PETRO PI Intelligence

3 de julio de 2026

Análisis de mercado para la viabilidad de un nuevo proyecto de Gas Natural desarrollado para **Tecnología en Enersólidos, S.A. de C.V. (ENERSO) [CONFIDENCIAL]**

Comentado [RA1]: Detalle de los comentarios atendidos:

1. **En el marco conceptual, explicar la diferencia entre GNC y GNL y cual permite más energía.** Se atendió en página 15.
2. **En la parte de marco conceptual, explicar más. Se importa en buque, en ruedas y en ducto.** Se atendió en la página 17.
3. **En marco conceptual, poner fotos de FSU en ALM y explicar que son.** Se atendió en la página 19.
4. **En el marco conceptual, debe quedar bien claro que DIS por otros medios implica infraestructura cuando COM no.** Se atendió en las páginas 18 y 22.
5. **Antes de la sección de precios hay que hacer un mapeo de infraestructura.** Se atendió en la página 30.
6. **IPGN agregar los regionales.** Se atendió en página 31.
7. **Incorporar con mayor profundidad los precios de GLP.** La información se encuentra en la página 42.
8. **Revisar la consulta pública de CENAGAS.** Atendido en la página 47.
9. **En la parte de la demanda de las empresas, se debe explicar el criterio de porque se escogieron esas empresas. Atendido en la página 49**
10. **En la sección de demanda incluir volúmenes del IPGN.** La información se encuentra en la página 61.
11. **En la tabla 8, de los ductos hay que poner quien tiene puntos de internación, quien está pegado a la frontera.** Se atendió en la página 61.
12. **Se deben poner tiempos de autorización promedio.** Se atendió en cada subsección de la sección 6. página 63 en adelante.
13. **En la tabla de distribución por ductos deben validar y poner estatus de que exista.** Atendido en página 96
14. **En la tabla de distribución por otros medios indicar si tienen o no tanquería. Se debe indicar si es GNL o GNC.** Atendido en página 100
15. **En los permisos de comp, descom, lic y regas, se debe poner también características.** Atendido en sección 7.
16. Integrar los importadores: nombre, vigencia de permiso y volumen que mueven. Atendido en página 77.
17. No hay permisos de COM. Atendido en página 78
18. **Para los top GIEs incluir una sección donde se explique el modelo de negocio de cada top GIE.** Los perfiles operativos de las empresas se encuentran de la página 108 en adelante.
19. **Incluir en el perfil de las empresas si mueve licuado o comprimido.** Los perfiles operativos de las empresas se encuentran de la página 108 en adelante.
20. **Incluir ejemplos reales de como hacen las importaciones las compañías ya en operación.** Se atendió en los perfiles operativos de las empresa...

PETRO PI Intelligence

Índice

1. Resumen Ejecutivo 5
2. Marco conceptual del negocio de gas natural 15
2.1. Cadena de valor del gas natural en México 15
2.2. Actividades permisionadas 17
2.2.1. Importación 17
2.2.2. Comercialización 19
2.2.3. Almacenamiento 20
2.2.4. Transporte por medio de ducto 21
2.2.5. Transporte por medios distintos a ducto 22
2.2.6. Distribución por medio de ducto 22
2.2.7. Distribución por medios distintos a ducto 23
2.2.8. Compresión y descompresión 24
2.2.9. Licuefacción y regasificación 24
2.3. Complementariedades en los sistemas 25
2.4. Definición del esquema de ducto virtual 27
2.4.1. Comercialización + compresión + transporte + descompresión 27
2.4.2. Comercialización + licuefacción + transporte + regasificación 28
2.4.3. Distribución por medios distintos a ducto + descompresión 28
2.4.4. Distribución por medios distintos a ducto + regasificación 29
3. Mapa de infraestructura 30
4. Precios en cadena de valor 32
4.1. Precios de molécula 32
4.2. Precios de mayoreo 34
4.3. Precios al público 38
4.4. Tarifas de sistemas de transporte por ducto 39
4.5. Precios de sustitutos GLP 42
4.6. Precios de referencia para ducto virtual 44
5. Análisis de demanda de gas natural 46
5.1. Identificación de principales zonas de consumo 46
5.2. Demanda manifestada en la Consulta Pública CENAGAS 2025 48
5.3. Distribución territorial de la demanda potencial 50
5.3.1. Metodología para la identificación de la demanda potencial 50
5.3.2. Identificación de la demanda potencial 51
5.3.3. Relación entre la distribución geográfica y el origen sectorial de la demanda 59
6. Listado y evolución de permisos 64
6.1. Importación 64
6.2. Comercialización 64
6.3. Almacenamiento 66
6.4. Transporte por ducto 67
6.5. Transporte por medios distintos a ducto 68
6.6. Distribución por ducto 70
6.7. Distribución por medios distintos a ducto 71
6.8. Compresión 72
6.9. Descompresión 73
6.10. Licuefacción 75

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

6.11. Regasificación ... 76
7. Distribución de actores por actividad ... 78
7.1.1. Actores en importación de gas natural ... 78
7.1.2. Actores en comercialización de gas natural ... 79
7.1.3. Actores en almacenamiento de gas natural ... 83
7.1.4. Actores en compresión de gas natural ... 85
7.1.5. Actores en descompresión de gas natural ... 88
7.1.6. Actores en transporte por ducto ... 90
7.1.7. Actores en transporte por medios distintos a ducto ... 94
7.1.8. Actores en distribución por ducto ... 96
7.1.9. Actores en distribución por medios distintos a ducto ... 100
7.1.10. Actores en licuefacción de gas natural ... 102
7.1.11. Actores en regasificación de gas natural ... 104
8. Análisis de los principales participantes del mercado ... 106
8.1. Principales actores en el sector ... 106
8.1.1. Perfil operativo de los principales Grupos de Interés Económico ... 109
8.1.1.1. SIMSA ... 110
8.1.1.2. IGASAMEX ... 115
8.1.1.3. Sempra ... 119
8.1.1.4. Naturgy ... 124
8.1.1.5. ENGIE México ... 128
8.1.1.6. New Fortress Energy ... 132
8.1.1.7. GNC Hidrocarburos ... 137
8.1.1.8. Natgas ... 141
8.1.1.9. NG-CH4 ... 145
8.1.1.10. Accesgas ... 149
8.1.1.11. Énestas ... 153
9. Marco regulatorio aplicable a actividades permisionadas ... 157
9.1. Régimen jurídico general por actividad permisionada ... 157
9.1.1. Importación de gas natural ... 157
9.1.2. Comercialización de gas natural ... 159
9.1.3. Almacenamiento de gas natural ... 160
9.1.4. Distribución de gas natural por ducto ... 161
9.1.5. Distribución de gas natural por medios distintos a ducto ... 162
9.1.6. Transporte de gas natural por ducto ... 163
9.1.7. Transporte de gas natural por medios distintos a ducto ... 164
9.1.8. Licuefacción de gas natural ... 165
9.1.9. Regasificación de gas natural ... 166
9.1.10. Compresión de gas natural ... 167
9.1.11. Descompresión de gas natural ... 168
9.1.12. Transvase de gas natural ... 169
9.1.13. Comparación de la carga regulatoria por actividad ... 170
9.2. Requisitos para la solicitud del permiso ... 171
9.3. Metodología tarifaria ... 176
9.4. Regulación en torno al transvase de gas natural ... 177
9.4.1. Naturaleza regulatoria del transvase ... 177

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

9.4.2. Alcance permitido del transvase ... 177
9.4.3. Restricciones expresas del Reglamento ... 178
9.4.4. Implicaciones operativas en el sistema de suministro ... 178
9.4.5. Impacto en la configuración del mercado ... 179
9.4.6. Implicaciones para esquemas de ducto virtual ... 179
9.5. Principales riesgos y restricciones regulatorias ... 180
10. Costos de inversión (CAPEX) ... 182
10.1. Costos de inversión por componente ... 182
10.1.1. Módulo de compresión ... 182
10.1.2. Módulo de descompresión ... 183
10.1.3. Módulo de licuefacción ... 183
10.1.4. Módulo de regasificación ... 183
10.1.5. Autotanque para GNC ... 184
10.1.6. Autotanque para GNL ... 184
10.2. Variables que determinan el CAPEX ... 185
10.3. Casos reales de inversión en infraestructura de gas natural ... 186
11. Costos de operación (OPEX) ... 190
11.1. Compresión de GNC ... 190
11.2. Transporte en semirremolque GNC ... 191
11.3. Descompresión GNC ... 191
11.4. OPEX integrado de GNC ... 192
11.5. Licuefacción de GNL ... 193
11.6. Transporte criogénico GNL ... 193
11.7. Regasificación GNL ... 194
11.8. OPEX integrado de GNL ... 194
11.9. Análisis comparativo ... 195
11.10. Casos reales de costos operativos en infraestructura de gas natural ... 196
12. Riesgos del negocio ... 200
12.1. Riesgos operativos ... 200
12.2. Riesgos logísticos ... 200
12.3. Riesgos económicos y de mercado ... 201
12.4. Riesgos de infraestructura y acceso a la molécula ... 202
12.5. Interdependencia de los distintos riesgos ... 203
13. Identificación de oportunidades ... 204
13.1. Regiones prioritarias ... 204
13.2. Segmentos de mercado objetivo ... 206
13.3. Escenarios de entrada ... 207
13.4. Ventajas competitivas potenciales ... 208
13.5. Estrategia recomendada ... 212
14. Conclusiones ... 214
Anexo A ... 220
Anexo B ... 223

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

1. Resumen Ejecutivo

El presente estudio evalúa la **viabilidad de desarrollar un nuevo proyecto de suministro** de gas natural para **Tecnologia en Enersolidos, S.A. de C.V. (ENERSO)** mediante esquemas de ducto virtual. Para ello, se analiza la estructura operativa del mercado mexicano de gas natural, la dinámica de precios, la distribución de la demanda, los principales participantes, el marco regulatorio aplicable, los requerimientos de inversión, los costos operativos, los riesgos asociados y las oportunidades de negocio identificadas. **El objetivo consiste en determinar las condiciones bajo las cuales un nuevo participante puede incorporarse al mercado** mediante un modelo competitivo, técnicamente viable y alineado con las necesidades reales de los usuarios industriales.

En ese sentido, la **cadena de valor del gas natural en México** comprende el conjunto de actividades necesarias para poner la molécula a disposición del usuario final, integrando procesos de suministro, transporte, acondicionamiento y consumo. **El sistema se estructura en tres segmentos principales:** *upstream*, asociado a la producción nacional e importación; *midstream*, relacionado con transporte y almacenamiento, y *downstream*, enfocado en la entrega del energético a usuarios industriales, comerciales, residenciales y de generación eléctrica. **Dependiendo de la infraestructura disponible**, el suministro puede realizarse mediante **redes de ductos o mediante configuraciones logísticas alternativas** que permiten extender el acceso al gas natural hacia regiones sin conexión directa a la red.

El mercado mexicano de gas natural se encuentra integrado por diversas actividades permisionadas que permiten incorporar, movilizar, acondicionar y entregar la molécula a los distintos segmentos de consumo. Entre ellas, se encuentran importación, comercialización, almacenamiento, transporte, distribución, compresión, descompresión, licuefacción y regasificación, cada una con funciones específicas dentro de la cadena de valor. En conjunto, **estas actividades conforman el marco operativo y regulatorio** que hace posible la participación de distintos actores **y la estructuración de múltiples configuraciones de suministro.**

Las actividades de la cadena de valor mantienen relaciones de **complementariedad** que permiten articular distintos esquemas de suministro dependiendo de la infraestructura disponible y de las características de la demanda. Mientras que en algunos sistemas ciertas funciones se encuentran integradas dentro de una misma instalación, en otros casos requieren infraestructura específica para su operación. Esta interacción permite adaptar el suministro a distintas condiciones geográficas, logísticas y operativas, favoreciendo el desarrollo de configuraciones flexibles para atender diferentes tipos de usuarios. Entre las principales configuraciones identificadas destacan los esquemas de **comercialización + compresión + transporte + descompresión**, **comercialización + licuefacción + transporte + regasificación**, **distribución por medios distintos a ducto + descompresión** y **distribución por medios distintos a ducto + regasificación**, los cuales constituyen las bases operativas de los modelos de **ducto virtual** actualmente utilizados en el mercado mexicano de gas natural.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

El ducto virtual constituye una **alternativa de suministro diseñada para llevar gas natural** hacia usuarios que no cuentan con acceso directo a redes de transporte o distribución. Estos esquemas **pueden operar mediante Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuado (GNL),** incorporando distintas combinaciones de comercialización, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte y distribución por medios distintos a ducto. **La configuración seleccionada depende principalmente de factores como la distancia logística, el volumen de consumo requerido y la infraestructura disponible**, permitiendo ampliar la cobertura del gas natural hacia regiones donde la construcción de ductos convencionales no resulta viable.

En cuanto al **precio de la molécula** de gas natural en México, éste se encuentra estrechamente vinculado al comportamiento de los mercados estadounidenses, **particularmente a** los *hubs* ***Henry Hub* y *Waha*.** Mientras *Henry Hub* funciona como la principal referencia internacional al reflejar condiciones generales de oferta y demanda en Norteamérica, *Waha* incorpora además restricciones regionales de infraestructura asociadas a la cuenca Pérmica. La información analizada para el periodo comprendido entre abril de 2025 y marzo de 2026 muestra una divergencia creciente entre ambos indicadores, derivada principalmente de limitaciones en la capacidad de transporte en Texas, lo que demuestra que los precios del gas natural pueden verse influenciados tanto por factores de mercado como por restricciones físicas de infraestructura.

La **infraestructura de transporte** constituye uno de los **principales determinantes del acceso y costo del gas natural en México**. La red nacional se concentra principalmente en el Norte, Noreste y Centro del país, aprovechando la cercanía con los puntos de importación provenientes de Estados Unidos y los principales corredores industriales. Sin embargo, la cobertura no es homogénea y **existen regiones con acceso limitado** o inexistente a gasoductos, situación que condiciona la competitividad energética regional y genera oportunidades para esquemas alternativos de suministro como el ducto virtual mediante GNC o GNL.

El **Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN)** constituye actualmente el **principal indicador de precios del mercado mexicano** de gas natural. A diferencia de referencias históricas administradas por Pemex, el IPGN se construye a partir de operaciones efectivamente realizadas por participantes del mercado, permitiendo reflejar condiciones reales de oferta, demanda y logística. Su evolución muestra una fuerte correlación con los mercados internacionales y una relativa estabilidad durante el periodo analizado, consolidándose como la **principal referencia para el análisis económico y comercial del sector.**

El transporte por ducto incorpora costos adicionales al precio de la molécula mediante esquemas tarifarios regulados que consideran cargos por capacidad reservada y por uso efectivo de la infraestructura. **México cuenta con múltiples sistemas de transporte y con el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)**, cuyas tarifas varían en función de la región, la infraestructura utilizada y las condiciones de contratación. En consecuencia, **el costo final del suministro depende no sólo del precio del gas, sino también de la ubicación del usuario** y de las condiciones de acceso a la red de transporte disponible.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Es de destacar que el **Gas Licuado de Petróleo (GLP)** constituye el **principal energético competencia del gas natural en regiones sin acceso a infraestructura de ductos.** Aunque presenta una amplia cobertura territorial y precios relativamente estables debido a su esquema regulatorio, los niveles observados durante el periodo analizado muestran costos energéticos significativamente superiores a los del gas natural en la mayoría de los segmentos y regiones evaluadas. Esta diferencia resulta particularmente relevante para **usuarios industriales**, donde **el diferencial económico entre ambos combustibles puede representar una ventaja competitiva importante para el gas natural.**

La competitividad económica del ducto virtual depende de la combinación entre el costo de la molécula y los costos logísticos asociados a compresión, transporte y descompresión, o en su caso licuefacción y regasificación. Si bien estos procesos incrementan el costo respecto al suministro convencional por ducto, los análisis realizados muestran que **el gas natural puede mantener ventajas económicas frente al GLP** en una parte importante de los escenarios evaluados. En este contexto, **la viabilidad económica del ducto virtual no debe medirse frente al transporte convencional por ducto, sino frente a los energéticos que actualmente abastecen los mercados no interconectados**, donde el gas natural conserva una posición competitiva relevante.

