulatorio incorpora disposiciones relacionadas con la solicitud, evaluación, modificación, cesión, terminación y revocación de permisos, así como obligaciones aplicables a las personas permisionarias en materia de operación, seguridad industrial, medición, controles volumétricos, entrega de información y cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas y demás disposiciones técnicas aplicables al sector gas natural.

En conjunto, este esquema regulatorio busca garantizar la continuidad operativa, la seguridad energética, la confiabilidad de la infraestructura, la trazabilidad del gas natural y el cumplimiento técnico, operativo y ambiental de las actividades desarrolladas a lo largo de la cadena de valor.

b) Sistemas Integrados de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural

La regulación del sector gas natural en México contempla la integración de la infraestructura de transporte y almacenamiento mediante Sistemas Integrados, con

el propósito de fortalecer la continuidad, cobertura, confiabilidad y eficiencia en el suministro de gas natural a nivel nacional.

Estos sistemas permiten integrar e interconectar distintos elementos de infraestructura, como ductos de transporte, instalaciones de almacenamiento, equipos de compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como demás instalaciones asociadas a la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural.

En este contexto, la SENER, en coordinación con la CNE y el CENAGAS, es responsable de aprobar la creación, expansión y optimización de los Sistemas Integrados, así como de emitir los planes quinquenales de expansión y optimización de la infraestructura de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural.

Por lo anterior, el CENAGAS participa mediante la elaboración de propuestas técnicas orientadas a identificar las necesidades futuras del sistema, promover nuevos proyectos de infraestructura y fortalecer la cobertura, confiabilidad, seguridad y continuidad del suministro de gas natural en el país.

Así mismo, los permisos relacionados con la gestión de Sistemas Integrados pueden otorgarse por vigencias de hasta 30 años, considerando la naturaleza estratégica y de largo plazo de este tipo de infraestructura energética.

c) Centro Nacional de Control del Gas Natural

Como parte de la organización institucional del sector gas natural, la regulación mexicana establece al CENAGAS como el gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), encargado de coordinar la operación de la infraestructura nacional de transporte y almacenamiento de gas natural. En este contexto, el CENAGAS administra la

capacidad disponible del sistema y promueve condiciones de acceso abierto, continuidad, seguridad y eficiencia en la prestación de los servicios y en el suministro de gas natural en el país.

d) Acceso abierto

La regulación del sector gas natural en México incorpora principios y mecanismos orientados a garantizar el acceso eficiente, seguro y no indebidamente discriminatorio a la infraestructura y servicios relacionados con el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

En este contexto, las empresas privadas de transporte, distribución y almacenamiento deben permitir el acceso abierto a sus instalaciones y servicios, sujeto a la disponibilidad de capacidad y conforme a las disposiciones regulatorias aplicables. Este esquema busca promover condiciones de competencia, eficiencia operativa y continuidad en el suministro de gas natural.

e) Calidad y supervisión técnica

Por otro lado, la regulación mexicana contempla mecanismos relacionados con la asignación de capacidad, metodologías tarifarias y desarrollo de infraestructura, con el propósito de fortalecer la cobertura, confiabilidad y eficiencia del sistema de gas natural, por lo que las actividades reguladas deben cumplir disposiciones técnicas y operativas en calidad del gas natural, controles volumétricos, así como en materia de medición, seguridad operativa y entrega de información para fines regulatorios.

En materia de calidad del gas natural, destacan las disposiciones establecidas en la Norma Oficial Mexicana, NOM-001-SECRE-2010 (Gas Natural–Especificaciones del Gas Natural), la cual establece los parámetros técnicos y características que debe

cumplir el gas natural para su transporte, distribución y comercialización. (Secretaría de Energía, 2010)

Por otro lado, los controles volumétricos se encargan de registrar, monitorear y reportar los volúmenes de gas natural manejados a lo largo de la cadena de valor, contribuyendo a la trazabilidad de las operaciones, transparencia comercial y cumplimiento de obligaciones fiscales ante el Servicio de Administración Tributaria (SAT). (Servicio de Administración Tributaria, 2026)

Para ello, los contribuyentes obligados deben cumplir las disposiciones técnicas establecidas en la Resolución Miscelánea Fiscal de 2026, entre las que destacan el Anexo 21, relativo a las especificaciones técnicas de funcionalidad y seguridad de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos de hidrocarburos; el Anexo 22, relacionado con los servicios de verificación de la correcta operación y funcionamiento de dichos equipos y programas informáticos, así como de los certificados que se emitan; y el Anexo 23, referente a los dictámenes para determinar el tipo de hidrocarburo, así como el poder calorífico del gas natural.

Finalmente, la regulación mexicana contempla la implementación de Sistemas de Gestión de las Mediciones aplicables a los procesos e instrumentos de medición de hidrocarburos, con el propósito de fortalecer la confiabilidad, trazabilidad, exactitud y control metrológico de las mediciones realizadas.

En la **Figura 80** se muestra la estructura regulatoria aplicable a las actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural en México.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO PROCESAMIENTO, COMERCIALIZACIÓN, ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL



Figura 80. Regulación aplicable a las actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.2.5.3 Regulación en materia social, ambiental y de seguridad en la industria de hidrocarburos

Además de las disposiciones específicas aplicables a las distintas actividades de la cadena de valor del gas natural, la regulación del sector hidrocarburos en México incorpora un conjunto de disposiciones transversales orientadas a fortalecer la protección ambiental, la seguridad industrial y operativa, así como la sostenibilidad, la seguridad energética y el desarrollo social.

Estas disposiciones resultan aplicables a diversas etapas de la cadena de valor del sector hidrocarburos y buscan establecer mecanismos de supervisión, prevención de riesgos, desarrollo de infraestructura y aprovechamiento sustentable de los recursos energéticos, considerando tanto aspectos técnicos y operativos como sociales, ambientales y económicos. (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025)

a) Impacto social en la industria de hidrocarburos

La regulación del sector hidrocarburos establece que los proyectos relacionados con actividades energéticas deben considerar los posibles impactos sociales que puedan generarse en las comunidades y regiones donde se desarrollen las obras y actividades del sector.

En este contexto, la SENER participa en la evaluación de los impactos sociales asociados al desarrollo de proyectos energéticos mediante instrumentos orientados a identificar las condiciones sociales de las áreas de influencia y los posibles efectos derivados de la ejecución de las actividades del sector hidrocarburos.

Así mismo, las personas interesadas en desarrollar proyectos del sector deben presentar una Manifestación de Impacto Social del Sector Energético (MISSE),

mediante la cual se analizan los posibles impactos sociales del proyecto, así como las medidas de prevención, mitigación y atención previstas para su desarrollo.

b) Cobertura social, seguridad energética y desarrollo de la industria nacional

La regulación del sector hidrocarburos también incorpora disposiciones orientadas a fortalecer la seguridad energética, ampliar la cobertura del suministro de energéticos y promover el desarrollo de la industria nacional vinculada al sector.

En este contexto, la SENER es responsable de promover acciones orientadas a garantizar el suministro energético y fortalecer el desarrollo de infraestructura estratégica en el país, pudiendo coordinar proyectos relacionados con transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y gas natural.

De igual forma, la regulación contempla mecanismos orientados al fortalecimiento de cadenas productivas nacionales, el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales, la participación de empresas mexicanas, la atracción de inversión y la transferencia de tecnología y conocimiento en la industria de hidrocarburos.

En materia de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía (SE) es responsable de establecer metodologías y mecanismos de evaluación orientados a fortalecer la participación de bienes, servicios, mano de obra y proveedores nacionales en las actividades del sector hidrocarburos.

c) Seguridad industrial y protección al medio ambiente

La regulación del sector hidrocarburos en México incorpora disposiciones orientadas a garantizar la seguridad industrial, la seguridad operativa y la protección al medio ambiente en las distintas actividades de la cadena de valor del sector.

En este contexto, la ASEA es la autoridad responsable de emitir regulación, lineamientos técnicos y disposiciones aplicables en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección ambiental en la industria de hidrocarburos. (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2021)

Entre los principales instrumentos regulatorios en materia ambiental y de seguridad destacan la:

- **Manifestación de Impacto Ambiental (MIA):** Mediante la cual se evalúan los posibles impactos ambientales derivados del desarrollo de proyectos del sector.
- **Estudio de Riesgo Ambiental (ERA):** Enfocado en la identificación y análisis de riesgos asociados a las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos.
- **Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA):** Orientado a la implementación de mecanismos de gestión, prevención y control en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección ambiental.

Así mismo, diversos proyectos requieren la elaboración de una Línea Base Ambiental (LBA), mediante la cual se identifican y caracterizan las condiciones ambientales existentes en el área de influencia del proyecto, incluyendo aspectos físicos, biológicos y, en su caso, sociales y ambientales. Esta información sirve como soporte técnico para la evaluación de impactos, la definición de medidas de prevención y mitigación, y el seguimiento ambiental del proyecto.

De igual forma, dentro del ámbito ambiental y de seguridad deben considerarse otros instrumentos y obligaciones complementarias, tales como el Programa para la Prevención de Accidentes (PPA), la Cédula de Operación Anual (COA), los planes de

atención a emergencias, los programas de monitoreo ambiental, los reportes de cumplimiento de condicionantes, auditorías y dictámenes técnicos especializados.

Así mismo se consideran autorizaciones relacionadas con impacto ambiental, cambio de uso de suelo en terrenos forestales o aprovechamiento de recursos naturales, incluyendo para este último la elaboración del Estudio Técnico Justificativo (ETJ) como parte del sustento técnico requerido para su autorización. Algunas de estas obligaciones pueden involucrar la participación de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y otras autoridades competentes.

Finalmente, la regulación mexicana establece mecanismos orientados a la prevención de riesgos, el control de accidentes, la protección ambiental y el desarrollo sustentable de las actividades relacionadas con hidrocarburos y gas natural, considerando aspectos asociados al diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de instalaciones e infraestructura energética.

De esta manera, las empresas participantes en el sector hidrocarburos son responsables de implementar medidas de prevención, control, mitigación y reparación de daños ambientales derivados de sus actividades, así como de cumplir las disposiciones regulatorias, ambientales y de seguridad aplicables.

En la **Figura 81** se presenta de manera general la interacción de las principales disposiciones aplicables a la industria de hidrocarburos en México en materia de impacto social, seguridad energética, desarrollo de la industria nacional, seguridad industrial y protección ambiental.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO REGULACIÓN EN MATERIA SOCIAL, AMBIENTAL Y DE SEGURIDAD EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

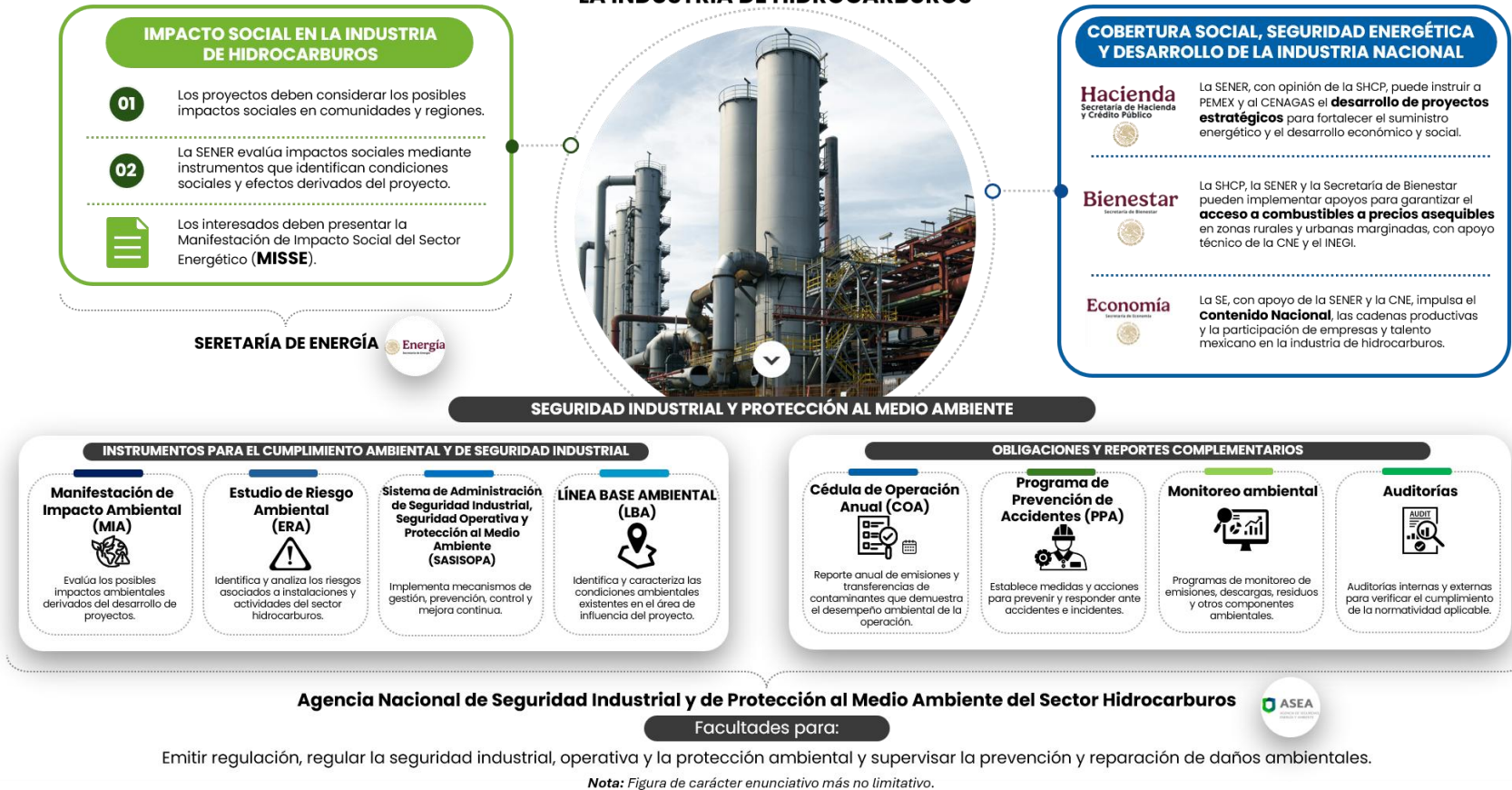


Figura 81. Regulación aplicable a las actividades en materia social, ambiental y de seguridad industrial en el sector hidrocarburos en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Finalmente, en la **Figura 82** se presenta de manera general la estructura institucional y regulatoria aplicable a la cadena de valor del gas natural en México, integrando las principales autoridades, organismos e instrumentos regulatorios que participan en las distintas etapas operativas del sector.

De manera general, el marco regulatorio mexicano se caracteriza por la participación de diversas instituciones encargadas de la planeación energética, regulación técnica, supervisión operativa, administración de infraestructura y protección ambiental, las cuales contribuyen al desarrollo y funcionamiento del gas natural.

Así mismo, este esquema institucional busca mantener condiciones de seguridad energética, continuidad operativa y confiabilidad en el suministro de gas natural, considerando la relevancia estratégica del energético en el país.

Adicionalmente, y debido a que una parte importante del gas natural en México se destina a la generación eléctrica, principalmente mediante centrales de ciclo combinado, también participan entidades del sector eléctrico como la CFE y el CENACE, vinculadas con la generación, operación y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

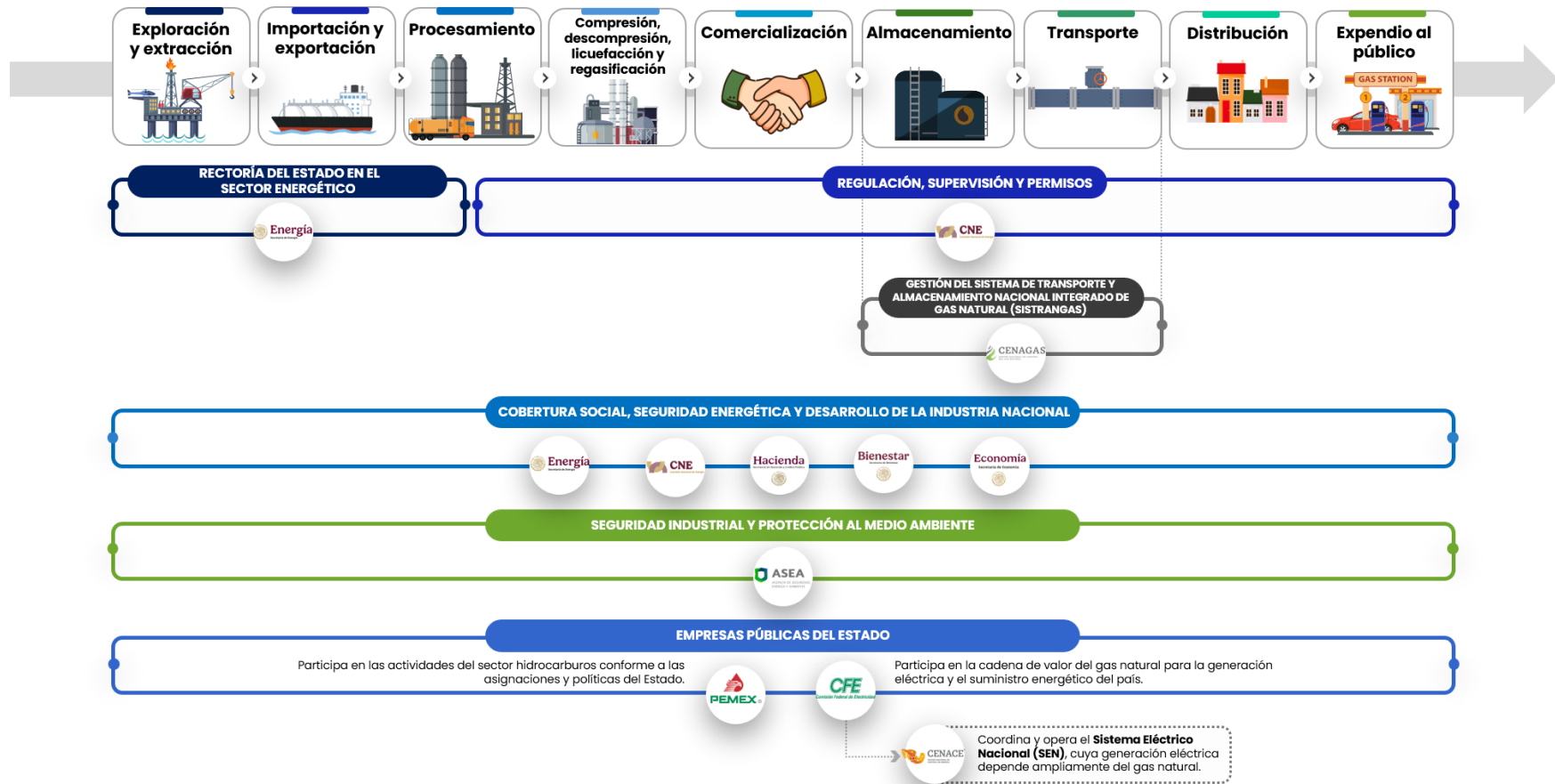


Figura 82. Regulación aplicable a la Cadena de Valor del Gas Natural en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3 Colombia: Marco regulatorio del Gas Natural

4.3.1 Jerarquía normativa en materia de hidrocarburos en Colombia

La estructura normativa aplicable al sector hidrocarburos y gas natural en Colombia se integra mediante un conjunto de disposiciones constitucionales, legales y regulatorias que permiten organizar las competencias del Estado y regular el desarrollo de las actividades del sector energético. Este esquema jurídico se caracteriza por una distribución progresiva de atribuciones entre las distintas entidades gubernamentales y organismos técnicos encargados de la planeación, regulación, supervisión y control de las actividades relacionadas con los hidrocarburos.

En el nivel superior se encuentra la Constitución Política de Colombia de 1991, la cual reconoce la propiedad estatal del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, así como la facultad del Estado para intervenir en la economía y garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos. A partir de estos principios se desarrollan las leyes, decretos y reglamentos que regulan las actividades de exploración, producción, transporte, distribución, comercialización y expendio de gas natural.

De manera complementaria, estas entidades están encargadas de emitir resoluciones, lineamientos y disposiciones técnicas orientadas a establecer condiciones regulatorias, operativas, comerciales y ambientales aplicables al sector.

En la **Figura 83** presenta de manera general la jerarquía normativa aplicable en materia de hidrocarburos en Colombia, basada en el modelo de la Pirámide de Kelsen.

ESTRUCTURA JERÁRQUICA DEL ORDEN JURÍDICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

PIRÁMIDE DE Kelsen



Figura 83. Jerarquía normativa aplicable al sector hidrocarburos en México basada en la Pirámide de Kelsen.

Fuente: Elaboración propia con base en Kelsen (1934), Constitución Política de Colombia (1991), así como legislación y disposiciones regulatorias aplicables al sector hidrocarburos en Colombia.

4.3.2 Estructura institucional del sector hidrocarburos en Colombia

En Colombia, la estructura institucional del sector hidrocarburos se organiza mediante una distribución funcional de competencias entre las entidades responsables de la formulación de política pública, planeación, administración de recursos, regulación, supervisión y control de las actividades que integran la cadena de valor del gas natural. A continuación, se presentan las principales instituciones que conforman esta estructura institucional.

- **Ministerio de Minas y Energía (MME):** Entidad responsable de la formulación y conducción de la política energética y de la dirección estratégica del sector minero-energético.
- **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH):** Entidad responsable de la administración de los recursos de hidrocarburos de propiedad estatal, así como de la gestión y supervisión de los contratos de exploración y producción.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):** Organismo encargado de la regulación técnica y económica de los servicios públicos de energía y gas combustible, incluyendo la definición de tarifas, condiciones de acceso y lineamientos operativos para el mercado de gas natural.
- **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):** Entidad encargada de la planeación energética y de la elaboración de estudios y proyecciones para el desarrollo de infraestructura y abastecimiento energético.
- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios:** Entidad responsable de la inspección, vigilancia y control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios, incluyendo el servicio de gas combustible.
- **Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:** Entidades encargadas de la evaluación,

autorización y supervisión ambiental aplicable a los proyectos del sector hidrocarburos y gas natural.

- **Gestión del transporte de gas natural:** En Colombia no existe un operador único nacional del sistema de transporte de gas natural; por ello, las actividades de transporte se desarrollan mediante una red integrada por distintos transportistas y agentes del sector, y es regulado por la CREG.
- **Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Sistema General de Regalías:** Entidades responsables de la administración fiscal del sector y de la gestión y distribución de los ingresos derivados de la explotación de los recursos naturales no renovables.
- **Ecopetrol S.A.:** Empresa de economía mixta con participación mayoritaria del Estado colombiano, dedicada al desarrollo de actividades de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos, así como al desarrollo de proyectos estratégicos relacionados con el gas natural y la seguridad energética del país.
- **XM S.A. E.S.P.:** Empresa responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la administración del mercado eléctrico mayorista, cuya operación mantiene una estrecha relación con el uso del gas natural para la generación eléctrica.

En la **Figura 84** se muestra la estructura institucional del sector hidrocarburos en Colombia.



Figura 84. Estructura institucional del sector hidrocarburos en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.3 Marco jurídico del gas natural en Colombia

El marco jurídico del gas natural en Colombia está conformado por disposiciones constitucionales, legales, decretos, resoluciones, regulación sectorial y normas técnicas que regulan las actividades del gas natural. Este marco define las competencias institucionales y establece los mecanismos de participación pública y privada para garantizar la prestación eficiente, continua y segura del servicio energético.

Así mismo, el marco normativo colombiano ha permitido consolidar un esquema de participación coordinada entre el Estado y las empresas privadas, bajo principios de eficiencia, sostenibilidad, libre competencia y protección al usuario final.

4.3.3.1 Fundamento constitucional

La Constitución Política de la República de Colombia de 1991 establece las bases generales del régimen jurídico aplicable a los recursos naturales no renovables, a la intervención del Estado en la economía y a la prestación de los servicios públicos. (República de Colombia, 1991)

Los principales fundamentos constitucionales relacionados con el sector hidrocarburos y el gas natural son los siguientes:

- **Artículo 332.** Establece que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. Este artículo constituye la base constitucional para la administración, regulación y aprovechamiento de los hidrocarburos, incluyendo el petróleo y el gas natural.

- **Artículo 334.** Reconoce la facultad del Estado para intervenir en la economía con el fin de racionalizarla, dirigir el aprovechamiento de los recursos naturales y promover el desarrollo sostenible. Este artículo sirve de fundamento para la planeación y regulación del sector minero–energético.
- **Artículo 360.** Dispone que la explotación de los recursos naturales no renovables genera una contraprestación económica a favor del Estado. Este artículo constituye uno de los pilares del régimen económico aplicable a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.
- **Artículo 365.** Establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que este debe garantizar su prestación eficiente a todos los habitantes. En materia de gas natural, este artículo resulta relevante debido a que el servicio público domiciliario de gas natural se encuentra sujeto a regulación, control y vigilancia estatal.
- **Artículo 80.** Señala que el Estado debe planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, conservación y restauración, así como prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental.

En conjunto, estos artículos conforman la base constitucional sobre la cual se desarrolla el marco legal, institucional y regulatorio aplicable al sector hidrocarburos y gas natural en Colombia

En la **Figura 85** se presenta un esquema de los principales artículos constitucionales que sustentan el marco jurídico del gas natural en Colombia.



Figura 85. Fundamentos constitucionales del sector hidrocarburos y gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.3.2 Evolución institucional y regulatoria del sector hidrocarburos en Colombia

El sector hidrocarburos en Colombia ha evolucionado mediante un proceso de fortalecimiento institucional, modernización regulatoria y reorganización del mercado energético, orientado a mejorar la administración de los recursos naturales, ampliar la cobertura energética y fortalecer la competitividad del sector.

A lo largo de las últimas décadas, el país ha desarrollado un modelo institucional basado en organismos especializados y esquemas regulatorios enfocados en la supervisión técnica, económica y operativa de las actividades relacionadas con el sector hidrocarburos.

En este contexto, el gas natural ha adquirido una relevancia estratégica dentro de la matriz energética colombiana debido a su participación en la generación eléctrica, el abastecimiento industrial y el consumo residencial y comercial. Así mismo, el desarrollo de infraestructura de transporte, distribución y regasificación ha permitido consolidar progresivamente el mercado de gas natural nacional y fortalecer la seguridad energética del país.

Uno de los principales cambios estructurales ocurrió durante la década de 1990, particularmente con la Constitución Política de la República de Colombia de 1991 y las reformas energéticas de 1994, mediante las cuales se fortalecieron los esquemas regulatorios y la participación de organismos técnicos especializados dentro del sector energético. En este periodo se establecieron bases importantes para la regulación de los servicios públicos y del mercado energético, incluyendo las actividades relacionadas con distribución y comercialización de gas natural.

Como parte de esta reorganización institucional, se creó la CREG, organismo encargado de la regulación técnica y económica de los sectores eléctrico y de gas natural.

Posteriormente, el país impulsó el desarrollo de infraestructura en gas natural y promovió la expansión del uso de gas natural a nivel residencial, industrial y termoeléctrico, favoreciendo la masificación del energético y el fortalecimiento de la red nacional de transporte y distribución.

Otro cambio relevante ocurrió en 2003 con la creación de la ANH, mediante la cual se separaron las funciones de administración de los recursos hidrocarburos de las actividades operativas desarrolladas por Ecopetrol, empresa que anteriormente concentraba tanto funciones operativas como de administración y gestión de los recursos hidrocarburos del país. Esta transformación permitió fortalecer los mecanismos de administración y promoción de las actividades de exploración y producción, así como generar condiciones más competitivas para el desarrollo del sector hidrocarburos.

En años recientes, Colombia ha impulsado proyectos estratégicos relacionados con exploración costa afuera, infraestructura de importación y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), así como políticas orientadas a la transición energética, sostenibilidad y seguridad energética.

En la **Figura 86** y **Figura 87** se presentan algunos de los principales acontecimientos y transformaciones institucionales y regulatorias que han influido en la evolución del sector hidrocarburos y gas natural en Colombia.

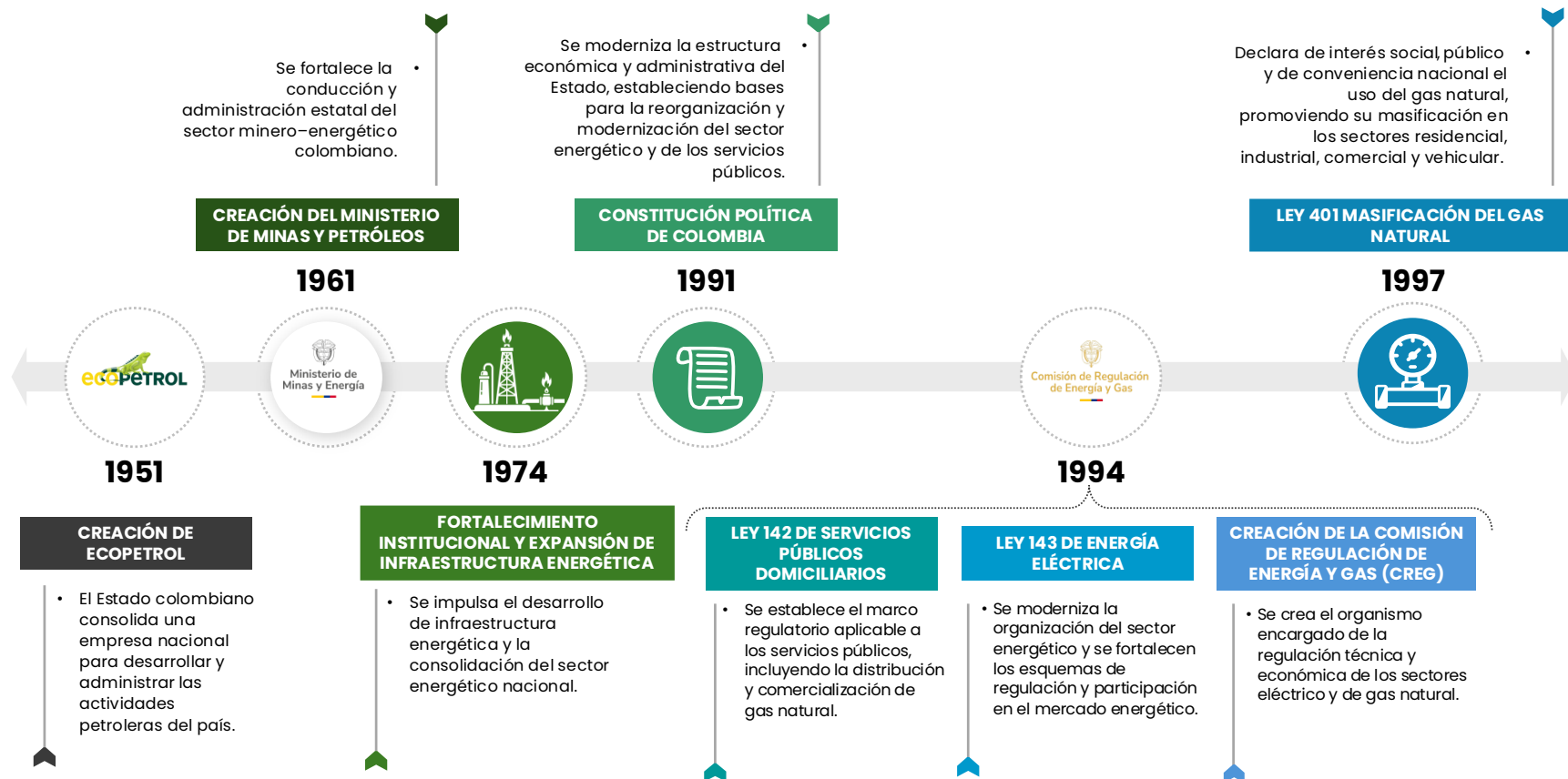


Figura 86. Evolución del marco constitucional y regulatorio del sector hidrocarburos en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

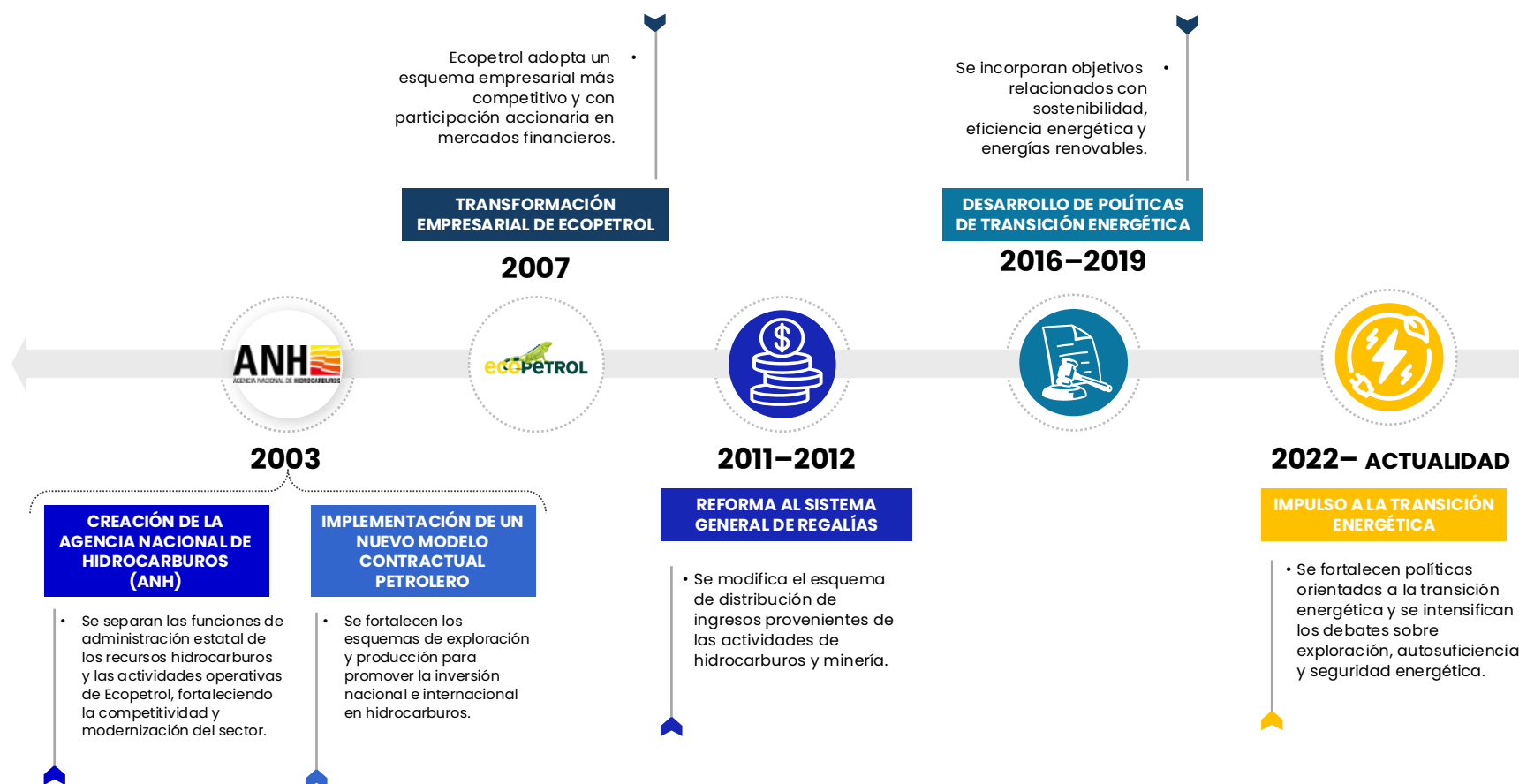


Figura 87. Evolución del marco constitucional y regulatorio del sector hidrocarburos en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.3.3 Configuración del marco jurídico del sector energético

La configuración del marco jurídico aplicable al sector hidrocarburos y al gas natural en Colombia ha ocurrido mediante la incorporación de disposiciones orientadas al fortalecimiento institucional, la regulación técnica del mercado energético y la expansión de la infraestructura de gas natural en el país.

Dentro de este proceso, algunas de las principales bases regulatorias aplicables a las actividades del sector hidrocarburos fueron las siguientes:

- **Código de Petróleos de 1953:** Estableció las bases jurídicas aplicables a las actividades de exploración, explotación y aprovechamiento de los hidrocarburos en Colombia, así como diversos mecanismos relacionados con la administración y participación del Estado en el sector petrolero.
- **Decreto 1056 de 1953:** Declaró de utilidad pública la industria del petróleo, incluyendo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, dentro de las cuales se encuentra el gas natural.
- **Decreto 2310 de 1974:** Reafirmó la propiedad estatal sobre los hidrocarburos y fortaleció la participación del Estado en la administración de los recursos naturales no renovables y las actividades del sector hidrocarburos.

Posteriormente, como ya se mencionó, la Constitución Política de la República de Colombia de 1991 fortaleció el marco constitucional, sentando las bases para la modernización institucional y regulatoria del sector energético colombiano.

A partir de este marco constitucional comenzaron a incorporarse instrumentos regulatorios más específicos aplicables al mercado de gas natural y a la prestación del servicio público de gas combustible, entre los que destacan los siguientes:

- **Ley 142 de 1994:** Estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, incorporando disposiciones aplicables a la distribución y comercialización de gas combustible, así como mecanismos orientados a garantizar la prestación eficiente, continua y regulada del servicio. Asimismo, promovió esquemas de cobertura, acceso y participación de agentes públicos y privados dentro del mercado. (Congreso de Colombia, 1994)
- **Ley 401 de 1997:** Impulsó la masificación del gas natural y fortaleció su desarrollo institucional y operativo. Entre sus principales aportaciones destacan la creación de ECOGAS, del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural y de mecanismos orientados al desarrollo de infraestructura de transporte y abastecimiento. (Congreso de Colombia, 1997)

Es importante señalar que, posteriormente, ECOGAS fue objeto de procesos de reorganización institucional y transferencia de activos, modificándose su participación dentro del sistema de transporte de gas natural en Colombia.

- **Resolución CREG 071 de 1999:** Adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), estableciendo principios técnicos, operativos y comerciales aplicables al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, incluyendo disposiciones sobre acceso abierto, asignación de capacidad, calidad del gas, balance operativo y medición.
- **Decreto 2100 de 2011:** Estableció mecanismos orientados a promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, incentivar el desarrollo de infraestructura de suministro y transporte, así como fortalecer la confiabilidad y eficiencia operativa del sistema.
- **Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015:** Expidió el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía e

incorporó disposiciones orientadas a fortalecer la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de gas natural.

- **Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía:** Incorporó lineamientos relacionados con la planeación y el abastecimiento del mercado de gas natural, así como criterios técnicos asociados al desarrollo de infraestructura y la confiabilidad energética.
- **Ley 2099 de 2021:** Incorporó disposiciones orientadas a la transición energética, la eficiencia energética y la diversificación de las fuentes de energía, reconociendo al gas natural como un energético relevante para garantizar confiabilidad y respaldo dentro de la matriz energética colombiana.
- **Norma Técnica Colombiana NTC 6167:** Establece especificaciones técnicas relacionadas con la calidad del gas natural y parámetros aplicables para su manejo, transporte y comercialización dentro del mercado colombiano.

Así mismo, la regulación colombiana se complementa mediante diversas resoluciones emitidas por la CREG, entre las que destacan la Resolución CREG 041 de 2008, Resolución CREG 163 de 2017, Resolución CREG 008 de 2018, Resolución CREG 185 de 2020, Resolución CREG 001 de 2021 y Resolución CREG 175 de 2021, las cuales incorporan disposiciones relacionadas con acceso abierto, confiabilidad, capacidad de transporte, comercialización y abastecimiento de gas combustible. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2025)

En conjunto, este marco jurídico permitió consolidar un modelo regulatorio orientado al fortalecimiento institucional, la regulación técnica del mercado y el desarrollo del servicio público de gas natural en Colombia.

En la **Figura 88** y **Figura 89** se muestra la configuración del marco institucional y jurídico del sector hidrocarburos en Colombia.

ESTRUCTURA DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA

RAMA EJECUTIVA DEL PODER PÚBLICO

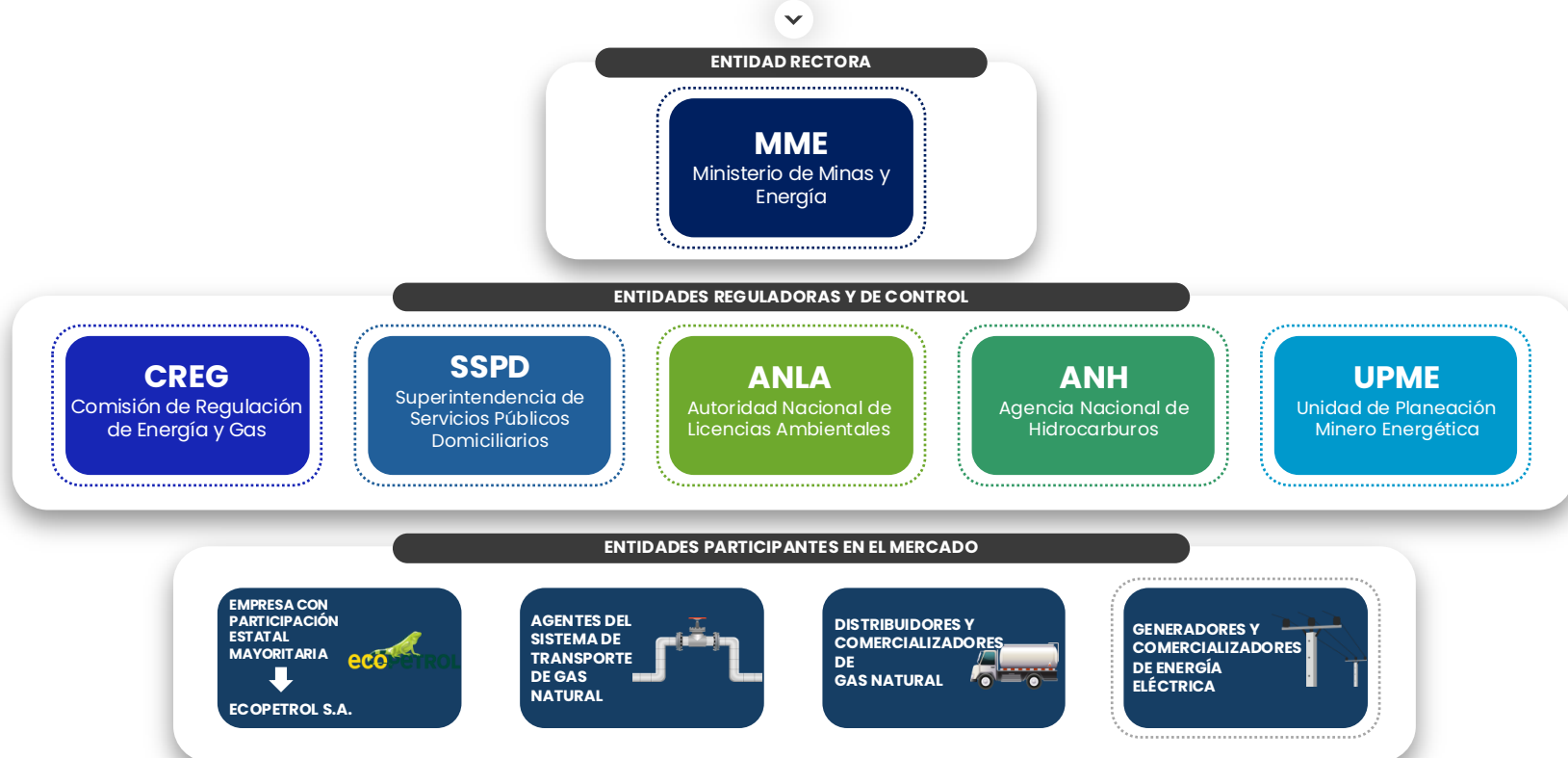


Figura 88. Estructura institucional del sector energético en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.



En conjunto, estas disposiciones permitieron consolidar las bases jurídicas, institucionales y regulatorias para el desarrollo del sector energético y del mercado de gas natural en Colombia.

Figura 89. Configuración del marco jurídico del sector energético en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.4. Política energética y planeación del sector hidrocarburos

En Colombia, el análisis del marco regulatorio y del desarrollo del gas natural también debe comprenderse a partir de los principales instrumentos de planeación del Estado, entre los que destacan el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038 y el Plan Energético Nacional (PEN). Estos instrumentos establecen directrices orientadas al fortalecimiento de la seguridad energética, la transición energética, la sostenibilidad y la planeación del suministro energético.

- **Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022–2026**

El PND 2022–2026 de Colombia, denominado *“Colombia, Potencia Mundial de la Vida”*, plantea una estrategia orientada a la transformación productiva, la sostenibilidad ambiental y la transición energética del país. Dentro de sus ejes estratégicos destaca la *“Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática”*, en la cual se reconoce la necesidad de avanzar hacia modelos de desarrollo más sostenibles, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y fortalecer el uso de energías limpias.

En materia energética, el PND señala que la economía colombiana mantiene una alta dependencia de los hidrocarburos y de los combustibles fósiles, incluyendo el petróleo, el gas natural y el carbón, los cuales representan una parte importante de la oferta energética nacional. No obstante, también reconoce que la transición energética deberá desarrollarse de manera progresiva, manteniendo el papel estratégico de los hidrocarburos dentro de la matriz energética y utilizando los recursos generados por estos sectores para impulsar cambios graduales hacia una economía más sostenible.

En este contexto, se promueven acciones orientadas al fortalecimiento y ampliación de la infraestructura de suministro de gas natural domiciliario, así como a la conexión de usuarios de menores ingresos, con el objetivo de mejorar las condiciones de acceso a la energía, contribuir a la seguridad humana y favorecer una mayor justicia social en distintas regiones del país. (Departamento Nacional de Planeación, 2023)

- **Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023–2038**

El PAGN 2023–2038 se orienta a garantizar la seguridad de abastecimiento, la continuidad y la confiabilidad del suministro de gas natural en Colombia. Así mismo el documento reconoce que el país enfrenta una disminución progresiva de sus reservas probadas de gas natural, así como riesgos potenciales de déficit derivados del crecimiento de la demanda y de las limitaciones de infraestructura existentes.

En este contexto, el PAGN plantea la necesidad de fortalecer el desarrollo de infraestructura, ampliar la capacidad de transporte e importación, acelerar inversiones en campos productivos y promover proyectos orientados a mejorar las condiciones de abastecimiento del país.

Para ello, el PAGN incorpora ejercicios de balance, modelamiento y evaluación integral del sistema de gas natural, considerando variables relacionadas con la oferta, demanda, balance nacional de gas natural, precios del energético, alternativas de infraestructura, análisis costo-beneficio y enfoque territorial del abastecimiento. Así mismo, contempla el comportamiento del mercado internacional y las condiciones operativas del sistema, con el propósito de identificar necesidades de expansión y proyectos estratégicos que permitan reducir riesgos de desabastecimiento y fortalecer la planeación. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2025)

Plan Energético Nacional (PEN) 2024–2054

El PEN 2024–2054 es un ejercicio prospectivo a largo plazo de 30 años y que está orientado a establecer escenarios prospectivos para la producción y consumo de energía en Colombia, bajo los principios de una transición energética justa. El documento busca definir rutas estratégicas que permitan avanzar hacia un sistema energético competitivo, confiable, inclusivo y carbono neutral, considerando factores climáticos, tecnológicos, económicos y geopolíticos que pueden influir en el desarrollo energético del país.

En este contexto, el PEN reconoce que los combustibles fósiles continúan teniendo una participación predominante dentro de la matriz energética nacional, representando aproximadamente el 69 % del consumo final de energéticos entre 2010 y 2023. Dentro de estos, el gas natural y el Gas Licuado de Petróleo (GLP) incrementaron su participación conjunta hasta alcanzar alrededor del 17 % del consumo energético nacional. Así mismo, el documento señala que el gas natural mantiene una presencia relevante, particularmente por su participación en la industria, el sector residencial y la generación eléctrica de respaldo ante variaciones climáticas y riesgos asociados a la dependencia hidroeléctrica.

Por otro lado, el PEN reconoce que la planeación energética requiere comprender integralmente el entorno en el que se desarrollan las decisiones técnicas y políticas, particularmente en un contexto de transición energética global que modifica aceleradamente las dinámicas del mercado energético.

En este sentido, el documento incorpora factores estructurantes externos asociados al crecimiento económico, precios internacionales de los combustibles fósiles, costos de tecnologías para la transición energética, cambio climático y aceptación social,

los cuales pueden influir directamente en la expansión de infraestructura, la competitividad de las fuentes energéticas, la resiliencia del sistema y la toma de decisiones energéticas de largo plazo en Colombia.

Finalmente, el PEN incorpora escenarios de planeación alineados con metas de “carbono neutralidad” hacia 2050, considerando políticas declaradas, políticas anunciadas y compromisos climáticos nacionales e internacionales.

Para ello, la UPME ha impulsado el fortalecimiento de herramientas de modelación energética mediante el uso de plataformas, orientadas a la construcción de escenarios prospectivos del sistema energético colombiano. Lo anterior permite fortalecer el análisis técnico, la evaluación de alternativas energéticas y la formulación de estrategias relacionadas con eficiencia energética, diversificación de la matriz energética, fortalecimiento de infraestructura, innovación tecnológica y resiliencia del sistema energético nacional. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2025)

En la **Figura 90**, **Figura 91** y **Figura 92** se muestran, respectivamente, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022–2026, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023–2038 y el Plan Energético Nacional (PEN) 2024–2054, los cuales constituyen algunos de los principales instrumentos de planeación y política pública aplicables al sector energético colombiano.



TRANSFORMACIÓN 4

Colombia plantea una transición energética progresiva, en la que los hidrocarburos, incluido el gas natural, continuarán desempeñando un papel relevante mientras se impulsa el desarrollo de energías renovables y la modernización del sector energético. A través de:



Reconocimiento de **la importancia estratégica** de los **recursos naturales** y su relación con el desarrollo sostenible.



Promoción de la **cooperación entre sector público-privado** y social para impulsar proyectos estratégicos para avanzar en la internacionalización de la economía



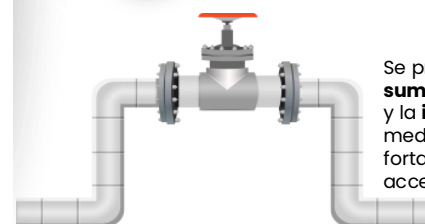
Fortalecimiento de la **eficiencia del gasto público** mediante modernización institucional y combate a la corrupción.



Integración de distintas fuentes de **financiamiento público** para apoyar programas estratégicos y reducir la dispersión de recursos.



Participación del gas natural en la política energética colombiana



Se promueve la **expansión de redes de suministro de gas natural domiciliario** y la **incorporación de tecnologías** de medición avanzada, con el objetivo de fortalecer la cobertura, confiabilidad y acceso energético de la población.

Figura 90. Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL (PAGN) 2023–2038



Instrumento de planeación de largo plazo
del sector gas natural en Colombia.



Busca garantizar:



Seguridad de
abastecimiento de
gas natural



Asegurar la
confiabilidad del
servicio en todo el
territorio



Promover un uso
eficiente y
competitivo del gas
natural



Orientar decisiones de
inversión pública y
privada en
infraestructura

Para atender la demanda nacional de gas natural al horizonte 2038.

HOJA DE RUTA PARA EL ABASTECIMIENTO SEGURO Y CONFIABLE DE GAS NATURAL



Insumo técnico para la formulación de políticas regulación y planificación del sector



Señal para la atracción de inversiones en producción transporte y nuevas soluciones

Figura 91. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL (PEN) 2024-2054

RUTAS ESTRATÉGICAS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

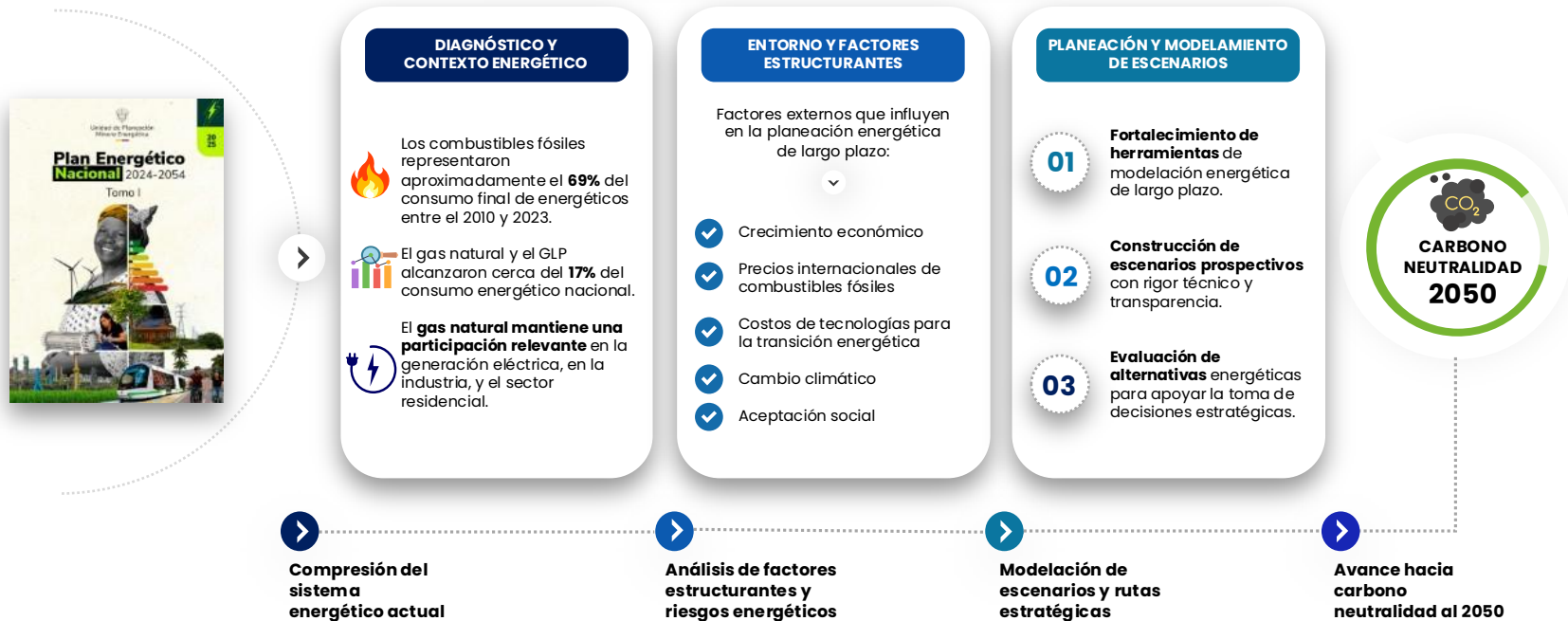


Figura 92. Plan Energético Nacional 2024-2054.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.5 Regulación aplicable a la cadena de valor del gas natural en Colombia

En Colombia, como ya analizamos la regulación del gas natural se desarrolla bajo un esquema en el que el Estado mantiene la propiedad sobre el subsuelo y los recursos naturales no renovables, mientras que las actividades del sector son ejecutadas mediante mecanismos de participación estatal y privada. Este modelo promueve la competencia en determinadas actividades del sector y la expansión de infraestructura energética, particularmente en transporte, distribución y abastecimiento de gas natural.

4.3.5.1 Exploración y extracción de gas natural

En Colombia, las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural han evolucionado bajo un esquema regulatorio orientado a fortalecer la administración estatal de los recursos naturales no renovables.

Antes de la década de los 2000, el modelo colombiano se encontraba mayormente concentrado en esquemas administrados directamente por el Estado, con una participación predominante de Ecopetrol mediante contratos de asociación y mecanismos de operación bajo una mayor intervención estatal.

Posteriormente, con la creación de la ANH en 2003, Colombia inició un proceso de modernización institucional orientado a fortalecer la administración de los recursos hidrocarburos, promover la incorporación de inversión privada y mejorar la competitividad del sector energético.

A partir de 2004 comenzaron a implementarse rondas competitivas, procesos de asignación de áreas y nuevos modelos contractuales de exploración y producción (E&P), permitiendo una mayor participación de empresas nacionales e internacionales en el desarrollo de proyectos de petróleo y gas natural.

Actualmente, las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia se desarrollan principalmente mediante contratos administrados por la ANH.

Por lo anterior, el país ha desarrollado distintos mecanismos de asignación de áreas, entre los que destacan:

- Rondas competitivas de asignación de áreas
- Esquemas permanentes de nominación y contratación de bloques
- Procesos específicos para proyectos costa afuera
- Mecanismos aplicables a recursos no convencionales

Aunque no existe un número único oficial debido a la diversidad de esquemas implementados, entre 2004 y 2024 Colombia desarrolló aproximadamente entre 10 y 15 procesos relevantes para proyectos y contratos petroleros.

Es así, que el esquema colombiano se ha caracterizado por mantener una participación privada continua y gradual, bajo un enfoque predominantemente contractual y administrativo. En este sentido, Colombia no concentró sus procesos de apertura en rondas de gran escala, sino en mecanismos permanentes y flexibles de contratación que permitieron mantener actividad exploratoria e incorporación de inversión a lo largo del tiempo.

Uno de los mecanismos más relevantes implementados en años recientes ha sido el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), establecido por la ANH como un esquema flexible y continuo para la adjudicación de áreas destinadas a la exploración y producción de hidrocarburos. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, s.f.)

Este mecanismo opera bajo procesos competitivos y contempla, entre otros, los siguientes elementos:

- Nominación de bloques por parte de las empresas interesadas, permitiendo identificar áreas con potencial exploratorio y comercial.
- Incorporación de áreas promovidas por iniciativa de la ANH dentro de los procesos de asignación.
- Procesos permanentes de habilitación para la presentación de solicitudes, propuestas y contrapropuestas de contratación.
- Evaluación técnica y económica de las propuestas, considerando criterios como el Programa Exploratorio Mínimo, actividades adicionales de exploración y porcentaje de participación en la producción ofrecido al Estado.
- Mecanismos de competencia y mejora de ofertas entre proponentes, orientados a fortalecer la transparencia y competitividad en la adjudicación de áreas.
- Asignación de áreas para actividades de exploración y producción (E&P) tanto terrestres como costa afuera.

En la **Figura 93** se muestra la evolución del modelo contractual aplicable a las actividades de exploración y extracción de gas natural en Colombia.

MODELO CONTRACTUAL EN COLOMBIA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL



Figura 93. Modelo contractual y mecanismos de asignación de áreas para exploración y extracción de gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

También, Colombia ha desarrollado diversos instrumentos jurídicos y contractuales aplicables a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, entre los que destacan los siguientes:

- **Contratos de Evaluación Técnica (TEA):** Instrumentos contractuales que permiten a empresas públicas y privadas realizar estudios y actividades preliminares de evaluación técnica sobre áreas con potencial de hidrocarburos, con el objetivo de reducir incertidumbre exploratoria, generar conocimiento geológico y determinar la viabilidad de futuros proyectos de exploración y producción.
- **Contratos de Exploración y Producción (E&P):** Constituyen el principal instrumento jurídico mediante el cual el Estado, a través de la ANH, habilita a empresas públicas y privadas para desarrollar actividades de exploración y producción de hidrocarburos bajo un esquema en el que el Estado conserva la propiedad de los recursos naturales no renovables, mientras que el contratista asume el riesgo técnico y financiero de las operaciones.

En distintos periodos, más de 300 contratos E&P han estado activos o adjudicados en el país, por lo que estos contratos constituyen la base del modelo de administración y aprovechamiento de los recursos de petróleo y gas natural en Colombia. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, s.f.)

De manera complementaria, el marco regulatorio incorpora instrumentos asociados a la administración de áreas, planeación exploratoria y seguimiento contractual, considerando el siguiente proceso:

- **Administración de áreas para exploración y producción:** La ANH administra las áreas destinadas a exploración y producción, así como los procesos de asignación, seguimiento y supervisión contractual asociados al aprovechamiento de los recursos naturales no renovables.
- **Asignación de áreas y procesos competitivos:** La ANH realiza la asignación de áreas contractuales mediante rondas y mecanismos competitivos orientados a promover la exploración, incorporación de reservas y desarrollo de proyectos petroleros y de gas natural.
- **Seguimiento de actividades:** La ANH supervisa el cumplimiento de actividades exploratorias, adquisición de información, perforación de pozos y demás compromisos técnicos y operativos establecidos en los contratos.
- **Seguimiento de planes y programas de exploración y producción:** Los contratos incorporan programas de exploración y producción que establecen actividades mínimas, cronogramas, inversiones y compromisos operativos asociados al desarrollo de las áreas asignadas.

Aunado a lo anterior, la regulación colombiana incorpora mecanismos técnicos y operativos aplicables a las actividades desarrolladas con el fin de dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en los contratos, destacando:

- **Administración de información técnica:** Comprende la entrega, administración y resguardo de información geológica, geofísica, petrofísica, técnica y operativa generada durante las actividades de exploración y producción.
- **Seguimiento contractual y operativo:** La ANH supervisa el cumplimiento de obligaciones contractuales, programas de trabajo, modificaciones, prórrogas,

cesiones y demás compromisos asociados a los contratos y convenios de exploración y producción.

- **Exploración y perforación de pozos:** La ANH realiza el seguimiento técnico y contractual de las actividades exploratorias comprometidas por las empresas, incluyendo la adquisición de información sísmica, la perforación de pozos exploratorios, la delimitación de yacimientos, la evaluación de descubrimientos y el reporte de información técnica.
- **Reporte de reservas y recursos:** La ANH establece lineamientos para la estimación, clasificación y reporte de reservas y recursos conforme a metodologías técnicas aplicables al sector.
- **Medición y monitoreo de producción:** Relacionado con los sistemas de medición, monitoreo y reporte de producción de petróleo y gas natural dentro de las funciones de fiscalización y supervisión técnica.
- **Control de venteo y quema de gas:** La ANH supervisa los mecanismos para reducir prácticas de venteo y quema rutinaria, promoviendo la eficiencia operativa y la disminución de emisiones atmosféricas.
- **Regalías y contraprestaciones económicas:** Las actividades de exploración y producción generan contraprestaciones económicas a favor del Estado colombiano. La ANH supervisa y administra las obligaciones económicas derivadas de los contratos petroleros, mientras que los recursos provenientes de regalías son canalizados mediante el Sistema General de Regalías (SGR).

En la **Figura 94** se presenta un diagrama general de los principales instrumentos contractuales, regulatorios y mecanismos de seguimiento aplicables a las actividades de exploración y extracción de gas natural en Colombia.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL

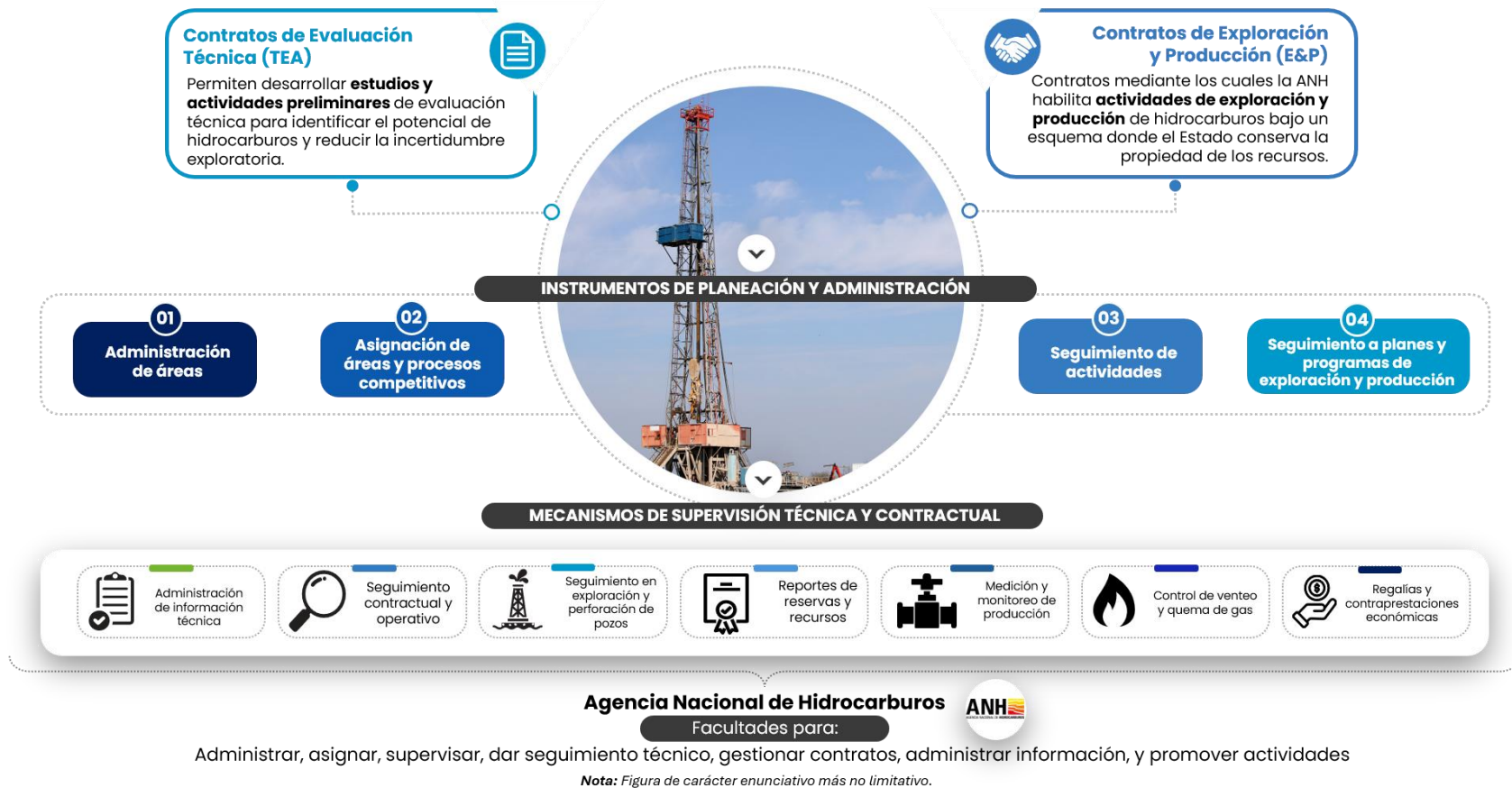


Figura 94. Regulación aplicable a las actividades de exploración y extracción de gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.5.2 Procesamiento, comercialización, almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas natural

En Colombia, las actividades posteriores a la exploración y extracción de gas natural se desarrollan dentro de un esquema regulatorio orientado a garantizar la prestación eficiente del servicio público domiciliario de gas combustible, la continuidad del suministro y el funcionamiento del mercado mayorista.

A diferencia del segmento exploratorio, donde la ANH administra los contratos de exploración y producción, las actividades de procesamiento, transporte, distribución y comercialización se encuentran principalmente reguladas por la CREG, bajo criterios técnicos, económicos y tarifarios.

El modelo colombiano reconoce al gas natural no solo como un recurso energético estratégico, sino también como un servicio público esencial. Por ello, la regulación busca coordinar el desarrollo de infraestructura, las condiciones de suministro, la formación de precios y los mecanismos de comercialización necesarios para asegurar el abastecimiento del energético hacia usuarios residenciales, comerciales, industriales y termoeléctricos. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, s.f.)

Por lo que una vez extraído, el gas natural debe ser sometido a procesos de tratamiento y acondicionamiento para cumplir con las especificaciones de calidad requeridas para su transporte y consumo. Posteriormente, el energético puede ser comercializado dentro del mercado mayorista, transportado mediante el Sistema Nacional de Transporte (SNT), distribuido a través de redes locales y finalmente entregado a los usuarios finales mediante el servicio público de gas combustible por redes.

a) Contratos y mecanismos comerciales del mercado de gas natural

A diferencia del modelo mexicano, donde diversas actividades del sector hidrocarburos operan principalmente mediante permisos regulatorios otorgados por el Estado, en Colombia gran parte de las relaciones comerciales y operativas del mercado de gas natural se desarrollan mediante contratos celebrados entre las empresas participantes del sector, bajo lineamientos regulatorios emitidos por la CREG.

En este contexto, productores, comercializadores, transportadores y distribuidores pueden suscribir:

- Contratos de suministro de gas natural
- Contratos de capacidad de transporte
- Contratos de comercialización
- Acuerdos operativos y comerciales relacionados con capacidad, balance y continuidad del servicio

La regulación colombiana contempla mecanismos contractuales de corto, mediano y largo plazo, dependiendo de las necesidades de abastecimiento y confiabilidad del sistema. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, s.f.)

En términos generales, son comunes contratos con vigencias aproximadas de entre 1 y 10 años, particularmente para suministro y capacidad de transporte, aunque ciertos proyectos de infraestructura pueden estructurarse bajo horizontes mayores para garantizar la recuperación de inversiones y la estabilidad operativa del sistema de gas natural.

b) Estructura y funcionamiento del mercado mayorista

Dentro del mercado mayorista de gas natural, la regulación contempla mecanismos de contratación en el mercado primario, secundario y de corto plazo, donde:

- El mercado primario comprende las negociaciones iniciales de suministro y capacidad entre vendedores y compradores.
- El mercado secundario permite la reventa o cesión de derechos previamente contratados, otorgando mayor flexibilidad operativa al sistema.
- El mercado de corto plazo permite realizar ajustes operativos y atender variaciones de oferta y demanda.

Un elemento relevante dentro de este esquema es el Gestor del Mercado de Gas Natural, encargado de administrar información transaccional y operativa del mercado mayorista. Entre sus funciones destacan la administración de mecanismos de comercialización, subastas, publicación de información de mercado y operación del Boletín Electrónico Central, herramientas orientadas a fortalecer la transparencia, trazabilidad y eficiencia del mercado colombiano de gas natural.

Así mismo, la regulación del mercado mayorista incorpora disposiciones relacionadas con acceso abierto, disponibilidad de capacidad, confiabilidad del suministro y supervisión de prácticas comerciales del gas natural.

c) Regulación del transporte y operación del Sistema Nacional de Transporte

En materia de transporte, Colombia cuenta con un Sistema Nacional de Transporte (SNT) conformado por una red de gasoductos interconectados operados por distintos agentes transportadores.

A diferencia de modelos con predominio estatal, la infraestructura de transporte en Colombia se desarrolla principalmente mediante participación privada y sociedades de economía mixta. Entre los principales operadores destacan Transportadora de Gas Internacional (TGI), Promigas y otros transportadores regionales que participan en la operación, mantenimiento y expansión de la infraestructura nacional de gas natural. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, s.f.)