En cuanto a la demanda de gas natural en México, se presenta una elevada concentración geográfica, donde un número reducido de entidades federativas concentra una proporción significativa del consumo nacional. Estados como Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Chihuahua y Sonora destacan como los principales polos de consumo, concentrando conjuntamente cerca de la mitad de la demanda nacional. Esta distribución refleja que **el mercado no se encuentra homogéneamente desarrollado**, sino que depende de la localización de infraestructura energética, corredores industriales, generación eléctrica y actividades vinculadas al sector petrolero.

La concentración del consumo responde principalmente a **dos grandes fuentes de demanda: la actividad industrial y el sector energético**. En regiones como el Noreste y el Bajío, el consumo se encuentra estrechamente relacionado con la presencia de industrias manufactureras, automotrices, metalmecánicas y de transformación, mientras que en estados como Veracruz, Tabasco y Tamaulipas una parte importante de la demanda se explica por generación eléctrica, actividades petroleras e infraestructura energética de gran escala. Esta diferencia permite identificar distintos perfiles regionales de consumo y entender que **no todos los mercados responden a la misma lógica económica u operativa.**

Además del consumo actual, **la distribución territorial de unidades económicas** con potencial de utilizar gas natural permite identificar corredores productivos con oportunidades de crecimiento futuro. Los principales nodos se concentran en regiones industriales consolidadas como el Valle de México, Nuevo León, Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Chihuahua y Baja California, donde existe una elevada concentración de empresas susceptibles de migrar hacia este energético. A nivel municipal destacan centros industriales como Tijuana, León, Ciudad Juárez, Guadalajara, Monterrey, Apodaca, Querétaro y San Luis Potosí, configurando **corredores con una base económica capaz de sustentar nuevos proyectos de suministro.**

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

La integración del análisis de consumo actual, estructura sectorial y demanda potencial permite identificar que **las oportunidades de desarrollo no dependen únicamente de los volúmenes actualmente consumidos**, sino también de la concentración de actividad económica susceptible de incorporar gas natural en sus procesos productivos. En este contexto, la existencia de corredores industriales con alta densidad empresarial, combinada con zonas que presentan limitaciones de infraestructura convencional, permite identificar **mercados donde esquemas alternativos de suministro podrían ampliar el acceso al energético y facilitar la sustitución de combustibles con mayores costos operativos.**

Por otro lado, el mercado mexicano de gas natural combina una amplia base de participantes especializados con **un grupo reducido de empresas que concentran una parte importante de la infraestructura y las capacidades operativas del sector.** Empresas como SIMSA, IGASAMEX, Sempra, Naturgy y ENGIE destacan por participar simultáneamente en múltiples actividades de la cadena de valor, mientras que otros actores mantienen enfoques más especializados en segmentos específicos como ducto virtual, movilidad energética o GNL. Esta configuración genera un mercado heterogéneo donde **la integración operativa constituye un elemento diferenciador relevante.**

Los principales participantes presentan modelos de negocio claramente diferenciados. Naturgy y ENGIE concentran su actividad en distribución por ducto y atención directa a usuarios residenciales; SIMSA e IGASAMEX combinan transporte, distribución y soluciones regionales de suministro; Sempra y New Fortress Energy operan infraestructura estratégica de transporte, almacenamiento y licuefacción vinculada a mercados internacionales, y empresas como Énestas, GNC Hidrocarburos, NG-CH4, Natgas y Accesgas desarrollan esquemas especializados de ducto virtual basados en GNL o GNC. Más que competir en una misma actividad, **los distintos participantes atienden segmentos específicos de mercado mediante configuraciones operativas adaptadas a las necesidades de cada tipo de usuario.**

El principal hallazgo del análisis de la competencia es que **las empresas no operan alrededor de permisos individuales, sino mediante soluciones integradas de suministro**. Aunque la regulación distingue actividades como transporte, distribución, compresión, regasificación o comercialización, en la práctica, los participantes combinan varias de ellas para garantizar la entrega de gas natural al usuario final. En consecuencia, **la posición competitiva de una empresa depende menos del número de permisos que posee y más de su capacidad para integrar infraestructura, logística, acceso a molécula y clientes dentro de un modelo operativo económicamente viable.**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Es cierto que las empresas compiten mediante soluciones integradas; sin embargo, el análisis individual de cada actividad permite comprender cómo se distribuyen las capacidades operativas dentro del mercado. Actividades como compresión, descompresión y transporte por medios distintos a ducto presentan una participación relativamente fragmentada y una mayor diversidad de operadores, mientras que segmentos como **transporte por ducto, distribución por ducto, licuefacción y regasificación muestran mayores niveles de concentración** debido a los requerimientos de inversión, complejidad técnica e infraestructura necesarios para su desarrollo.

Las diferencias entre actividades reflejan distintos modelos de negocio dentro del sector. La distribución por ducto y el transporte troncal tienden a concentrarse en empresas con amplias redes físicas y altos niveles de inversión, como ENGIE, Naturgy, SIMSA o Sempra. Por su parte, los esquemas de ducto virtual basados en GNC presentan una mayor cantidad de participantes debido a menores barreras de entrada relativas y a la posibilidad de desarrollar proyectos mediante infraestructura modular. En el caso del GNL, la participación vuelve a concentrarse debido a la necesidad de infraestructura criogénica, almacenamiento especializado y sistemas de regasificación.

Esta distribución tiene implicaciones directas sobre la dinámica competitiva del mercado. Las actividades más intensivas en capital suelen generar posiciones de mercado más estables y difíciles de replicar, mientras que los segmentos asociados a logística y suministro flexible permiten una mayor entrada de nuevos participantes. No obstante, incluso en estos casos, la capacidad para integrar **comercialización, acceso a molécula, infraestructura y clientes continúa siendo el principal factor que determina la viabilidad y escalabilidad de los proyectos.** En consecuencia, las barreras de entrada del sector no dependen exclusivamente de la regulación, sino también de la capacidad técnica, financiera y comercial necesaria para estructurar soluciones completas de suministro.

Además, al operar el mercado de gas natural en México bajo un esquema de actividades permisionadas independientes, **cada eslabón de la cadena de valor cuenta con obligaciones regulatorias específicas**. Aunque todas las actividades requieren autorización para operar, la carga regulatoria varía significativamente dependiendo de la infraestructura involucrada, el nivel de riesgo operativo y la función que desempeñan dentro del sistema. En términos generales, **las actividades asociadas a infraestructura física presentan mayores exigencias económicas, ambientales y de seguridad industrial**, mientras que las actividades de carácter comercial concentran sus obligaciones en aspectos contractuales, de información y cumplimiento. **Esta diferenciación influye en las barreras de entrada, y determina los costos regulatorios y el grado de complejidad operativa asociados a cada modelo de negocio dentro del sector.**

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La evolución de los permisos muestra que **el desarrollo del mercado de gas natural ha sido diferenciado entre actividades.** Al corte de junio de 2026, se identifican 68 permisos de comercialización, 8 de almacenamiento, 112 de transporte por ducto, 26 de transporte por medios distintos a ducto, 79 de distribución por ducto, 17 de distribución por medios distintos a ducto, 24 de compresión, 17 de descompresión, 8 de licuefacción y 8 de regasificación. Esta distribución refleja distintos niveles de madurez dentro de la cadena de valor, donde actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización presentan una mayor participación de mercado, mientras que segmentos como almacenamiento, licuefacción y regasificación mantienen una presencia más limitada debido a sus mayores requerimientos de inversión y especialización técnica.

La metodología tarifaria constituye uno de los principales mecanismos mediante los cuales la regulación económica interviene en el mercado de gas natural. Las actividades de almacenamiento, transporte por ducto y distribución por ducto operan bajo esquemas tarifarios regulados diseñados para recuperar inversiones, cubrir costos operativos y garantizar la viabilidad financiera de la infraestructura. En contraste, actividades como **comercialización, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación y operaciones por medios distintos a ducto determinan sus precios bajo condiciones de mercado.** Esta diferencia genera dos entornos competitivos claramente diferenciados: uno basado en infraestructura regulada de largo plazo y otro sustentado en flexibilidad comercial, eficiencia operativa y capacidad para estructurar soluciones de suministro adaptadas a las necesidades de los usuarios.

El transvase constituye un elemento relevante dentro de la logística del gas natural, aunque no se reconoce como una actividad permisionada independiente dentro del marco regulatorio mexicano. **Su realización se encuentra limitada a instalaciones y configuraciones expresamente autorizadas**, vinculadas principalmente a actividades de almacenamiento, distribución y otras instalaciones permisionadas. La regulación vigente establece que el transvase no constituye una actividad permisionada independiente y **limita su realización a instalaciones y configuraciones expresamente contempladas dentro de permisos autorizados.** En consecuencia, **los esquemas de suministro deben estructurarse de forma** que las operaciones de transferencia, recepción y entrega del energético **se desarrollen dentro de configuraciones compatibles con los alcances permitidos por la regulación aplicable.**

Los principales **riesgos regulatorios** identificados para el desarrollo de proyectos de gas natural se relacionan con los **tiempos de autorización**, la complejidad de los trámites asociados a infraestructura, la dependencia regulatoria de usuarios finales y las restricciones operativas derivadas de la interacción entre distintas actividades permisionadas. A esto se suman los riesgos de ajustes o recortes tarifarios por parte de la autoridad, las demoras en permisos a nivel local, y la complejidad en las consultas sociales y gestión de derechos de vía. En esquemas de ducto virtual, estas condiciones pueden afectar la **velocidad de incorporación de nuevos clientes** y limitar la **flexibilidad logística** de la operación.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Adicionalmente, el cumplimiento permanente de obligaciones **ambientales, de seguridad industrial, operativas y de reporteo** incrementa la complejidad administrativa del negocio y exige capacidades técnicas especializadas. En consecuencia, la viabilidad de los proyectos depende no sólo de la existencia de demanda o acceso a molécula, sino también de una **adecuada planeación regulatoria** que permita anticipar restricciones, tiempos de gestión y requerimientos de cumplimiento durante toda la vida operativa del proyecto.

El análisis de 32 proyectos reales de infraestructura de gas natural desarrollados en México muestra que los requerimientos de inversión presentan una variabilidad significativa en función de la actividad desarrollada, la capacidad instalada y el alcance de cada proyecto. Los expedientes revisados incluyen infraestructura de compresión, descompresión, regasificación, licuefacción, distribución, transporte y almacenamiento, con inversiones que van desde aproximadamente USD 219 mil en estaciones de descompresión para usuarios industriales hasta más de USD 3,291 millones en sistemas troncales de transporte de gas natural.

El análisis de la composición del CAPEX en proyectos de descompresión permitió identificar que **los equipos principales concentran aproximadamente el 58% de la inversión total**, seguidos por **las obras civiles (18%)**, las **instalaciones mecánicas (8%)**, los **sistemas eléctricos e instrumentación (7%)**, la **ingeniería e instalación (5%)** y los **sistemas de seguridad e infraestructura auxiliar (4%)**. Esta distribución proporciona una referencia práctica sobre la estructura típica de inversión requerida para el desarrollo de infraestructura de suministro de gas natural mediante esquemas de ducto virtual en México.

Los casos analizados permiten concluir que la inversión requerida para desarrollar una operación de ducto virtual basada en GNC resulta sustancialmente menor que la observada en proyectos de distribución por ducto, transporte o infraestructura criogénica asociada a GNL. Asimismo, evidencian que la utilización de infraestructura existente y la contratación de servicios especializados permiten reducir significativamente los requerimientos iniciales de capital. En consecuencia, los esquemas sustentados en actividades de **Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión** presentan las condiciones más favorables para una etapa inicial de desarrollo, al combinar menores barreras de entrada con una capacidad de crecimiento gradual conforme se incorpora nueva demanda.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La revisión de proyectos reales permitió identificar que los costos operativos de los esquemas de ducto virtual se concentran principalmente en cinco categorías: **consumo energético, operación y supervisión de instalaciones, mantenimiento especializado, cumplimiento ambiental y seguridad industrial**. Los expedientes analizados muestran costos explícitos asociados a operación y supervisión de entre **MXN 35 mil y MXN 72 mil mensuales**, así como programas de vigilancia ambiental con costos cercanos a **MXN 25 mil trimestrales**. Considerando además requerimientos de energía auxiliar, instrumentación, monitoreo, mantenimiento y cumplimiento regulatorio, se estima que una estación industrial de descompresión presenta costos operativos recurrentes del orden de **MXN 90 mil a MXN 180 mil mensuales**, dependiendo de la capacidad instalada y del nivel de utilización de la infraestructura.

Es importante destacar que la viabilidad económica de un proyecto de ducto virtual no depende exclusivamente de la inversión requerida para desarrollar la infraestructura, sino también de factores como el volumen de consumo comprometido, la utilización efectiva de los activos, la eficiencia logística y las condiciones comerciales del suministro. En consecuencia, además del análisis técnico y regulatorio, el estudio evaluó los principales elementos que inciden en la rentabilidad de este tipo de proyectos con el propósito de identificar las condiciones bajo las cuales resultan económicamente competitivos.

El análisis conjunto de la demanda potencial, la infraestructura existente, la accesibilidad a molécula, la presencia de usuarios industriales fuera de las redes convencionales de distribución y las condiciones de competencia permitió identificar oportunidades en diversas regiones del país. No obstante, los resultados muestran que **Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí** concentran la combinación más favorable de demanda industrial, infraestructura disponible y condiciones logísticas para el desarrollo de proyectos de ducto virtual basados en **Gas Natural Comprimido (GNC)**.

La revisión de información del DENUE permitió identificar **más de 2,500 establecimientos** potencialmente consumidores de gas natural en estos tres estados, destacando actividades relacionadas con autopartes, componentes automotrices, manufactura metálica, plásticos industriales, productos de hule, cartón y empaques. Estos sectores presentan elevados requerimientos energéticos, alta concentración geográfica y procesos productivos continuos, características que los convierten en los segmentos con mayor potencial para incorporar esquemas de suministro mediante ducto virtual.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Como parte del estudio se identificaron **dos configuraciones regulatorias viables** para desarrollar proyectos de ducto virtual basados en Gas Natural Comprimido (GNC). La primera se sustenta en la integración de las actividades de **Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**, mientras que la segunda considera un esquema basado en **Distribución por Medios Distintos a Ducto complementado con Descompresión**. Ambas alternativas cuentan con fundamentos regulatorios, técnicos y operativos suficientes para atender usuarios industriales localizados fuera de las redes convencionales de distribución; sin embargo, presentan diferencias importantes en cuanto a la obtención de permisos, requerimientos de inversión, costos de operación y nivel de integración de la infraestructura. En el caso del primer esquema, debe considerarse que actualmente **no se están otorgando permisos de Comercialización de Gas Natural por la vía administrativa**. No obstante, tomando como referencia lo observado recientemente en el mercado de petrolíferos, donde diversos permisos han sido obtenidos mediante **procedimientos judiciales**, esta alternativa podría explorarse también para proyectos de gas natural, sin que ello represente una garantía de éxito.