La regulación aplicable al transporte contempla disposiciones relacionadas con acceso abierto, asignación de capacidad, expansión de infraestructura, continuidad del servicio, confiabilidad operativa y metodologías tarifarias. En este sentido, la CREG establece criterios para remunerar las inversiones eficientes en infraestructura de transporte, así como mecanismos económicos aplicables a los cargos por uso del sistema.

d) Infraestructura de almacenamiento

El almacenamiento de gas natural constituye una actividad complementaria orientada a fortalecer la confiabilidad y continuidad del suministro, especialmente ante variaciones de demanda, contingencias operativas o restricciones en el sistema de transporte.

Aunque Colombia posee una infraestructura de almacenamiento menos desarrollada en comparación con otros mercados internacionales, la regulación reconoce la importancia estratégica de incorporar mecanismos que permitan mejorar la seguridad energética y la flexibilidad operativa del sistema de gas natural nacional.

En este contexto, la planeación energética y regulatoria ha considerado el desarrollo de proyectos de almacenamiento e infraestructura complementaria como parte de las estrategias para fortalecer la confiabilidad del abastecimiento de gas natural.

e) Distribución de gas natural y regulación tarifaria

Por su parte, la distribución corresponde a la conducción del gas natural desde los puntos de entrega del sistema de transporte hacia los usuarios finales mediante redes locales de distribución.

Esta actividad se encuentra directamente vinculada con la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, razón por la cual la regulación incorpora criterios relacionados con cobertura, continuidad, seguridad, calidad y eficiencia económica del servicio.

La tarifa pagada por los usuarios finales integra distintos componentes regulatorios asociados al costo de compra del gas natural, transporte, distribución y comercialización. En este contexto, la estructura tarifaria definida por la CREG incorpora componentes que permiten reconocer tanto los costos operativos como las inversiones necesarias para garantizar la prestación continua y segura del servicio.

f) Expendio al público y acceso al servicio público domiciliario

Así mismo, el expendio al público del gas natural se materializa principalmente mediante la prestación del servicio público de gas combustible por redes, bajo esquemas de facturación y comercialización regulados.

La regulación colombiana también contempla mecanismos de protección a los usuarios, transparencia tarifaria y esquemas de subsidios y contribuciones aplicables a determinados sectores de la población.

En este contexto, la Ley 2467 de 2025 fortaleció el enfoque social asociado al servicio público de gas combustible, al establecer medidas orientadas a garantizar el acceso al servicio esencial de gas por redes para viviendas de interés social y sectores prioritarios de la población, reforzando así la dimensión social y estratégica del gas natural dentro de la política energética colombiana.

En conjunto, el modelo colombiano aplicable al procesamiento, comercialización, almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas natural refleja un esquema regulatorio orientado a coordinar la operación técnica y económica del mercado, incentivar la participación de inversión privada y mixta en infraestructura, promover la competencia en determinados segmentos y garantizar la continuidad, confiabilidad y acceso al suministro energético hacia los usuarios finales.

En la **Figura 95** se muestra de manera general la estructura regulatoria y operativa aplicable a las actividades de procesamiento, comercialización, almacenamiento, transporte, distribución y expendio al público de gas natural en Colombia.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

PROCESAMIENTO, COMERCIALIZACIÓN, ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL



Comisión Reguladora de Energía y Gas

Facultades para:

Regular económica, técnica y operativamente el mercado de gas natural y los servicios públicos de gas combustible.

Nota: Figura de carácter enunciativo más no limitativo.

Figura 95. Regulación aplicable a las actividades de procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.3.5.3 Regulación en materia social, ambiental y de seguridad en la industria de hidrocarburos

Las actividades del sector hidrocarburos en Colombia se encuentran sujetas a disposiciones regulatorias orientadas a prevenir, mitigar y controlar los impactos sociales, ambientales y de seguridad asociados al desarrollo de proyectos energéticos y de infraestructura.

En materia ambiental, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible es la entidad encargada de formular la política ambiental nacional y establecer lineamientos relacionados con protección ambiental, desarrollo sostenible, cambio climático y gestión de recursos naturales aplicables al sector energético. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, s.f.)

Así mismo, la ANLA constituye una de las principales entidades encargadas de evaluar, autorizar y supervisar proyectos del sector hidrocarburos mediante instrumentos de licenciamiento ambiental y seguimiento operativo. (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, s.f.)

Para el desarrollo de proyectos relacionados con exploración, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento e infraestructura energética, los operadores deben presentar diversos instrumentos de evaluación y gestión ambiental, entre los que destacan:

- Estudios de Impacto Ambiental (EIA)
- Planes de Manejo Ambiental (PMA)
- Análisis y evaluación de riesgos
- Medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación ambiental

La regulación ambiental aplicable al sector también incorpora disposiciones relacionadas con protección de ecosistemas, gestión de recursos hídricos, control de emisiones atmosféricas y atención de contingencias operativas derivadas de las actividades de hidrocarburos.

En materia de sostenibilidad y cambio climático, Colombia ha fortalecido la incorporación de criterios ambientales orientados a la reducción de emisiones y control de gases de efecto invernadero dentro del sector energético. En este contexto, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) identifica las emisiones fugitivas derivadas de actividades de minería, petróleo y gas natural como una categoría relevante dentro de los inventarios nacionales de emisiones, particularmente aquellas asociadas a venteos, fugas y operaciones de producción, procesamiento y transporte de hidrocarburos (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, 2025).

Así mismo, la regulación colombiana incorpora disposiciones relacionadas con gestión social, participación comunitaria y consulta previa, especialmente en proyectos que puedan generar afectaciones a las comunidades.

En materia de seguridad industrial y gestión operativa, los proyectos del sector hidrocarburos deben cumplir disposiciones relacionadas con:

- Prevención y control de riesgos
- Atención de emergencias y contingencias
- Integridad operativa
- Salud y seguridad en el trabajo
- Implementación de Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST), conforme a las disposiciones establecidas en el Decreto 1072 de 2015.

De manera complementaria, distintas entidades gubernamentales participan en la supervisión y control de aspectos ambientales, sociales, técnicos y de seguridad asociados al sector hidrocarburos, incluyendo el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la ANLA, el Ministerio de Trabajo, principalmente.

Finalmente, el marco regulatorio social, ambiental y de seguridad aplicable al sector hidrocarburos en Colombia refleja un enfoque orientado a compatibilizar el desarrollo energético con la protección ambiental, la gestión sostenible de los recursos naturales, la seguridad operativa y el bienestar de las comunidades vinculadas a las actividades del sector.

En la **Figura 96** se muestra, de manera general, el enfoque regulatorio aplicable en materia social, ambiental y de seguridad dentro de la cadena de valor del gas natural en Colombia.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

REGULACIÓN EN MATERIA SOCIAL, AMBIENTAL Y DE SEGURIDAD EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS



Figura 96. Regulación aplicable a las actividades en materia social, ambiental y de seguridad industrial en el sector hidrocarburos en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Finalmente, en la **Figura 97** se presenta de manera general la estructura institucional y regulatoria aplicable a la cadena de valor del gas natural en Colombia, integrando las principales entidades, organismos e instrumentos que intervienen en las distintas actividades del sector.

Un aspecto relevante de este esquema es la estrecha relación existente entre el mercado de gas natural y el sistema eléctrico, ya que el gas natural constituye una fuente de respaldo para la generación de electricidad. Por ello, además de las entidades propias del sector hidrocarburos, participan organismos de planeación y coordinación energética, como la UPME y el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, que contribuyen a la evaluación del abastecimiento, la expansión de infraestructura y la confiabilidad del sistema energético.

REGULACIÓN APLICABLE A LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

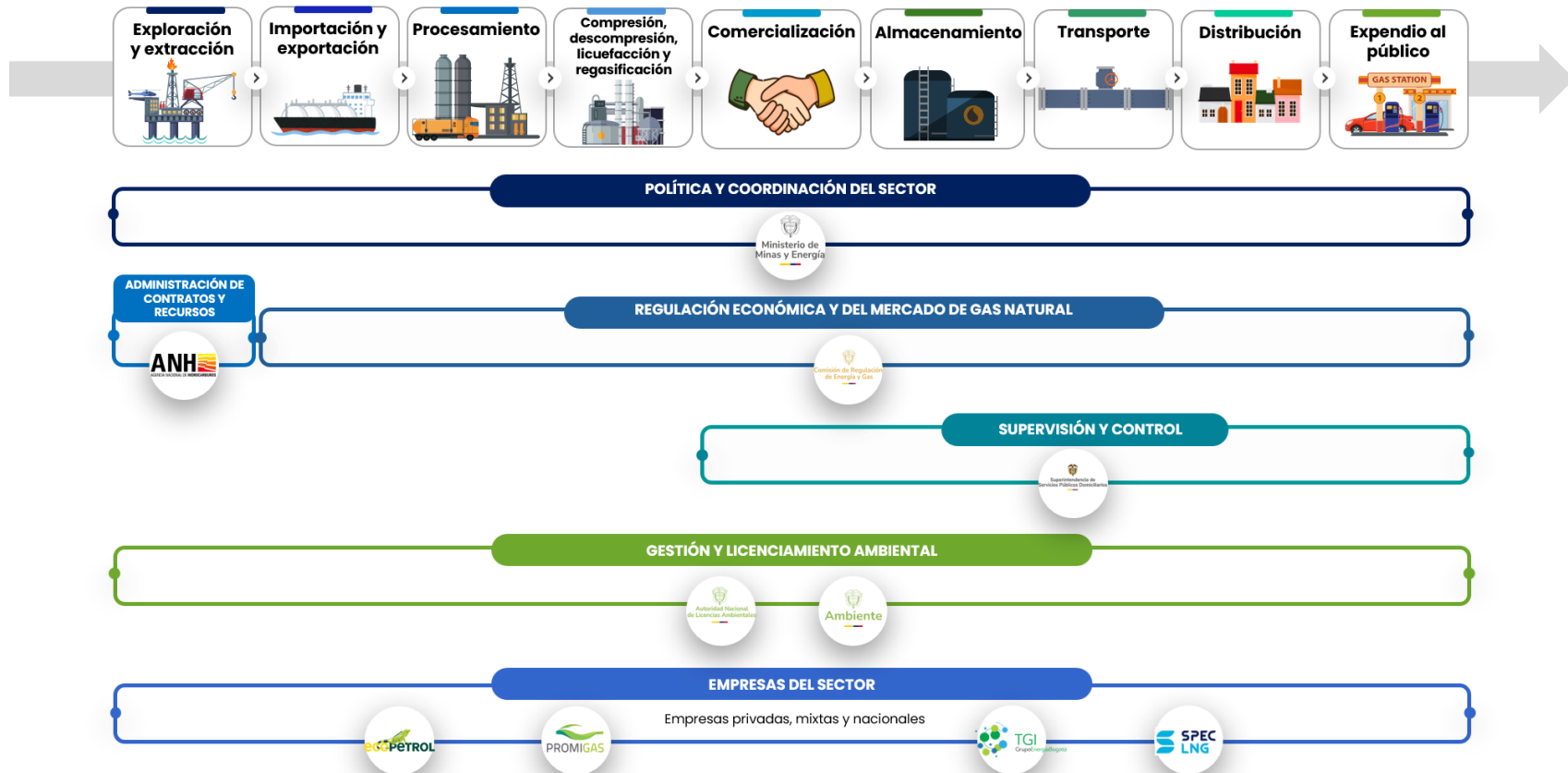


Figura 97. Regulación aplicable a la Cadena de Valor del Gas Natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4.4 Análisis comparativo del marco institucional y regulatorio en México y

Colombia

El análisis desarrollado en este capítulo permitió identificar diferencias importantes en la forma en que México y Colombia han enfrentado sus realidades energéticas y regulatorias dentro del sector del gas natural. Aunque ambos países han impulsado políticas relacionadas con la sostenibilidad, la transición energética y el desarrollo de energías renovables, también se evidenció que los hidrocarburos, y particularmente el gas natural, continúan desempeñando un papel estratégico dentro de sus sistemas energéticos.

En términos generales, tanto México como Colombia mantienen una fuerte participación estatal dentro del sector energético y comparten esquemas regulatorios con características similares. En gran medida, esto se debe a que México adoptó diversos elementos del modelo institucional colombiano durante la Reforma Energética de 2013-2014, particularmente en aspectos relacionados con la apertura a la inversión privada, la separación de funciones regulatorias y operativas, así como la implementación de mecanismos competitivos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En este contexto, la experiencia colombiana funcionó como un referente importante para México. La creación de organismos técnicos especializados, como la ANH en Colombia y posteriormente la CNH en México, respondió a la necesidad de separar las funciones del Estado como regulador, administrador de recursos y operador petrolero. Así mismo, la incorporación de contratos de producción compartida y rondas de licitación buscó atraer capital privado, tecnología y capacidades operativas sin perder la propiedad estatal de los hidrocarburos en el subsuelo.

De igual forma, la creación de organismos regulatorios como la CREG en Colombia y la CRE en México respondió a contextos distintos, aunque con objetivos similares relacionados con la modernización del sector energético, el fortalecimiento institucional y la necesidad de generar condiciones regulatorias más estables para el desarrollo de infraestructura y la participación de nuevas empresas.

No obstante, el análisis realizado también permitió identificar que las decisiones políticas, regulatorias y energéticas adoptadas actualmente en ambos países han influido directamente en el desarrollo del sector hidrocarburos y el mercado de gas natural, así como en la continuidad de las inversiones.

- **México**

En el caso de México, aunque la Reforma Energética de 2013-2014 permitió una mayor participación privada y la adjudicación de contratos de exploración y extracción, diversos cambios políticos posteriores al 2018 generaron incertidumbre regulatoria y una disminución en la continuidad de las rondas y asociaciones estratégicas. Esto redujo el interés de algunos inversionistas, que salieron del país y limitó la consolidación del modelo implementado.

Aunado a lo anterior, la nueva reforma energética de 2025 aún enfrenta un proceso de implementación regulatoria incompleto, ya que gran parte de las disposiciones secundarias continúan pendientes de publicación. Esta situación ha generado incertidumbre jurídica y operativa dentro del sector, provocando retrasos y una disminución en la inversión de diversos proyectos.

Por otro lado, México continúa enfrentando importantes retos estructurales relacionados con su alta dependencia del gas natural importado desde Estados Unidos, la limitada infraestructura de almacenamiento, los presupuestos restringidos

de Pemex y las dificultades técnicas y operativas para incrementar la producción nacional de gas natural.

Aunque el país cuenta con recursos significativos, especialmente en yacimientos no convencionales, persisten desafíos asociados a la disponibilidad de capital, tecnología especializada, conflictos sociales, derechos de vía y restricciones vinculadas al desarrollo de proyectos de fracturamiento hidráulico.

- **Colombia**

Por su parte, Colombia enfrenta desafíos distintos, pero igualmente relevantes. La decisión del actual gobierno en limitar la firma de nuevos contratos de exploración de hidrocarburos ha generado la reducción de la inversión privada y limita la incorporación de nuevas reservas probadas que garanticen el autoabastecimiento a largo plazo. A esto se suman limitaciones de infraestructura, particularmente por la desconexión existente entre las zonas con mayor potencial de gas natural, ubicadas principalmente en la región Caribe y en proyectos costa afuera, y los principales centros de consumo del interior del país.

Adicionalmente, diversos proyectos estratégicos han presentado retrasos derivados de procesos ambientales, consultas previas y conflictos sociales, lo que ha ralentizado el desarrollo de infraestructura energética.

De igual manera, aunque Colombia ha impulsado políticas enfocadas en la descarbonización y el desarrollo de energías renovables, pero el propio país continúa reconociendo la importancia del gas natural como combustible de transición y como respaldo para la generación eléctrica, especialmente ante fenómenos climáticos como “El Niño”, que afectan la disponibilidad de generación hidroeléctrica y aumentan la demanda de generación térmica a base de gas natural.

En consecuencia, el análisis comparativo demuestra que, a pesar del crecimiento e importancia que se le ha dado en los últimos años a las energías renovables, la generación eléctrica, las actividades industriales, el transporte, los servicios y gran parte de las actividades cotidianas que realiza la población, siguen dependiendo directa o indirectamente del gas natural, particularmente debido a la necesidad de contar con fuentes energéticas capaces de respaldar la estabilidad y continuidad operativa de los sistemas eléctricos.

Finalmente, este capítulo permitió comprender que el desarrollo del gas natural no depende únicamente de la disponibilidad de recursos, sino también de la existencia de marcos institucionales sólidos, certidumbre regulatoria, infraestructura suficiente, planeación energética de largo plazo, capacidad de inversión, aceptación social y coordinación entre política energética, sostenibilidad y desarrollo económico.

Así mismo, se identificó que las estrategias y políticas energéticas no pueden replicarse de manera uniforme entre países, ya que cada nación posee necesidades, condiciones económicas, capacidades técnicas, prioridades energéticas y contextos sociales distintos.

En este sentido, aunque diversos gobiernos adoptan nuevas ideas, modelos o enfoques observados en otras regiones, estos no siempre resultan adecuados o funcionales para sus propias condiciones nacionales, por lo que la planeación y el desarrollo energético deben responder principalmente a las necesidades y realidades específicas de cada país.

En la **Figura 98** se muestra un análisis comparativo entre México y Colombia respecto al marco institucional y regulatorio aplicable al sector gas natural e hidrocarburos.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y COLOMBIA

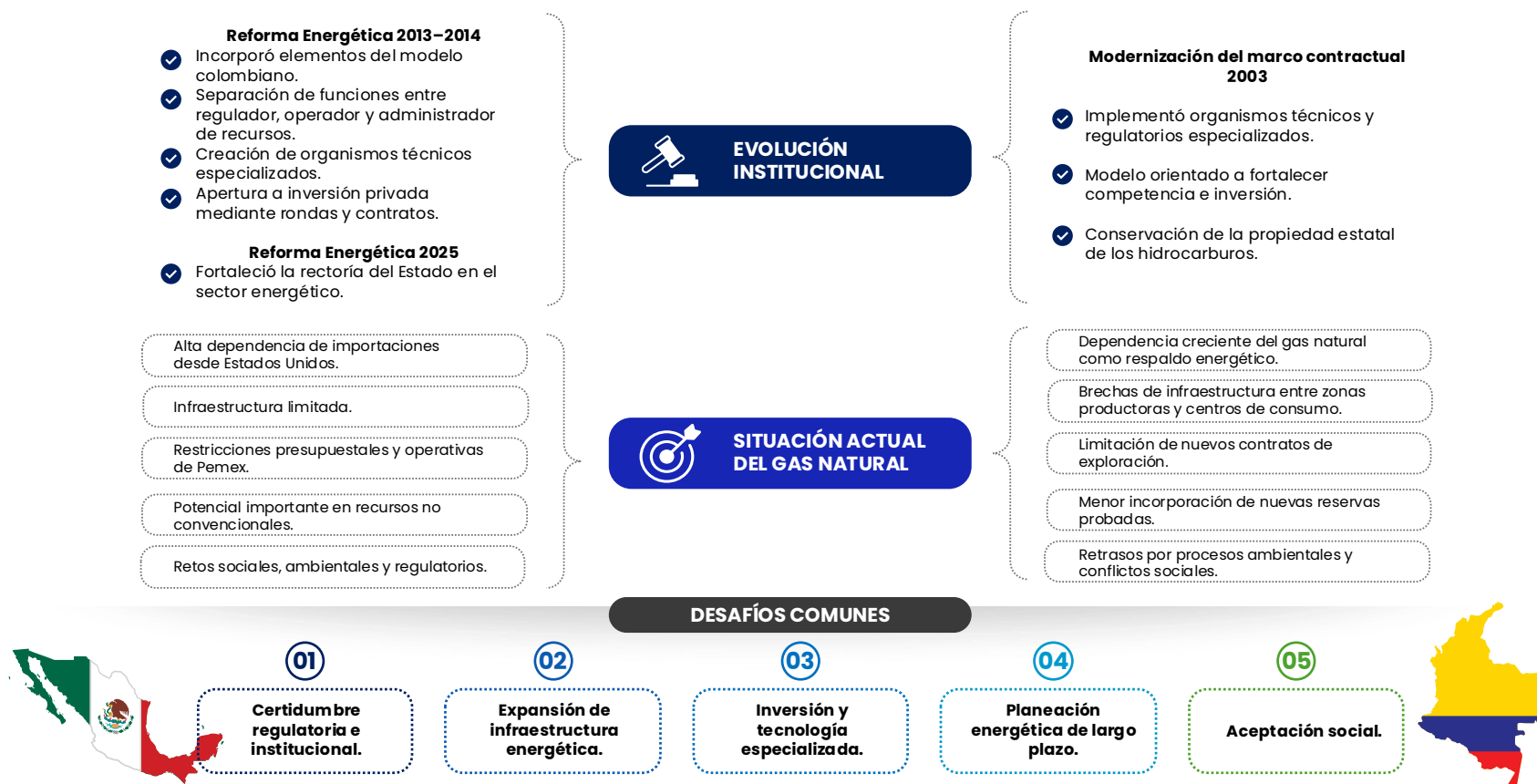


Figura 98. Análisis comparativo del marco regulatorio e institucional del gas natural en México y Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

PROYECTOS EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN

CAPÍTULO 5.

PROYECTOS EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN

El desarrollo de proyectos en el mercado del gas natural constituye un elemento fundamental para comprender la evolución actual del sector energético, particularmente en un contexto de transición energética, crecimiento de la demanda y fortalecimiento de la infraestructura energética. En este sentido, la viabilidad de los proyectos depende de la interacción de diversos factores técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y operativos que influyen en su planeación, ejecución y continuidad.

Bajo este enfoque, el presente capítulo analiza distintas estrategias y proyectos desarrollados a nivel internacional, con el propósito de identificar experiencias, tendencias y elementos que han contribuido al desarrollo del mercado del gas natural en diferentes países. Posteriormente, se examinan los casos de México y Colombia, considerando sus condiciones regulatorias, de infraestructura y de mercado, así como los principales retos y oportunidades asociados al desarrollo de proyectos en ambos países.

Así mismo, se presenta una metodología integral orientada a la evaluación de viabilidad de proyectos de gas natural. Finalmente, dicha metodología se aplica mediante dos casos de estudio, uno para México y otro para Colombia, con el objetivo de ejemplificar su implementación y analizar de manera práctica los factores que pueden influir en la viabilidad de proyectos dentro de ambos mercados.

5.1 Panorama internacional de proyectos de gas natural

El desarrollo de proyectos de gas natural a nivel internacional presenta diferencias importantes en función de los recursos disponibles, el entorno regulatorio, la capacidad tecnológica y las estrategias comerciales de cada país. No obstante, es posible identificar elementos comunes relacionados con la competitividad, la seguridad energética y la sostenibilidad.

A continuación, se analizan los casos de Estados Unidos, Qatar, Noruega y Australia, países seleccionados por su desarrollo estratégico en la industria del gas natural y por la relevancia que este energético ha adquirido dentro de sus matrices energéticas, como se muestra en la **Figura 99, Figura 100 y Figura 101**.

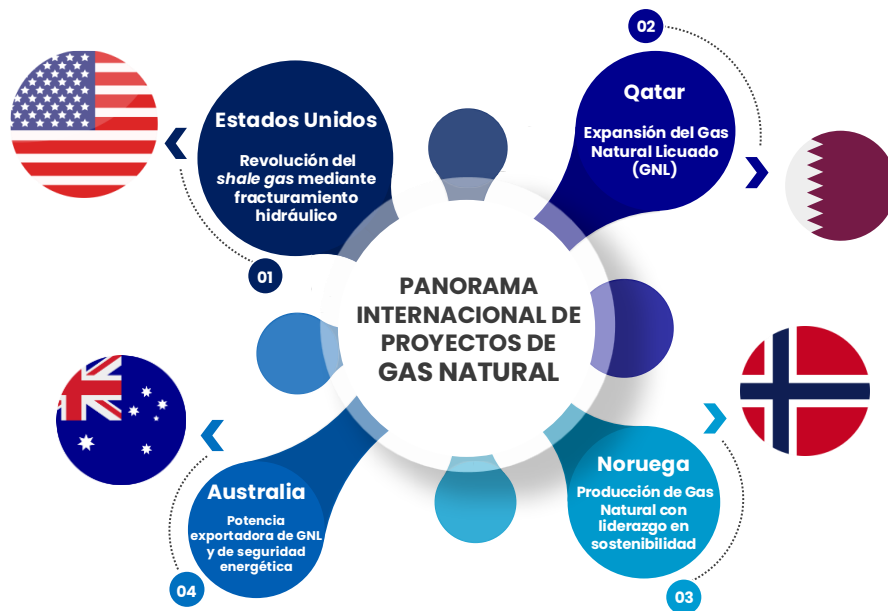


Figura 99. Panorama internacional de proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA (2000-2024) | EJ

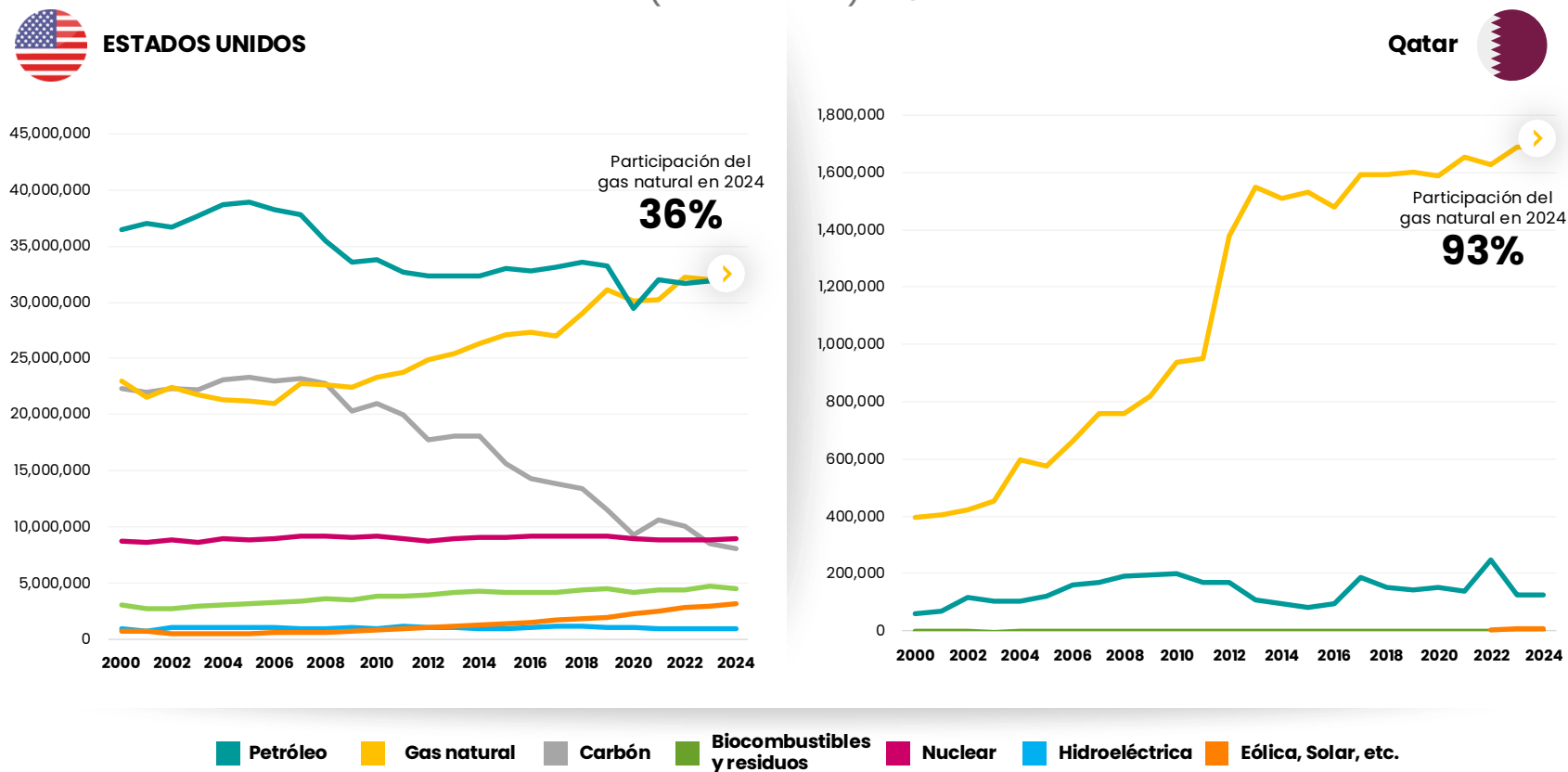


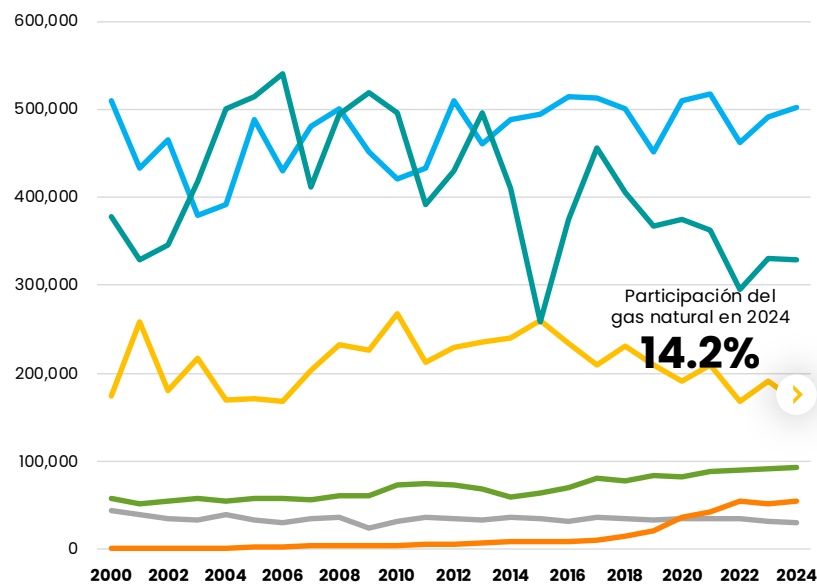
Figura 100. Evolución de la matriz energética de Estados Unidos y Qatar (2000 – 2024).

Fuente: Elaboración propia con información de la IEA (2025).

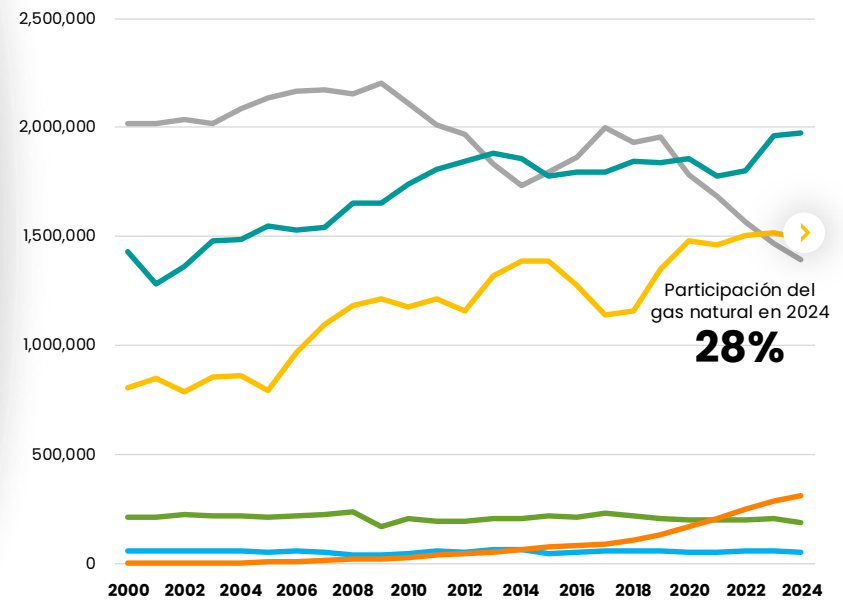
EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA (2000-2024) | EJ



Noruega



Australia



■ Petróleo
 ■ Gas natural
 ■ Carbón
 ■ Biocombustibles y residuos
 ■ Nuclear
 ■ Hidroeléctrica
 ■ Eólica, Solar, etc.

Figura 101. Evolución de la matriz energética de Noruega y Australia (2000 – 2024).

Fuente: Elaboración propia con información de la IEA (2025).

5.1.1 Estados Unidos: Revolución del shale gas mediante fracturamiento hidráulico

El desarrollo del gas natural a partir de yacimientos no convencionales en Estados Unidos ha representado una transformación estructural del sector energético, posicionando al país como uno de los principales productores y exportadores a nivel mundial. Este proceso, conocido como la “revolución del *shale gas*”, se sustenta en la explotación de formaciones de lutitas mediante la combinación de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, lo que permitió acceder a recursos previamente considerados económicamente no viables. (European Parliament, 2013)

Este avance tecnológico se consolidó en un entorno caracterizado por la apertura de mercado, la participación de múltiples operadores y un marco regulatorio que, si bien es diverso a nivel federal y estatal, ha favorecido la innovación, la inversión privada y el desarrollo acelerado de proyectos. A diferencia de otros modelos, el sistema estadounidense promueve la competencia y la eficiencia operativa, contribuyendo a la reducción de costos y al incremento en la producción y bajo una estricta vigilancia.

En el ámbito comercial, el gas natural estadounidense se distingue por su alta flexibilidad, sustentada en esquemas contractuales adaptables y en referencias de precios como el *Henry Hub*, el cual constituye el principal referente para la determinación de los precios del gas natural en Estados Unidos y uno de los más relevantes a nivel internacional. Lo anterior le ha permitido responder de manera dinámica a las condiciones del mercado internacional y consolidar su presencia en mercados externos, particularmente en Europa y Asia, mediante exportaciones de Gas Natural Licuado (GNL).

No obstante, el desarrollo del *shale gas* ha generado cuestionamientos relevantes en materia ambiental, principalmente asociados al uso intensivo de agua, el manejo de

residuos, el riesgo de contaminación de acuíferos y las emisiones de metano. En respuesta, se han fortalecido los marcos regulatorios y las prácticas operativas, incorporando medidas como la mejora en la integridad de pozos, la gestión eficiente del agua, la reutilización de fluidos y la implementación de tecnologías para la detección y reducción de emisiones, alineándose progresivamente con estándares ambientales más estrictos.

Así mismo, la consolidación del mercado de gas natural en Estados Unidos ha sido posible gracias al desarrollo de una extensa red de gasoductos que permite conectar las principales regiones productoras con los centros de consumo y las terminales de exportación. Esta infraestructura ha facilitado la integración del mercado interno, optimizado la distribución del recurso y fortalecido su capacidad para responder de manera eficiente a la demanda tanto nacional como internacional.

Como resultado, la revolución del *shale gas* no solo transformó la producción de Estados Unidos, sino que también reconfiguró la dinámica del mercado energético internacional, al modificar los flujos comerciales de gas natural y fortalecer la seguridad energética en diversas regiones. (Zhang et al., 2021)

Finalmente, el caso estadounidense evidencia cómo el desarrollo de yacimientos no convencionales, de los cuales proviene principalmente el *shale gas*, ha sido determinante para su posicionamiento en el mercado global, y que el éxito de estos proyectos depende de la convergencia entre innovación tecnológica, las condiciones de mercado favorables y la evolución de esquemas regulatorios que permitan mitigar los impactos ambientales asociados.