Con el propósito de identificar las ventajas y limitaciones de cada configuración, el estudio desarrolló un análisis comparativo que incorporó variables regulatorias, económicas y operativas, entre ellas la obtención de permisos, los tiempos estimados de implementación, la carga de cumplimiento regulatorio, los derechos y aprovechamientos, los requerimientos de inversión (CAPEX), los costos de operación (OPEX), la dependencia de terceros, la escalabilidad del negocio y el riesgo regulatorio. Los resultados muestran que ambas configuraciones presentan **fortalezas diferenciadas**. Mientras el esquema basado en **Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión** requiere menores niveles de inversión y costos de operación al aprovechar infraestructura existente, el modelo basado en **Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión** demanda una mayor inversión inicial, pero ofrece una integración operativa superior mediante infraestructura propia y un mayor control sobre la cadena de suministro.

La comparación desarrollada permitió identificar **las principales fortalezas y limitaciones regulatorias, operativas y económicas de ambas configuraciones**, delimitando los escenarios bajo los cuales cada una de ellas presenta mayores ventajas competitivas. **No obstante, no es posible determinar de manera general cuál de las dos representa la alternativa económicamente más conveniente**, ya que la decisión depende de información con la que no se cuenta.

Entre los elementos más relevantes se encuentran **el volumen de consumo comprometido por el cliente ancla, la duración del contrato de suministro, las condiciones comerciales negociadas y diversos costos de mercado que no son de acceso público**, particularmente las tarifas efectivamente pactadas para los servicios de compresión y descompresión en la región del Bajío. **Estos factores inciden directamente en la recuperación de la inversión y en la rentabilidad esperada** de cualquiera de las dos configuraciones.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En términos generales, **un cliente ancla con elevados volúmenes de consumo y contratos de largo plazo favorece un esquema basado en Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**, mientras que **proyectos con menor certidumbre comercial o contratos de menor duración presentan mejores condiciones para desarrollarse mediante un esquema de Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**, siempre que resulte viable obtener el permiso de Comercialización por la vía legal correspondiente.

Por ello, la recomendación del estudio consiste en **concentrar los esfuerzos comerciales en los corredores industriales de Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí**, priorizando empresas de autopartes, componentes automotrices, manufactura metálica, plásticos industriales, productos de hule, cartón y empaques.

Una vez identificado un cliente ancla, deberá desarrollarse **un modelo financiero específico** que incorpore indicadores como **el Retorno sobre la Inversión (ROI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión**, con el propósito de evaluar la rentabilidad de las distintas alternativas regulatorias.

Asimismo, será recomendable complementar dicho análisis con **un estudio de mercado** que permita identificar **las tarifas efectivamente negociadas para los servicios de compresión y descompresión**, así como **los costos de suministro de los combustibles que actualmente utilizan los potenciales clientes**, con el propósito de **caracterizar el entorno competitivo, estimar el potencial de sustitución hacia gas natural y seleccionar la configuración regulatoria que ofrezca la mayor rentabilidad esperada para el proyecto**.

Confidencial

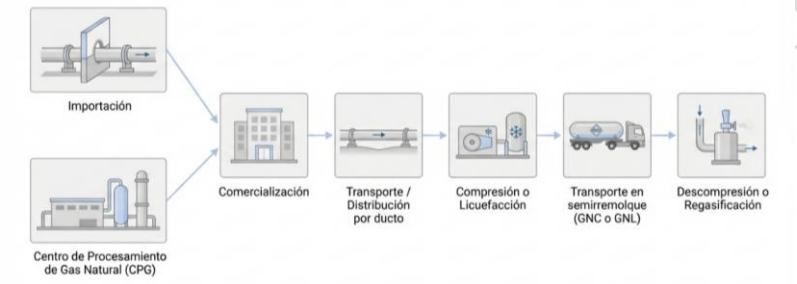
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

2. Marco conceptual del negocio de gas natural

2.1. Cadena de valor del gas natural en México

La cadena de valor del gas natural en México describe el conjunto de procesos mediante los cuales la molécula es puesta a disposición del usuario final, integrando actividades que van desde su origen hasta su entrega en condiciones adecuadas de presión, calidad y ubicación. Esta cadena se estructura en tres grandes segmentos: *upstream*, *midstream* y *downstream*, los cuales, en conjunto, determinan la forma en que el gas natural fluye a lo largo del sistema y las condiciones bajo las cuales se accede a él.

Imagen 1. Cadena de valor del ducto virtual



En el segmento *upstream* se concentra la obtención de la molécula, ya sea a través de la producción nacional o mediante importaciones. En México, una proporción relevante del gas natural proviene de yacimientos asociados a la producción petrolera, lo que implica que su disponibilidad está parcialmente vinculada a la dinámica de extracción de crudo. A esta producción se suma el gas de origen externo, principalmente importado desde Estados Unidos, el cual complementa la oferta interna y se incorpora directamente al sistema en condiciones listas para su transporte.

El segmento *midstream* articula la conexión entre las fuentes de suministro y los centros de consumo. En esta etapa se integran los procesos necesarios para acondicionar, movilizar y gestionar el gas natural a lo largo del territorio. El transporte por ducto constituye el eje principal de esta red, ya que permite el desplazamiento eficiente de grandes volúmenes a largas distancias y conecta regiones productoras, puntos de importación y zonas de consumo. De manera complementaria, el almacenamiento, aunque limitado en el país, cumple una función relevante para atender variaciones en la demanda y contribuir a la continuidad del suministro.

El segmento *downstream* corresponde a la entrega del gas natural al usuario final y a la estructuración de las condiciones bajo las cuales este se consume. En esta etapa, el energético se canaliza hacia distintos sectores, entre los que destacan la generación eléctrica y la industria, que en conjunto concentran la mayor parte de la demanda, así como el sector comercial y residencial en menor medida.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A lo largo de esta cadena, el sistema puede operar bajo distintas configuraciones dependiendo de la disponibilidad de infraestructura. En regiones con acceso a ductos, el suministro se realiza de manera continua a través de redes interconectadas. En contraste, en zonas donde esta infraestructura no está disponible, el gas natural puede ser acondicionado mediante procesos adicionales y transportado a través de esquemas logísticos alternativos, lo que permite extender su alcance geográfico y atender mercados que de otra forma no tendrían acceso a este energético.

En conjunto, la cadena de valor del gas natural en México configura un sistema flexible que combina distintas formas de suministro y permite atender una demanda heterogénea en términos de ubicación, volumen y condiciones de consumo.

Adicionalmente, dentro de la cadena de valor del gas natural existen distintas configuraciones logísticas para el acondicionamiento y transporte del energético fuera de sistemas de ductos, particularmente mediante esquemas GNC y GNL. Aunque ambos permiten transportar gas natural hacia usuarios alejados de la infraestructura convencional, corresponden a modelos operativos distintos con requerimientos técnicos, logísticos y económicos específicos.

En el caso del GNC, el gas natural es sometido a procesos de compresión que permiten reducir su volumen aproximadamente 250 veces respecto a sus condiciones normales. Posteriormente, el gas comprimido puede ser transportado mediante unidades móviles especializadas y entregado a través de estaciones de descompresión para su consumo final. Este esquema suele resultar competitivo en proyectos con distancias cortas o medias, consumos moderados y necesidades de crecimiento gradual, debido a sus menores requerimientos relativos de inversión e infraestructura.

Por su parte, el GNL implica someter el gas natural a procesos de licuefacción mediante enfriamiento criogénico hasta aproximadamente -162 ˚C, permitiendo reducir su volumen cerca de 600 veces respecto a sus condiciones originales. Esta reducción volumétrica incrementa significativamente la densidad energética transportada por unidad logística, favoreciendo proyectos con mayores volúmenes de consumo, recorridos de larga distancia o necesidades de almacenamiento energético. Para su aprovechamiento final, el GNL requiere infraestructura de regasificación que permita devolver el producto a estado gaseoso antes de su consumo.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 1. Comparativo técnico y operativo entre GNC y GNL

Variable	GNC	GNL
Método de acondicionamiento	Compresión	Licuefacción
Proceso utilizado	Incremento de presión	Enfriamiento criogénico
Estado físico durante transporte	Gaseoso comprimido	Líquido
Temperatura de operación	Ambiente	Aproximadamente -162 °C
Reducción aproximada de volumen	250 veces	600 veces
Infraestructura requerida en origen	Compresión	Licuefacción
Infraestructura requerida en destino	Descompresión	Regasificación

2.2. Actividades permisionadas

Las actividades que conforman la cadena de valor del gas natural participan en la generación de valor bajo esquemas diferenciados, determinados por el tipo de activo involucrado, la función que cumplen dentro del sistema y la forma en que se estructuran los ingresos.

A continuación, se describe el funcionamiento de cada una desde la lógica de mercado.

2.2.1. Importación

La importación consiste en la introducción de gas natural de origen externo al sistema nacional, principalmente a través de interconexiones con Estados Unidos. Esta actividad permite complementar la producción nacional y contribuir a la disponibilidad del energético en regiones con alta demanda, posicionándose como uno de los principales puntos de entrada de la molécula al país.

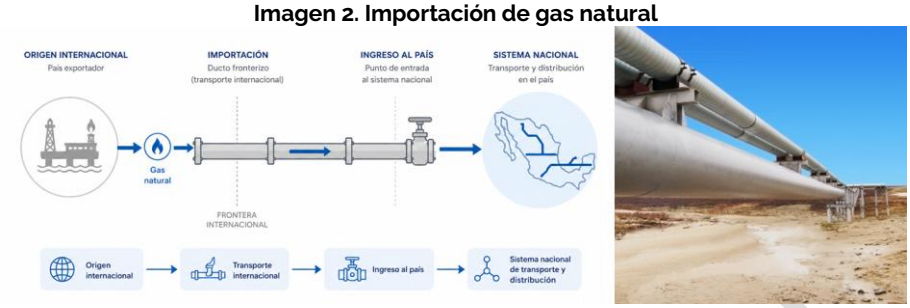
Su operación se basa en la adquisición de gas en mercados internacionales, la gestión de contratos de suministro y la coordinación del acceso a infraestructura para su internación y posterior transporte. Esto implica prever volúmenes, condiciones de entrega y disponibilidad de capacidad en el sistema, así como administrar la relación entre costos de adquisición y condiciones de venta en el mercado local.

Su relevancia radica en que define una parte importante del volumen disponible en el sistema nacional y en que permite aprovechar condiciones competitivas de suministro. La capacidad de importar gas natural influye directamente en los precios internos, en la disponibilidad de la molécula y en la viabilidad de proyectos que dependen de un suministro continuo y competitivo.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Imagen 2. Importación de gas natural



En términos operativos, la importación de gas natural puede realizarse mediante distintas configuraciones logísticas, dependiendo del tipo de infraestructura disponible y del modelo de negocio utilizado. La forma más común en México corresponde a la importación por ducto, particularmente a través de interconexiones con Estados Unidos, lo que permite incorporar grandes volúmenes de gas al sistema nacional de transporte. Este esquema constituye la principal fuente de abastecimiento del país y es utilizado por diversos participantes del mercado con infraestructura transfronteriza y sistemas de transporte integrados.

No obstante, también existen esquemas de importación mediante buques y unidades móviles. En el caso del GNL, algunas empresas operan modelos de importación marítima mediante buques metaneros que descargan el energético en terminales de almacenamiento y regasificación para su posterior incorporación al sistema o distribución mediante ducto virtual. En México, este tipo de configuraciones se observa en proyectos vinculados con empresas como New Fortress Energy y ÉNESTAS, particularmente en esquemas asociados al suministro de GNL y regasificación.

Asimismo, existen configuraciones en las que el gas natural es movilizado mediante isotanques o semirremolques especializados, principalmente en proyectos asociados a esquemas de ducto virtual. En estos modelos, el GNC o el GNL es transportado por carretera hacia estaciones de descompresión o regasificación ubicadas en el punto de consumo, permitiendo atender usuarios alejados de la red nacional de ductos.

La selección del modelo de importación depende de variables como ubicación geográfica, acceso a infraestructura, volumen de consumo y estrategia logística del proyecto. Mientras la importación por ducto permite movilizar grandes volúmenes de manera continua, las configuraciones marítimas y por medios distintos a ducto ofrecen mayor flexibilidad para atender mercados aislados, proyectos industriales o usuarios fuera de la red nacional de transporte.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Imagen 3. Principales configuraciones de importación de gas natural en México

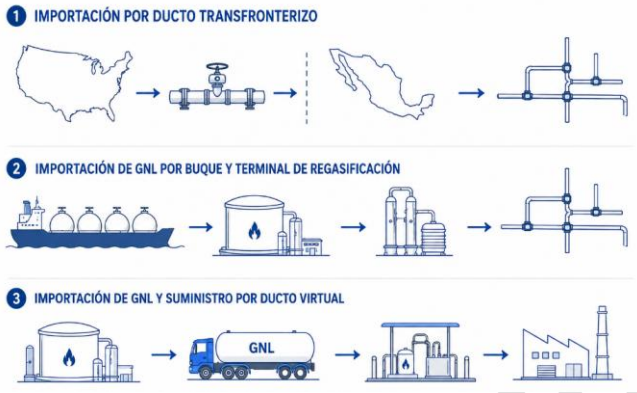


Tabla 2. Principales configuraciones de importación de gas natural en México

Configuración	Medio principal	Aplicación típica	Ejemplo de actores
Importación por ducto	Gasoducto	Abastecimiento masivo	TC Energy, IEnova, Fermaca
Importación marítima GNL	Buque metanero	Terminales costeras y regasificación	New Fortress Energy
Importación por medios distintos a ducto	Isotanques / semirremolques	Ducto virtual y suministro industrial	ÉNESTAS, Accesgas

2.2.2. Comercialización

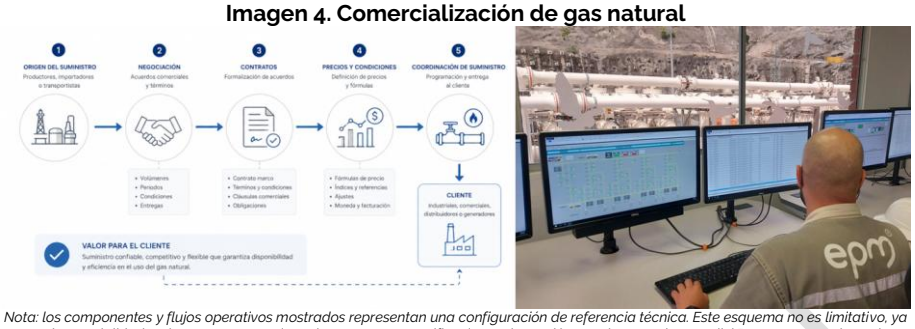
La comercialización articula la relación entre el suministro de gas natural y el usuario final, integrando la adquisición de la molécula con los servicios necesarios para su entrega. Esta actividad funciona como el punto de contacto con el cliente, estructurando la oferta en términos de precio, volumen y condiciones contractuales.