En la **Figura 102** se muestran los principales factores que han impulsado la revolución del *shale gas* en Estados Unidos.

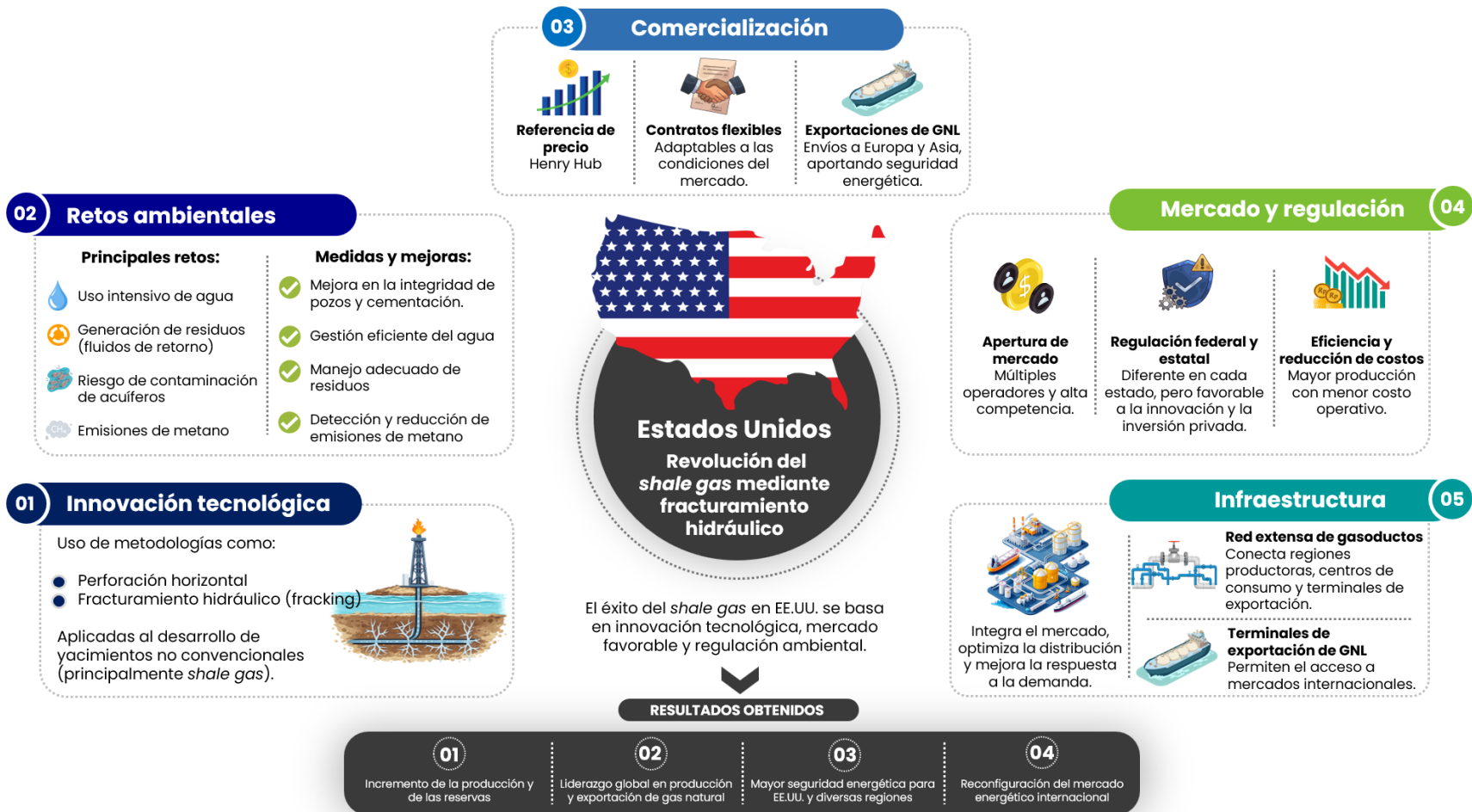


Figura 102. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Estados Unidos.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Proyectos representativos de gas natural en Estados Unidos

Como resultado de las condiciones previamente analizadas, particularmente la innovación tecnológica, la flexibilidad del mercado y el desarrollo de infraestructura, Estados Unidos ha consolidado diversos proyectos estratégicos que reflejan la madurez, solidez y dinamismo en el sector de gas natural.

En este sentido, estos proyectos no solo han fortalecido la producción y el transporte del recurso, sino que también han permitido ampliar su capacidad de exportación y consolidar su presencia dentro del mercado internacional de GNL. A continuación, se presentan algunos de los más representativos:

- **Sabine Pass LNG**

Es uno de los proyectos de licuefacción y exportación más importantes de Estados Unidos, marcó el inicio de las exportaciones de GNL a gran escala en el país. Ubicado en Luisiana, cuenta con múltiples trenes de licuefacción y una capacidad superior a 30 Mtpa, posicionándose como uno de los principales puntos de exportación hacia Europa, Asia y otros mercados internacionales. Su desarrollo permitió transformar a Estados Unidos de importador potencial de gas en uno de los principales exportadores mundiales de GNL, fortaleciendo su seguridad energética y competitividad internacional. (Cheniere Energy, s.f.)

- **Permian Highway Pipeline**

Es uno de los gasoductos más estratégicos para el transporte de gas natural en Estados Unidos. Su función principal es trasladar gas asociado proveniente de la Cuenca Pérmica, específicamente desde la zona de Waha, Texas, hacia la costa del Golfo de México, particularmente al área de Katy, Texas. Cuenta con una capacidad aproximada de 2,100 MMpcd y ha contribuido significativamente a reducir la quema

de gas, fortalecer la infraestructura de transporte y conectar la producción con los mercados de consumo y exportación. Su operación demuestra la importancia de la infraestructura de transporte como elemento clave para garantizar la eficiencia operativa del sector. (Kinder Morgan, 2019)

- **Corpus Christi LNG**

Es una de las principales terminales de licuefacción y exportación de GNL de Estados Unidos y forma parte del crecimiento de su mercado internacional de gas natural. Ubicada en Texas, cuenta con una capacidad superior a 15 Mtpa y actualmente se encuentra en expansión mediante nuevas fases de desarrollo, fortaleciendo la capacidad exportadora del país y su presencia dentro del mercado global de GNL. Este proyecto representa la consolidación de Estados Unidos como proveedor confiable de GNL y su capacidad para responder a la creciente demanda energética internacional. (Bechtel, s.f.)

Estos proyectos permiten observar que el desarrollo del gas natural en Estados Unidos no se limita únicamente al aprovechamiento del recurso, sino que responde a una visión integral orientada al fortalecimiento de toda la cadena de valor del sector.

La integración entre producción, transporte, licuefacción y exportación ha sido clave para consolidar su liderazgo, mejorar la seguridad de suministro y ampliar su competitividad dentro del mercado internacional de gas natural.

En la **Figura 103** se presenta un diagrama con los tres proyectos más representativos de gas natural en Estados Unidos, destacando su importancia estratégica.



Figura 103. Proyectos representativos de gas natural en Estados Unidos.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.1.2 Qatar: Expansión del Gas Natural Licuado (GNL)

Qatar se posiciona como uno de los principales países en el mercado mundial de gas natural, con un modelo centrado en la producción y exportación de Gas Natural Licuado (GNL). Este liderazgo se sustenta en el aprovechamiento del yacimiento *North Field*, ubicado en el Golfo Pérsico y el cual es considerado el mayor yacimiento de gas no asociado a nivel global, y cuya explotación ha permitido al país consolidar una capacidad exportadora de gran escala. (Euronews, 2026)

Por otro lado, el desarrollo del gas natural en Qatar responde a una estrategia de largo plazo orientada a maximizar el valor del recurso en mercados internacionales, apoyada en una estructura operativa altamente coordinada que permite mantener bajos costos de producción, alta eficiencia y confiabilidad en el suministro. Este enfoque, respaldado por una fuerte participación estatal, ha sido determinante para consolidar su posición competitiva a nivel global.

En el ámbito comercial, Qatar ha priorizado contratos de suministro de largo plazo, principalmente con países asiáticos como Japón, Corea del Sur, China e India, lo que garantiza estabilidad en los ingresos y seguridad en la demanda. Este esquema ha sido complementado, en menor medida, con ventas en el *mercado spot*, permitiendo cierto grado de flexibilidad ante cambios en las condiciones del mercado global.

Desde una perspectiva geopolítica, la relevancia de Qatar se encuentra estrechamente vinculada a su ubicación en el Golfo Pérsico, ya que sus exportaciones de GNL dependen del tránsito por el Estrecho de Ormuz, uno de los corredores energéticos más críticos a nivel mundial. Esta condición introduce riesgos asociados a tensiones geopolíticas en la región, lo que ha posicionado al país como un país estratégico, pero también como un punto sensible dentro del comercio internacional.

En materia ambiental, Qatar ha comenzado a incorporar tecnologías orientadas a la reducción de emisiones, incluyendo iniciativas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC), así como mejoras en la eficiencia de los procesos de licuefacción. Estas acciones buscan responder a las crecientes exigencias internacionales en materia de sostenibilidad, particularmente en un contexto donde el gas natural es considerado un combustible de transición, y el GNL constituye el principal medio para su comercialización a escala internacional. (Baker Institute for Public Policy, s.f.)

Adicionalmente, el papel de Qatar ha cobrado mayor relevancia en la seguridad energética global, al consolidarse como un proveedor confiable para países que dependen de importaciones de energía. Su capacidad para mantener suministros estables mediante contratos de largo plazo ha ayudado a reducir la vulnerabilidad de estos mercados frente a posibles interrupciones, fortaleciendo su posición como un actor clave en la estabilidad del sistema energético internacional.

En conjunto, el caso de Qatar evidencia que el éxito de los proyectos de GNL depende de la disponibilidad de grandes reservas, la integración de la cadena de valor, la estabilidad contractual y una ubicación geográfica estratégica, factores que, en su conjunto, permiten consolidar su liderazgo en el mercado global de gas natural.

En la **Figura 104** se muestran los principales factores que han permitido a Qatar consolidarse como uno de los líderes mundiales en la producción y exportación de GNL.

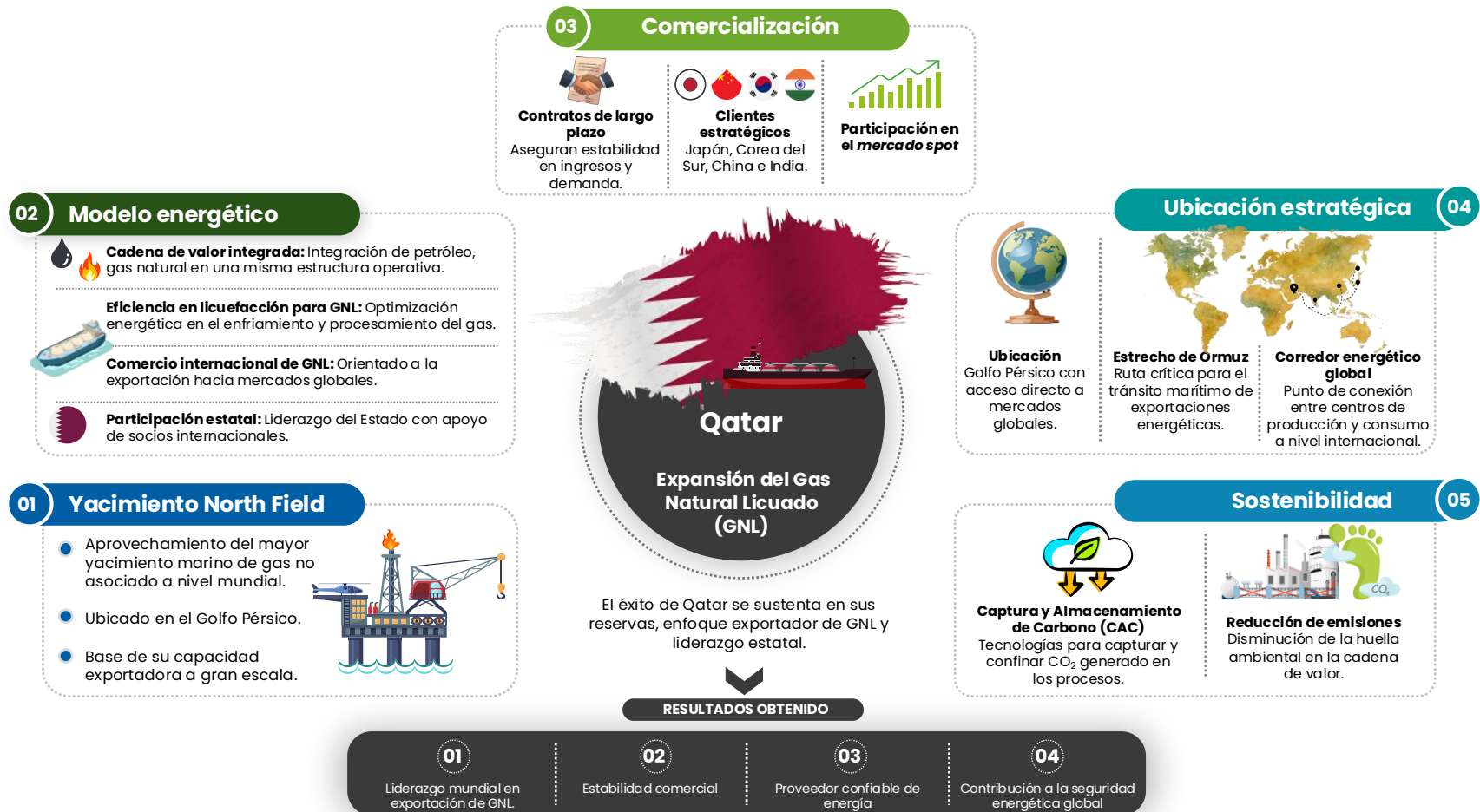


Figura 104. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Qatar.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Proyectos representativos de gas natural en Qatar

Como resultado de su amplia disponibilidad de reservas, su enfoque estratégico en la exportación de GNL y el fortalecimiento de su infraestructura energética, Qatar ha consolidado diversos proyectos estratégicos que reflejan la solidez y competitividad del gas natural, y han logrado posicionarse como uno de los principales proveedores de GNL para Europa y Asia

De igual manera, estos proyectos han permitido maximizar el aprovechamiento del yacimiento *North Field*, considerado uno de los mayores yacimientos de gas del mundo, así como fortalecer su capacidad de producción, exportación y suministro regional. A continuación, se presentan algunos de los proyectos más representativos:

- **North Field East (NFE)**

Es el proyecto de expansión más importante de Qatar y uno de los mayores proyectos de GNL a nivel mundial. Se desarrolla sobre el yacimiento *North Field* y tiene como objetivo incrementar la capacidad de producción de GNL de 77 Mtpa a 110 Mtpa, mediante la construcción de nuevos trenes de licuefacción en *Ras Laffan Industrial City*. Su desarrollo fortalece el liderazgo de Qatar como uno de los principales exportadores globales de GNL y refuerza su capacidad de respuesta ante la creciente demanda energética internacional. (Technip Energies, s.f.)

- **North Field South (NFS)**

Corresponde a la segunda fase de expansión del *North Field* y complementa al proyecto *North Field East*. Su finalidad es aumentar aún más la capacidad de producción de GNL, llevando a Qatar de 110 Mtpa a 126 Mtpa. Incluye nuevos trenes de licuefacción, recuperación de líquidos del gas natural y ampliación de infraestructura portuaria, consolidando su competitividad frente a productores como Estados Unidos

y Australia. Este proyecto representa la continuidad de una estrategia nacional enfocada en mantener el liderazgo global de Qatar dentro del mercado de GNL. (Offshore Technology, s.f.)

- **Dolphin Gas Project**

Es uno de los proyectos de gas natural más estratégicos del Golfo Pérsico y el principal sistema transfronterizo de transporte de gas procesado en la región. Consiste en la producción y procesamiento de gas del *North Field* para su transporte por gasoducto hacia Emiratos Árabes Unidos y Omán, con una capacidad aproximada de 2,000 MMpcd, garantizando el suministro regional de gas natural. Su relevancia radica en la integración energética regional y en el fortalecimiento de la seguridad de abastecimiento mediante infraestructura de transporte por ducto. (Borealis, s.f.)

Estos proyectos permiten observar que el desarrollo del gas natural en Qatar se sustenta en una estrategia integral orientada al aprovechamiento eficiente de sus reservas, el fortalecimiento de su capacidad exportadora y la consolidación de su presencia en los mercados internacionales.

Así mismo, la integración entre producción, licuefacción, transporte y suministro regional ha sido fundamental para mantener su liderazgo dentro del mercado global de GNL, garantizando competitividad, seguridad energética y estabilidad de abastecimiento a largo plazo.

En la **Figura 105** se presenta un diagrama con los tres proyectos más representativos de gas natural en Qatar, destacando su importancia estratégica y su contribución al posicionamiento internacional del país.

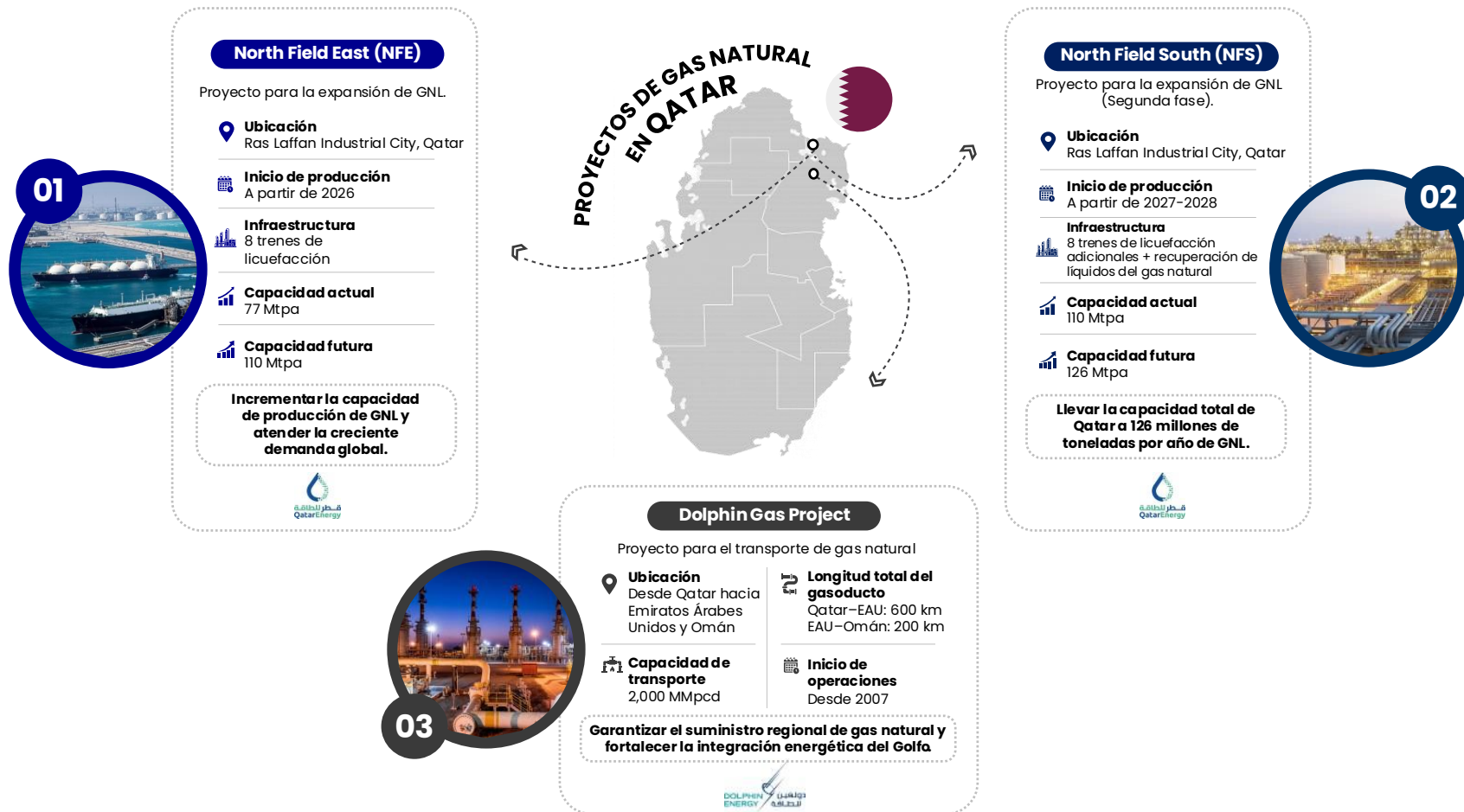


Figura 105. Proyectos representativos de gas natural en Qatar.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.1.3 Noruega: Producción de gas natural con liderazgo en sostenibilidad

Noruega destaca en el mercado internacional de gas natural por haber desarrollado un modelo que combina el desarrollo de recursos fósiles con un fuerte compromiso hacia la sostenibilidad, a partir del aprovechamiento de yacimientos ubicados en el Mar del Norte, Mar de Noruega y el Mar de Barents. A pesar de ser uno de los principales exportadores de gas natural a nivel mundial, el país ha orientado su política energética hacia la reducción de emisiones y la transición hacia una economía baja en carbono. (Norskpetroleum, s.f.)

El desarrollo del gas natural en Noruega se sustenta en una estrategia en la que los hidrocarburos desempeñan un papel económico clave a través de su desarrollo, mientras que el consumo energético interno se basa mayoritariamente en fuentes renovables, especialmente en la energía hidroeléctrica y geotérmica. Esta dualidad permite al país mantener ingresos provenientes del sector hidrocarburos, al mismo tiempo que limita su impacto ambiental a nivel nacional.

Desde el punto de vista institucional, Noruega ha establecido un marco regulatorio sólido que integra criterios ambientales en la gestión de los recursos naturales, promoviendo prácticas responsables en la producción de gas.

Así mismo, los ingresos generados por las actividades petroleras son administradas mediante un fondo soberano, conocido como “Fondo Global de Pensiones del Gobierno de Noruega” (*Government Pension Fund Global*), el cual es considerado el más grande a nivel mundial y cuyo objetivo es transformar los ingresos del petróleo y del gas natural en riqueza sostenible para las generaciones futuras. Este mecanismo permite financiar políticas públicas de largo plazo, incluyendo aquellas orientadas a la sostenibilidad y la transición energética. (Energía Hoy, s.f.)

En materia ambiental, el país ha impulsado la adopción de tecnologías enfocadas en la reducción de emisiones, como la Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC o CCS), así como el uso de energía limpia en sus operaciones. Estas medidas han permitido posicionar la producción de gas natural noruego como una de las menos intensivas en emisiones, en comparación con otros productores a nivel global.

Adicionalmente, Noruega ha vinculado su sector de gas natural con nuevas rutas de descarbonización, incluyendo el desarrollo de alternativas como el hidrógeno y otras soluciones energéticas de bajas emisiones de dióxido de carbono. En este sentido, el gas natural no se concibe únicamente como un recurso de exportación, sino también como un elemento de apoyo dentro de una estrategia más amplia de transición energética y seguridad de suministro para Europa.

En conjunto, el caso de Noruega evidencia que es posible compatibilizar la producción de gas natural con objetivos de sostenibilidad, mediante una gestión estratégica de los recursos, un marco institucional robusto y la incorporación de tecnologías orientadas a la reducción de emisiones, consolidando su liderazgo dentro del proceso de transición energética.

En la **Figura 106** se muestran los principales factores que han permitido a Noruega consolidar un modelo de producción de gas natural caracterizado por altos estándares de sostenibilidad.

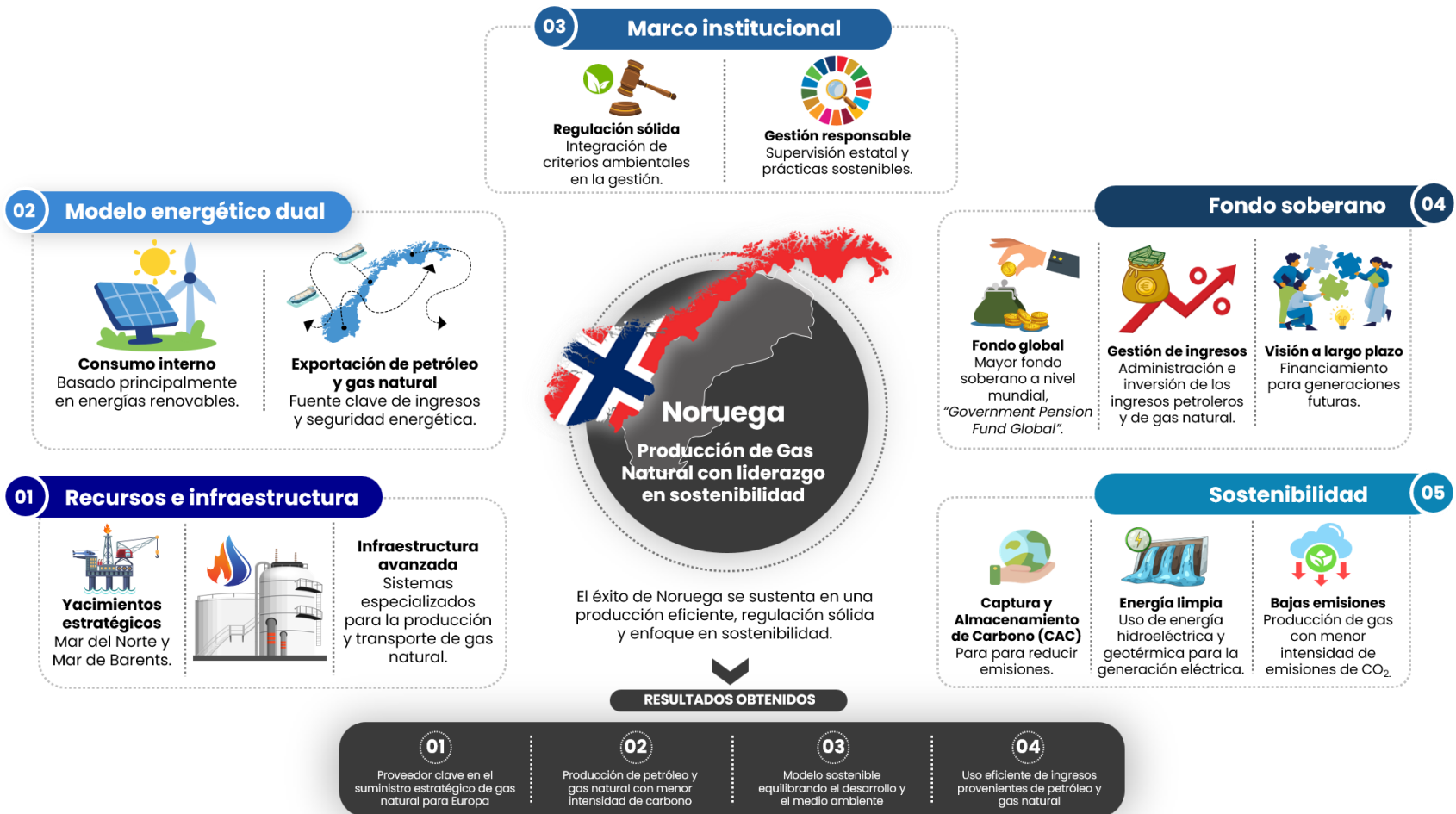


Figura 106. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Noruega.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Proyectos representativos de gas natural en Noruega

Como resultado de su amplia disponibilidad de recursos en el Mar del Norte, su sólida infraestructura en plataformas marinas y su enfoque en la sostenibilidad energética, Noruega ha consolidado diversos proyectos estratégicos que reflejan la solidez y competitividad de su sector de gas natural.

Estos proyectos han permitido aprovechar de manera eficiente sus recursos en yacimientos costa afuera, fortalecer el abastecimiento energético hacia Europa e integrar tecnologías orientadas a la reducción de emisiones de dióxido de carbono. A continuación, se presentan algunos de los proyectos más representativos:

- **Troll Field**

Es uno de los campos de gas natural más importantes de Europa y el principal proyecto de producción de gas de Noruega. Ubicado en el Mar del Norte, concentra una parte significativa de la producción nacional y abastece de manera estratégica al mercado europeo mediante una amplia red de gasoductos submarinos. Su desarrollo ha sido clave para consolidar a Noruega como uno de los principales proveedores de gas natural para Europa y garantizar la estabilidad del suministro energético regional. (Equinor, s.f.)

- **Ormen Lange**

Es uno de los mayores proyectos costa afuera de gas natural de Noruega y uno de los principales campos submarinos del mundo. Se localiza en el Mar de Noruega, y el gas natural producido es procesado en la planta de *Nyhamna*, una de las instalaciones de procesamiento más importantes del país, y donde posteriormente se exporta principalmente al Reino Unido y a Europa continental. Su relevancia radica en su gran capacidad de producción, su infraestructura submarina de alta complejidad y su

contribución al suministro energético europeo. Este proyecto representa la capacidad tecnológica de Noruega para desarrollar operaciones en yacimientos costa afuera de gran escala con alta eficiencia operativa. (Norskpetroleum, s.f.)

- **Northern Lights**

Aunque no corresponde directamente a un campo productor de gas natural, es uno de los proyectos más estratégicos vinculados al sector energético y al aprovechamiento sostenible de la infraestructura marina desarrollada por la industria del petróleo y gas. Se enfoca en la captura, transporte y almacenamiento geológico de dióxido de carbono, utilizando experiencia técnica e infraestructura derivada del sector gas natural. Representa el liderazgo de Noruega en descarbonización y en la integración de la sostenibilidad dentro del desarrollo energético de largo plazo, consolidando un modelo energético más competitivo y ambientalmente responsable. (Equinor, s.f.)

Estos proyectos permiten observar que el desarrollo del gas natural en Noruega se basa en una estrategia orientada al aprovechamiento eficiente de sus recursos, el fortalecimiento del suministro energético hacia Europa y la integración de criterios de sostenibilidad dentro de toda la cadena de valor.

En la **Figura 107** se presenta un diagrama con los tres proyectos más representativos de gas natural en Noruega.

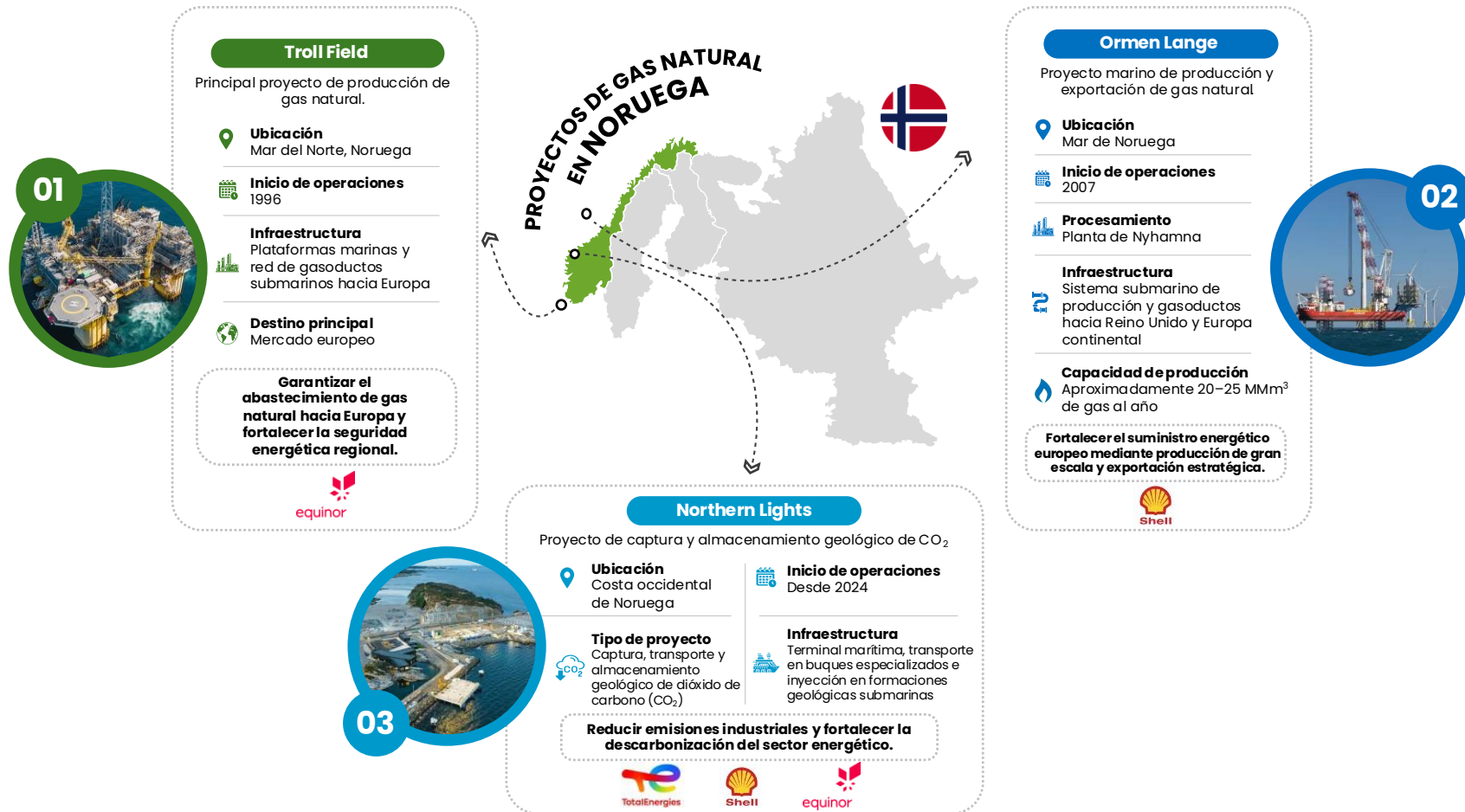


Figura 107. Proyectos representativos de gas natural en Noruega.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.1.4 Australia: Potencia exportadora de GNL y de seguridad energética

Australia se ha consolidado como una de las principales potencias exportadoras de Gas Natural Licuado (GNL) a nivel mundial, con un modelo orientado al abastecimiento de mercados internacionales, particularmente en la región Asia-Pacífico. Su posicionamiento se basa en el aprovechamiento de importantes recursos de gas natural y en el desarrollo de infraestructura especializada que permite la licuefacción y exportación a gran escala hacia países con alta demanda energética.

Por lo anterior, el sector de gas natural australiano se caracteriza por un enfoque fuertemente exportador, en el cual una proporción significativa de la producción se destina a mercados externos. Este esquema ha sido clave para impulsar el crecimiento económico del país, así como para consolidar relaciones comerciales estratégicas con economías como Japón, China y Corea del Sur, que dependen del GNL para su seguridad energética. (Asia Natural Gas & Energy Association, s.f.)

Así mismo, la participación de Australia en el Diálogo de Seguridad Cuadrilateral (Quad), junto con Estados Unidos, India y Japón, fortalece su relevancia estratégica en la región Asia-Pacífico, al promover la cooperación regional en materia de seguridad, estabilidad de las cadenas de suministro y seguridad energética. (Australian Government Department of Foreign Affairs and Trade, s.f.)

En este contexto, la infraestructura resulta un elemento clave para el funcionamiento del modelo australiano, ya que permite transformar el gas natural en GNL y facilitar su envío hacia mercados internacionales. La existencia de instalaciones especializadas y una logística orientada a la exportación han sido determinantes para consolidar su posición global.

No obstante, este modelo exportador coexiste con la necesidad de garantizar el abastecimiento interno de energía. En este sentido, Australia ha enfrentado retos asociados al equilibrio entre exportaciones y consumo interno, lo que ha derivado en la implementación de mecanismos regulatorios orientados a priorizar el suministro interno en contextos de presión sobre la demanda nacional.

Desde una perspectiva energética, el gas natural desempeña un papel relevante como combustible de transición, al contribuir a respaldar la generación eléctrica basada en fuentes renovables, particularmente ante la intermitencia de tecnologías como la solar y la eólica. Sin embargo, su uso también ha sido objeto de debate debido a las emisiones asociadas y a la necesidad de avanzar hacia esquemas energéticos de menores emisiones. (Australian Government Department of Industry, Science and Resources, s.f.)

En el ámbito tecnológico, Australia ha comenzado a explorar alternativas para reducir el impacto ambiental del sector, incluyendo el desarrollo de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC), así como la adaptación de infraestructura existente para nuevos energéticos como el hidrógeno. Estas iniciativas buscan mantener la competitividad del sector en un entorno de transición energética global.

En conjunto, el caso de Australia evidencia que el desarrollo del gas natural puede estar impulsado por una fuerte orientación exportadora, pero requiere de mecanismos que aseguren el equilibrio con la demanda interna, así como de una infraestructura adecuada que permita su integración dentro de los objetivos de seguridad energética y sostenibilidad en el largo plazo.

En la **Figura 108** se muestran los principales factores que han permitido a Australia consolidarse como una potencia exportadora de GNL.

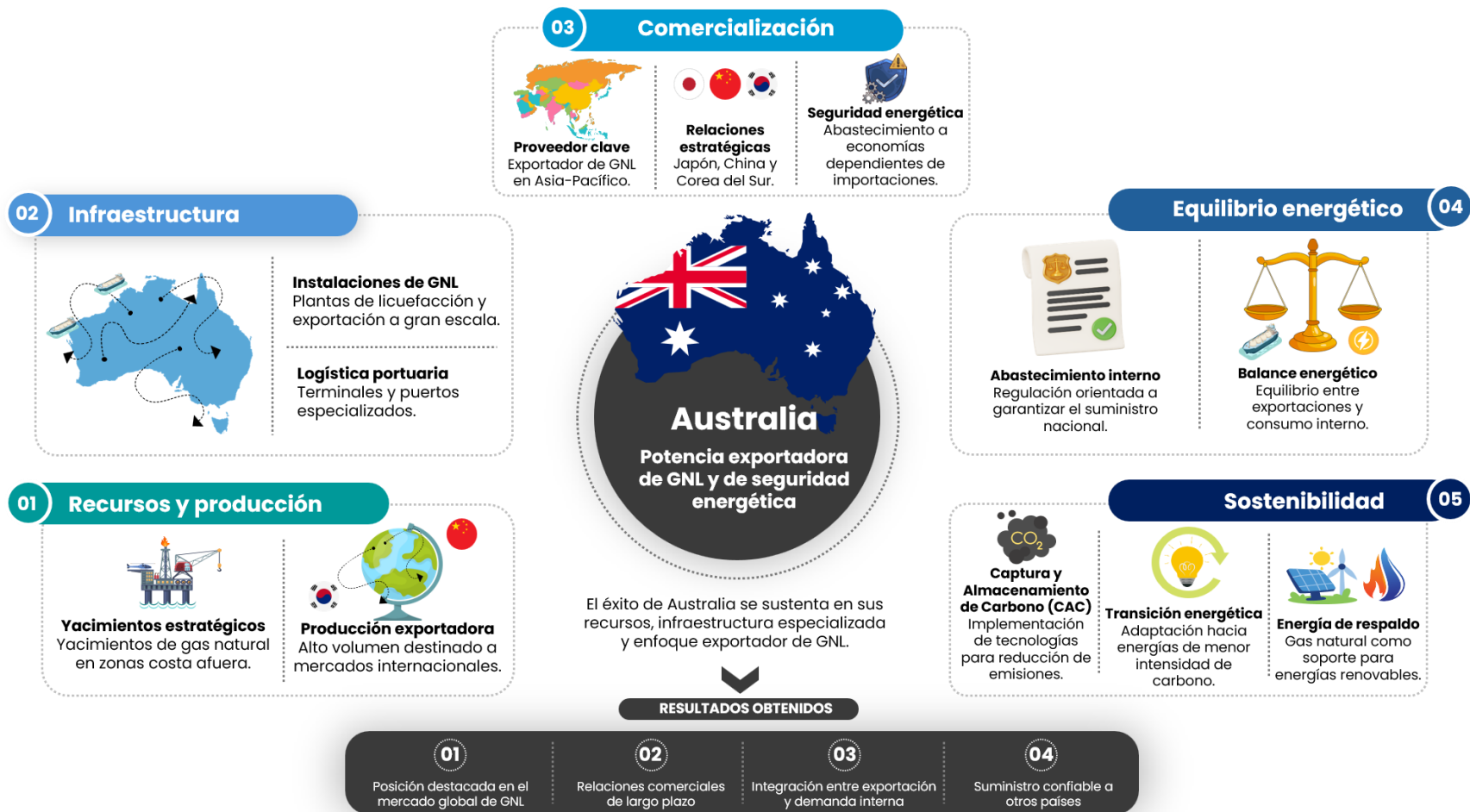


Figura 108. Factores claves para el desarrollo del gas natural en Australia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Proyectos representativos de gas natural en Australia

Como resultado de su amplia disponibilidad de recursos, su fuerte orientación hacia la exportación de GNL y su posición estratégica dentro del mercado Asia-Pacífico, Australia ha consolidado diversos proyectos estratégicos que reflejan su solidez y competitividad actual en el mercado internacional.

Estos proyectos han permitido fortalecer su capacidad de producción, desarrollar infraestructura de licuefacción de gran escala y consolidar su presencia como uno de los principales exportadores de GNL a nivel mundial. A continuación, se presentan algunos de los proyectos más representativos:

- **Gorgon LNG**

Es uno de los mayores proyectos de GNL del mundo y uno de los más importantes de Australia. Ubicado en *Barrow Island*, Australia Occidental, integra la producción de gas en plataformas costa afuera, el procesamiento y la licuefacción para exportación hacia mercados asiáticos. Cuenta con una capacidad aproximada de 15.6 Mtpa y destaca por incorporar uno de los mayores sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS) asociados a un proyecto de GNL, fortaleciendo la sostenibilidad operativa del proyecto. Su desarrollo representa la integración entre competitividad exportadora y reducción de emisiones dentro del sector de gas natural australiano. (Chevron Australia, s.f.)

- **Wheatstone LNG**

Es uno de los principales proyectos de GNL de Australia Occidental y un componente clave de su estrategia exportadora. Se localiza cerca de *Onslow* y procesa gas proveniente de yacimientos costa afuera como *Wheatstone e Iago*. Tiene una capacidad cercana a 8.9 Mtpa y fortalece tanto el suministro destinado a exportación

como el abastecimiento del mercado interno, contribuyendo a la seguridad energética nacional. Este proyecto refleja la importancia de mantener un equilibrio entre la demanda internacional y el abastecimiento doméstico. (Chevron Australia, s.f.)

- **Ichthys LNG**

Es uno de los proyectos integrados de gas natural más grandes de la región Asia-Pacífico. Aunque el yacimiento se ubica en el Mar de Timor, el procesamiento y la licuefacción se realizan en Darwin, Australia. Cuenta con una capacidad aproximada de 8.9 Mtpa de GNL, además de producción de condensados y Gas Licuado de Petróleo (GLP). Su relevancia radica en su compleja infraestructura submarina, su alto nivel de integración técnica y su fuerte orientación hacia los mercados internacionales. Este proyecto consolida la capacidad de Australia para desarrollar proyectos de gran escala con alta competitividad global. (Total Energies, s.f.)

Finalmente, estos proyectos permiten observar que el desarrollo del gas natural en Australia se sustenta en una estrategia orientada al fortalecimiento de la capacidad exportadora, la integración de infraestructura y la atención simultánea del mercado interno y externo.

En la **Figura 109** se presenta un diagrama con los tres proyectos más representativos de gas natural en Australia, destacando su importancia estratégica y su contribución al posicionamiento internacional del país.

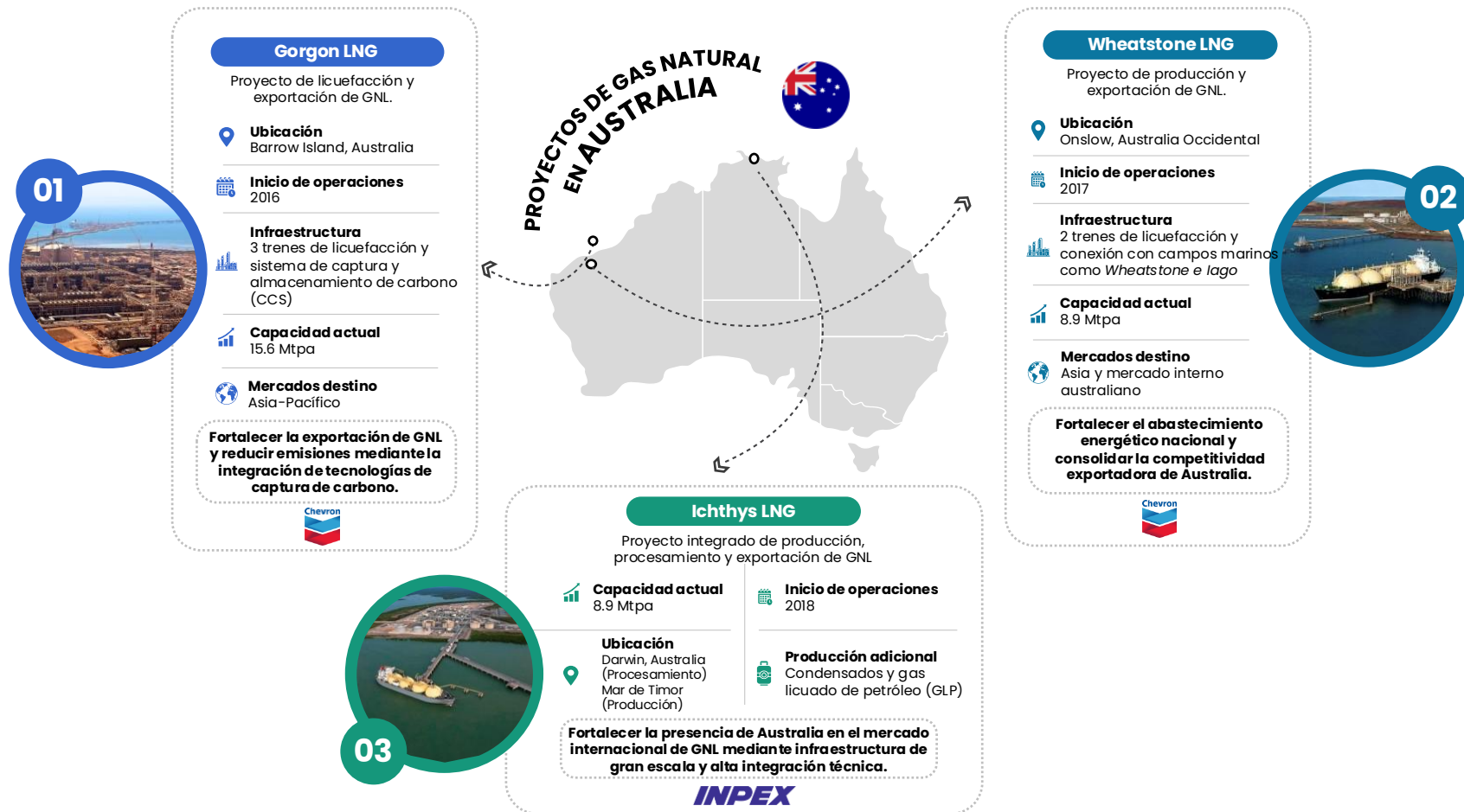


Figura 109. Proyectos representativos de gas natural en Australia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Factores estratégicos en el desarrollo internacional del gas natural

Finalmente, los casos analizados evidencian que el posicionamiento internacional de Estados Unidos, Qatar, Noruega y Australia se sustenta en modelos altamente orientados a la exportación de gas natural, particularmente mediante el desarrollo de infraestructura de Gas Natural Licuado (GNL), redes de transporte y proyectos integrados de gran escala.

De igual manera, estos países han impulsado el aprovechamiento de yacimientos no convencionales y yacimientos costa afuera, incorporando tecnologías avanzadas de perforación, producción, procesamiento y licuefacción que les han permitido incrementar su competitividad dentro del mercado energético internacional.

Así mismo, destaca la participación conjunta de empresas nacionales e internacionales, así como la constante inversión en innovación tecnológica y en mecanismos orientados a reducir los impactos ambientales asociados al sector, incluyendo proyectos para la reducción de emisiones y mejoras en eficiencia operativa.

En conjunto, estos casos reflejan que el desarrollo actual del gas natural no solo depende de la disponibilidad de recursos, sino también de la capacidad para integrar infraestructura, tecnología, inversión y estrategias energéticas, orientadas a fortalecer su competitividad y seguridad.

En la **Figura 110**, se muestran los factores estratégicos que han desarrollado Estados Unidos, Qatar, Noruega y Australia para en el desarrollo de gas natural.

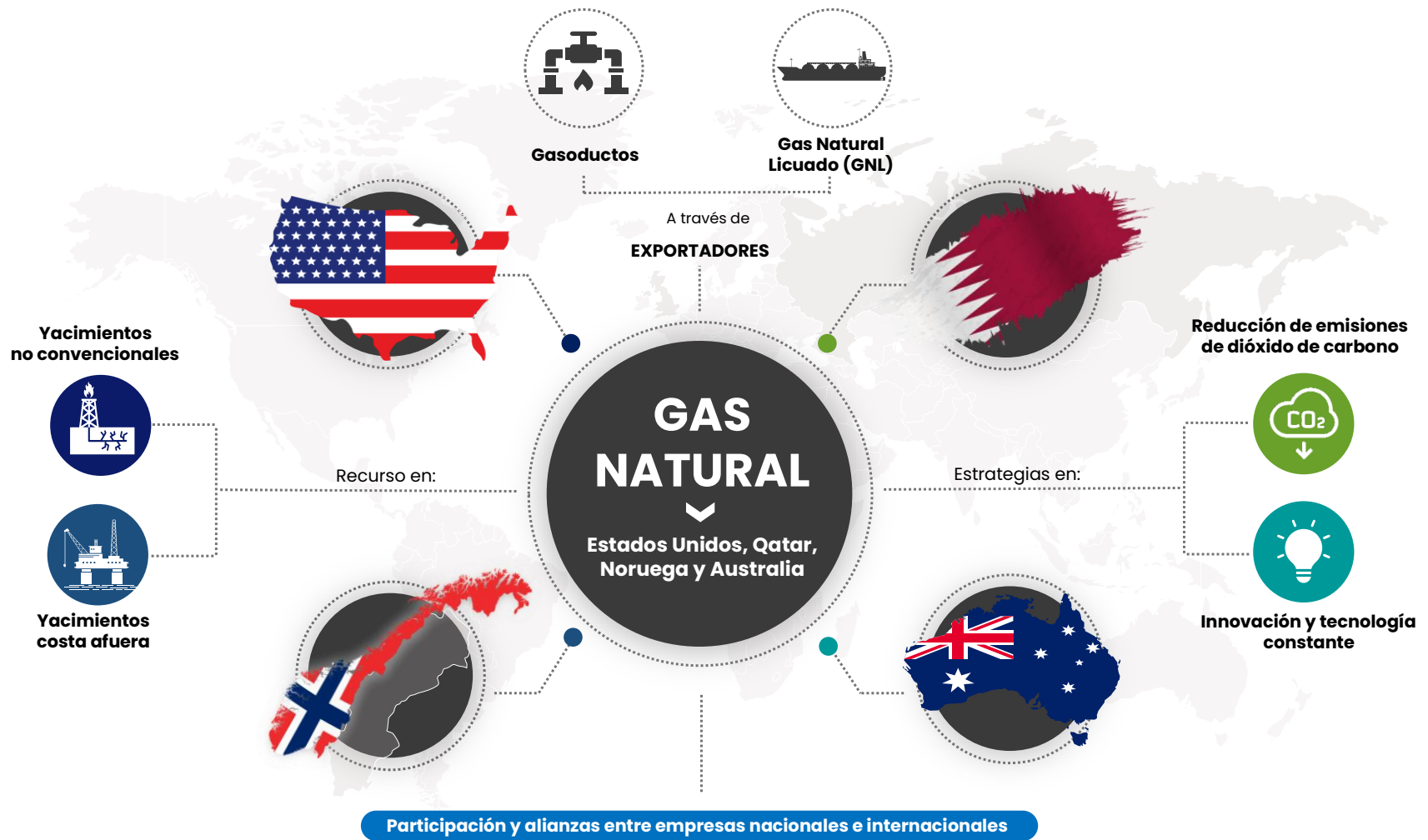


Figura 110. Factores estratégicos en proyectos internacionales de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.2 Panorama de proyectos de gas natural en México y Colombia

A diferencia de países como Estados Unidos, Qatar, Noruega y Australia, donde el desarrollo del gas natural se ha consolidado a partir de grandes volúmenes de producción, capacidad exportadora y una fuerte presencia en los mercados internacionales, México y Colombia presentan una realidad energética distinta. En ambos casos, el gas natural mantiene un papel estratégico dentro de sus economías, pero su desarrollo se encuentra más vinculado a la necesidad de garantizar el abastecimiento interno, fortalecer la seguridad energética y reducir la vulnerabilidad ante factores externos.

México y Colombia reflejan dos contextos diferentes, aunque comparten un objetivo común, el cual es, asegurar la disponibilidad de gas natural como soporte para la generación eléctrica, la actividad industrial y el consumo residencial.

En este escenario, los proyectos de gas natural en ambos países no se enfocan únicamente en incrementar la producción, sino también en fortalecer la infraestructura de procesamiento, transporte, almacenamiento, y distribución, así como en diversificar las fuentes de abastecimiento y consolidar marcos regulatorios que permitan atraer inversión y garantizar la viabilidad de largo plazo.

Bajo esta premisa, resulta relevante analizar el panorama reciente de proyectos de gas natural en México y Colombia, identificando sus principales enfoques de desarrollo, los retos estructurales que enfrentan y los proyectos representativos que permiten comprender la dirección que cada país ha adoptado dentro de su estrategia energética. En la **Figura III** se muestra un comparativo entre Estados Unidos, Qatar, Noruega y Australia respecto a México y Colombia, así como una hoja de ruta para fortalecer la seguridad energética y el desarrollo del gas natural.



Figura 111. Panorama estratégico de los proyectos de gas natural en México y Colombia.

Fuentes: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.2.1 México: Panorama actual del desarrollo de proyectos de gas natural

El desarrollo reciente de proyectos de gas natural en México se encuentra condicionado por su papel como principal fuente de energía para la generación eléctrica y el sector industrial. En este contexto, el gas natural se ha consolidado como un insumo estratégico para garantizar el suministro energético del país, impulsando la expansión de infraestructura y su incorporación en diversas actividades productivas.

Sin embargo, este desarrollo se ha dado en un entorno de alta dependencia de importaciones, principalmente provenientes de Estados Unidos, lo que ha configurado un modelo de abastecimiento basado en el suministro externo. Esta condición ha permitido acceder a gas a precios competitivos, pero al mismo tiempo ha incrementado la vulnerabilidad del país ante posibles interrupciones en el suministro o cambios en las condiciones del mercado internacional. (Industrial Info Resources, 2024)

En este sentido, los proyectos de gas natural en México se han enfocado, en gran medida, en garantizar la disponibilidad del recurso mediante el fortalecimiento de la infraestructura de transporte y distribución, priorizando el abastecimiento hacia centros de alta demanda. Este enfoque ha favorecido la integración con el mercado norteamericano, pero ha limitado el desarrollo de proyectos orientados al incremento de la producción nacional y al fortalecimiento de la autosuficiencia energética.

A ello se suma un entorno regulatorio caracterizado por cambios frecuentes en la política energética y en el marco institucional, lo que ha generado incertidumbre para la inversión, retrasos en el desarrollo de proyectos estratégicos y donde no se vislumbra proyección a largo plazo. La falta de continuidad entre administraciones

ha modificado prioridades y criterios de decisión, dificultando la planeación estratégica y la consolidación de proyectos de producción, almacenamiento e infraestructura.

Así mismo, la regulación se ha concentrado principalmente en atender necesidades inmediatas de suministro, dejando pendientes temas estructurales como el fortalecimiento de la producción nacional, el desarrollo de almacenamiento estratégico y la diversificación de fuentes de abastecimiento. Esta situación limita la capacidad del país para construir una estrategia energética más equilibrada y menos dependiente del exterior.

Ante este escenario, México ha comenzado a replantear su estrategia energética, reconociendo la necesidad de reducir la dependencia externa y fortalecer su capacidad productiva. Esto implica no solo el impulso a la producción de gas natural, sino también la evaluación de recursos potenciales, incluyendo aquellos de carácter no convencional, como una alternativa para diversificar las fuentes de suministro.

Desde una perspectiva integral, el gas natural continúa siendo considerado un combustible de transición. No obstante, su creciente relevancia también plantea desafíos asociados al desarrollo de nuevos campos, la expansión de infraestructura y la sostenibilidad del sistema energético. (International Trade Administration, s.f.)

En conjunto, el caso de México evidencia que el desarrollo de proyectos de gas natural enfrenta el reto de transitar de un modelo altamente dependiente de importaciones hacia uno más equilibrado, en el que se fortalezcan las capacidades internas y se adopten estrategias orientadas a mejorar la eficiencia, diversificar las fuentes de suministro y consolidar la seguridad energética. En la **Figura 112** se muestran los principales factores que condicionan el desarrollo del gas natural en México.

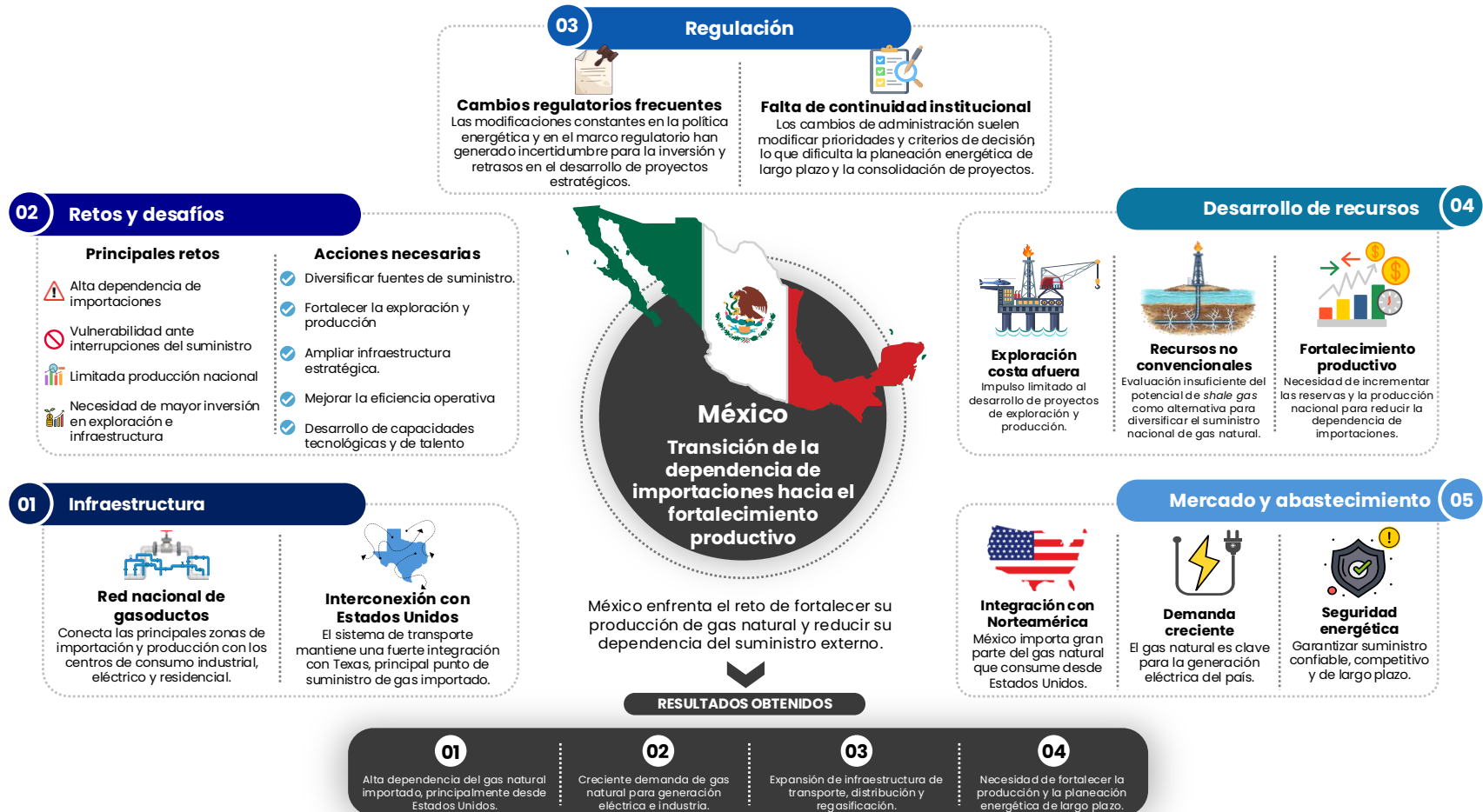


Figura 112. Factores claves que impactan el desarrollo del gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Proyectos representativos de gas natural en México

Debido a la creciente utilización del gas natural en la generación eléctrica, así como en las actividades industriales y productivas del país, y considerando que una parte importante del suministro proviene de importaciones desde Estados Unidos, México ha impulsado diversos proyectos estratégicos orientados al fortalecimiento de la infraestructura de producción, transporte, almacenamiento y licuefacción. Estas iniciativas buscan mejorar la confiabilidad del suministro, ampliar la capacidad operativa nacional y fortalecer el desarrollo económico e industrial. A continuación, se presentan algunos de los proyectos más representativos:

- **Lakach**

Es uno de los proyectos de gas natural más importantes de México y uno de los principales desarrollos en aguas profundas del Golfo de México. Ubicado frente a las costas de Veracruz, se trata de un campo de gas no asociado cuyo objetivo es incrementar la producción nacional y reducir la dependencia de importaciones. Su desarrollo contempla infraestructura submarina, ductos de transporte y conexión a tierra para su procesamiento y comercialización, representando una apuesta estratégica para fortalecer la autosuficiencia energética del país. Su reactivación refleja el interés por recuperar la producción nacional y aprovechar recursos de alto potencial técnico. (Onexpo Nacional, s.f.)

- **Amigo LNG**

Iniciativa más reciente y relevante para el desarrollo de infraestructura de Gas Natural Licuado (GNL) en México. Este proyecto se localiza en Guaymas, Sonora, y contempla el desarrollo de una terminal de licuefacción orientada principalmente a la exportación de gas natural hacia mercados de Asia y la región Asia-Pacífico.

Este proyecto busca aprovechar la disponibilidad de gas natural proveniente de Estados Unidos mediante la interconexión con infraestructura de transporte existente en el norte de México, fortaleciendo así la participación del país dentro del mercado internacional de GNL. La capacidad proyectada considera una fase inicial aproximada de 4.2 Mtpa, con posibilidades de expansión futura. (Gunvor Group, 2025)

- **Sistema Wahalajara**

Es uno de los proyectos de transporte de gas natural más estratégicos del país, al conectar el suministro proveniente de Texas con el occidente y centro de México. Está conformado por diversos gasoductos interconectados que permiten abastecer regiones industriales clave como Jalisco, Guanajuato y Aguascalientes, además de vincularse con el sistema de Zapotlanejo y con infraestructura que potencialmente puede extender la conectividad hacia la zona de Manzanillo.

Su relevancia radica en fortalecer la infraestructura nacional de transporte, garantizar el suministro para la generación eléctrica e impulsar el desarrollo industrial en regiones con alta demanda energética. En conjunto, este sistema representa un elemento fundamental para la confiabilidad operativa y la integración del mercado nacional de gas natural. (Energy21, 2020)

Estos proyectos permiten que el desarrollo de gas natural en México fortalezca la seguridad energética, reduzca la dependencia de importaciones y consolide una infraestructura que permita mayor eficiencia operativa y competitividad industrial.

En la **Figura 113** se presenta un diagrama con los tres proyectos más representativos de gas natural en México, destacando su importancia estratégica dentro del fortalecimiento de la producción, el transporte y la exportación del recurso en el país.



Figura 113. Proyectos representativos de gas natural en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.2.2 Colombia: Panorama actual del desarrollo de proyectos de gas natural

El desarrollo reciente de proyectos de gas natural en Colombia se encuentra determinado por la necesidad de garantizar la continuidad del suministro en un contexto de disminución de la producción nacional.

Actualmente, el sector ha experimentado un cambio importante en su dinámica, pasando de un escenario con capacidad de exportación a uno en el que se prevé un déficit de suministro. Esta situación se explica por la reducción de las reservas probadas y la disminución de la producción, lo que ha incrementado la necesidad de importaciones como mecanismo para cubrir la demanda interna y mantener la estabilidad del sistema energético. (Oil Price, s.f.)

En este sentido, los proyectos de gas natural en Colombia se han orientado principalmente hacia la diversificación de fuentes de abastecimiento, el fortalecimiento de la infraestructura de importación de Gas Natural Licuado (GNL) y la ampliación del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Este enfoque busca garantizar la confiabilidad operativa del sistema, asegurar el suministro en periodos de alta demanda y reducir el riesgo de desabasto energético.

De manera paralela, la exploración de nuevos recursos, especialmente en el Caribe colombiano, costa afuera, se ha convertido en una de las principales estrategias para incorporar nuevas reservas y revertir la tendencia decreciente de la producción nacional. Estos proyectos representan una oportunidad para fortalecer la autosuficiencia energética y reducir la presión sobre las importaciones en el largo plazo. (International Trade Administration, s.f.)

A diferencia de otros países, Colombia ha mantenido una mayor continuidad regulatoria en el sector energético, lo que ha permitido generar mejores condiciones

para la inversión y el desarrollo de proyectos estratégicos. La coordinación entre entidades ha favorecido la planeación energética y la toma de decisiones con una visión más estructurada de mediano y largo plazo.

No obstante, persisten desafíos regulatorios relacionados con la rapidez en la aprobación de proyectos, el fortalecimiento de incentivos para la exploración y la consolidación de infraestructura que permita responder oportunamente a la disminución de reservas. La estabilidad regulatoria representa una ventaja, pero requiere mayor capacidad de ejecución.

Así mismo, Colombia mantiene al gas natural como un componente relevante dentro de su estrategia de transición energética, por su capacidad para sustituir combustibles de mayor impacto ambiental y respaldar la integración de fuentes renovables. Además, su uso en el sector residencial refuerza su importancia social, al representar un servicio esencial para una gran parte de la población.

En conjunto, el caso de Colombia evidencia que el desarrollo de proyectos de gas natural enfrenta el desafío de equilibrar la transición energética con la seguridad de abastecimiento, lo que exige fortalecer la exploración, ampliar la infraestructura y consolidar estrategias que permitan diversificar las fuentes de suministro en un entorno de creciente incertidumbre energética.

En la **Figura 114** se muestran los principales factores que condicionan el desarrollo del gas natural en Colombia.



Figura 114. Factores claves que impactan el desarrollo del gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

Proyectos representativos de gas natural en Colombia

Como resultado de la necesidad de fortalecer la seguridad de abastecimiento, diversificar las fuentes de suministro y responder a la disminución de la producción nacional, Colombia ha impulsado diversos proyectos estratégicos enfocados en exploración costa afuera, infraestructura de regasificación e integración del sistema de transporte de gas natural. Estos proyectos buscan garantizar la disponibilidad del recurso.

El desarrollo reciente del sector refleja la transición de un país con capacidad exportadora hacia un escenario con mayor necesidad de importación y fortalecimiento de nuevas reservas. A continuación, se presentan algunos de los proyectos más representativos:

- **Proyecto Sirius**

Es uno de los descubrimientos de gas natural más relevantes de Colombia en los últimos años y una de las principales apuestas en exploración costa afuera en el Caribe colombiano. Este proyecto busca incrementar la producción nacional y fortalecer la autosuficiencia energética mediante el aprovechamiento de reservas de gas natural en aguas profundas. Su desarrollo representa una oportunidad estratégica para reducir el riesgo de déficit de suministro del gas natural, así como para fortalecer la seguridad energética del país. (GBM, s.f.)

- **Terminal de Regasificación SPEC LNG**

Es una de las infraestructuras más importantes para la seguridad energética de Colombia. Ubicada en Cartagena, permite la importación de GNL, su almacenamiento y posterior regasificación para integrarlo al sistema nacional de transporte. Su relevancia radica en garantizar el abastecimiento durante periodos de

alta demanda, brindar respaldo térmico para la generación eléctrica y responder a contingencias en la producción nacional. Esta terminal ha permitido fortalecer la confiabilidad operativa del sistema energético colombiano. (Promigas, s.f.)

- **Regasificadora del Pacífico (La Guajira)**

El proyecto de regasificación contempla el desarrollo de una planta regasificadora en La Guajira orientada a fortalecer el abastecimiento de gas natural en Colombia mediante la importación de GNL. La iniciativa aprovecharía infraestructura ya existente, particularmente el gasoducto Ballena–Barrancabermeja, lo que permitiría reducir tiempos de desarrollo y optimizar costos operativos. Así mismo, este proyecto considera la instalación de una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU), la cual tendría una capacidad aproximada de importación de 300 MMpcd y podría entrar en operación hacia 2027. (Naturgas, s.f.)

Estos proyectos permiten observar que el desarrollo del gas natural en Colombia se sustenta en la necesidad de asegurar el abastecimiento futuro, fortalecer la producción nacional y consolidar una infraestructura que permita mayor confiabilidad operativa y estabilidad energética.

En la **Figura 115** se presenta un diagrama con los tres proyectos más representativos de gas natural en Colombia, destacando su importancia estratégica dentro del fortalecimiento de la producción, la importación y la seguridad de suministro del país.



Figura 115. Proyectos representativos de gas natural en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.2.3 Implicaciones para el desarrollo y evaluación de proyectos en México y Colombia

El análisis de México y Colombia evidencia que el desarrollo de proyectos de gas natural está condicionado por factores estructurales propios de cada país, particularmente en términos de disponibilidad del recurso, infraestructura, condiciones de mercado y entorno regulatorio.

- **México:** Los proyectos se desarrollan en un entorno de alta dependencia de importaciones, lo que orienta su evaluación hacia la confiabilidad del suministro, la expansión de infraestructura y la reducción de vulnerabilidades externas.
- **Colombia:** Los proyectos responden a la necesidad de garantizar el abastecimiento ante la disminución de reservas, priorizando la incorporación de nuevas fuentes y la diversificación del suministro.