Su operación consiste en adquirir gas, contratar capacidad de transporte y distribución, y estructurar contratos de suministro con usuarios finales. Esto implica gestionar portafolios de suministro, administrar riesgos asociados a la volatilidad de precios y ajustar condiciones de entrega en función de la demanda. A diferencia de otras actividades de la cadena de valor, la comercialización no requiere desarrollar infraestructura física propia para prestar el servicio, ya que su función principal consiste en coordinar y articular el suministro mediante contratos y acceso a infraestructura de terceros.

Su relevancia se encuentra en su capacidad para integrar toda la cadena de valor en una sola oferta para el usuario final. Permite dar viabilidad comercial a proyectos, reducir la complejidad operativa para los consumidores y facilitar la entrada de nuevos participantes al mercado sin necesidad de desarrollar infraestructura propia.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Imagen 4. Comercialización de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

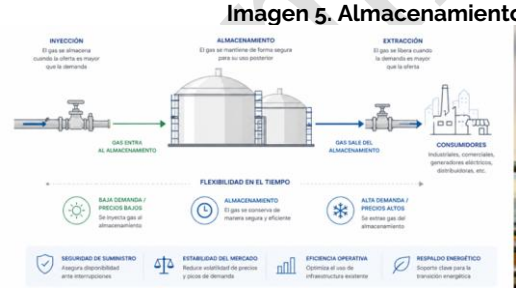
2.2.3. Almacenamiento

El almacenamiento consiste en la capacidad de resguardar gas natural para su uso posterior, permitiendo gestionar la disponibilidad del energético en el tiempo. Esta actividad permite atender variaciones en la demanda y ofrecer flexibilidad operativa dentro del sistema.

Su operación implica recibir gas natural, conservarlo en condiciones seguras dentro de instalaciones especializadas y ponerlo a disposición cuando se requiere su uso, lo que demanda coordinación con el resto del sistema. También puede utilizarse como respaldo ante interrupciones en el suministro.

Su relevancia radica en que mejora la confiabilidad del sistema y permite optimizar el uso del gas natural. En contextos donde la oferta y la demanda no están perfectamente alineadas, el almacenamiento se convierte en un elemento clave para asegurar continuidad y estabilidad en el suministro.

Imagen 5. Almacenamiento de gas natural





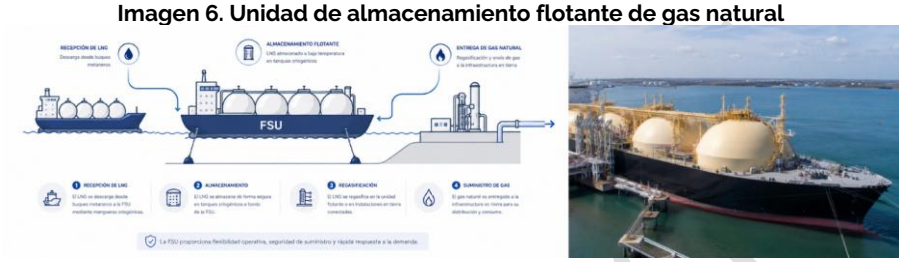
Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

Dentro de las configuraciones de almacenamiento utilizadas en el mercado de gas natural también existen esquemas flotantes, particularmente mediante unidades tipo FSU (*Floating Storage Unit*). Estas consisten en embarcaciones especializadas utilizadas para almacenar GNL, permitiendo mantener inventarios estratégicos sin necesidad de desarrollar completamente infraestructura terrestre de almacenamiento.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Las FSU funcionan como instalaciones flotantes capaces de recibir, almacenar y mantener GNL en condiciones criogénicas, integrándose posteriormente con sistemas de regasificación, distribución o suministro mediante ducto virtual. Este tipo de infraestructura puede representar ventajas en términos de flexibilidad operativa y tiempos de implementación, particularmente en proyectos costeros o en mercados donde el desarrollo de infraestructura fija implica mayores costos, tiempos de construcción o complejidad regulatoria.

Imagen 6. Unidad de almacenamiento flotante de gas natural



2.2.4. Transporte por medio de ducto

El transporte por ducto consiste en el desplazamiento de grandes volúmenes de gas natural a través de infraestructura fija que conecta distintos puntos del sistema. Es el principal medio para movilizar la molécula a lo largo del territorio.

Su operación se basa en el uso de sistemas de ductos que permiten transportar gas desde puntos de entrada hasta centros de consumo, requiriendo inversiones significativas en infraestructura y mantenimiento. La coordinación del flujo y la gestión de la capacidad disponible son elementos centrales de esta actividad.

Su relevancia radica en que define las rutas de acceso al gas natural y condiciona el desarrollo del mercado. La existencia o ausencia de infraestructura de transporte determina qué regiones pueden acceder al suministro y bajo qué condiciones, influyendo directamente en la competitividad de distintos sectores.

Imagen 7. Transporte por ducto de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

2.2.5. Transporte por medios distintos a ducto

El transporte por medios distintos a ducto consiste en la movilización de gas natural mediante unidades móviles, generalmente en forma comprimida o licuada, hacia ubicaciones donde no existe infraestructura de ductos.

Su operación implica la carga del gas en origen, su traslado en unidades especializadas y su entrega en destino, considerando variables como distancia, volumen y frecuencia de servicio. La eficiencia logística es un elemento clave para su viabilidad.

Su relevancia radica en que permite extender el alcance del gas natural a zonas que de otra forma no tendrían acceso a este energético. Habilita el desarrollo de mercados emergentes y facilita la penetración del gas en regiones con menor densidad de demanda.

Imagen 8. Transporte por medios distintos a ducto de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

2.2.6. Distribución por medio de ducto

La distribución por ducto consiste en la entrega de gas natural al usuario final mediante redes locales de menor presión, conectando directamente a consumidores industriales, comerciales y residenciales.

Su operación se basa en la construcción, operación y expansión de redes de distribución, así como en la conexión de nuevos usuarios. Esto implica gestionar la demanda local y asegurar la continuidad del suministro dentro de un área geográfica determinada.

Su relevancia radica en que es el punto de contacto físico con el consumidor final, permitiendo consolidar demanda y facilitar el consumo continuo de gas natural. Es un elemento clave para la penetración del energético en mercados urbanos e industriales.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Imagen 9. Distribución por ducto de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

2.2.7. Distribución por medios distintos a ducto

La distribución por medios distintos a ducto consiste en el suministro directo de gas natural a usuarios finales sin necesidad de redes de tubería, mediante el uso de unidades móviles, principalmente isotanques que transportan el energético en forma comprimida o licuada.

Su operación integra el traslado del gas desde puntos de carga hasta el sitio de consumo y su entrega directa al usuario final, permitiendo abastecer a consumidores de forma flexible. A diferencia de la comercialización, esta actividad sí implica el desarrollo y operación de infraestructura asociada al suministro, incluyendo estaciones, isotanques, equipos de descarga, centrales de guarda y componentes logísticos necesarios para la entrega del energético. Este esquema se adapta a condiciones de demanda dispersa o de menor escala.

Su relevancia radica en que permite expandir el mercado hacia zonas donde la infraestructura tradicional no es viable. Facilita la adopción del gas natural en nuevos segmentos y reduce barreras de acceso para distintos tipos de usuarios.

Imagen 10. Distribución por medios distintos a ducto de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

2.2.8. Compresión y descompresión

La compresión y descompresión consisten en la adaptación del gas natural a condiciones de presión adecuadas para su transporte y consumo, particularmente en esquemas donde no existe infraestructura de ductos. Estas actividades permiten transformar el gas en una forma que facilite su manejo logístico, convirtiéndose en un elemento intermedio dentro de la cadena de suministro.

Su operación implica, en primer lugar, la compresión del gas para reducir su volumen y permitir su transporte en unidades móviles, generalmente desde puntos donde existe acceso a la molécula. Posteriormente, en el punto de consumo, el gas es descomprimido para adecuarlo a las condiciones requeridas por los equipos del usuario final. Esto requiere infraestructura específica en ambos extremos, así como coordinación con las actividades de transporte y distribución.

Su relevancia radica en que habilita el acceso al gas natural en ubicaciones donde no existe red de ductos, permitiendo estructurar soluciones logísticas completas para el suministro. Sin estos procesos, no sería posible transportar el gas de manera eficiente en esquemas alternativos, por lo que funcionan como un componente crítico para la expansión del mercado hacia nuevas zonas.

Imagen 11. Compresión y descompresión por medios distintos a ducto de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

2.2.9. Licuefacción y regasificación

La licuefacción y regasificación consisten en el cambio de estado del gas natural entre fase gaseosa y líquida, con el objetivo de facilitar su transporte y almacenamiento en contextos donde se requiere movilizar grandes volúmenes o cubrir largas distancias. Este proceso permite reducir significativamente el volumen del gas, lo que amplía las opciones logísticas disponibles dentro del sistema.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Su operación inicia con la licuefacción, en la que el gas es enfriado hasta alcanzar estado líquido, permitiendo su transporte en unidades especializadas o su almacenamiento en instalaciones dedicadas. Posteriormente, en el punto de destino, el gas es regasificado para su incorporación al sistema o para su consumo directo. Este proceso requiere infraestructura de mayor complejidad técnica y coordinación con las actividades de transporte y distribución.

Su relevancia radica en que permite estructurar soluciones de suministro en mercados donde se requiere transportar grandes volúmenes sin acceso a ductos, o donde la escala del consumo justifica este tipo de configuración. Además, amplía la flexibilidad del sistema al permitir almacenar y movilizar gas en condiciones que no serían posibles en estado gaseoso.

Imagen 12. Licuefacción y regasificación por medios distintos a ducto de gas natural



Nota: los componentes y flujos operativos mostrados representan una configuración de referencia técnica. Este esquema no es limitativo, ya que las modalidades de transporte, equipos de entrega y especificaciones de presión se adaptan a las condiciones contractuales y de diseño de cada sistema.

2.3. Complementariedades en los sistemas

La operación del mercado de gas natural no se basa en actividades aisladas, sino en la integración de distintos eslabones que, en conjunto, permiten llevar la molécula desde su punto de origen hasta el usuario final. En la práctica, muchos de estos procesos no se desarrollan de forma independiente, sino que se encuentran incorporados dentro de un mismo sistema operativo, lo que modifica la forma en que deben entenderse las necesidades de infraestructura y la participación en el mercado.

En particular, existen configuraciones en las que un solo sistema integra múltiples funciones que, desde una perspectiva conceptual, podrían considerarse actividades separadas. Un ejemplo claro es el transporte por ducto, en donde la infraestructura suele incluir estaciones de compresión a lo largo de la red para mantener la presión y garantizar el flujo del gas. En estos casos, la compresión no se concibe como una actividad independiente, sino como un componente intrínseco del sistema de transporte, lo que implica que no existe una necesidad operativa de desarrollar infraestructura adicional para este propósito.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

De manera similar, en los sistemas de distribución por ducto, la reducción de presión necesaria para entregar el gas al usuario final se encuentra incorporada dentro de la propia red, mediante estaciones de regulación y medición. Esto implica que procesos como la descompresión o acondicionamiento del gas ya forman parte del sistema, por lo que no requieren ser concebidos como eslabones separados dentro de la cadena de valor en estos contextos.

En contraste, cuando el suministro se realiza mediante esquemas sin red de ductos, las actividades que en sistemas integrados están implícitas deben desarrollarse de manera explícita. Por ejemplo, en configuraciones que utilizan transporte en unidades móviles, es necesario incorporar módulos de compresión en origen para reducir el volumen del gas, así como módulos de descompresión en destino para adecuarlo a las condiciones de consumo. En este caso, la compresión y descompresión dejan de ser componentes internos y se convierten en elementos visibles y necesarios dentro del modelo de suministro.

Una lógica similar se observa en los esquemas basados en GNL. En estos casos, la licuefacción permite reducir el volumen del gas para su transporte, mientras que la regasificación en destino lo devuelve a condiciones aptas para su uso. A diferencia de los sistemas por ducto, estos procesos requieren infraestructura específica y representan eslabones adicionales dentro de la cadena, lo que implica una mayor complejidad operativa y de inversión.

La complementariedad entre actividades también se manifiesta en la relación entre comercialización y logística. En muchos casos, el suministro al usuario final no depende de una sola actividad, sino de la integración coordinada de varias de ellas. El comercializador, por ejemplo, puede estructurar una solución que combine importación, transporte y distribución, articulando estos componentes en una oferta única para el cliente. Esto implica que, desde la perspectiva del usuario final, la complejidad del sistema se simplifica, mientras que en el fondo existe una interacción constante entre múltiples eslabones.

Desde una perspectiva de entrada al mercado, entender estas complementariedades resulta fundamental, ya que permite identificar qué actividades deben desarrollarse de manera directa y cuáles pueden ser integradas a través de terceros. En sistemas altamente integrados, como los de transporte y distribución por ducto, gran parte de los procesos ya se encuentran incorporados en la infraestructura existente, lo que reduce la necesidad de inversión en ciertos componentes. Por el contrario, en esquemas alternativos, es necesario construir una cadena completa de suministro, integrando de forma explícita cada uno de los procesos requeridos.

En conjunto, la existencia de estas complementariedades implica que la cadena de valor del gas natural no debe interpretarse como una secuencia rígida de actividades independientes, sino como un sistema adaptable en el que distintos componentes pueden integrarse o separarse dependiendo de la configuración del suministro. Esta flexibilidad es la que permite atender distintos tipos de demanda y, al mismo tiempo, define las estrategias de participación para los distintos actores del mercado.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

2.4. Definición del esquema de ducto virtual

El esquema de ducto virtual es una solución de suministro de gas natural que permite replicar, de forma funcional, el abastecimiento que normalmente se realizaría a través de un gasoducto, pero sin requerir una conexión física continua a la red. Su lógica consiste en integrar distintos procesos de acondicionamiento, transporte y entrega del gas, de tal forma que la molécula pueda ser trasladada desde un punto con acceso al sistema hasta el usuario final.

En términos operativos, el ducto virtual no es una actividad en sí misma, sino la integración coordinada de varias actividades dentro de la cadena de valor. A diferencia de los sistemas por ducto, en donde el flujo del gas es continuo, el ducto virtual funciona mediante ciclos logísticos, en los que el gas es cargado, transportado y entregado en intervalos definidos. Esto implica que la viabilidad del esquema depende de la distancia, el volumen de consumo y la eficiencia en la operación del sistema.

La elección de la configuración más adecuada depende principalmente de tres factores: la distancia entre el punto de suministro y el punto de consumo, el volumen requerido por el usuario final y las condiciones de infraestructura existentes en la región. A partir de estos elementos, es posible estructurar distintos modelos de suministro, cada uno con implicaciones específicas en términos de costo, complejidad operativa y alcance.

2.4.1. Comercialización + compresión + transporte + descompresión

Este esquema consiste en suministrar gas natural a través de una combinación de actividades de **comercialización, compresión, transporte por medios distintos a ducto y descompresión**. Operativamente, el gas natural es obtenido en un punto con acceso a la molécula, comprimido para reducir su volumen y transportado mediante unidades móviles hasta el punto de consumo, donde posteriormente es descomprimido para su uso. Se trata de la configuración más directa y común dentro de los esquemas de ducto virtual.

Su operación se basa en ciclos logísticos relativamente frecuentes, en los que el gas es cargado, trasladado y entregado de manera continua para asegurar el suministro. La infraestructura requerida incluye módulos de compresión en origen, unidades de transporte y módulos de descompresión en destino, mientras que el suministro de la molécula suele estructurarse mediante actividades de comercialización que permiten integrar el acceso al gas natural dentro de una solución completa para el usuario final.

Este esquema es particularmente eficiente en distancias cortas o medias y en consumos moderados, donde la frecuencia de abastecimiento puede mantenerse sin generar costos logísticos excesivos. Como principal ventaja, presenta menor complejidad y menor inversión inicial en comparación con otras configuraciones. Sin embargo, su principal limitación es que el volumen transportado por viaje es relativamente menor, lo que puede afectar su viabilidad en proyectos de gran escala o en distancias largas.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

2.4.2. Comercialización + licuefacción + transporte + regasificación

En esta configuración, el suministro de gas natural se estructura mediante una combinación de actividades de **comercialización, licuefacción, transporte por medios distintos a ducto y regasificación**. Operativamente, el gas natural es transformado a estado líquido en el punto de origen, lo que reduce significativamente su volumen y permite transportar mayores cantidades por unidad. Posteriormente, el gas es trasladado mediante unidades especializadas y regasificado en el punto de consumo para su utilización.

Su operación implica procesos más complejos que el esquema de compresión, ya que requiere instalaciones de licuefacción y regasificación, así como equipos de transporte especializados. Adicionalmente, el acceso a la molécula suele estructurarse mediante actividades de comercialización que permiten integrar el suministro dentro de una solución energética completa.

Este esquema resulta más adecuado cuando la distancia entre el punto de suministro y el consumo es significativa o cuando el volumen de demanda justifica una mayor eficiencia logística. Su principal ventaja es la capacidad de transportar mayores volúmenes en menos viajes, lo que reduce costos unitarios en ciertos escenarios. Como limitación, requiere una mayor inversión inicial y una operación más sofisticada.

2.4.3. Distribución por medios distintos a ducto + descompresión

Este esquema corresponde a una configuración en la que el GNC es distribuido a múltiples usuarios finales dentro de una zona determinada, en lugar de atender un solo punto de consumo. La lógica cambia de transporte puntual a una operación de distribución por medios distintos a ducto.

Su operación implica establecer rutas de entrega que permiten abastecer a distintos clientes a partir de un mismo sistema logístico, integrando compresión en origen, transporte y descompresión en cada punto de consumo. Esto introduce una mayor complejidad operativa, ya que se requiere coordinar volúmenes, frecuencias y condiciones de entrega para múltiples usuarios.

Este esquema es relevante en mercados donde existe una concentración de demanda suficiente para justificar una operación de distribución, pero donde no existe infraestructura de ductos. Su principal ventaja es la capacidad de ampliar la base de clientes y consolidar demanda en una región. Como limitación, la complejidad logística aumenta significativamente, lo que requiere mayor control operativo y planeación.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

2.4.4. Distribución por medios distintos a ducto + regasificación

En esta configuración, el GNL es distribuido a múltiples usuarios finales mediante unidades especializadas, siendo regasificado en cada punto de consumo o en instalaciones intermedias que abastecen a varios clientes.

Su operación combina la eficiencia volumétrica del GNL con una lógica de distribución regional, lo que permite atender múltiples usuarios en zonas alejadas de la infraestructura de ductos. Esto implica una integración más compleja de actividades, incluyendo licuefacción, transporte, almacenamiento y regasificación.

Este esquema es adecuado en regiones con demanda dispersa, pero con volúmenes suficientes para justificar el uso de GNL. Su principal ventaja es la capacidad de atender mercados amplios con eficiencia en el transporte. Como limitación, requiere inversiones más altas y una operación más compleja, lo que implica mayores barreras de entrada.

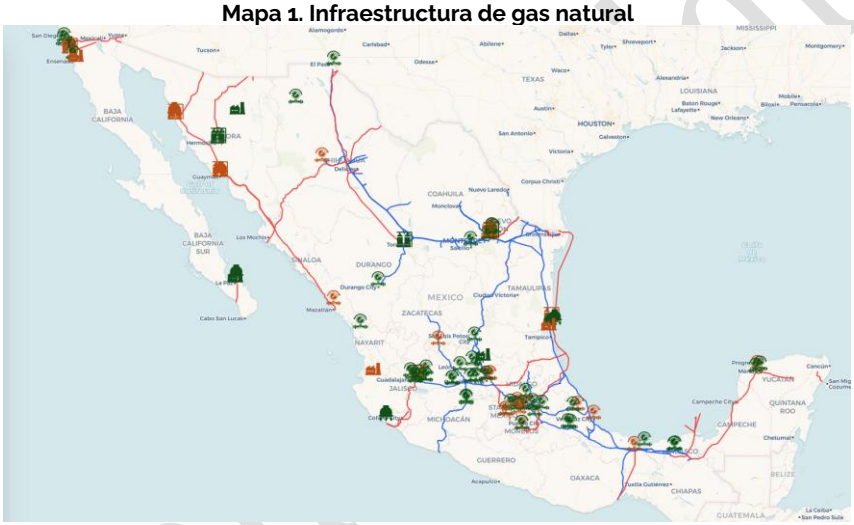
Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

3. Mapa de infraestructura

La infraestructura de gas natural en México está conformada por un conjunto de activos que permiten el suministro del energético desde los puntos de producción e importación hasta los usuarios finales. Además de los sistemas de transporte y distribución por ducto, esta infraestructura comprende instalaciones de almacenamiento, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, distribución por medios distintos a ducto, estaciones satélite de GNL, terminales de importación y centrales de generación eléctrica abastecidas con gas natural. En conjunto, estos elementos constituyen la base física que soporta la operación del mercado mexicano y permiten atender tanto zonas conectadas a la red de ductos como regiones donde el suministro depende de esquemas logísticos alternativos.

Mapa 1. Infraestructura de gas natural



El mapa interactivo puede consultarse a través del siguiente enlace: https://petrointelligence.com/enerso/mapav2.html.

La distribución espacial de la infraestructura evidencia una marcada concentración de activos en las regiones Norte, Noreste y Centro del país. En estas zonas convergen los principales sistemas de transporte, puntos de internación fronterizos, redes de distribución, instalaciones de compresión y descompresión, estaciones satélite, terminales de regasificación y una parte importante de los usuarios industriales de mayor consumo. Esta configuración refleja la evolución del mercado mexicano hacia un modelo estrechamente integrado con el mercado estadounidense y con una elevada dependencia de las importaciones de gas natural provenientes de ese país.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Destacan particularmente los corredores localizados en Tamaulipas, Nuevo León, Chihuahua y Sonora, donde se concentra una parte importante de los puntos de internación y de los sistemas de transporte de alta capacidad que abastecen al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), así como a sistemas privados interconectados. De igual forma, la infraestructura localizada en el Bajío y la región Centro integra sistemas de transporte y distribución con instalaciones de compresión, descompresión y distribución por medios distintos a ducto, conformando uno de los corredores con mayor nivel de desarrollo para el suministro de gas natural al sector industrial.

Asimismo, el mapa permite identificar infraestructura complementaria cuya función resulta fundamental para ampliar la cobertura del mercado, particularmente estaciones satélite de GNL, plantas de distribución por medios distintos a ducto, instalaciones de compresión y descompresión, terminales de regasificación y centrales de generación eléctrica. Estos activos permiten extender el suministro hacia usuarios ubicados fuera de la red troncal de gasoductos y constituyen la base operativa de los esquemas de ducto virtual desarrollados actualmente en México.

No obstante, la distribución de la infraestructura continúa presentando diferencias importantes entre regiones. Mientras que el Norte, Noreste y Centro concentran una elevada disponibilidad de activos y múltiples alternativas de suministro, otras zonas mantienen una cobertura limitada o dependen de soluciones logísticas específicas para acceder al gas natural. Estas diferencias condicionan la competitividad regional, los costos de suministro y las alternativas tecnológicas disponibles para nuevos proyectos.

Desde la perspectiva del presente estudio, la infraestructura existente constituye uno de los principales factores para identificar oportunidades de desarrollo de nuevos proyectos de ducto virtual. La combinación entre acceso a molécula, disponibilidad de infraestructura de transporte y distribución, presencia de instalaciones de compresión y descompresión y concentración de demanda industrial permite delimitar las regiones con mejores condiciones para implementar nuevos esquemas de suministro de gas natural, análisis que se desarrolla en los capítulos siguientes.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

4. Precios en cadena de valor

El análisis de precios en la cadena de valor del gas natural permite entender cómo se construye el costo final del suministro a partir de la interacción de las distintas actividades que integran el sistema. Cada eslabón incorpora componentes específicos que reflejan el tipo de operación, la infraestructura utilizada y las condiciones bajo las cuales se presta el servicio.

En el caso de los esquemas de ducto virtual, la estructura de precios presenta particularidades relevantes, ya que el suministro no depende de un flujo continuo por ducto, sino de una operación logística que incorpora procesos adicionales como el acondicionamiento del gas, su transporte en unidades móviles y su posterior adecuación para el consumo. Estos elementos introducen costos adicionales que modifican la forma en que se configura el precio final.

Desde esta perspectiva, el precio del gas natural en esquemas de ducto virtual no responde a un solo componente, sino a la suma de distintos elementos que se integran a lo largo de la cadena, incluyendo el costo de la molécula, los servicios logísticos y las condiciones de entrega. El entendimiento de estos componentes resulta fundamental para evaluar la viabilidad económica de los proyectos y para identificar en qué parte de la cadena se generan los principales costos.

4.1. Precios de molécula

Dentro del análisis de precios internacionales de gas natural, es indispensable distinguir entre índices que reflejan condiciones de equilibrio a escala amplia y aquellos que capturan distorsiones regionales. En este contexto, los precios de referencia en Estados Unidos, particularmente *Henry Hub* y *Waha*, permiten entender tanto la formación del precio base en Norteamérica como las desviaciones derivadas de restricciones físicas en el sistema.

Imagen 13. Ubicación de *hubs* de gas natural

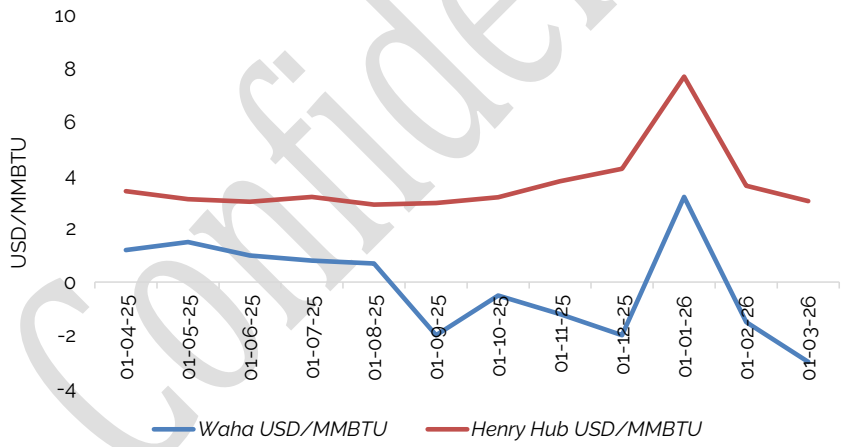


El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

El *Henry Hub* constituye el principal referente internacional para el gas natural en América del Norte. Su relevancia radica en que funciona como punto de entrega del contrato de futuros del NYMEX, lo que le otorga liquidez, profundidad y capacidad de incorporar expectativas de mercado. En términos económicos, el *Henry Hub* sintetiza el balance entre oferta y demanda a nivel nacional, integrando factores como condiciones climáticas, niveles de almacenamiento, producción y flujos interestatales. Por ello, su comportamiento es utilizado como proxy del precio internacional del gas en mercados liberalizados, y como referencia para la estructuración de contratos, valuación de activos y estrategias de cobertura.

Por otro lado, el *Waha Hub*, localizado en la cuenca Pérmica, responde a una lógica distinta. Se trata de un índice regional cuyo nivel de precios está determinado en gran medida por condiciones locales de infraestructura y no únicamente por fundamentales de mercado. La producción en esta región está altamente asociada a la extracción de petróleo, lo que implica que el gas natural se genera como subproducto y su oferta es relativamente inelástica al precio. En este contexto, cuando la capacidad de transporte resulta insuficiente para evacuar el gas hacia centros de consumo o exportación, se generan presiones a la baja en el precio local, que pueden derivar en cotizaciones cercanas a cero o incluso negativas. Este fenómeno no refleja una caída en el valor intrínseco del gas, sino un desequilibrio físico entre producción y capacidad de evacuación.

Gráfica 1. Precios internacionales de gas natural



La información presentada muestra un desacoplamiento claro entre el comportamiento del *Henry Hub* y el *Waha* a lo largo del periodo analizado. Mientras el Henry Hub se mantiene relativamente estable durante 2025, en un rango cercano a 3–4 USD/MMBtu, y presenta un incremento temporal en enero de 2026 asociado a un evento climático, el *Waha* evidencia un deterioro progresivo que no responde a fundamentos de demanda sino a restricciones de infraestructura.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

En particular, a partir de septiembre de 2025 el *Waha* entra en terreno negativo y amplía de forma significativa su descuento respecto al *Henry Hub*, alcanzando diferenciales superiores a -5 USD/MMBtu en varios meses. Este comportamiento indica que el precio en *Waha* deja de reflejar el valor energético del gas y pasa a funcionar como un precio de desalojo ante la saturación de capacidad de transporte en la cuenca Pérmica. En consecuencia, la tabla no solo muestra una divergencia de precios, sino la transición de un mercado regional desde condiciones operativas normales hacia un régimen de congestión estructural, en el cual las limitaciones físicas del sistema dominan la formación de precios.

4.2. Precios de mayoreo

El IPGN, publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), es un indicador informativo que refleja el comportamiento del mercado mexicano de gas natural a partir de precios efectivamente transados. Metodológicamente, se construye como un promedio de las operaciones reportadas por comercializadores, ponderadas por volumen, lo que permite aproximar un precio representativo del mercado al mayoreo en México. A diferencia de un precio regulado, el IPGN no es vinculante, sino una referencia que aporta transparencia en un entorno de mercado abierto.