En ambos casos, los proyectos están vinculados principalmente a la seguridad de abastecimiento, lo que exige considerar su viabilidad más allá del crecimiento productivo, incorporando criterios de confiabilidad operativa y continuidad del suministro.

Bajo este contexto, su evaluación requiere un enfoque integral que permita analizar de manera conjunta sus condiciones técnicas, económicas, regulatorias y de mercado, a fin de determinar su factibilidad y su contribución al sistema energético.

En la **Figura 116** se presentan las principales implicaciones para el desarrollo y evaluación de proyectos de gas natural en México y Colombia, destacando los factores estructurales que condicionan su viabilidad y la necesidad de un enfoque integral para su análisis.

IMPLICACIONES PARA EL DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS EN MÉXICO Y COLOMBIA



Figura 116. Implicaciones para el desarrollo y evaluación de proyectos de gas natural en México y Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.3 Enfoque integral para la evaluación de proyectos de gas natural

El desarrollo de proyectos de gas natural requiere una visión integral que integre de manera coherente los componentes técnicos, económicos, sociales, regulatorios y de mercado. Más allá de la disponibilidad del recurso, su viabilidad depende de la factibilidad técnica, la rentabilidad, el cumplimiento normativo y su capacidad de mantenerse en operación en el tiempo.

En este contexto, la evaluación de proyectos no debe abordarse de forma aislada, sino mediante un enfoque que permita analizar y gestionar los factores que inciden en su desarrollo. Bajo esta perspectiva, se consideran los siguientes ejes:

- **Eje técnico:** Se enfoca en la definición y viabilidad operativa del proyecto, considerando el diseño de las instalaciones, la selección de tecnologías y la integración de infraestructura a lo largo de la cadena de valor del gas natural. Es fundamental para el desarrollo de transporte por ductos, plantas de procesamiento y sistemas de distribución, sistemas de licuefacción y regasificación, asegurando la confiabilidad del suministro.
- **Eje económico:** Evalúa la capacidad del proyecto para generar valor a partir de la estimación del capital de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX). Así mismo, analiza el comportamiento de los resultados ante variaciones en factores clave, como el precio del gas natural, los volúmenes de producción, los costos operativos, y usuarios anclas, con el fin de identificar su impacto en la rentabilidad y el nivel de riesgo.
- **Eje financiero:** Analiza la forma en que se obtienen los recursos necesarios para desarrollar el proyecto, considerando las fuentes de financiamiento y las condiciones de acceso a las mismas. También evalúa la capacidad del

proyecto para atraer inversión y asegurar ingresos estables mediante contratos de suministro o compraventa de gas natural a largo plazo.

- **Eje de mercado:** Analiza las condiciones bajo las cuales el gas natural puede comercializarse, considerando la oferta y demanda, los precios, la infraestructura disponible, contratos y los puntos de entrega. Así mismo, evalúa la competencia con otros energéticos y los esquemas comerciales de venta que permiten asegurar ingresos estables.
- **Eje social:** Considera la relación del proyecto con las comunidades y grupos de interés en su área de influencia, así como su nivel de aceptación y los posibles impactos sociales. Su análisis permite identificar factores que pueden influir en la implementación y continuidad del proyecto, así como el generar trabajos para los residentes cercanos a la zona de influencia.
- **Eje legal y regulatorio:** Comprende el cumplimiento del marco normativo aplicable, así como la obtención de los permisos y autorizaciones requeridos para el desarrollo y operación del proyecto. Incluye también la formalización de contratos que establecen derechos y obligaciones entre las partes, así como el cumplimiento regulatorio en proyectos con alcance internacional.
- **Eje sostenible:** Incorpora criterios ESG, considerando aspectos como la medición de emisiones, la eficiencia energética y el cumplimiento de estándares internacionales. Permite evaluar el impacto del proyecto y su alineación con la transición energética.
- **Eje de riesgo:** Considera la identificación y evaluación de los principales riesgos que pueden afectar el proyecto, desde el abastecimiento del recurso, incluyendo factores políticos, geográficos, climatológicos, de oferta y demanda, financieros y de inestabilidades. Su análisis permite anticipar escenarios adversos y definir medidas de mitigación para una mejor toma de

decisiones. (Sapag Chain & Sapag Chain, 2007; Project Management Institute, 2021 y Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, s.f.)

En conjunto, estas dimensiones permiten abordar la evaluación de proyectos de gas natural de manera integral, facilitando la identificación de oportunidades y condiciones necesarias para su desarrollo. Su análisis contribuye a una toma de decisiones más informada y a la viabilidad del proyecto en el corto, mediano y largo plazo.

En la **Figura 117** se muestra un esquema de las dimensiones que integran el enfoque de evaluación de proyectos de gas natural.

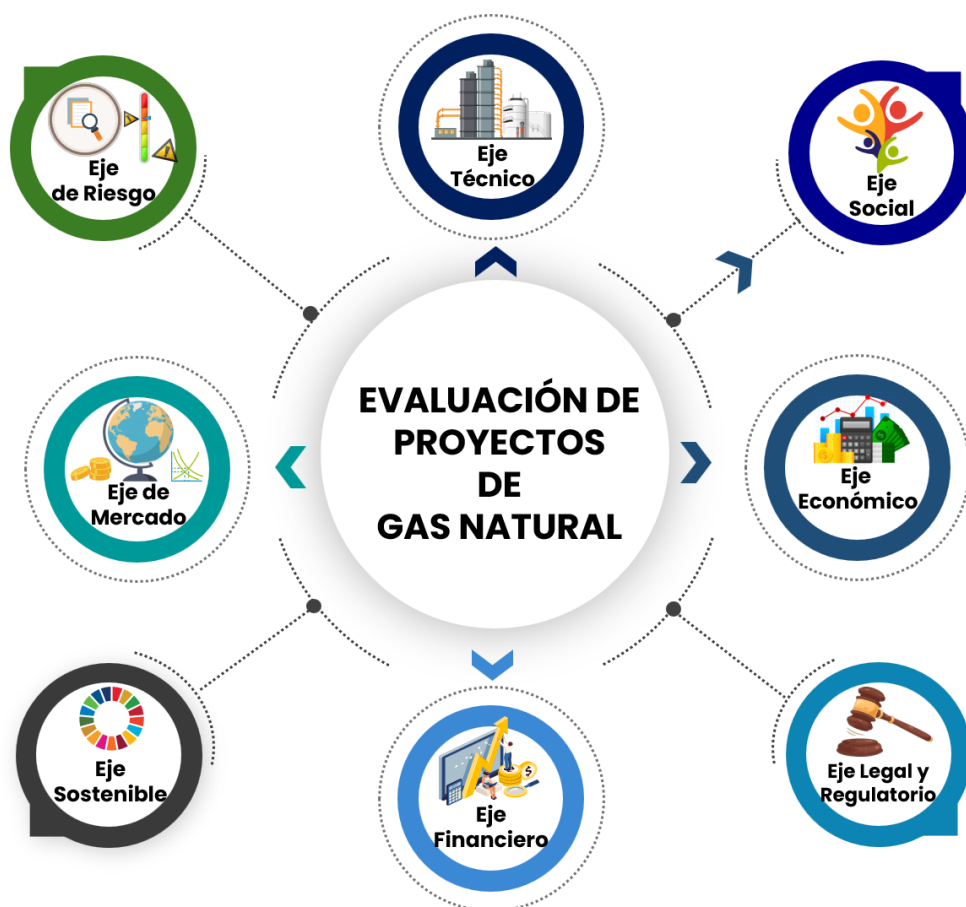


Figura 117. Enfoque integral para la evaluación de proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.4 Metodología para la evaluación integral de proyectos de gas natural

La evaluación de proyectos de gas natural requiere una metodología clara que permita analizar de forma ordenada los factores que determinan su viabilidad técnica, económica, financiera, social, ambiental y regulatoria. Debido a que estos proyectos forman parte de la seguridad energética y del desarrollo de infraestructura estratégica, su análisis no debe enfocarse únicamente en la rentabilidad económica, sino también en su permanencia en el largo plazo.

Por ello, esta investigación propone una metodología basada en el modelo *Input-Process-Output* (IPO, por sus siglas en inglés), complementado con el enfoque *Stage-Gate*. Esta combinación permite identificar las condiciones iniciales del proyecto, evaluar su desarrollo de forma progresiva y analizar los beneficios esperados de su implementación.

El modelo IPO organiza el análisis en tres componentes principales. El primero corresponde a los insumos del proyecto (*inputs*), los cuales representan la base inicial y permiten identificar si existen las condiciones mínimas para que un proyecto pueda avanzar de manera viable. Posteriormente, se encuentra el desarrollo y evaluación integral (*process*), donde se analizan de manera estructurada los aspectos técnicos, económicos, regulatorios, operativos y estratégicos del proyecto. Finalmente, los resultados esperados (*outputs*) reflejan los beneficios potenciales, así como las oportunidades para el fortalecimiento y desarrollo de proyectos.

De manera complementaria, el enfoque *Stage-Gate* (Etapas-Puertas) permite revisar la maduración del proyecto a través de distintas etapas de decisión y avance. (Cooper, 2019 y Stage-Gate International, s.f.)

5.4.1 Insumos del proyecto

Los insumos representan las condiciones iniciales que permiten determinar si existe una oportunidad real para desarrollar un proyecto de gas natural. Entre los principales insumos se encuentran:

- **Disponibilidad del recurso:** Corresponde a la existencia de gas natural y a la posibilidad de acceso al suministro, ya sea mediante producción propia, o contratos de importación.
- **Reservas y producción:** Considera la cantidad de reservas disponibles en el sitio, su clasificación y la capacidad de producción sostenida en el tiempo.
- **Infraestructura existente:** Considera la disponibilidad de instalaciones de procesamiento, compresión, licuefacción, regasificación e interconexión necesarias para facilitar el desarrollo del proyecto y reducir requerimientos de inversión inicial.
- **Transporte y almacenamiento:** Evalúa el acceso a gasoductos, terminales, capacidad de almacenamiento y condiciones logísticas para garantizar continuidad operativa y comercial.
- **Demanda del mercado:** Analiza la existencia de consumidores potenciales en los sectores eléctrico, industrial, comercial, residencial o vehicular, así como la estabilidad de la demanda.
- **Ubicación estratégica:** Se refiere a la localización del proyecto y su cercanía a centros de consumo, puertos, corredores industriales o zonas de exportación.
- **Aceptación social:** Considera la relación con comunidades, así como la obtención de licencias o permisos sociales para operar y la percepción del proyecto en su entorno.

- **Acceso logístico:** Comprende la conectividad mediante carreteras, terminales, puertos o infraestructura ferroviaria que facilite la construcción y operación del proyecto.

En la **Figura 118** se presentan los principales insumos considerados para la evaluación de proyectos de gas natural, las cuales representan las condiciones iniciales que permiten identificar la existencia de una oportunidad de desarrollo.



Figura 118. Condiciones iniciales para el desarrollo de proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.4.2 Desarrollo y evaluación integral del proyecto

El desarrollo del proyecto se compone de tres elementos principales; la evaluación integral del proyecto, los segmentos operativos dentro de la cadena de valor del gas natural y el soporte estratégico necesario para su permanencia.

1. Evaluación integral del proyecto

Esta etapa considera los principales ejes de evaluación: técnico, económico, financiero, mercado, social, legal y regulatorio, sostenible y gestión de riesgos. Su análisis se desarrolla mediante el enfoque *Stage-Gate*, el cual permite evaluar la maduración del proyecto de forma progresiva. Considerando

- **Definición inicial:** Identificación de oportunidades, necesidades del mercado y planteamiento inicial del proyecto.
- **Prefactibilidad:** Evaluación preliminar técnica, económica y comercial para determinar su potencial de desarrollo.
- **Factibilidad:** Análisis detallado de la viabilidad técnica, financiera, regulatoria y contractual para la toma de decisión de inversión.
- **Ejecución:** Desarrollo de ingeniería, construcción, pruebas, permisos y puesta en marcha de las instalaciones, sistemas y actividades necesarias para la operación del proyecto.
- **Operación:** Inicio de operación, continuidad del suministro, aprovechamiento comercial del gas natural y mejora continua del desempeño técnico y económico. (Stage-Gate International, s.f.)

En la **Figura 119** se presenta el modelo *Stage-Gate* aplicado a la evaluación integral de proyectos de gas natural, el cual permite analizar la evolución del proyecto desde su concepción hasta su operación.

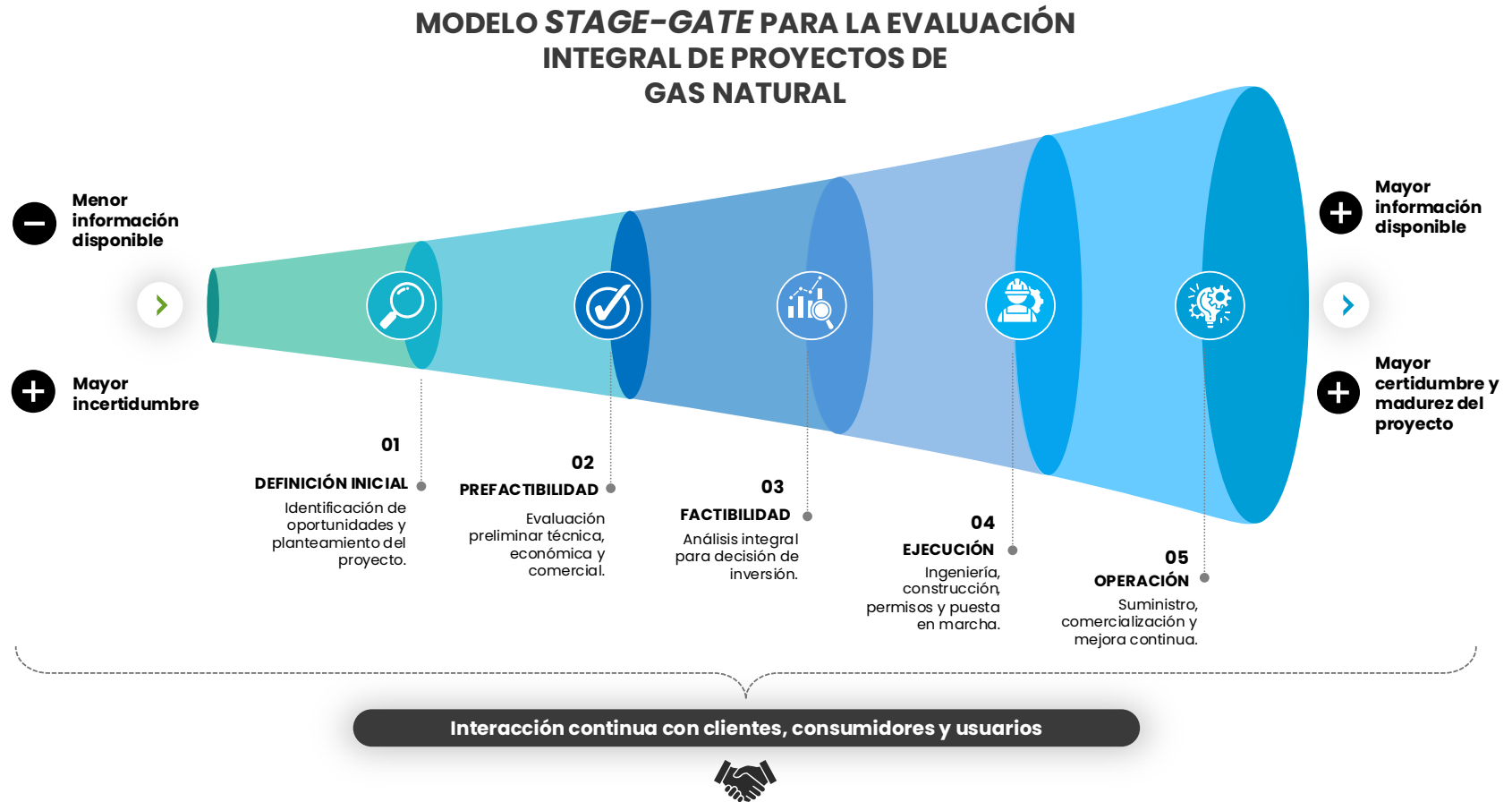


Figura 119. Modelo Stage-Gate para la evaluación integral de proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

2. Segmentos operativos del proyecto

Esta parte se relaciona con la cadena de valor del gas natural (*upstream*, *midstream* y *downstream*) ya que los proyectos pueden desarrollarse en diferentes segmentos según su objetivo y alcance.

No todos los proyectos de gas natural abarcan toda la cadena de valor; algunos se desarrollan únicamente en una etapa específica, como exploración, producción, procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución o comercialización. Sin embargo, cada uno de ellos contribuye al desarrollo del sector, debido a que permiten fortalecer la operación de la cadena de valor y atender necesidades específicas del mercado energético.

En la **Figura 120** se presenta la segmentación operativa de la cadena de valor del gas natural.

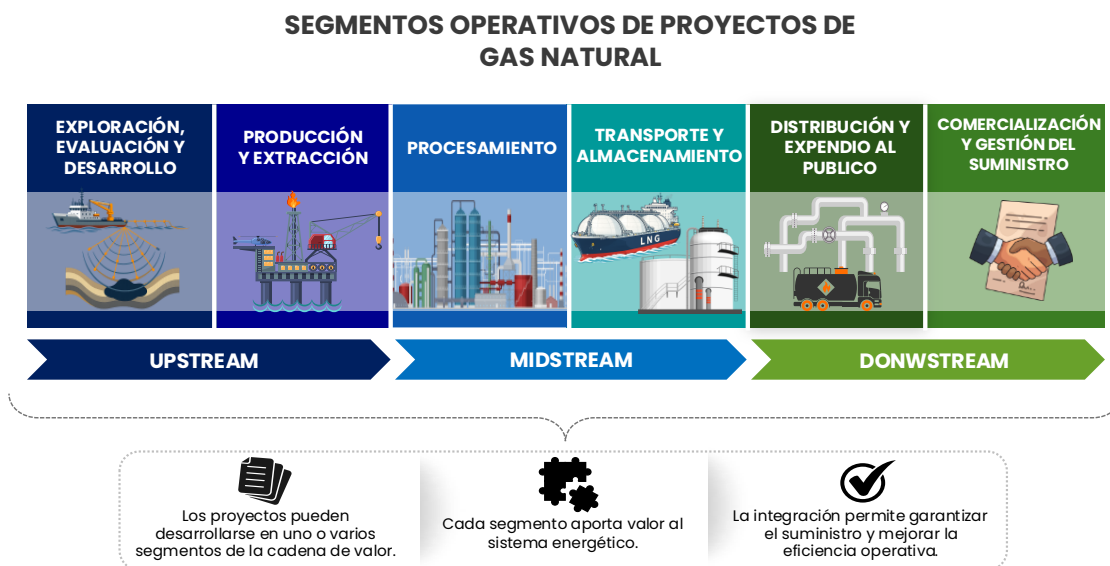


Figura 120. Segmentos operativos en la cadena de valor del gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

3. Soporte estratégico del proyecto

El soporte estratégico del proyecto comprende el conjunto de actividades que respaldan y facilitan el desarrollo de los procesos principales dentro de un proyecto de gas natural. Su función es asegurar la operación, la gestión integral y el cumplimiento técnico, regulatorio y administrativo del proyecto durante todas sus etapas. Dentro de este soporte estratégico se consideran los siguientes componentes:

- **Gestión legal, regulatoria y contractual:** Comprende la obtención de permisos, autorizaciones, requisitos regulatorios y el cumplimiento normativo ante las autoridades competentes, así como la administración de contratos que sustentan el desarrollo del proyecto.
- **Gestión corporativa y administrativa:** Incluye el control documental, la planeación interna y el seguimiento de actividades necesarias para la correcta ejecución del proyecto.
- **Gestión operativa:** Abarca la planeación, coordinación y control de las actividades operativas del proyecto, asegurando la eficiencia en la ejecución, la continuidad de los procesos y el cumplimiento de estándares técnicos durante las etapas de construcción, puesta en marcha y operación.
- **Gestión financiera:** Abarca la administración del presupuesto, el control de costos, el flujo de efectivo y la estructuración de mecanismos de financiamiento que permitan la viabilidad económica del proyecto.
- **Gestión de proveedores:** Considera la adquisición de bienes, servicios, equipos especializados y la administración de proveedores y contratistas estratégicos para el proyecto.

- **Gestión de seguridad y riesgos:** Integra la seguridad industrial, la identificación y control de riesgos operativos, así como el desarrollo de planes de contingencia y respuesta ante emergencias.
- **Gestión del talento:** Contempla la capacitación, el desarrollo del personal y el fortalecimiento de competencias técnicas y operativas del equipo de trabajo.
- **Gestión de tecnología y monitoreo:** Incluye los sistemas de medición, control operacional, supervisión de procesos y herramientas tecnológicas que permiten la toma de decisiones y la mejora continua.
- **Gestión ambiental, social y cumplimiento ESG:** Comprende la gestión de los impactos ambientales y sociales del proyecto, la relación y vinculación con las comunidades, así como la integración de criterios y buenas prácticas ESG, orientadas al cumplimiento ambiental, la responsabilidad social y el fortalecimiento de la gobernanza corporativa durante el desarrollo y operación del proyecto.

En la **Figura 121** se muestra la estructura del soporte estratégico del proyecto.



Figura 121. Componentes del soporte estratégico en proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.4.3 Resultados esperados

La correcta aplicación de esta metodología permite generar resultados estratégicos que fortalecen la viabilidad del proyecto. En este sentido, la metodología no solo permite identificar beneficios potenciales, sino también detectar de manera anticipada riesgos, limitaciones y áreas de oportunidad. Entre los principales resultados se encuentran:

- **Seguridad energética:** Fortalece la disponibilidad de gas natural y reduce vulnerabilidades en el abastecimiento, garantizando continuidad operativa, confiabilidad y estabilidad en el acceso asequible de energía.
- **Rentabilidad y viabilidad financiera:** Permite determinar la capacidad del proyecto para generar valor económico, recuperar la inversión y mantener estabilidad financiera bajo distintos escenarios de operación y mercado.
- **Cumplimiento legal y regulatorio:** Reduce riesgos administrativos mediante el cumplimiento oportuno de obligaciones normativas.
- **Gestión ambiental y sostenibilidad operativa:** Promueve la reducción de impactos y emisiones, así como la continuidad y eficiencia operativa del proyecto mediante prácticas orientadas al cumplimiento ambiental.
- **Competitividad y posicionamiento en el mercado:** Mejora la capacidad del proyecto para responder a cambios del entorno y mantener ventajas competitivas.
- **Atracción de inversión y confianza:** Genera mayor certidumbre para inversionistas y partes interesadas estratégicas.

En la **Figura 122** se presentan los principales resultados esperados derivados de la evaluación integral de proyectos de gas natural.

RESULTADOS ESPERADOS

Beneficios estratégicos que fortalecen la viabilidad del proyecto y su contribución al sistema energético.



Figura 122. Resultados esperados en proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

En conjunto, estos elementos permiten que los proyectos de gas natural se desarrollen de manera integral. Es por ello por lo que la adecuada gestión de insumos iniciales, la evaluación progresiva y el soporte estratégico fortalece la toma de decisiones y reduce la incertidumbre a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Así mismo, esta metodología permite evaluar de manera estructurada las condiciones bajo las cuales un proyecto puede desarrollarse. En la práctica, no todos los proyectos cuentan desde un inicio con las condiciones óptimas para avanzar en todas sus etapas; por ello, este enfoque también permite identificar hasta qué etapa puede desarrollarse un proyecto de manera viable, así como reconocer las acciones, recursos, capacidades o ajustes necesarios para continuar con su desarrollo.

De esta manera, los resultados obtenidos pueden representar tanto escenarios favorables como alertas técnicas, regulatorias, económicas, operativas o estratégicas que permitan identificar qué elementos requieren fortalecimiento, con qué recursos se cuenta y cuáles son las principales limitaciones existentes desde las etapas iniciales. En este sentido, la calidad de los resultados dependerá directamente de la calidad y confiabilidad de la información utilizada durante la evaluación, ya que un análisis desarrollado con información insuficiente, incorrecta o poco precisa puede conducir a decisiones inadecuadas y afectar la viabilidad del proyecto.

Con ello, se favorece el desarrollo de proyectos más sólidos, competitivos y adaptables a las condiciones del entorno energético actual, promoviendo además su alineación con criterios de sostenibilidad y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

En la **Figura 123** se presenta la metodología propuesta para la evaluación integral de proyectos de gas natural.

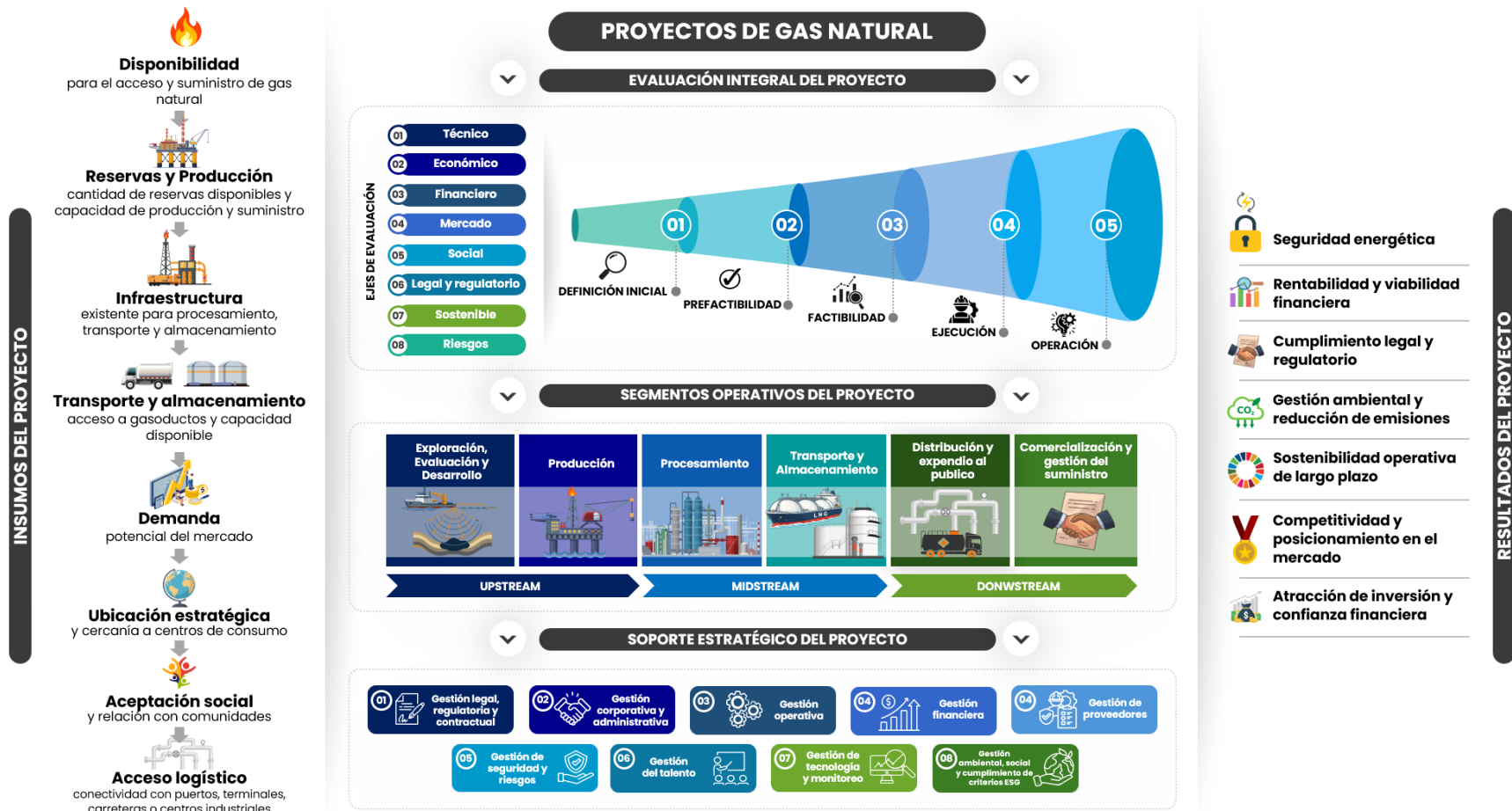


Figura 123. Metodología integral para la evaluación de proyectos de gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.5 Implementación de la metodología en México y Colombia

La metodología propuesta, basada en un enfoque integral de evaluación de proyectos, se aplica en dos casos de estudio, **Tabla 4**, desarrollados en la etapa *upstream* de la cadena de valor del gas natural para México y Colombia.

Tabla 4. Casos de estudio para la evaluación de proyectos de gas natural en México y Colombia.

Implementación de la metodología	
México	Colombia
Evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales.	Evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos costa afuera.

La selección de ambos casos en *upstream* responde a la necesidad de analizar el desarrollo de proyectos orientados al aprovechamiento de los recursos propios de cada país, como base para fortalecer su seguridad energética, reduciendo la dependencia de fuentes externas.

En la **Figura 124** se presenta la metodología estructurada para el análisis de cada caso de estudio.

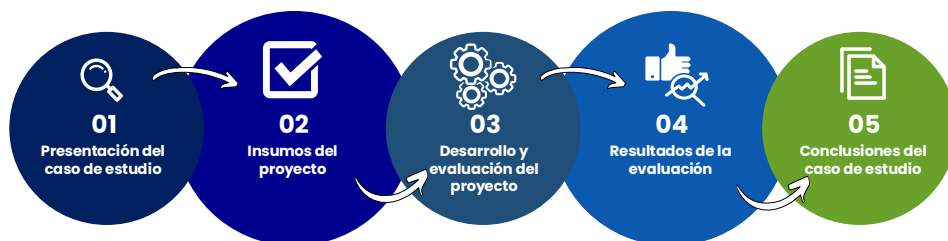


Figura 124. Metodología para el análisis de casos de estudio.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.5.1 Aplicación de la metodología en México

México cuenta con recursos prospectivos de gas natural estimados en 141,494 MMMpc en yacimientos no convencionales en 2026, lo que refleja un importante potencial energético a nivel nacional. Estos recursos se concentran principalmente en el norte y noreste del país, destacando la Cuenca de Burgos, la Cuenca de Sabinas–Burro–Picachos, la Cuenca Tampico–Misantla y el Golfo profundo, abarcando regiones de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Veracruz, caracterizadas por la presencia de formaciones geológicas ricas en hidrocarburos. (Gobierno de México, 2026)

En este contexto, el desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales representa una alternativa estratégica para fortalecer la producción nacional de gas natural y reducir la dependencia externa. No obstante, su implementación enfrenta importantes retos técnicos, regulatorios, ambientales y sociales, lo que lo convierte en un caso particularmente relevante para su análisis bajo un enfoque integral. En la **Tabla 5** se presenta el caso de estudio correspondiente.

Tabla 5. Presentación del caso de estudio en México.

CASO DE ESTUDIO	
Evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales en México	
OBJETIVO DEL CASO DE ESTUDIO	
	Con el propósito de demostrar la aplicabilidad de la metodología propuesta, se plantea un caso hipotético orientado a la evaluación de la viabilidad de un proyecto de exploración y producción de gas natural en yacimientos no convencionales en México, considerando las condiciones actuales del país y el potencial de recursos disponibles.

1. Insumos del proyecto

Para el desarrollo del caso de estudio, **Tabla 6**, se consideran las condiciones actuales del país que inciden en la viabilidad de proyectos de gas natural en yacimientos no convencionales, integrando los principales factores técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y sociales.

Tabla 6. Insumos del proyecto para el desarrollo de no convencionales en México.

INSUMOS DEL PROYECTO			
N.	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	¿SE TIENE?
1	Disponibilidad del recurso	México cuenta con recursos prospectivos de gas natural estimados en 141,494 MMMpc en yacimientos no convencionales, concentrados principalmente en el norte y noreste del país, destacando las cuencas de Burgos, Sabinas–Burro–Picachos, Tampico–Misantla y el Golfo profundo.	
2	Tecnología	El desarrollo de yacimientos no convencionales implica el uso de técnicas especializadas como la: • Perforación horizontal • Fracturación hidráulica sin embargo, la disponibilidad de tecnología y experiencia operativa en el país es limitada.	 
3	Capacidad técnica nacional	Existe una limitada experiencia nacional en el desarrollo de yacimientos no convencionales, así como dependencia de servicios y conocimiento especializado.	
4	Infraestructura	Infraestructura para el desarrollo: La infraestructura especializada para el desarrollo de recursos no convencionales, como plataformas de perforación, equipos para perforación horizontal, equipos	

		de fracturación hidráulica y sistemas para el manejo de agua, es limitada en el país. Infraestructura existente: Se cuenta con conectividad al SISTRANGAS y presencia de gasoductos privados en el país; sin embargo, existen limitaciones en almacenamiento estratégico, capacidad de procesamiento y acondicionamiento del gas, así como en transporte y capacidad de gasoductos.	
5	Condiciones de mercado	Se observa una demanda creciente de gas natural, particularmente en la generación eléctrica y el sector industrial, lo que representa un entorno favorable para el desarrollo de proyectos.	
6	Marco regulatorio	El entorno regulatorio se caracteriza por la ausencia de lineamientos específicos para el desarrollo de yacimientos no convencionales, así como de regulación particular aplicable al manejo y conducción de gas natural sin procesar proveniente de este tipo de yacimientos, lo que genera incertidumbre jurídica y técnica en su implementación. No obstante, existen disposiciones generales en materia ambiental, uso de agua y seguridad industrial; sin embargo, estas requieren un mayor desarrollo y fortalecimiento para su aplicación en proyectos de yacimientos no convencionales.	
7	Sostenibilidad y riesgos	Se consideran impactos asociados a: • Uso de agua • Emisiones • Efectos en el entorno • Aceptación social los cuales representan elementos relevantes en la evaluación del proyecto.	

2. Desarrollo y evaluación del proyecto

A partir de las condiciones identificadas, **Tabla 7**, el proyecto se evalúa de manera progresiva a lo largo de sus distintas etapas, con el objetivo de analizar su viabilidad bajo el contexto actual del país y las restricciones que caracterizan el desarrollo de yacimientos no convencionales en México.

Tabla 7. Desarrollo y evaluación del proyecto para el desarrollo de no convencionales en México.

DESARROLLO Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO				
EVALUACIÓN INTEGRAL DEL PROYECTO				
N.	ETAPA	ENFOQUE DE EVALUACIÓN	RESULTADO DE LA ETAPA	¿SE PUEDE DESARROLLAR LA ETAPA?
1	Definición inicial	Se analiza la oportunidad del proyecto con base en el potencial de recursos no convencionales y la demanda de gas natural en el país y a la infraestructura existente.	El proyecto se identifica como una alternativa potencial; sin embargo, desde esta etapa se reconocen limitaciones estructurales del entorno, como la: • Limitada capacidad técnica • Limitada disponibilidad tecnológica • Incertidumbre regulatoria	
2	Prefactibilidad	Se analizan de manera general las condiciones técnicas, operativas y del entorno para el desarrollo del proyecto.	Se identifican riesgos iniciales asociados a la complejidad técnica del desarrollo y a las condiciones del entorno nacional.	