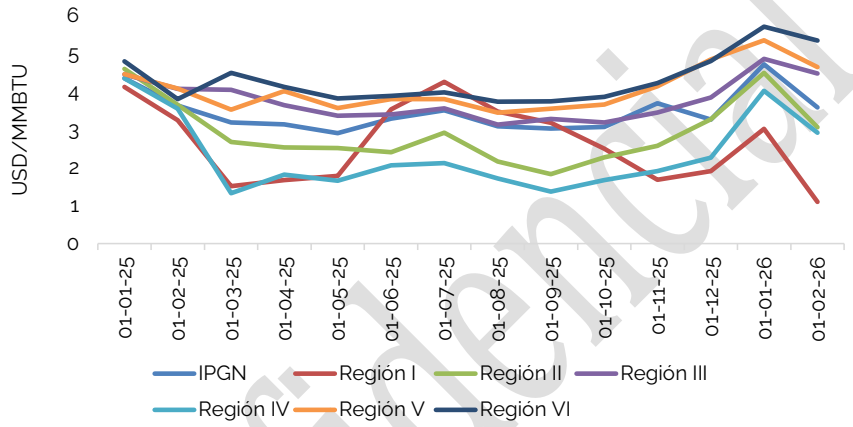
El índice se publica de manera regionalizada, con el objetivo de reflejar las diferencias logísticas, de infraestructura y de acceso al suministro dentro del país. Para ello, la CNE divide el mercado en seis regiones: Región I, integrada por Baja California, Sonora y Sinaloa; Región II, conformada por Chihuahua, Coahuila y Durango; Región III, correspondiente a Nuevo León y Tamaulipas; Región IV, integrada por Aguascalientes, Colima, Jalisco y Zacatecas; Región V, conformada por Ciudad de México, Estado de México, Hidalgo, Guanajuato, Guerrero, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí y Tlaxcala; y Región VI, integrada por Campeche, Chiapas, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán. Esta segmentación permite capturar de manera más precisa las diferencias regionales en costos de transporte, disponibilidad de infraestructura y condiciones de suministro.

Su relevancia se entiende mejor a partir de la evolución del esquema de precios en México. Históricamente, la referencia era el Precio de Venta de Primera Mano (VPM) publicado por Pemex, el cual funcionaba como precio base para las transacciones de gas natural en el país. Sin embargo, a partir de la implementación del Régimen Permanente de Reserva de Capacidad en 2017, que reconfiguró el acceso abierto y la operación del sistema de transporte, Pemex dejó de estar obligado a publicar el VPM. Como resultado, el mercado perdió su referencia administrativa centralizada y transitó hacia un esquema basado en señales de mercado.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En este nuevo contexto, el IPGN adquiere un papel fundamental como referencia doméstica de precios, al capturar las condiciones reales de oferta, demanda y logística dentro del país. Si bien los precios en México continúan estrechamente vinculados a *hubs* internacionales como *Henry Hub* o *Waha*, el IPGN permite observar cómo esas referencias externas se traducen en precios efectivos en el mercado nacional, incorporando costos de transporte, diferenciales regionales y restricciones de infraestructura. En consecuencia, el índice no sustituye a los *benchmarks* internacionales, pero sí se consolida como el principal punto de referencia interna para el análisis económico y la toma de decisiones en el sector.

Gráfica 2. Evolución del IPGN



Los datos del IPGN muestran un comportamiento consistente con un mercado que, si bien está expuesto a volatilidad internacional, mantiene una dinámica relativamente estable a lo largo de 2025, con ajustes claros en función de estacionalidad y choques externos.

En primer lugar, se observa un nivel elevado al inicio de 2025 (4.35 USD/MMBtu en enero), seguido de una caída sostenida hasta mayo (2.90 USD/MMBtu). Este ajuste responde a la normalización posterior al invierno, donde típicamente disminuye la demanda de calefacción en Norteamérica, reduciendo presiones sobre el precio. A partir de junio, el índice muestra una recuperación moderada (3.28–3.50 USD/MMBtu en verano), consistente con mayor demanda por generación eléctrica, para posteriormente estabilizarse en un rango estrecho cercano a 3.0–3.1 USD/MMBtu entre agosto y octubre, lo que indica condiciones de mercado relativamente balanceadas.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Hacia el cierre de 2025, el IPGN registra un repunte en noviembre (3.69 USD/MMBtu), asociado nuevamente a factores estacionales, seguido de una ligera corrección en diciembre (3.26 USD/MMBtu). Este patrón refuerza que el índice responde principalmente a dinámicas de demanda estacional y a la referencia internacional (*Henry Hub*), sin evidenciar dislocaciones estructurales como las observadas en hubs regionales como Waha.

Para 2026, el comportamiento confirma esta lógica: enero presenta un incremento significativo (4.71 USD/MMBtu), alineado con el shock invernal observado en Norteamérica, mientras que en febrero el índice corrige a 3.58 USD/MMBtu conforme se normalizan las condiciones de mercado.

El IPGN se mueve en una banda relativamente estable de 3 a 4 USD/MMBtu, con desviaciones explicadas principalmente por estacionalidad. A diferencia de índices regionales afectados por restricciones de infraestructura, el IPGN sí refleja condiciones agregadas de mercado, integrando precios internacionales, costos logísticos y condiciones locales, sin presentar señales de dislocación. En consecuencia, estos datos confirman que el mercado mexicano, medido a través del IPGN, se encuentra estrechamente vinculado al comportamiento del *Henry Hub* y no a fenómenos regionales extremos como los observados en la cuenca Pérmica.

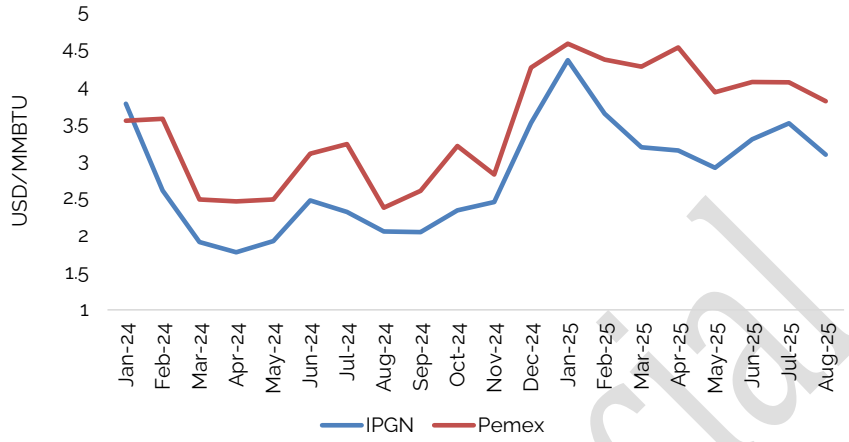
Por otra parte, al comparar el índice IPGN con los precios de venta de primera mano de Pemex, se observa una diferencia sistemática entre ambas referencias a lo largo del periodo analizado. En general, los precios de Pemex se ubican de manera consistente por encima del IPGN, con diferenciales que oscilan típicamente entre 0.3 y 1.3 USD/MMBtu, lo que sugiere que el IPGN refleja condiciones de mercado más competitivas frente a un esquema de precios más rígido por parte del suministrador histórico.

Esta brecha es particularmente evidente durante 2024, donde el IPGN presenta una tendencia a la baja más pronunciada que no se replica con la misma intensidad en los precios de Pemex, indicando una menor capacidad de ajuste a condiciones de mercado. Para 2025, si bien ambas series muestran una recuperación en línea con el comportamiento internacional, el diferencial persiste, lo que refuerza la lectura de que el IPGN captura de forma más inmediata y eficiente las señales de oferta y demanda. En este sentido, la comparación evidencia la transición hacia un mercado más abierto, en el cual las referencias basadas en transacciones efectivas, como el IPGN, tienden a consolidarse como el principal referente frente a esquemas de precios tradicionales menos flexibles.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 3. Comparación de IPGN y precios de Pemex



Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

4.3. Precios al público

Los precios del gas natural vehicular (GNV) constituyen un elemento central para entender su posicionamiento dentro del mercado energético, particularmente en términos de competitividad frente a otros combustibles. Su análisis permite no solo observar su evolución en el tiempo, sino también dimensionar su atractivo económico para distintos tipos de usuarios, especialmente en segmentos con alta intensidad de consumo.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución del precio del GNV. Los valores están expresados en litros equivalentes, una unidad que permite homologar el contenido energético del gas natural con el de combustibles líquidos como la gasolina o el diésel. En términos prácticos, un litro equivalente representa la cantidad de GNV necesaria para generar la misma energía que un litro de gasolina, lo que facilita la comparación directa entre combustibles.

La trayectoria observada refleja un comportamiento dinámico, con variaciones a lo largo del periodo analizado que responden tanto a condiciones de mercado como a factores externos, entre los que destacan la evolución de los precios internacionales del gas natural, los costos asociados al transporte, la distribución y las condiciones de competencia en los mercados locales. En este sentido, se identifican periodos de ajuste que evidencian la sensibilidad del precio del GNV a cambios en la estructura de costos y en las condiciones de suministro.

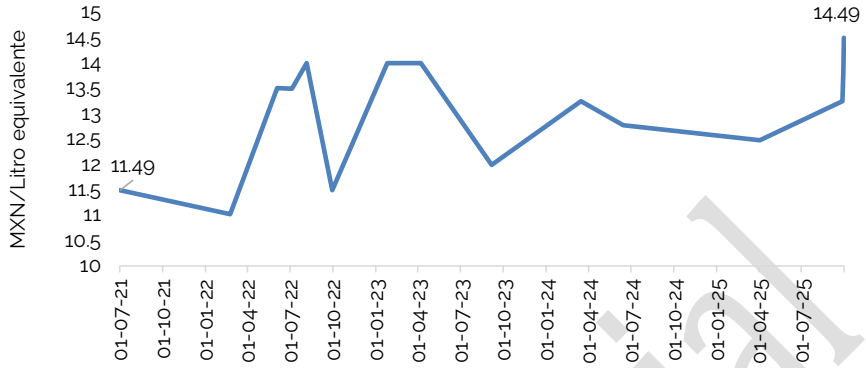
A pesar de estas fluctuaciones, el GNV mantiene, en términos generales, una posición competitiva frente a otros combustibles, lo que refuerza su viabilidad como alternativa energética, especialmente en aplicaciones donde el costo operativo es un factor determinante. Esta característica ha sido clave para su adopción en ciertos mercados y configura uno de los principales incentivos para su expansión.

Asimismo, los precios al público no son homogéneos a nivel nacional, ya que presentan variaciones relevantes entre regiones en función de factores como la disponibilidad de infraestructura, la cercanía a fuentes de suministro, el tipo de esquema logístico empleado y el grado de competencia entre oferentes. Estas diferencias territoriales se relacionan directamente con la distribución de actores y de infraestructura analizada previamente, lo que permite entender los precios como parte de una dinámica más amplia del mercado.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 4. Precios de GNV



En conjunto, el análisis de precios complementa la lectura estructural del sector, al vincular la evolución del GNV con las condiciones operativas, la configuración territorial y la participación de los distintos actores en la cadena de valor.

4.4. Tarifas de sistemas de transporte por ducto

En México, el sistema de transporte de gas natural por ducto se integra por 47 sistemas de transporte en operación, los cuales conforman la base de la red nacional para el desplazamiento del energético desde puntos de inyección hasta centros de consumo. Estos sistemas operan bajo esquemas tarifarios regulados que buscan reflejar tanto los costos de infraestructura como las condiciones de uso del sistema.

La estructura tarifaria se compone, en términos generales, de tres elementos: una tarifa monómica, un cargo por capacidad en base firme y un cargo por uso. La tarifa en base firme está asociada a la reserva de capacidad, es decir, al derecho contractual del usuario de disponer de una capacidad determinada de transporte de manera continua, independientemente de su uso efectivo. Este componente permite garantizar el acceso al sistema y otorga certidumbre operativa al usuario, al asegurar la disponibilidad del servicio.

Por su parte, el cargo por uso corresponde al volumen efectivamente transportado y se aplica en función del gas que transita por el sistema, reflejando el aprovechamiento real de la infraestructura. Adicionalmente, en algunos sistemas se contempla una tarifa monómica en base interrumpible, la cual se aplica cuando no existe capacidad disponible para contratación en firme, pero sí existe capacidad disponible operativa, entendida como aquella que no fue nominada por los usuarios con contratos firmes durante el día operativo. En estos casos, el servicio se presta sin garantía de continuidad, ya que puede ser interrumpido en cualquier momento si los usuarios firmes ejercen su derecho de uso.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En conjunto, esta estructura tarifaria permite diferenciar entre usuarios que requieren certidumbre en el suministro y aquellos que pueden operar con mayor flexibilidad, optimizando el uso de la infraestructura existente y reflejando las condiciones reales de disponibilidad en el sistema de transporte.

En la siguiente tabla se presentan las tarifas aprobadas y vigentes de los sistemas de transporte de gas natural en operación, autorizadas por la CNE, desagregadas por sus principales componentes: cargo por capacidad (base firme), cargo por uso y, en su caso, tarifa en base interrumpible.

Tabla 3. Tarifas de transporte (continúa)

Permiso	Permisionario	Cargo por capacidad (MXN/GJ)	Cargo por uso (MXN/GJ)	Base interrumpible (MXN/GJ)
G/003/TRA/1996	Kinder Morgan Gas Natural de Mexico S. de R.L. de C.V.	0.795	0.0808	0.8035
G/016/TRA/1997	Ienova Pipelines S. de R.L. de C.V.	2.1993	0.0055	2.182807
G/017/TRA/1997	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	3.8688	0.0502	0
G/028/TRA/1998	Esentia Pipeline de Toluca S. de R.L. de C.V.	6.908	0	6.83892
G/036/TRA/1998	Finsa Energeticos S. de R.L. de C.V.	15.1856	0.1802	15.213944
G/045/TRA/1998	Gasoductos del Bajio S. de R.L. de C.V.	6.2899		0
G/051/TRA/1998	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	0.5144	0.0298	0.539056
G/100/TRA/2000	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	7.1943		7.122357
G/125/TRA/2002	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	0.7395	0.0096	0.7046
G/128/TRA/2002	Gasoductos de Tamaulipas S. de R.L. de C.V.	3.47611		3.4413489
G/12964/TRA/2015	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.3337		0.330363
G/130/TRA/2002	Gasoducto del Rio S.A. de C.V.	1.1852	0.0054	1.178748
G/13309/TRA/2016	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	2.2877	0.0244	2.289223
G/13491/TRA/2016	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	2.2622	0.0062	2.245778
G/13558/TRA/2016	Transportadora de Gas de Trancoso S.A. de C.V.	0.1358		0.134442
G/13687/TRA/2016	Esentia Pipeline El Encinos S. de R.L. de C.V.	2.64617	0.01749	2.6371983
G/146/TRA/2003	Conceptos Energeticos Mexicanos S. de R.L. de C.V.	1.2424	0.0684	1.298376
G/19110/TRA/2016	Midstream de Mexico S. de R.L. de C.V.	4.0449		4.004451
G/19113/TRA/2016	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.2582	0.0038	0.259418
G/19166/TRA/2016	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	2.0501		2.029599
G/19989/TRA/2017	GN del Valle S. de R.L. de C.V.	0.114	0.0041	0.11696
G/20035/TRA/2017	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	1.6572		1.640628
G/20108/TRA/2017	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	1.1592		1.147608
G/20156/TRA/2017	Esentia Pipeline La Laguna S. de R.L. de C.V.	2.93452		2.9051748
G/20157/TRA/2017	Esentia Pipeline de Occidente S. de R.L. de C.V.	0.02513		0.0248787
G/20314/TRA/2017	Plantfort S.A. de C.V.	0.4563		0.451737
G/20379/TRA/2017	Carso Gasoducto Norte S.A. de C.V.	10.22467	0.0011	10.1235233
G/20380/TRA/2017	Industrializadora de Carnicos Strattega S.A. de C.V.	0.7683		0.760617
G/20481/TRA/2017	Infraestructura Marina del Golfo S. de R.L. de C.V.	9.5332		9.437868
G/21242/TRA/2018	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.5709		0.565191
G/21243/TRA/2018	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.9192		0.910008
G/21296/TRA/2018	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	2.4556	0.0035	2.434544
G/213/TRA/2008	Tarahumara Pipeline S. de R.L. de C.V.	4.4331	0.0225	4.411269
G/21316/TRA/2018	Gasoducto de Zapotlanejo S. de R.L. de C.V.	0.7274		0.720126
G/21398/TRA/2018	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.9916		0.981684
G/21421/TRA/2018	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.8267	0.0003	0.818733
G/21422/TRA/2018	Tereftalatos Mexicanos Gas S.A. de C.V.	0.5925	0.0178	0.604375
G/21866/TRA/2018	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.0764		0.075636
G/22085/TRA/2019	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.102		0.10098
G/233/TRA/2009	Energia Occidente de Mexico S. de R.L. de C.V.	7.8897	0.1611	7.971903
G/23597/TRA/2020	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	0.4951	0.0507	0.540849
G/24436/TRA/2022	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	1.2752		1.262448
G/25206/TRA/2023	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	0.841		0.83259
G/292/TRA/2012	Gasoducto de Morelos S.A.P.I. de C.V.	7.4892		7.414308
G/308/TRA/2013	Gasoductos del Noreste S. de R.L. de C.V.	1.0804		1.069596
G/311/TRA/2013	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	16.1675	0.4963	16.502125

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Por otra parte, el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) constituye la red troncal que articula el transporte de gas natural a nivel nacional, operada por el CENAGAS bajo un esquema de acceso abierto. Dada la extensión del sistema y la heterogeneidad en las condiciones operativas y de infraestructura, el SISTRANGAS no cuenta con una tarifa única, sino con un esquema de nueve tarifas diferenciadas en función de la zona del país en la que se presta el servicio. Esta segmentación tarifaria permite reflejar de manera más precisa las diferencias regionales en costos de transporte, distancias y niveles de utilización, asegurando que las tarifas sean consistentes con las condiciones reales de operación en cada segmento del sistema.