3	Factibilidad	Se profundiza en el análisis de los factores técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y sociales que inciden en el proyecto.	Se evidencia que la viabilidad del proyecto se ve condicionada por la interacción de factores económicos, regulatorios y socioambientales.	
4	Ejecución	Se evalúan las condiciones necesarias para la implementación del proyecto bajo el entorno actual.	Se identifican barreras que limitan la implementación del proyecto, particularmente en términos de viabilidad operativa y certidumbre institucional.	
5	Operación	Se analizan las condiciones necesarias para la operación continua del proyecto.	Se identifica que la operación del proyecto enfrentaría limitaciones relevantes, derivadas de condiciones técnicas, regulatorias y sociales del entorno actual, por lo que no sería posible alcanzar esta etapa bajo las condiciones existentes.	
SEGMENTO OPERATIVO DEL PROYECTO				
	El proyecto se ubicaría en la etapa <i>upstream</i> (exploración, evaluación, desarrollo y producción) de la cadena de valor del gas natural, al estar orientado al desarrollo de recursos no convencionales.			
SOPORTE ESTRATÉGICO DEL PROYECTO				
Los elementos de soporte estratégico se integran de manera progresiva en función del nivel de madurez del proyecto; sin embargo, su efectividad depende de que sean gestionados de forma conjunta e integral, ya que la interacción entre ellos condiciona el desarrollo y la viabilidad del proyecto bajo las condiciones actuales.				

	Gestión legal y regulatoria
	Gestión financiera y de condiciones de inversión
	Gestión de servicios y proveedores especializados
	Gestión de riesgos del entorno
	Gestión de capacidades técnicas y disponibilidad tecnológica
	Gestión ambiental, social y de aceptación

En la **Figura 125** se presenta la metodología aplicada para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales en México, la cual integra las condiciones actuales del entorno nacional.

3. Resultados de la evaluación

A partir de la aplicación de la metodología propuesta, se identifican los siguientes resultados, **Tabla 8**, donde es notorio que el desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales en México enfrenta actualmente limitaciones relevantes en materia técnica, regulatoria, ambiental y operativa, las cuales afectan su viabilidad.

Tabla 8. Resultados de la evaluación del proyecto para el desarrollo de no convencionales en México.

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN		
N.	DIMENSIÓN	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN
1	Técnica y operativa	El desarrollo del proyecto se ve limitado por la baja capacidad técnica nacional y la limitada disponibilidad de tecnología especializada para yacimientos no convencionales.
2	Económica y financiera	El proyecto presenta alta incertidumbre económica, con sensibilidad a condiciones de inversión y costos asociados al desarrollo de este tipo de recursos.
3	Regulatoria	La ausencia de un marco regulatorio específico genera incertidumbre jurídica que limita la implementación del proyecto.
4	Infraestructura	Las condiciones actuales de infraestructura resultan insuficientes para el desarrollo integral del proyecto, particularmente en etapas de desarrollo y operación.
5	Ambiental	Se identifican retos asociados al uso de agua, la gestión de emisiones y los posibles impactos en el entorno.
6	Social	La aceptación social se reconoce como un factor crítico, debido a los posibles impactos percibidos del proyecto en las comunidades.
7	Riesgos	El proyecto enfrenta riesgos técnicos, regulatorios y socioambientales que inciden en su viabilidad.
8	Sostenibilidad	Bajo las condiciones actuales del país, el proyecto presenta viabilidad limitada, restringiendo su avance más allá de etapas iniciales de evaluación.

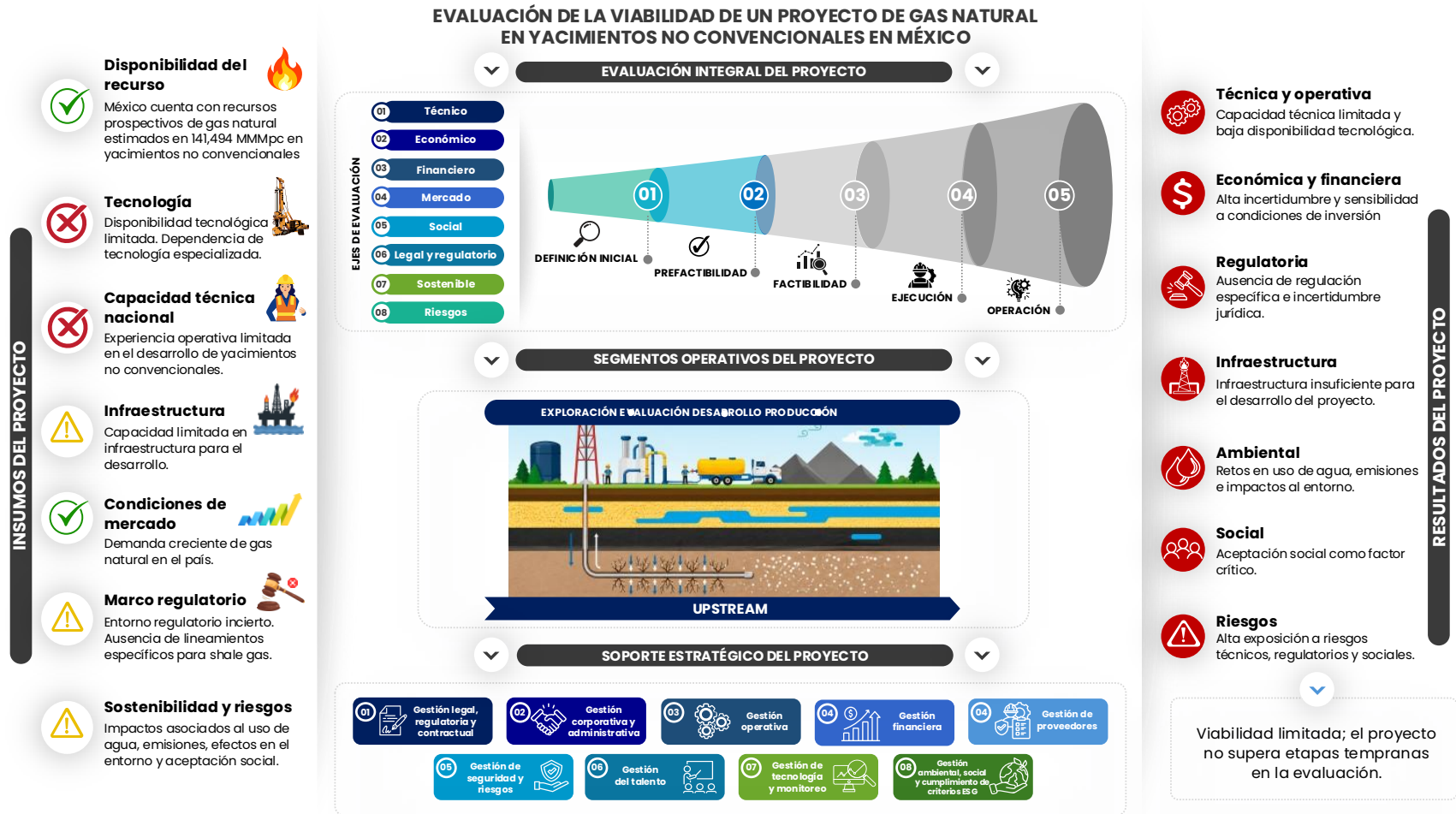


Figura 125. Metodología para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales en México bajo condiciones actuales.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4. Conclusiones del caso de estudio en México

La aplicación de la metodología propuesta permitió evaluar de manera integral la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales en México, considerando las condiciones actuales del país.

El análisis evidenció que, si bien México cuenta con un importante potencial de recursos, su desarrollo se encuentra limitado por factores técnicos, regulatorios, operativos, sociales y ambientales que inciden de manera directa en la viabilidad del proyecto.

En este sentido, los resultados muestran que el proyecto no logra avanzar más allá de etapas tempranas de evaluación, particularmente a nivel de prefactibilidad, donde se identifican limitaciones estructurales que restringen su desarrollo hacia fases posteriores como factibilidad, ejecución y operación.

Así mismo, se observa que la ausencia de un marco regulatorio específico para yacimientos no convencionales constituye uno de los principales factores de incertidumbre, al no existir lineamientos claros en materia técnica, ambiental y operativa para su desarrollo.

De igual manera, se identifican brechas relevantes en capacidades técnicas y tecnológicas, derivadas de la limitada experiencia nacional en este tipo de proyectos, así como de la dependencia de servicios y tecnología especializada.

En términos de infraestructura, el país presenta condiciones parciales que no permiten el desarrollo integral de proyectos de esta naturaleza, particularmente en lo relativo a infraestructura especializada para el desarrollo de yacimientos no convencionales.

No obstante, el análisis también permite identificar que el desarrollo de este tipo de proyectos podría ser viable en el largo plazo, siempre que se generen condiciones habilitadoras que reduzcan la incertidumbre y fortalezcan las capacidades del país.

En este contexto, se concluye que, para posibilitar el desarrollo de proyectos de gas natural en yacimientos no convencionales en México, sería necesario:

- Establecer un marco regulatorio específico que brinde certidumbre técnica, ambiental y operativa para su desarrollo.
- Fortalecer las capacidades técnicas nacionales mediante la formación de talento especializado y la capacitación de recursos humanos.
- Promover la transferencia de tecnología a través de la colaboración entre industria, academia y empresas especializadas.
- Impulsar el desarrollo de infraestructura, tanto en etapas de exploración y desarrollo como en transporte, procesamiento y almacenamiento.
- Fomentar esquemas de colaboración y alianzas entre empresas nacionales e internacionales que permitan el desarrollo de conocimiento y capacidades técnicas.
- Fortalecer la gestión ambiental y social, considerando el uso de agua, la gestión de emisiones y la aceptación social de este tipo de proyectos.

De esta manera, la metodología aplicada no solo permitió evaluar la viabilidad del proyecto bajo condiciones actuales, sino también identificar las principales brechas estructurales que deben atenderse para su eventual desarrollo, contribuyendo a la toma de decisiones estratégicas en el sector energético, **Figura 126**.

HOJA DE RUTA HACIA LA VIABILIDAD DE PROYECTOS NO CONVENCIONALES EN MÉXICO

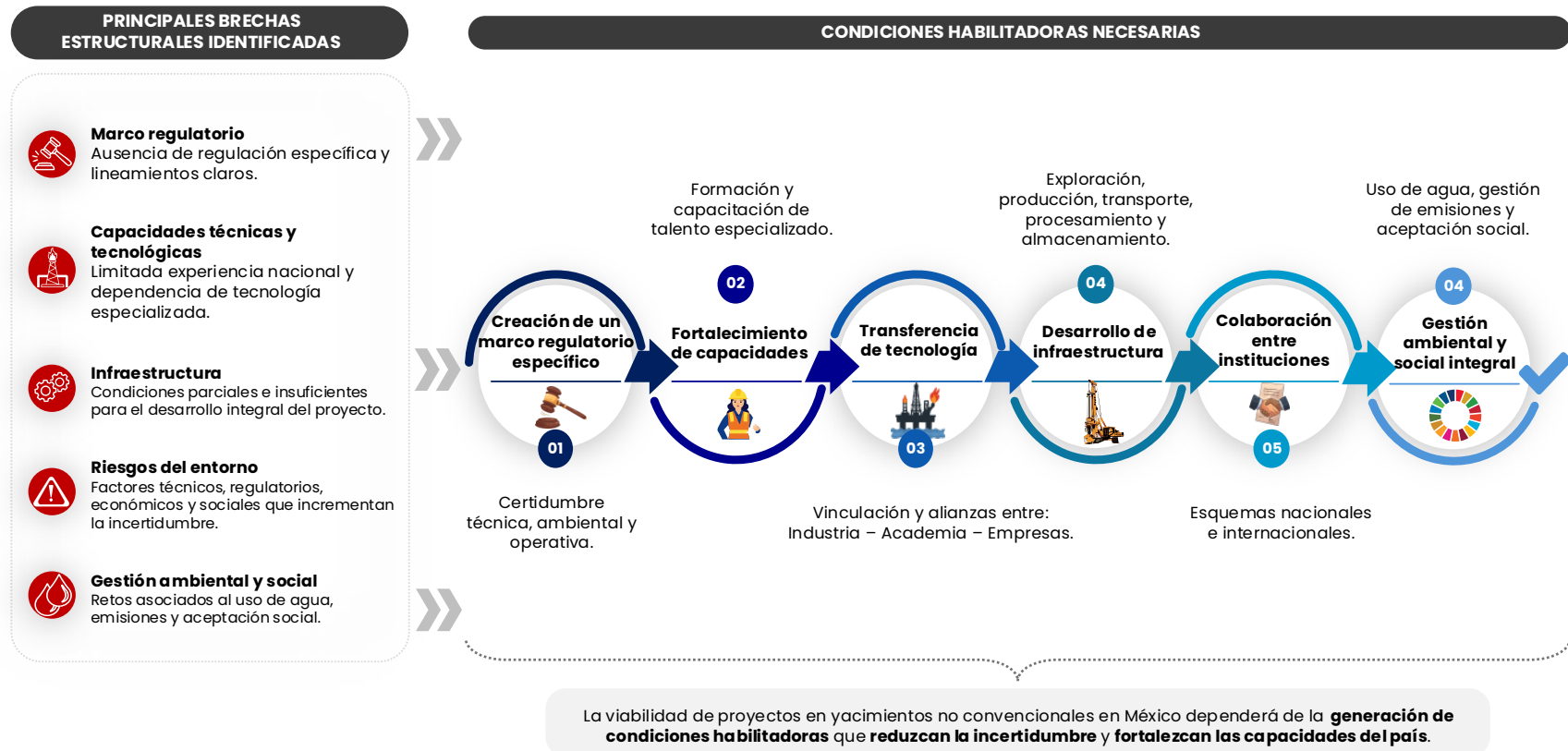


Figura 126. Hoja de ruta hacia la viabilidad de proyectos de gas natural en yacimientos no convencionales en México.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.5.2 Aplicación de la metodología en Colombia

Colombia cuenta con un potencial relevante de gas natural costa afuera en el Caribe colombiano, particularmente a partir de descubrimientos recientes en áreas como Sirius y Uchuva, desarrolladas por Ecopetrol y Petrobras. En este contexto, el Caribe colombiano concentra recursos contingentes y prospectivos estimados entre 70,000 y 100,000 MMMpc, destacando el megaproyecto Sirius con un potencial estimado cercano a 6,000 MMMpc de gas natural. (Naturgas, 2025)

En este contexto, el desarrollo de proyectos de gas natural costa afuera representa una alternativa estratégica para fortalecer la seguridad energética de Colombia, especialmente ante la necesidad de incorporar nuevas fuentes de suministro nacional. No obstante, este tipo de proyectos enfrenta retos técnicos, financieros, ambientales, sociales y logísticos propios de las operaciones costa afuera, por lo que resulta pertinente evaluarlo mediante un enfoque integral. En la **Tabla 9** se presenta el caso de estudio correspondiente.

Tabla 9. Presentación del caso de estudio en México.

CASO DE ESTUDIO	
Evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos costa afuera en Colombia	
OBJETIVO DEL CASO DE ESTUDIO	
	Con el propósito de demostrar la aplicabilidad de la metodología propuesta, se plantea un caso hipotético orientado a la evaluación de la viabilidad de un proyecto de exploración y producción de gas natural costa afuera en el Caribe colombiano, considerando las condiciones actuales del país, el potencial de recursos y los retos técnicos, regulatorios, ambientales y sociales asociados a su desarrollo.

1. Insumos del proyecto

Para el desarrollo de este caso de estudio, en la **Tabla 10** se presentan las condiciones actuales del país que influyen en la viabilidad de proyectos de gas natural costa afuera en Colombia, integrando los principales factores técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y sociales.

Tabla 10. Insumos del proyecto para el desarrollo de yacimientos costa afuera en Colombia.

INSUMOS DEL PROYECTO			
N.	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	¿SE TIENE?
1	Disponibilidad del recurso	Colombia concentra recursos contingentes y prospectivos estimados entre 70,000 y 100,000 MMMpc de gas natural en aguas del Caribe, con descubrimientos relevantes como Sirius y Uchuva, que evidencian un potencial significativo para el desarrollo de proyectos costa afuera.	
2	Tecnología	El desarrollo costa afuera requiere tecnología especializada para exploración y producción en aguas profundas; sin embargo, esta se encuentra disponible mediante la participación de empresas internacionales con experiencia técnica, como Petrobras.	
3	Capacidad técnica nacional	Existe una base técnica nacional en el sector de hidrocarburos, complementada por la participación de operadores internacionales que aportan conocimiento y experiencia en proyectos costa afuera.	
4	Infraestructura	Infraestructura para el desarrollo: El desarrollo costa afuera requiere infraestructura especializada como plataformas, sistemas submarinos e infraestructura de producción, la cual se encuentra disponible a través de operadores especializados.	

		Infraestructura existente: Colombia cuenta con infraestructura parcial para el transporte y manejo de gas natural; no obstante, se identifican limitaciones en capacidad de transporte, procesamiento y conexión de nuevos desarrollos costa afuera al sistema nacional.	
5	Condiciones de mercado	Se observa una creciente necesidad de garantizar el suministro de gas natural en el país, lo que impulsa el desarrollo de nuevas fuentes de abastecimiento, particularmente ante escenarios de déficit.	
6	Marco regulatorio	Colombia cuenta con un marco regulatorio definido para la exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo actividades costa afuera, lo que brinda mayor certidumbre para el desarrollo de proyectos.	
7	Sostenibilidad y riesgos	Se identifican factores asociados a: • Condiciones operativas costa afuera • Impactos ambientales marinos • Procesos de licenciamiento ambiental • Relación con comunidades y actores sociales los cuales inciden en la evaluación del proyecto y forman parte de los elementos inherentes al desarrollo de proyectos dentro de la industria petrolera.	

2. Desarrollo y evaluación del proyecto

A partir de las condiciones identificadas, el proyecto se evalúa de manera progresiva a lo largo de sus distintas etapas, **Tabla 11**, con el objetivo de analizar su viabilidad bajo el contexto actual del país y las condiciones que caracterizan el desarrollo de proyectos de gas natural costa afuera en Colombia.

Tabla 11. Desarrollo y evaluación del proyecto para el desarrollo de yacimientos costa afuera en Colombia.

DESARROLLO Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO				
EVALUACIÓN INTEGRAL DEL PROYECTO				
N.	ETAPA	ENFOQUE DE EVALUACIÓN	RESULTADO DE LA ETAPA	¿SE PUEDE DESARROLLAR LA ETAPA?
1	Definición inicial	Se analiza la oportunidad del proyecto con base en el potencial de recursos costa afuera y la necesidad de garantizar el suministro de gas natural en el país.	El proyecto se identifica como una alternativa estratégica para el abastecimiento energético, con condiciones iniciales favorables para su desarrollo.	
2	Prefactibilidad	Se analizan de manera general las condiciones técnicas, operativas y del entorno para el desarrollo del proyecto costa afuera.	Se identifican riesgos asociados a la complejidad operativa en aguas profundas, así como a factores ambientales y logísticos; sin embargo, existen condiciones que permiten continuar con su evaluación.	

3	Factibilidad	Se profundiza en el análisis de los factores técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y sociales que inciden en el proyecto.	Se determina que el proyecto es viable bajo ciertas condiciones, apoyado en un marco regulatorio definido y la participación de operadores con experiencia en costa afuera.	
4	Ejecución	Se evalúan las condiciones necesarias para la implementación del proyecto, incluyendo infraestructura, tecnología y coordinación de actores.	Se identifican retos en términos de costos, tiempos de desarrollo y licenciamiento ambiental; no obstante, existen condiciones que permiten su implementación progresiva.	
5	Operación	Se analizan las condiciones necesarias para la operación continua del proyecto costa afuera.	Se determina que la operación del proyecto es viable, condicionada a la gestión eficiente de factores técnicos, ambientales y sociales.	

SEGMENTO OPERATIVO DEL PROYECTO



El proyecto se ubicaría en la etapa *upstream* (exploración, evaluación, desarrollo y producción) de la cadena de valor del gas natural, al estar orientado al desarrollo de recursos costa afuera.

SOPORTE ESTRATÉGICO DEL PROYECTO

Los elementos de soporte estratégico se integran de manera progresiva en función del nivel de madurez del proyecto; sin embargo, su efectividad depende de que sean

gestionados de forma conjunta e integral, ya que la interacción entre ellos condiciona el desarrollo y la viabilidad del proyecto bajo las condiciones actuales.

	Gestión legal y regulatoria
	Gestión financiera y de condiciones de inversión
	Gestión de servicios y proveedores especializados
	Gestión de riesgos del entorno
	Gestión de capacidades técnicas y disponibilidad tecnológica
	Gestión ambiental, social y de aceptación

En la **Figura 127**, se presenta la metodología aplicada para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos costa afuera en Colombia, la cual integra las condiciones actuales del entorno nacional.

3. Resultados de la evaluación

A partir de la aplicación de la metodología propuesta, en la **Tabla 12** se presentan los resultados para un proyecto de gas natural costa afuera en Colombia bajo las condiciones actuales, el cual muestra condiciones favorables de viabilidad, aunque sujeto a factores técnicos, económicos, ambientales y sociales.

Tabla 12. Resultados de la evaluación del proyecto para el desarrollo de yacimientos costa afuera en Colombia.

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN		
N.	DIMENSIÓN	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN
1	Técnica y operativa	El proyecto cuenta con viabilidad técnica, apoyado en la disponibilidad de tecnología costa afuera y la participación de operadores con experiencia en aguas profundas.
2	Económica y financiera	El proyecto presenta altos requerimientos de inversión; sin embargo, es viable bajo condiciones de mercado favorables y esquemas de financiamiento adecuados y dar cumplimiento ESG.
3	Regulatoria	Existe un marco regulatorio definido que brinda certidumbre jurídica para el desarrollo de proyectos costa afuera.
4	Infraestructura	El proyecto es viable con el desarrollo progresivo de infraestructura para transporte, procesamiento y conexión al sistema nacional.
5	Ambiental	Se identifican retos asociados a impactos en el entorno marino; no obstante, estos pueden ser gestionados mediante procesos de licencias ambientales y medidas de mitigación.
6	Social	La aceptación social representa un factor relevante, particularmente en zonas costeras; su adecuada gestión permite la continuidad del proyecto.
7	Riesgos	El proyecto enfrenta riesgos técnicos, ambientales y financieros propios de operaciones costa afuera, los cuales son gestionables bajo estándares internacionales.

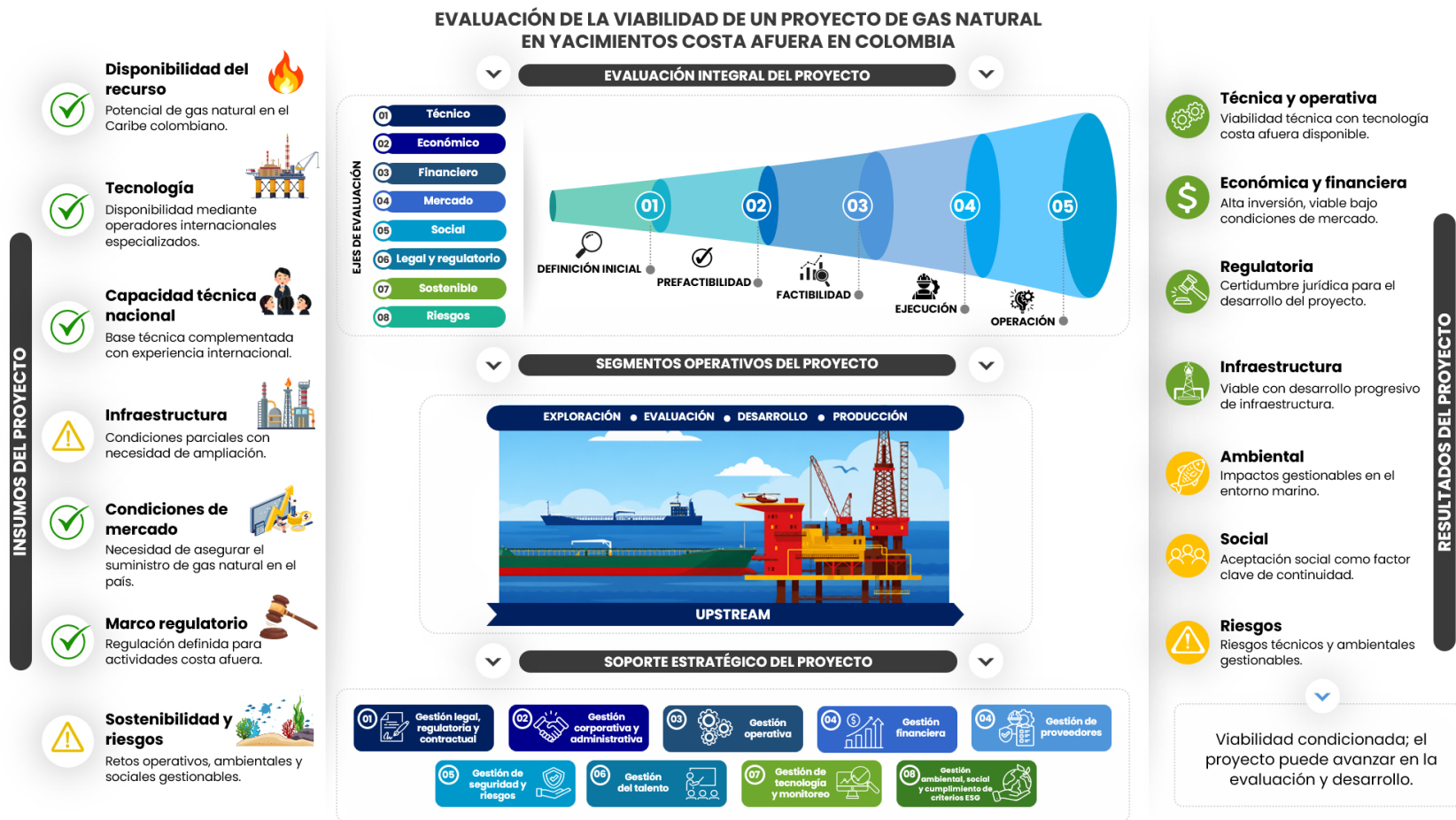


Figura 127. Metodología para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos costa afuera en Colombia bajo condiciones actuales.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

4. Conclusiones del caso de estudio

La aplicación de la metodología propuesta permitió evaluar de manera integral la viabilidad de un proyecto de gas natural costa afuera en Colombia, considerando las condiciones actuales del país.

El análisis mostró que, si bien Colombia cuenta con un potencial relevante de recursos de gas natural en el Caribe, su desarrollo depende de factores técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y sociales que inciden de manera directa en la viabilidad del proyecto.

En este sentido, los resultados muestran que el proyecto puede avanzar a lo largo de sus distintas etapas de evaluación, alcanzando fases de factibilidad, ejecución y operación, aunque condicionado a la adecuada gestión de factores propios de los de proyectos costa afuera.

Así mismo, se observa que la existencia de un marco regulatorio definido para la exploración y producción de hidrocarburos constituye un elemento clave que brinda certidumbre jurídica para el desarrollo de este tipo de proyectos.

De igual manera, se identifican condiciones favorables en capacidades técnicas y tecnológicas, derivadas de la participación de operadores internacionales con experiencia en proyectos costa afuera, lo que permite complementar las capacidades nacionales.

En términos de infraestructura, el país presenta condiciones parciales que permiten el desarrollo progresivo de estos proyectos; no obstante, se requiere la ampliación y adecuación de sistemas de transporte, procesamiento y conexión al sistema nacional de gas natural.

No obstante, el análisis también permite identificar que el desarrollo de proyectos de gas natural costa afuera es viable bajo las condiciones actuales, siempre que se mantenga un enfoque integral orientado a la gestión de los factores técnicos, económicos, sociales y ambientales.

En este contexto, se concluye que, para asegurar el desarrollo de proyectos de gas natural costa afuera en Colombia, es necesario:

- Mantener un marco regulatorio claro y estable que brinde certidumbre para la inversión.
- Fortalecer la coordinación entre instituciones del sector energético, incluyendo operadores nacionales e internacionales.
- Garantizar el acceso a tecnología especializada y la transferencia de conocimiento técnico.
- Impulsar el desarrollo progresivo de infraestructura para el manejo y transporte de gas natural.
- Fortalecer la gestión ambiental y social, particularmente en relación con impactos en el entorno marino y la aceptación en zonas costeras.

De esta manera, la metodología aplicada no solo permitió evaluar la viabilidad del proyecto bajo condiciones actuales, sino también identificar los factores clave que deben gestionarse para su desarrollo, contribuyendo a la toma de decisiones estratégicas en el sector energético.

En la **Figura 128**, se presenta una hoja de ruta hacia la viabilidad de proyectos de gas natural costa afuera en Colombia, integrando las principales condiciones estructurales identificadas.

HOJA DE RUTA HACIA LA VIABILIDAD DE PROYECTOS COSTA AFUERA EN COLOMBIA

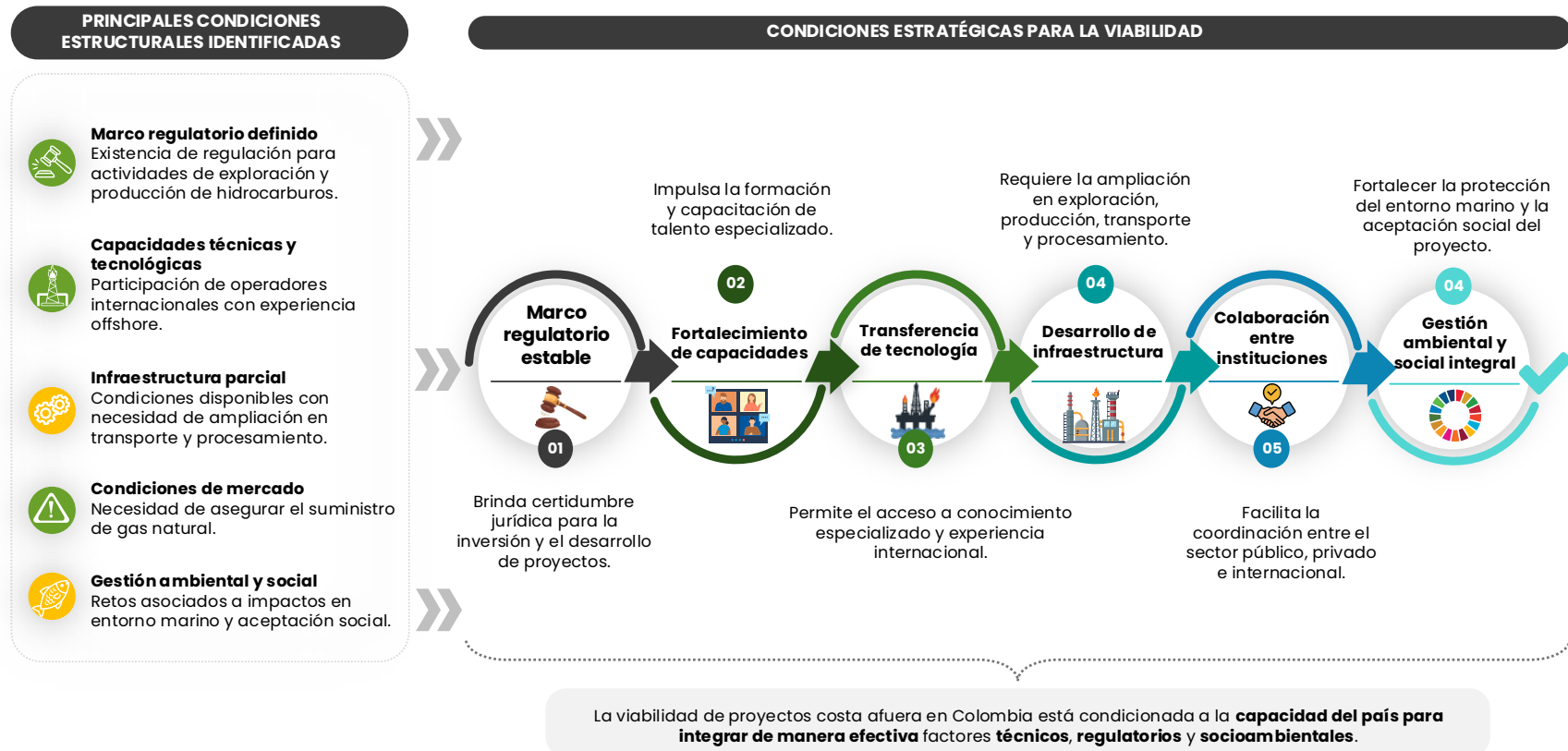


Figura 128. Hoja de ruta hacia la viabilidad de proyectos de gas natural en yacimientos costa afuera en Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

5.6 Análisis comparativo de la viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia

Con base en los casos de estudio desarrollados, se realiza un análisis comparativo entre México y Colombia, **Tabla 13**, con el objetivo de identificar las principales diferencias en términos de viabilidad, condiciones del entorno y enfoques de desarrollo de proyectos de gas natural, considerando las condiciones actuales de cada país.

Tabla 13. Viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia.

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE PROYECTOS DE GAS NATURAL		
Análisis de la viabilidad de proyectos de gas natural	México	Colombia
Caso de estudio	Evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos no convencionales.	Evaluación de la viabilidad de un proyecto de gas natural en yacimientos costa afuera.
Tipo de recurso	No convencional	Convencional costa afuera
Viabilidad del proyecto	Limitada bajo las condiciones actuales	Viable, aunque condicionada a una adecuada gestión técnica, regulatoria, ambiental y operativa
Etapas alcanzadas para el desarrollo del proyecto	Prefactibilidad	Operación
Marco regulatorio	Limitado y con incertidumbre regulatoria	Definido y con mayor experiencia operativa

Capacidad técnica	Limitada a nivel nacional	Complementada mediante experiencia y cooperación internacional
Disponibilidad tecnológica	Limitada y dependiente de capacidades externas	Disponible mediante operadores y proveedores especializados
Infraestructura	Insuficiente para el desarrollo integral del proyecto	Parcialmente desarrollada y en proceso de expansión
Participación institucional y empresarial	Reducida y con limitada integración estratégica	Activa, coordinada y con participación de empresas nacionales e internacionales
Riesgos asociados	Altos y con impacto sobre la viabilidad	Altos, aunque técnicamente gestionables
Enfoque estratégico nacional	No consolidado para el desarrollo de no convencionales	Orientado al fortalecimiento del desarrollo costa afuera
Participación de empresas estatales	Pemex con capacidades limitadas para el desarrollo de no convencionales bajo las condiciones actuales	Ecopetrol con participación y fortalecida mediante alianzas estratégicas internacionales

a) Análisis comparativo entre México y Colombia

El análisis de los casos de estudio permite identificar diferencias relevantes en la forma en que México y Colombia han orientado el aprovechamiento de sus recursos de gas natural, evidenciando enfoques distintos en función de sus condiciones técnicas, regulatorias, estratégicas y energéticas.

Mientras que México posee un alto potencial en recursos no convencionales que aún no ha sido aprovechado comercialmente, Colombia ha concentrado parte de sus

esfuerzos en proyectos costa afuera como estrategia para fortalecer el abastecimiento futuro de gas natural.