Imagen 14. Zonas tarifas del SISTRANGAS



De esta forma, las tarifas del SISTRANGAS se estructuran por zona y se presentan a continuación, diferenciadas en función del cargo por capacidad en base firme, el cargo por uso y la tarifa en base interrumpible, reflejando las condiciones tarifarias aplicables en cada región del sistema.

Tablas 4. Tarifas del SISTRANGAS

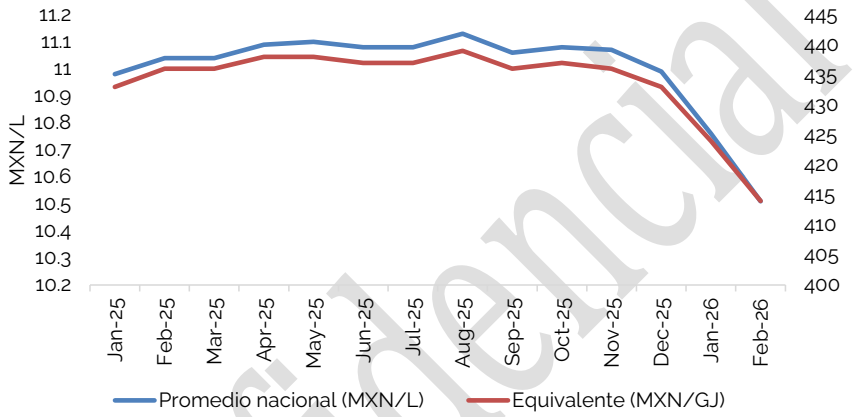
Zona	Cargo por capacidad (MXN/GJ)	Cargo por uso (MXN/GJ)	Tarifa en base interrumpible (MXN/GJ)
Zona 1	6.16802	0	6.10634
Zona 2	1.34039	0	1.32699
Zona 3	6.66461	0	6.59796
Zona 4	5.22388	0	5.17164
Zona 5	9.76093	0	9.66332
Zona 6	5.03255	0	4.98222
Zona 7	3.18273	0	3.1509
Zona 8	3.31126	0	3.27815
Zona 9	15.51818	0	15.363
Nacional	-0.74591	0	-0.73845

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

4.5. Precios de sustitutos GLP

En el análisis de alternativas al suministro de gas natural mediante ducto y, en particular, al esquema de ducto virtual, el Gas Licuado de Petróleo GLP constituye el principal energético sustituto en el mercado mexicano, especialmente en zonas que no cuentan con acceso a infraestructura de transporte. A diferencia del gas natural, cuyo precio está vinculado a referencias internacionales y condiciones de infraestructura, el GLP se rige por un esquema de precios máximos regulados, lo que le confiere una dinámica de menor volatilidad y mayor estabilidad relativa.

Gráfica 5. Promedio nacional de los precios de GLP



Con base en los precios publicados por la CNE, durante 2025 el precio promedio nacional del GLP a consumidores finales se mantuvo en un rango acotado de 10.98 a 11.13 MXN/L, equivalente aproximadamente a 433 a 439 MXN/GJ. Este comportamiento evidencia una alta estabilidad en los niveles de precio, con variaciones marginales entre meses, atribuibles al mecanismo regulatorio que amortigua los cambios en las referencias internacionales y en los costos logísticos.

Para 2026, se observa un ajuste a la baja en los primeros meses del año, con niveles de 10.76 MXN/L en enero y 10.51 MXN/L en febrero, equivalentes a 424 y 414 MXN/GJ, respectivamente. Si bien este descenso sugiere una reducción en los costos de referencia, no modifica la característica principal del mercado, que es la permanencia de los precios dentro de una banda relativamente estrecha.

Desde una perspectiva económica, el GLP presenta un costo energético superior al del gas natural transportado por ducto y, en la mayoría de los casos, también al del gas natural suministrado mediante ducto virtual. No obstante, su principal atributo radica en su amplia cobertura y disponibilidad inmediata en prácticamente todo el territorio nacional, lo que lo posiciona como el energético predominante en mercados no interconectados.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 5. Comparativo entre gas natural y GLP

Estado	GN Residencial (MXN/GJ)	GN Comercial (MXN/GJ)	GN Industrial (MXN/GJ)	GLP Referencia (MXN/GJ)
Aguascalientes	155.39	109.65	38.56	441
Baja California	201.76	154.41	71.8	421
Campeche	435.14	268.21	169	428
Chihuahua	173.89	131.01	32.93	422
Ciudad de México	131.05	59.27	12.06	423
Coahuila	179.86	112.34	38.02	411
Durango	215.57	142.62	46.68	443
Estado de México	144.78	74.54	22.08	423
Guanajuato	167.82	109.65	38.56	434
Hidalgo	167.28	—	116.05	417
Jalisco	138.61	97.94	34.91	434
Michoacán	98.86	94.9	58.38	430
Morelos	157.8	117.76	43.55	429
Nuevo León	104.66	72.59	7.87	411
Puebla	128.03	68.47	23.97	421
Querétaro	101.48	106.64	72.95	423
San Luis Potosí	155.39	109.65	38.56	434
Sinaloa	56.38	20.03	16.66	442
Sonora	117.99	99.58	63.61	420
Tabasco	276.19	242.92	133.02	428
Tamaulipas	176.71	79.06	34.13	414
Tlaxcala	128.03	68.47	23.97	431
Veracruz	86.31	82.03	15.2	414
Yucatán	154.65	117.16	52.95	489
Zacatecas	155.39	109.65	38.56	440
Promedio	**160.36**	**110.35**	**49.76**	**429**

En este sentido, la comparación entre las tarifas de gas natural y los precios equivalentes del GLP evidencia una diferencia estructural relevante en términos de competitividad energética. Incluso considerando tarifas de gas natural actualizadas a valores corrientes de 2026 y precios máximos vigentes de GLP, el gas natural mantiene niveles significativamente inferiores en prácticamente todas las regiones y segmentos de consumo analizados, particularmente en el sector industrial. Mientras el GLP presenta niveles promedio cercanos a 429 MXN/GJ, las tarifas industriales de gas natural se ubican en la mayoría de los casos entre 10 y 70 MXN/GJ, observándose únicamente algunos casos aislados con niveles superiores asociados a restricciones de infraestructura o condiciones regionales específicas.

Asimismo, en los segmentos residencial y comercial se mantiene una ventaja consistente para el gas natural, particularmente en entidades con alta integración a la red nacional de gasoductos, como Nuevo León, Veracruz, Ciudad de México y Sinaloa. Esta diferencia refleja que la disponibilidad de infraestructura constituye el principal determinante de competitividad energética regional, ya que las zonas con mayor conectividad presentan costos sustancialmente menores respecto a energéticos sustitutos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Bajo este contexto, el ducto virtual adquiere relevancia como mecanismo para extender los beneficios económicos del gas natural hacia mercados no interconectados. Si bien el suministro mediante GNC o GNL incorpora costos logísticos asociados a compresión, transporte y regasificación, el diferencial estructural existente frente al GLP permite que el gas natural conserve competitividad económica en una parte importante de los escenarios analizados. En consecuencia, el ducto virtual no compite económicamente contra el transporte convencional por ducto, sino contra energéticos sustitutos como el GLP, donde el gas natural mantiene ventajas relevantes incluso después de incorporar los costos asociados al transporte virtual.

En este contexto, el GLP funciona como un referente de precio techo en la evaluación de la viabilidad del ducto virtual. Es decir, en la medida en que el costo integral del gas natural suministrado mediante esquemas virtuales se mantenga por debajo del equivalente energético del GLP, el ducto virtual resultará económicamente competitivo; en caso contrario, el GLP continuará siendo la alternativa predominante en dichas regiones.

4.6. Precios de referencia para ducto virtual

El precio de referencia para el suministro de gas natural mediante ducto virtual en modalidad de GNC se determina a partir de la suma de tres componentes: compresión, transporte en semirremolques y descompresión en sitio. Con base en referencias de mercado en México, cotizaciones privadas y literatura técnica, el costo integrado del servicio, excluyendo la molécula, se ubica en un rango de 2.0 a 5.0 USD/MMBtu (≈ 40 a 100 MXN/MMBtu), siendo el transporte el principal determinante del costo total. Al adicionar el costo de la molécula, típicamente referenciado a hubs como Henry Hub o Waha (2.5 a 4.0 USD/MMBtu), el costo entregado en planta se sitúa en un rango aproximado de 4.5 a 9.0 USD/MMBtu.

En contraste, el GLP, con base en los precios máximos publicados por la CNE, presenta niveles de 414 a 439 MXN/GJ, equivalentes a aproximadamente 7.8 a 8.3 USD/MMBtu a nivel de precio regulado. No obstante, este valor corresponde al precio de referencia al consumidor y no incorpora de manera explícita los costos logísticos adicionales que pueden presentarse en zonas alejadas o con menor eficiencia en la distribución, particularmente en mercados industriales.

Bajo esta consideración, el ducto virtual presenta una ventaja competitiva en términos de costo energético total frente al GLP en un número relevante de escenarios, especialmente cuando se opera en condiciones eficientes de logística (distancias moderadas, altos factores de utilización y economías de escala). Mientras el GLP mantiene un nivel de precio relativamente rígido derivado de su esquema regulatorio y su cadena de distribución, el gas natural transportado mediante ducto virtual puede ofrecer un costo equivalente inferior, particularmente en el extremo bajo de su rango de operación.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En consecuencia, el ducto virtual no solo constituye una solución para suplir la ausencia de infraestructura de transporte por ducto, sino que también puede representar una alternativa económicamente más eficiente frente al GLP, consolidándose como un sustituto viable en mercados no interconectados, siempre que las condiciones logísticas permitan mantener el costo integral del servicio dentro de rangos competitivos.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

5. Análisis de demanda de gas natural

5.1. Identificación de principales zonas de consumo

La demanda de gas natural en México presenta un alto grado de concentración, en el que un número reducido de entidades federativas concentra una proporción significativa del consumo nacional. Este comportamiento refleja una estructura de mercado en la que la localización de la demanda está determinada por la presencia de infraestructura energética, polos industriales y actividades del sector petrolero, más que por una distribución homogénea de la actividad económica en el territorio.

A partir de la información más reciente disponible, se observa que entidades como Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Chihuahua y Sonora se posicionan consistentemente entre las de mayor consumo de gas natural a nivel nacional. En conjunto, estos estados representan una proporción relevante de la demanda total, lo que evidencia un alto nivel de concentración en el mercado.

Tabla 6. Demanda diaria de gas natural por entidad federativa (mmpcd)

Entidad Federativa	Demanda Interna de Gas Natural (mdpcd)	Entidad Federativa	Demanda Interna de Gas Natural (mdpcd)
Aguascalientes	27	Morelos	10
Baja California	678	Nayarit	0
Baja California Sur	0	Nuevo León	746
Campeche	458	Oaxaca	33
Chiapas	43	Puebla	267
Chihuahua	683	Querétaro	245
Ciudad de México	180	Quintana Roo	0
Coahuila	168	San Luis Potosí	123
Colima	169	Sinaloa	77
Durango	282	Sonora	640
Guanajuato	313	Tabasco	585
Guerrero	0	Tamaulipas	959
Hidalgo	246	Tlaxcala	29
Jalisco	65	Veracruz	962
México	381	Yucatán	139
Michoacán	164	Zacatecas	5

Fuente: sistema de Información Energética de la SENER con información del IMP.

El análisis del *ranking* permite identificar que la brecha entre las entidades con mayor consumo y el resto del país es significativa. Mientras que los estados líderes concentran volúmenes elevados de consumo diario, existe un segundo grupo de entidades con niveles intermedios —como Guanajuato, Estado de México, Puebla y Querétaro— que, si bien presentan una demanda relevante, se ubican por debajo de los principales polos energéticos.

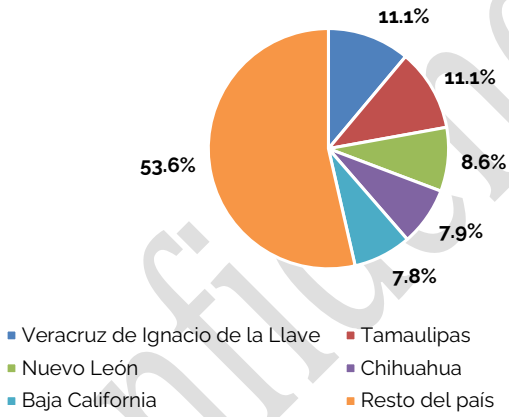
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Esta diferenciación da lugar a una estructura escalonada de la demanda, en la que es posible identificar tres niveles claramente definidos:

- Un grupo de alta concentración, integrado por las entidades con mayor consumo absoluto;
- Un grupo intermedio, conformado por estados con demanda industrial relevante pero menor escala; y
- Un grupo de baja participación, donde el consumo es marginal o inexistente.

Para dimensionar el nivel de concentración del mercado, resulta relevante analizar la participación acumulada de las principales entidades dentro del consumo nacional. Este ejercicio permite identificar qué proporción de la demanda se encuentra concentrada en los principales polos y qué porcentaje corresponde al resto del país.

Gráfica 6. Participación del consumo de gas natural por estado (Top 5 y resto del país)



Fuente: sistema de Información Energética de la SENER con información del IMP.