Yacimientos no convencionales:

- **México:** Cuenta con un alto potencial de recursos no convencionales y ha realizado actividades exploratorias y pruebas operativas mediante técnicas de fracturación hidráulica, principalmente a través de Pemex en cuencas del norte del país, como Burgos y Tampico-Misantla. No obstante, el país no consolidó un marco regulatorio específico ni esquemas formales de proyectos piloto integrales para este tipo de recursos, lo que ha limitado su evaluación y posible aprovechamiento comercial.
- **Colombia:** Ha desarrollado avances institucionales y regulatorios mediante la emisión de lineamientos técnicos y ambientales, así como la implementación de Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII). Entre ellos destacan los proyectos Kalé y Platero, desarrollados por Ecopetrol y ExxonMobil, los cuales alcanzaron etapas de evaluación técnica y viabilidad; sin embargo, no evolucionaron hacia un desarrollo comercial y fueron suspendidos debido a restricciones sociales, ambientales y decisiones de política energética.

Yacimientos costa afuera:

- **México:** Cuenta con experiencia operativa en proyectos costa afuera, principalmente en el Golfo de México, donde destacan desarrollos en aguas someras como Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, así como proyectos en aguas profundas como Trion. Estas actividades han permitido consolidar infraestructura, capacidades técnicas, experiencia operativa y regulación; no obstante, algunos proyectos han enfrentado retrasos y limitaciones asociadas

a inversión, continuidad de asociaciones estratégicas y condiciones de política energética.

- **Colombia:** Ha orientado parte de su estrategia energética reciente hacia la exploración y desarrollo de yacimientos costa afuera en el Caribe colombiano, mediante la colaboración entre Ecopetrol y empresas internacionales especializadas. Estas iniciativas han permitido fortalecer capacidades técnicas, ampliar el conocimiento geológico y avanzar en la identificación de recursos con potencial comercial; sin embargo, aún enfrentan desafíos relacionados con infraestructura, tiempos de desarrollo y consolidación comercial de los descubrimientos realizados.

Así mismo, se observa que, a diferencia de México, donde la participación de operadores internacionales se redujo de forma más marcada, Colombia mantuvo por más tiempo un modelo de colaboración con empresas globales; sin embargo, en los últimos años también ha presentado una disminución en la participación privada.

Finalmente, desde el punto de vista técnico, ambos tipos de proyectos presentan altos niveles de complejidad; sin embargo, ésta responde a factores distintos. En los yacimientos no convencionales, la complejidad se asocia principalmente a las condiciones geológicas, el uso de tecnologías especializadas, como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica, así como la elevada sensibilidad ambiental y social.

Por su parte, los proyectos costa afuera implican retos operativos, logísticos y de infraestructura derivados de las condiciones marinas y de la necesidad de sistemas especializados de producción, transporte y procesamiento. En la **Figura 129**, se muestra el análisis comparativo entre México y Colombia.

ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE MÉXICO Y COLOMBIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS EN GAS NATURAL

México y Colombia han orientado el desarrollo de sus recursos de gas natural bajo enfoques distintos, de acuerdo con sus condiciones técnicas, regulatorias y estratégicas.



Figura 129. Análisis comparativo de proyectos de gas natural en México y Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

b) Conclusión del análisis comparativo

En conjunto, el análisis permite concluir que la viabilidad de los proyectos de gas natural depende directamente de la capacidad de cada país para definir estrategias, ya que tanto México como Colombia poseen recursos y oportunidades relevantes; sin embargo, ambos enfrentan retos asociados a la incertidumbre regulatoria, la necesidad de inversión, el fortalecimiento institucional y la gestión de factores ambientales y sociales.

Mientras que los yacimientos no convencionales representan una oportunidad de largo plazo sujeta al desarrollo tecnológico, regulatorio y social, los proyectos costa afuera podrían constituir una alternativa más viable en el corto y mediano plazo, particularmente en ambos países que ya cuentan con experiencia operativa, infraestructura y participación de operadores especializados.

A partir de lo anterior, se identifican algunas acciones relevantes para fortalecer la viabilidad de proyectos de gas natural en ambos países:

- Fortalecer la coordinación entre gobiernos, entidades regulatorias, empresas operadoras e inversionistas, a fin de generar condiciones que permitan impulsar proyectos de gas natural de manera segura, competitiva y técnicamente viable.
- Impulsar esquemas de colaboración y asociaciones estratégicas con empresas nacionales e internacionales que aporten experiencia técnica, capacidad operativa, tecnología y acceso a inversión.
- Desarrollar estrategias energéticas acordes con las capacidades y recursos disponibles en cada país, priorizando aquellos proyectos con mayores condiciones de viabilidad técnica y operativa.

- Fortalecer los marcos regulatorios y técnicos aplicables a proyectos de gas natural, particularmente en recursos no convencionales y desarrollos costa afuera.
- Promover el desarrollo de infraestructura asociada al transporte, procesamiento, almacenamiento y distribución de gas natural, como elemento clave para garantizar la continuidad y seguridad del suministro.
- Analizar experiencias internacionales en el desarrollo de recursos no convencionales y proyectos costa afuera, con el fin de identificar buenas prácticas técnicas, regulatorias y ambientales que puedan adaptarse a las condiciones de México y Colombia.
- Considerar de manera integral los factores ambientales, sociales y de aceptación comunitaria desde las etapas iniciales de planeación y evaluación de los proyectos.

Finalmente, el desarrollo de proyectos de gas natural requiere una visión integral, donde la capacidad de México y Colombia para adaptar sus estrategias a las condiciones actuales del entorno energético será un factor determinante para fortalecer su seguridad energética, impulsar el aprovechamiento responsable de sus recursos y consolidar proyectos viables a largo plazo.

En la **Figura 130**, se muestran las acciones para fortalecer la viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia.

VIABILIDAD DE PROYECTOS DE GAS NATURAL ACCIONES ESTRATÉGICAS

México y Colombia cuentan con recursos y oportunidades relevantes para el desarrollo de proyectos de gas natural; sin embargo, ambos enfrentan retos asociados a:



Figura 130. Acciones estratégicas para la viabilidad de proyectos de gas natural en México y Colombia.

Fuente: Elaboración propia con base en la literatura consultada.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La presente investigación permitió comprender que la disponibilidad de recursos de gas natural, por sí sola, no garantiza el desarrollo exitoso de proyectos energéticos ni de un país. A lo largo del estudio se evidenció que la planeación, evaluación e implementación de proyectos en el sector hidrocarburos constituyen procesos complejos que requieren la interacción de factores técnicos, regulatorios, institucionales, económicos y sociales, cuya adecuada integración resulta fundamental para transformar los recursos disponibles en oportunidades de inversión, desarrollo tecnológico, generación de empleo y fortalecimiento de la seguridad energética.

A través del análisis comparativo entre México y Colombia se identificó que ambos países reconocen al gas natural como un energético estratégico para sus sistemas energéticos; sin embargo, las condiciones bajo las cuales se desarrollan los proyectos son sustancialmente distintas. Mientras México enfrenta una elevada dependencia de las importaciones de gas natural provenientes de Estados Unidos y un entorno institucional en proceso de reorganización derivado de las reformas recientes del sector energético, Colombia transita por una etapa de reducción de reservas y pérdida de autosuficiencia, pero mantiene expectativas de crecimiento asociadas a los descubrimientos costa afuera realizados en el Caribe colombiano.

No obstante, en ambos casos el gas natural continúa representando un recurso estratégico para fortalecer la seguridad energética, impulsar el desarrollo

económico, favorecer la competitividad de los sectores productivos y contribuir a la atención de las necesidades energéticas de la población.

Uno de los principales hallazgos de esta investigación es que la fortaleza institucional y la certidumbre regulatoria constituyen factores tan relevantes como la disponibilidad del recurso. Los cambios en las prioridades gubernamentales, la definición de políticas públicas, la asignación de recursos presupuestales y la estabilidad de las instituciones encargadas de la regulación energética influyen directamente en los tiempos de desarrollo, el acceso a financiamiento, la percepción de riesgo y, en consecuencia, en la materialización de los proyectos.

La experiencia reciente demuestra que la incertidumbre jurídica, la inestabilidad regulatoria y la falta de claridad institucional pueden limitar el aprovechamiento de los recursos disponibles, aun cuando existan oportunidades de mercado y capacidades técnicas para desarrollar los proyectos.

Así mismo, se identificó que las empresas estatales continúan desempeñando un papel determinante dentro de los sistemas energéticos de ambos países. PEMEX y Ecopetrol no solo participan como operadores y productores de hidrocarburos, sino que también influyen en la ejecución de proyectos estratégicos, el desarrollo de infraestructura, la incorporación de capacidades tecnológicas y el fortalecimiento de la seguridad energética nacional. En este sentido, su evolución técnica, operativa y financiera continuará siendo un factor relevante para el aprovechamiento de los recursos y para la consolidación de estrategias orientadas al desarrollo energético de largo plazo.

Por otro lado, la investigación permitió comprender que la cadena de valor del gas natural constituye un sistema altamente interdependiente, donde el desempeño de

cada etapa influye directamente en la eficiencia y funcionamiento del conjunto. La exploración, producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público mantienen relaciones estrechas que requieren condiciones adecuadas de coordinación para garantizar el suministro oportuno del energético. Esta característica evidencia la necesidad de analizar los proyectos desde una perspectiva integral.

De igual forma, los resultados obtenidos demuestran que los proyectos energéticos deben analizarse considerando el contexto particular de cada país, ya que no existen modelos universales de desarrollo aplicables de manera indistinta. Las condiciones geológicas, la disponibilidad de infraestructura, las capacidades institucionales, las dinámicas de mercado, los objetivos de política energética y las características sociales propias de cada nación pueden modificar significativamente las perspectivas de viabilidad de un mismo tipo de proyecto. Por ello, la planeación energética requiere enfoques flexibles que permitan adaptar las estrategias de desarrollo a las necesidades y condiciones específicas de cada entorno.

Una de las principales aportaciones de esta investigación radica en la metodología desarrollada a partir de la integración de los modelos Stage-Gate e IPO, la cual permitió evaluar proyectos de gas natural mediante un enfoque multidimensional. Su aplicación permitió identificar factores críticos de éxito, restricciones y oportunidades que podrían pasar desapercibidos bajo metodologías convencionales, proporcionando una herramienta estructurada para apoyar procesos de evaluación y toma de decisiones dentro del sector energético. Así mismo, su carácter flexible permite su adaptación a diferentes tipos de proyectos, etapas de desarrollo y contextos geográficos, por lo que puede emplearse en la evaluación de proyectos relacionados con el gas natural y otros hidrocarburos.

Finalmente, esta investigación confirma que el gas natural continuará desempeñando un papel relevante dentro de los sistemas energéticos de México y Colombia durante las próximas décadas. Su importancia trasciende la generación eléctrica, ya que también participa de forma directa o indirecta en numerosas actividades cotidianas de la población, desde el funcionamiento de hogares, comercios e industrias hasta la prestación de servicios y el desarrollo de múltiples procesos productivos que sustentan la economía y el bienestar social.

Los resultados obtenidos permiten concluir que la coordinación entre autoridades, organismos reguladores, empresas operadoras, instituciones académicas, centros de investigación y demás participantes del sector adquiere una importancia estratégica para impulsar proyectos que contribuyan a la seguridad energética, la generación de empleo, el fortalecimiento de las cadenas productivas y el desarrollo económico.

Bajo esta perspectiva, el presente trabajo no solo aporta un análisis comparativo sobre el marco regulatorio del gas natural en México y Colombia, sino que también proporciona una metodología de evaluación aplicable al desarrollo de proyectos de hidrocarburos, permitiendo identificar oportunidades, riesgos y áreas de mejora durante las distintas etapas de planeación y ejecución. Así mismo, pone de manifiesto que el futuro del sector dependerá, en gran medida, de la capacidad de transformar los recursos disponibles en proyectos técnicamente viables, económicamente competitivos y socialmente sostenibles, capaces de generar valor para la sociedad, fortalecer la seguridad energética y contribuir al desarrollo de ambos países.

REFERENCIAS

CAPÍTULO 1

1. Ahmed, T. (2010). *Reservoir engineering handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
2. Campbell, J. M. (2014). *Gas conditioning and processing* (9th ed.). Campbell Petroleum Series.
3. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución CREG 067 de 1995: Por la cual se establece el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes*.
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *El gas natural en México: Potencial y desarrollo de cadenas de proveeduría asociadas al gas natural en el sureste* [Presentación]. CNH.
5. Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier.
6. Devlod, H. (2006). *Oil and gas production handbook: An introduction to oil and gas production*. ABB ATPA Oil and Gas.
7. Gary, J. H., Handwerk, G. E., & Kaiser, M. J. (2007). *Petroleum refining: Technology and economics* (5th ed.). CRC Press.
8. Holditch, S. A. (2013). *Unconventional oil and gas resources handbook: Evaluation and development*. Gulf Professional Publishing.
9. International Energy Agency. (2024). Natural gas – Global Energy Review 2025. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/natural-gas>
10. International Organization for Standardization. (2013). *ISO 13686:2013 Natural gas – Quality designation* (2nd ed.). ISO.
11. Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2011). *Fundamentals of natural gas processing* (2nd ed.). CRC Press.
12. Lake, L. W. (2007). *Petroleum engineering handbook: Volume V, reservoir engineering and petrophysics*. Society of Petroleum Engineers.
13. León García, A., Alamilla Carrillo, N., & García Hernández, F. (2013). Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque. *Ingeniería Petrolera*, 53(7), 388–409.

14. Meyers, R. A. (Ed.). (2004). *Handbook of petrochemicals production processes*. McGraw-Hill.
15. Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2015). *Handbook of natural gas transmission and processing* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
16. Secretaría de Energía. (2010). *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, especificaciones del gas natural*. Diario Oficial de la Federación.
17. Shell. (s.f.). *Gas natural: ¿Qué es y de dónde proviene?* Shell Colombia.
18. Speight, J. G. (2019). *Natural gas: A basic handbook* (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.
19. Tarbuck, E. J., Lutgens, F. K., & Tasa, D. (2010). *Ciencias de la Tierra: Una introducción a la geología física* (8.ª ed.). Pearson Educación.
20. U.S. Department of Energy. (2024). *Compressed natural gas vehicle basics*. Alternative Fuels Data Center.
21. U.S. Department of Energy. (2024). *Natural gas vehicle basics*. Alternative Fuels Data Center.
22. U.S. Energy Information Administration. (2024). *Liquefied natural gas explained*.
23. U.S. Energy Information Administration. (2024). *Natural gas consumption explained*.

CAPÍTULO 2

1. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). Informe de recursos y reservas (IRR 2024) [PDF]. ANH. https://www.anh.gov.co/documents/27289/Informe_de_Recursos_y_Reservas__IRR_2024.pdf
2. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). Reservas 1P por cuenca sedimentaria (IRR 2024) [PDF]. ANH. https://www.anh.gov.co/documents/27285/Reservas_1P_por_Cuenca_Sedimentaria__IRR_2024.pdf
3. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Módulo de gestión de reservas. ANH. <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/m%C3%B3dulo-de-gesti%C3%B3n-de-reservas/>
4. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Panel de información de reservas de hidrocarburos [ArcGIS Dashboard]. ArcGIS.

- <https://anh.maps.arcgis.com/apps/dashboards/3c9e565b15d24370aa2c0a086d863276>
5. Casanueva, D. (s.f.). Doctrina Monroe [PDF]. Universidad Nacional Autónoma de México.
https://www.paginaspersonales.unam.mx/files/231/CasanuevaDiego_Doctrina_monroe.pdf
 6. Energy Institute. (2025). Statistical review of world energy 2025.
<https://www.energyinst.org/statistical-review>
 7. International Energy Agency. (2024). World energy mix. IEA.
<https://www.iea.org/world/energy-mix>
 8. International Energy Agency. (s.f.). Central & South America. IEA.
<https://www.iea.org/regions/central-south-america>
 9. International Energy Agency. (s.f.). Colombia: Electricity. IEA.
<https://www.iea.org/countries/colombia/electricity>
 10. International Energy Agency. (s.f.). Colombia: Energy mix. IEA.
<https://www.iea.org/countries/colombia/energy-mix>
 11. International Energy Agency. (s.f.). Mexico: Electricity. IEA.
<https://www.iea.org/countries/mexico/electricity>
 12. International Energy Agency. (s.f.). Mexico: Energy mix. IEA.
<https://www.iea.org/countries/mexico/energy-mix>
 13. International Energy Agency. (s.f.). North America: Energy mix. IEA.
<https://www.iea.org/regions/north-america/energy-mix>
 14. International Gas Union, Snam, & Rystad Energy. (2025). Global Gas Report 2025 [PDF]. <https://www.datocms-assets.com/146580/1757434375-ggr-2025.pdf>
 15. Office of the Historian. (s.f.). 1969–1976: The presidencies of Richard M. Nixon and Gerald R. Ford. U.S. Department of State.
<https://history.state.gov/milestones/1969-1976/foreword>
 16. Secretaría de Energía. (2024). Consolidación de reservas 2024 [PDF]. Gobierno de México.
<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/921219/ConsolidaciondeReservas2024.pdf>
 17. Secretaría de Energía. (s.f.). Mapa de hidrocarburos de México [Mapa interactivo]. Gobierno de México. <https://mapa-hidrocarburos.energia.gob.mx/>

18. U.S. Energy Information Administration. (2024). Mexico. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX>
19. U.S. Energy Information Administration. (2024). Natural gas consumption explained. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php>
20. U.S. Energy Information Administration. (2024). Liquefied natural gas explained. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php>
21. U.S. Energy Information Administration. (2025, 27 de mayo). U.S. natural gas pipeline capacity to and from Mexico increases with new projects. Today in Energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65025>
22. U.S. Energy Information Administration. (s.f.). Colombia. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/international/data/country/COL>
23. U.S. Energy Information Administration. (s.f.). Maps. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/maps/>
24. World Population Review. (2024). World Population Review. <https://worldpopulationreview.com>
25. Worldometers. (s.f.). Gas natural en Colombia. Worldometers. <https://www.worldometers.info/es/gas/gas-natural-colombia/>

CAPÍTULO 3

1. Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2021). Cadena de valor [PDF]. Gobierno de México. http://104.209.210.233/gobmx/repositorio/DIAGNOSTICO_DE_ACCESIBILIDAD/UNR/Cadena_de_valor_Modificacion_202112.pdf
2. Alternative Fuels Data Center. (s.f.). Natural gas distribution. U.S. Department of Energy. <https://afdc.energy.gov/fuels/natural-gas-distribution>
3. American Petroleum Institute. (s.f.). Understanding natural gas markets. American Petroleum Institute. <https://www.api.org/~media/files/oil-and-natural-gas/natural-gas-primer/understanding-natural-gas-markets-primer-low.pdf>

4. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2024). Ley del Sector Energético. Gobierno de México. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSE.pdf>
5. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2025). Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos. https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LSH.pdf
6. Cocchi, M. (2019). Floating LNG (FLNG): Technical challenges and future trends. Campus Bio-Medico University of Rome. <https://www.oil-gasportal.com/wp-content/uploads/2019/11/8.-Floating-LNG-FLNG-technical-challenges-and-future-trends.pdf>
7. Correa, T., & Castrillón, E. (2008). Almacenamiento de gas natural. Revista Tecnológicas, (21), 109–136.
8. Diario Oficial de la Federación. (2015). Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos. Gobierno de México. https://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5409741
9. ExxonMobil LNG. (s.f.). Floating storage and regasification units (FSRU) [PDF]. ExxonMobil LNG. <https://www.exxonmobilng.com/-/media/project/wep/exxonmobil-Ing/Ing-us/pdf/110-fsru.pdf>
10. Naturgy México. (s.f.). Buques metaneros. Naturgy México. <https://www.naturgy.com.mx/blog/negocios/buques-metaneros/>
11. Nedgia. (s.f.). ¿Cómo se transporta el gas natural? Nedgia. <https://www.nedgia.es/blog-gas-natural/como-se-transporta-el-gas-natural/>
12. Organización Latinoamericana de Energía. (2025). Gas natural de bajas emisiones en América Latina y el Caribe [PDF]. OLADE. https://oemlac.olade.org/wp-content/uploads/2025/09/GNBE_Gas-Natural-de-Bajas-Emisiones-LAC.pdf
13. Porter, M. E. (2002). Estrategia competitiva: Técnicas para el análisis de los sectores industriales y de la competencia (37.ª reimp.). Patria.
14. Secretaría de Energía. (s.f.). Mapa de hidrocarburos (Mapa interactivo). Gobierno de México. <https://mapa-hidrocarburos.energia.gob.mx/>
15. Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). Plan transitorio de abastecimiento de gas natural 2016 – Versión junio de 2016 [PDF]. UPME.

- https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural_Junio_210516.pdf
16. Unidad de Planeación Minero Energética. (2024). Mapas de hidrocarburos UPME 2024. UPME. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Mapas_hidrocarburos_UPME_2024_V5.pdf
 17. Unidad de Planeación Minero Energética. (s.f.). Infraestructura de gas natural (Mapa interactivo). UPME. https://sig.upme.gov.co/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=1cb0108edbc48aca70a838db3db6d89&page=Infraestructura-gas&views=LATAM-2#data_s=id%3AdataSource_9-195edbc7d14-layer-3%3A-399.79
 18. Wilhelmsen. (2024, 2 de julio). Understand the mechanics: How do LNG ships work? Wilhelmsen. <https://www.wilhelmsen.com/media-news-and-events/industry-perspectives/2024/understand-the-mechanics-how-do-lng-ships-work/>
 19. YPF Ruta. (s.f.). Energía limpia para el transporte pesado: GNC y GNL como alternativas eficientes. YPF Ruta. <https://ruta.ypf.com/energia-limpia-para-el-transporte-pesado-gnc-y-gnl-como-alternativas-eficientes.html>

CAPÍTULO 4

1. Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2021). Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/656649/LASEA_200521.pdf
2. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). CEPI – Contratos Especiales de Proyectos de Investigación. ANH. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/cepi-contratos-especiales-de-proyectos-de-investigaci%C3%B3n/>
3. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Reglamento de asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos. ANH. https://www.anh.gov.co/documents/54/Reglamento_de_Asignaci%C3%B3n_de_%C3%81reas_para_la_exploraci%C3%B3n_y_producci%C3%B3n_de_hidr ocarburos.pdf

4. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Ronda Colombia 2014. ANH. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2014/>
5. Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos. (2021). La industria petrolera informa que al 1o de septiembre del 2021, de los 111 contratos celebrados, 31 contratos producen mientras que el resto continúa en exploración. AMEXHI. <https://www.amexhi.org/comunicados/la-industria-petrolera-informa-que-al-1o-de-septiembre-del-2021-de-los-111-contratos-celebrados-31-contratos-producen-mientras-que-el-resto-continua-en-exploracion/>
6. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (s.f.). Leyes. ANLA. <https://www.anla.gov.co/wanla/eureka/normativa/leyes>
7. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2025). Ley de Planeación y Transición Energética. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPTE.pdf>
8. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2025). Ley del Sector Hidrocarburos. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSH.pdf>
9. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2025). Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LOAPF.pdf>
10. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2025). Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos. https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LSH.pdf
11. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2026). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>
12. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (s.f.). Estructura tarifaria. CREG. <https://creg.gov.co/publicaciones/7826/estructura-tarifaria/>
13. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (s.f.). Gas natural. CREG. <https://creg.gov.co/publicaciones/15005/gas-natural/>
14. Congreso de Colombia. (1994). Ley 142 de 1994. Diario Oficial de Colombia. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>
15. Congreso de Colombia. (1997). Ley 401 de 1997. Diario Oficial de Colombia. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=66813>

16. Departamento Nacional de Planeación. (2023). Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026: Colombia potencia mundial de la vida. Gobierno de Colombia. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>
17. Gobierno de México. (2013). Resumen de la explicación de la Reforma Energética. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/164370/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11_1_.pdf
18. Gobierno de México. (2025). Plan Nacional de Desarrollo 2025–2030. Presidencia de la República. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/981072/PND_2025-2030_v250226_14.pdf
19. Kelsen, H. (2005). Teoría pura del derecho (14.ª ed., R. J. Vernengo, Trad.). Porrúa. <https://bibliotecavirtualceug.wordpress.com/wp-content/uploads/2017/05/libro-teoria-pura-del-derecho-hans-kelsen.pdf>
20. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s.f.). El Ministerio. Gobierno de Colombia. <https://www.minambiente.gov.co/o-autoridad/>
21. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia. (2025). Inventario nacional de emisiones y absorciones atmosféricas de Colombia. Gobierno de Colombia. https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2025/05/Inventario_Nacional_de_Emisiones_y_Absorciones_Atmosfericas_de_Colombia.pdf
22. Presidencia de la República. (2025, 12 de febrero). Presidenta Claudia Sheinbaum presenta Plan de Trabajo 2025–2030 de Pemex para garantizar la soberanía nacional. Gobierno de México.
23. República de Colombia. (1991). Constitución Política de Colombia de 1991. Registraduría Nacional del Estado Civil. <https://www.registraduria.gov.co/IMG/pdf/constitucion-politica-colombia-1991.pdf>
24. Secretaría de Energía. (2010). Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, especificaciones del gas natural. Diario Oficial de la Federación. <https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm>

25. Secretaría de Energía. (2015). Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>
26. Secretaría de Energía. (s.f.). Conoce en qué consiste la Ronda 1. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/sener/articulos/conoce-en-que-consiste-la-ronda-1-11557>
27. Servicio de Administración Tributaria. (2026). Anexo 21 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2026. https://www.sat.gob.mx/minisitio/NormatividadRMFyRGCE/documentos2026/rmf/anexos/Anexo_21_RMF2026-13012026.pdf
28. Servicio de Administración Tributaria. (2026). Anexo 22 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2026. https://www.sat.gob.mx/minisitio/NormatividadRMFyRGCE/documentos2026/rmf/anexos/Anexo_22_RMF2026-13012026.pdf
29. Servicio de Administración Tributaria. (2026). Anexo 23 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2026. https://www.sat.gob.mx/minisitio/NormatividadRMFyRGCE/documentos2026/rmf/anexos/Anexo_23_RMF2026-13012026.pdf
30. Unidad de Planeación Minero Energética. (2023). Documento borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038. UPME. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Documento_Borrador_Plan_Abastecimiento_GasNatural_2023-2038.pdf
31. Unidad de Planeación Minero Energética. (2025). Plan Energético Nacional 2024–2054. Tomo I. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF1_PEN_2024-2054_Tomo_I.pdf
32. Unidad de Planeación Minero Energética. (s.f.). Plan Energético Nacional (PEN). Ministerio de Minas y Energía de Colombia. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional-1/>
33. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas. (2014). La reforma constitucional. Universidad Nacional Autónoma de México. <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/8/3810/4.pdf>

CAPÍTULO 5

1. Asia Natural Gas & Energy Association. (s.f.). Australia. ANGEA. <https://angeassociation.com/location/australia/>
2. Australian Government Department of Foreign Affairs and Trade. (s.f.). The Quad. DFAT. <https://www.dfat.gov.au/international-relations/regional-architecture/quad>
3. Australian Government Department of Industry, Science and Resources. (s.f.). Remaining a reliable trading partner for LNG and low emissions gases. <https://www.industry.gov.au/publications/future-gas-strategy/6-remaining-reliable-trading-partner-lng-and-low-emissions-gases>
4. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (s.f.). Proyectos piloto de investigación integral de yacimientos no convencionales. ANLA. https://www.anla.gov.co/01_anla/proyectos-anla/proyectos-piloto-de-investigacion-integral-de-yacimientos-no-convencionales
5. Baker Institute for Public Policy. (s.f.). Global energy: Qatar's LNG expansion. Rice University. <https://www.bakerinstitute.org/research/global-energy-qatars-lng-expansion>
6. Bechtel. (s.f.). Corpus Christi Liquefaction Project. Bechtel. <https://www.bechtel.com/projects/corpus-christi-liquefaction-project/>
7. Borealis. (s.f.). The Dolphin Gas Project [PDF]. Borealis Group. <https://www.borealisgroup.com/storage/Industries/Infrastructure-literature/The-Dolphin-Gas-Project.pdf>
8. Cheniere Energy. (s.f.). Sabine Pass LNG terminal. Cheniere Energy. <https://www.cheniere.com/about/where-we-work/sabine-pass>
9. Chevron Australia. (s.f.). Gorgon Project. Chevron Australia. <https://australia.chevron.com/what-we-do/gorgon-project>
10. Chevron Australia. (s.f.). Wheatstone Project. Chevron Australia. <https://australia.chevron.com/what-we-do/wheatstone-project>
11. Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. (s.f.). Metodología de evaluación de proyectos de gas natural [PDF]. CNOGas. https://www.cnogas.org.co/documentos/Metodologia_de_evaluacion_gas.pdf

12. Cooper, R. G. (2019). Winning at new products: Creating value through innovation (5th ed.). Stage-Gate International.
13. Energy21. (2020, 6 de julio). Sistema Wahalajara, rampa ascendente de exportaciones de gas natural a México. Energy21. <https://energy21.com.mx/petroleo-y-gas-2020-07-06-sistema-wahalajara-rampa-ascendente-de-exportaciones-de-gas-natural/>
14. Energía Hoy. (s.f.). El modelo noruego de transición energética. Energía Hoy. <https://energiyahoy.com/comunidad-eh/el-modelo-noruego-de-transicion-energetica/>
15. Euronews. (2026, 28 de abril). Qatar pushes ahead with North Field expansion despite LNG disruptions. Euronews.
16. European Parliament. (2013). The shale gas “revolution” in the United States: Global implications, options for the EU. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/briefing_note/join/2013/491498/EXPO-AFET_SP%282013%29491498_EN.pdf
17. Equinor. (s.f.). Northern Lights. Equinor. <https://www.equinor.com/energy/northern-lights>
18. Equinor. (s.f.). Troll field. Equinor. <https://www.equinor.com/energy/troll>
19. GBM. (s.f.). Proyecto colombiano Sirius de Ecopetrol y Petrobras concluyó más de la mitad de consultas previas. GBM. <https://gbm.com/media/noticia/proyecto-colombiano-sirius-de-ecopetrol-y-petrobras-concluyo-mas-de-la-mitad-de-consultas-previas-2/>
20. Gobierno de México. (2026). Presidenta presenta estrategia para fortalecer la soberanía energética con explotación de reservas de gas natural para disminuir importación. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/presidenta-presenta-estrategia-para-fortalecer-la-soberania-energetica-con-explotacion-de-reservas-de-gas-natural-para-disminuir-importacion>
21. Gunvor Group. (2025, 4 de agosto). Gabon National Oil Company successfully closes Tullow Oil Gabon asset acquisition. Gunvor Group. <https://gunvorgroup.com/news/gabon-national-oil-company-successfully-closes-tullow-oil-gabon-asset-acquisition/>
22. Industrial Info Resources. (2024). Mexico announces strong investments in natural gas pipelines. Industrial Info Resources.

- <https://www.industrialinfo.com/news/article/mexico-announces-strong-investments-in-natural-gas-pipelines--357636>
23. INPEX Corporation. (s.f.). Ichthys LNG Project. INPEX. <https://www.inpex.com/english/ichthys/>
 24. International Energy Agency. (2019, September 13). The US shale revolution has reshaped the energy landscape at home and abroad, according to latest IEA policy review. <https://www.iea.org/news/the-us-shale-revolution-has-reshaped-the-energy-landscape-at-home-and-abroad-according-to-latest-iea-policy-review>
 25. International Energy Agency. (s.f.). Australia: Energy mix. IEA. <https://www.iea.org/countries/australia/energy-mix>
 26. International Energy Agency. (s.f.). Norway: Energy mix. IEA. <https://www.iea.org/countries/norway/energy-mix>
 27. International Energy Agency. (s.f.). Qatar: Energy mix. IEA. <https://www.iea.org/countries/qatar/energy-mix>
 28. International Energy Agency. (s.f.). United States: Energy mix. IEA. <https://www.iea.org/countries/united-states/energy-mix>
 29. International Trade Administration. (s.f.). Colombia - Energy. U.S. Department of Commerce. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/colombia-energy>
 30. International Trade Administration. (s.f.). Mexico - Oil and gas. U.S. Department of Commerce. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/mexico-oil-and-gas>
 31. Kinder Morgan. (2019). Kinder Morgan presentation to the BSEACD Board. <https://bseacd.org/uploads/KinderMorganPresentationBSEACDBoard3.14.19.pdf>
 32. Koyama, K. (2013). Analyzing changes induced by the shale revolution. The Tokyo Foundation. <https://www.tokyofoundation.org/research/detail.php?id=360>
 33. Naturgas. (2025). Ante la disminución del 13% en las reservas de gas natural en 2024, urge acelerar decisiones para preservar la autosuficiencia. Naturgas. <https://naturgas.com.co/ante-la-disminucion-del-13-en-las-reservas-de-gas-natural-en-2024-urge-acelerar-decisiones-para-preservar-la-autosuficiencia/>

34. Naturgas. (s.f.). TGI quiere construir planta de regasificación en La Guajira, mismo lugar del proyecto de Ecopetrol. Naturgas. <https://naturgas.com.co/tgi-quiere-construir-planta-de-regasificacion-en-la-guajira-mismo-lugar-del-proyecto-de-ecopetrol/>
35. Norskipetroleum. (s.f.). Exports of oil and gas. Norskipetroleum. <https://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>
36. Norskipetroleum. (s.f.). Ormen Lange. Norskipetroleum. <https://www.norskipetroleum.no/en/facts/field/ormen-lange/>
37. Offshore Technology. (s.f.). North Field South Project, Qatar. Offshore Technology. <https://www.offshore-technology.com/projects/north-field-south-project-qatar/>
38. OilPrice.com. (s.f.). Why Colombia is redesigning its natural gas network. <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Why-Colombia-Is-Redesigning-Its-Natural-Gas-Network.html>
39. Onexpo Nacional. (s.f.). ¿Qué hay detrás de Lakach, el campo de gas con el que México busca impulsar su producción? Onexpo Nacional. https://www.onexpo.com.mx/NOTICIAS/QUE-HAY-DETRAS-DE-LAKACH-EL-CAMPO-DE-GAS-CON-EL-QU_ZkaIY/
40. Project Management Institute. (2021). A guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide) and the standard for project management (7th ed.). Project Management Institute. <https://tegnum.edu.pe/wp-content/uploads/2023/09/Project-Management-Institute-A-Guide-to-the-Project-Management-Body-of-Knowledge-PMBOK-R-Guide-PMBOK%C2%AE%Ef%B8%8F-Guide-Project-Management-Institute-2021.pdf>
41. Promigas. (s.f.). Presentación sobre infraestructura y desarrollo del gas natural en Colombia [PDF]. Promigas. <https://www.promigas.com/Paginas/NoticiasESP/IMG/Documentos/5.%20JOSE%20MARIA%20CASTRO.pdf>
42. Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2007). Preparación y evaluación de proyectos (5.ª ed.). McGraw-Hill.
43. Stage-Gate International. (s.f.). The Stage-Gate model: An overview. Stage-Gate International. <https://www.stage-gate.com/blog/the-stage-gate-model-an-overview/>

44. Technip Energies. (s.f.). QatarEnergy North Field East (NFE). TEN.
<https://www.ten.com/en/case-studies/qatarenergy-north-field-east-nfe>
45. TotalEnergies. (s.f.). Ichthys LNG Project, Australia. TotalEnergies.
<https://totalenergies.com/company/projects/gas/lng/ichthys-lng-project-australia>
46. Zhang, X., Wang, J., Li, Y., & Zhao, W. (2021). The US shale gas revolution: An opportunity for the US manufacturing sector? *Journal of Natural Gas Geoscience*, 6(2), 57–66. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2021.02.014>