A partir de este análisis, se observa que las cinco entidades con mayor consumo de gas natural concentran aproximadamente el 46.4% del consumo nacional, mientras que el 53.6% restante se distribuye entre el resto del país. Esta distribución evidencia que, si bien existe una base de consumo en diversas entidades, una proporción significativa se encuentra concentrada en un número reducido de estados.

El comportamiento escalonado de la demanda permite clasificar a las entidades en distintos niveles, en función de su participación relativa dentro del mercado:

- **Alta concentración:** entidades con los mayores niveles de consumo absoluto, caracterizadas por la presencia de infraestructura energética y/o actividad industrial intensiva.
- **Concentración intermedia:** estados con una base industrial relevante, pero con menor escala en comparación con los principales polos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

- **Baja participación:** entidades con consumo limitado o inexistente, generalmente asociadas a restricciones de infraestructura o a una estructura económica menos intensiva en energía.

Esta clasificación permite establecer una jerarquía clara dentro del mercado, facilitando la identificación de los principales centros de consumo y su peso relativo dentro del sistema energético nacional.

La estructura concentrada de la demanda tiene implicaciones directas en la configuración del mercado de gas natural en México. En primer lugar, evidencia que el consumo se encuentra determinado por factores estructurales, como la localización de la industria pesada, la generación eléctrica y las actividades del sector petrolero.

En segundo lugar, la concentración de la demanda en un número reducido de entidades implica que la dinámica del mercado está fuertemente influenciada por estos polos, tanto en términos de volumen como de condiciones de suministro.

Finalmente, esta jerarquización permite establecer una base analítica para la identificación de zonas de consumo prioritarias, así como para el análisis subsecuente de demanda potencial, infraestructura disponible y oportunidades de desarrollo dentro del modelo de suministro de gas natural.

5.2. Demanda manifestada en la Consulta Pública CENAGAS 2025

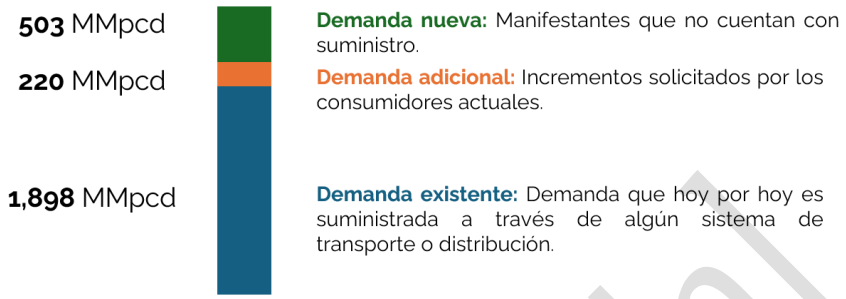
Con el objetivo de complementar el análisis de consumo observado y de demanda potencial, resulta relevante considerar los resultados de la Consulta Pública CENAGAS 2025, ejercicio mediante el cual usuarios, comercializadores, distribuidores y demás participantes del mercado manifiestan sus requerimientos futuros de capacidad e infraestructura para el periodo 2026-2040. A diferencia de los indicadores históricos de consumo, esta información permite identificar necesidades de suministro reportadas directamente por los participantes del mercado y proporciona una referencia adicional sobre las expectativas de crecimiento del sector.

Los resultados del ejercicio identificaron una demanda promedio de 2,621 MMpcd para el periodo analizado. De este total, 1,898 MMpcd corresponden a demanda existente actualmente atendida por sistemas de transporte o distribución de gas natural, 220 MMpcd a demanda adicional asociada a incrementos de capacidad requeridos por usuarios ya conectados a la infraestructura existente y 503 MMpcd a demanda nueva vinculada a instalaciones que actualmente no cuentan con suministro de gas natural o que se encuentran en etapa de planeación.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

Imagen 15. Composición de la demanda manifestada de gas natural en la Consulta Pública CENAGAS 2025



Esta clasificación resulta particularmente relevante para el análisis de oportunidades de mercado. Mientras la demanda existente refleja consumo que actualmente es atendido por la infraestructura disponible, la demanda adicional evidencia necesidades de crecimiento por parte de usuarios ya incorporados al mercado. Por su parte, la demanda nueva representa requerimientos potenciales de suministro asociados a nuevos proyectos o usuarios que actualmente operan con otros combustibles, constituyendo uno de los segmentos con mayor interés para el desarrollo de nuevas soluciones de abastecimiento.

En conjunto, la demanda nueva y adicional asciende a 723 MMpcd, equivalente a aproximadamente 28% de la demanda total identificada en la Consulta Pública CENAGAS 2025. Lo anterior evidencia la existencia de oportunidades relevantes para la expansión del mercado de gas natural, particularmente mediante esquemas que permitan incorporar nuevos usuarios o atender incrementos de consumo en regiones donde la infraestructura existente presenta limitaciones de cobertura o capacidad.

El análisis sectorial de la demanda manifestada muestra diferencias relevantes entre las categorías identificadas por CENAGAS. En el caso de la demanda nueva (503 MMpcd), aproximadamente 423 MMpcd (84%) corresponden al sector eléctrico, mientras que los sectores industrial y de distribución representan participaciones significativamente menores. Lo anterior sugiere que una parte importante de los nuevos requerimientos de gas natural identificados para el periodo 2026-2040 se encuentra asociada al desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica.

Por su parte, la demanda adicional (220 MMpcd) presenta una composición distinta. En esta categoría predominan las actividades de comercialización (111 MMpcd) y distribución (80 MMpcd), las cuales concentran conjuntamente cerca de 87% de la demanda adicional identificada. Esto indica que una proporción importante del crecimiento esperado no necesariamente proviene de nuevos usuarios finales, sino de requerimientos adicionales de capacidad asociados a mercados ya atendidos, expansión de portafolios de suministro y crecimiento de la demanda dentro de sistemas existentes.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En conjunto, estos resultados muestran que el crecimiento esperado del mercado mexicano de gas natural responde tanto a la incorporación de nuevos proyectos, particularmente en el sector eléctrico, como a la expansión de la demanda dentro de mercados actualmente abastecidos por comercializadores y distribuidores. Esta diferenciación resulta relevante para la identificación de oportunidades de negocio, ya que los mecanismos de atención, infraestructura requerida y estrategias comerciales pueden variar significativamente dependiendo del tipo de demanda que se pretenda atender.

Desde una perspectiva territorial, la demanda manifestada presenta una elevada concentración en entidades como Tamaulipas, Estado de México, Nuevo León, Veracruz y Querétaro, las cuales concentran una proporción significativa de la demanda identificada en el ejercicio. Asimismo, destaca la presencia de estados estratégicos del Bajío, como Querétaro, Guanajuato y San Luis Potosí, dentro de los principales polos de demanda proyectada, resultado consistente con los patrones de actividad industrial y demanda potencial identificados previamente en el presente estudio.

.

5.3. Distribución territorial de la demanda potencial

De manera complementaria al análisis del consumo observado, la identificación de la demanda potencial se apoya en la localización de unidades económicas con alta intensidad energética, a partir de la información del Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE), filtrado mediante el SCIAN.

5.3.1. Metodología para la identificación de la demanda potencial

La identificación de la demanda potencial de gas natural se realizó a partir de información del Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), utilizando como base de clasificación el Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN). No obstante, el análisis no consideró la totalidad de los establecimientos registrados, sino únicamente aquellas actividades económicas con características operativas y energéticas compatibles con el consumo potencial de gas natural.

La selección de actividades económicas se realizó con base en un criterio de **relevancia energética**, considerando sectores cuyos procesos productivos demandan calor, vapor, combustión, refrigeración, fuerza motriz o energía térmica en niveles significativos. Para ello, se tomaron como referencia estudios sectoriales de la Secretaría de Energía (SENER) sobre la estructura del consumo energético industrial, identificando ramas con alta participación de gas natural y electricidad dentro de su matriz energética. La inclusión de actividades intensivas en electricidad obedece a que una proporción relevante de la generación eléctrica en México se realiza mediante gas natural, por lo que el consumo eléctrico puede constituir una aproximación indirecta al potencial de demanda del energético.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Bajo este enfoque, se incorporaron actividades manufactureras, alimentarias, metalmecánicas, químicas, petroquímicas, mineras, de materiales para la construcción, papel, vidrio, textil y otras ramas industriales intensivas en energía. Asimismo, se incluyeron establecimientos con potencial de utilización directa de gas natural en calderas, hornos, secadores o procesos térmicos, así como actividades susceptibles de implementar esquemas de cogeneración, autogeneración o sustitución de combustibles.

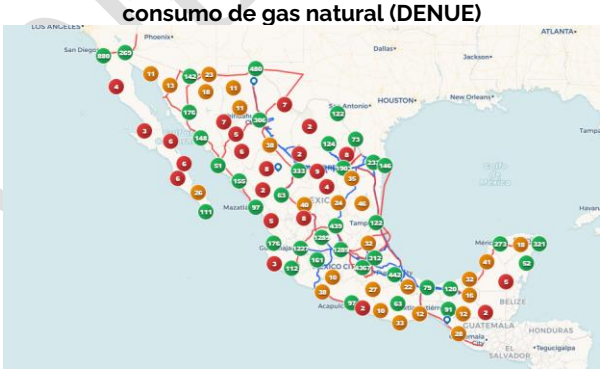
Adicionalmente, el tamaño del establecimiento se utilizó como una aproximación a la escala operativa, priorizando unidades económicas con mayor número de trabajadores, bajo el supuesto de que estas presentan una mayor probabilidad de contar con procesos productivos y requerimientos energéticos relevantes. Por el contrario, se excluyeron actividades comerciales y de servicios cuya operación no presenta consumos energéticos significativos o donde el uso de gas natural resulta poco probable desde una perspectiva técnica y económica.

En consecuencia, la clasificación realizada no busca afirmar que las empresas identificadas consumen gas natural actualmente, sino identificar establecimientos que, por su giro, tamaño y características operativas, constituyen mercados potenciales para el desarrollo de proyectos de comercialización, distribución o ducto virtual de gas natural. Este enfoque permite concentrar el análisis en unidades económicas con mayor probabilidad de representar demanda energética relevante, evitando sesgos derivados de la alta concentración de micronegocios presentes en el DENUE.

5.3.2. Identificación de la demanda potencial

Este análisis permite identificar la concentración territorial de establecimientos susceptibles de demandar gas natural, particularmente en sectores industriales, logísticos y de transformación, donde el uso del energético representa una ventaja en términos de eficiencia y costos.

Mapa 2. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE)



El mapa interactivo puede consultarse a través del siguiente enlace: https://petrointelligence.com/enerso/mapa.html

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La distribución de estas unidades económicas permite complementar la lectura del consumo actual, al evidenciar la existencia de corredores productivos y zonas con alta densidad de actividad industrial que no necesariamente se reflejan en los niveles actuales de consumo de gas natural.

En este sentido, el análisis territorial de la demanda potencial permite identificar áreas donde existe una base económica que podría incrementar el uso de gas natural, ya sea a través de la incorporación de nuevos usuarios o de la sustitución de otros combustibles en procesos productivos.

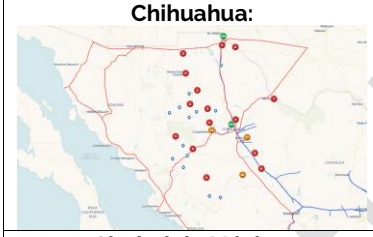
A continuación, se presenta el desglose de esta información a nivel estatal, con el objetivo de identificar la distribución geográfica y los principales nodos de concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural en cada entidad.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE) (continúa)

Aguascalientes: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor urbano–industrial del centro del estado, particularmente en la zona metropolitana de Aguascalientes. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con algunos nodos secundarios hacia el Norte y Poniente.
Baja California: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en la franja Norte del estado, particularmente en los corredores Tijuana–Tecate y Mexicali. Se observa una alta densidad de actividad en estos polos, con presencia adicional en la zona de Ensenada y algunos nodos intermedios a lo largo del corredor costero.
Baja California Sur: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en la zona Sur del estado, particularmente en el corredor turístico de Los Cabos. Se observa una alta densidad de actividad en este polo, con presencia secundaria en La Paz y algunos nodos aislados hacia el Centro y Norte del estado.

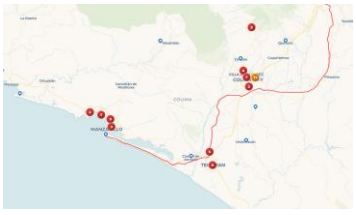
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE) (continúa)

Campeche: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en la zona costera del estado, con mayor intensidad en el área de Ciudad del Carmen y un nodo relevante en la ciudad de Campeche. Se observa una distribución puntual en estos polos, con baja presencia de actividad en el resto del territorio.
Chiapas: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor central del estado, particularmente en la zona de Tuxtla Gutiérrez y municipios cercanos. Se observa una densidad relevante en este eje, con presencia adicional en la franja costera y algunos nodos dispersos hacia el oriente del estado.
Chihuahua: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Norte–Centro del estado, destacando la zona de Ciudad Juárez y el eje hacia Chihuahua capital. Se observa una densidad relevante en estos polos, con algunos nodos intermedios y presencia dispersa en el resto del territorio.
Ciudad de México: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza de manera intensiva en toda la zona central de la entidad, abarcando prácticamente la totalidad del área urbana de la Ciudad de México. Se observa una muy alta densidad de actividad en este núcleo, con algunos nodos adicionales hacia el Sur y oriente de la zona metropolitana.
Coahuila: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Norte–Sureste del estado, destacando la zona fronteriza y el eje hacia la región Sureste, particularmente en el área metropolitana de Saltillo–Ramos Arizpe. Se observa una densidad relevante en estos polos, con algunos nodos intermedios a lo largo del corredor.

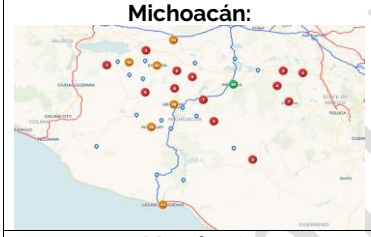
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE) (continúa)

Colima: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor central del estado, particularmente en la zona de Colima–Villa de Álvarez. Se observa una densidad relevante en este eje, con presencia adicional en el corredor costero, destacando la zona de Manzanillo y algunos nodos secundarios en la franja litoral.
Durango: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Norte–Centro del estado, destacando la zona de Gómez Palacio–Lerdo y un nodo relevante en la ciudad de Durango. Se observa una densidad puntual en estos polos, con presencia dispersa en el resto del territorio.
Guanajuato: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor industrial del Bajío, particularmente en el eje León–Irapuato–Celaya–Salamanca. Se observa una muy alta densidad de actividad en este corredor, con presencia adicional en nodos secundarios hacia el Norte y Sur del estado.
Guerrero: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en la franja costera del estado, destacando los polos de Acapulco y Zihuatanejo. Se observa una densidad puntual en estos nodos, con presencia adicional en la zona centro del estado, particularmente en el área de Chilpancingo y algunos puntos intermedios.
Hidalgo: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Sur del estado, en interacción con la zona metropolitana del Valle de México. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con presencia adicional en nodos hacia el Centro y Norte del estado.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE) (continúa)

Jalisco: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor metropolitano de Guadalajara, extendiéndose hacia el eje industrial de El Salto–Tlajomulco. Se observa una muy alta densidad en esta zona, con presencia adicional en nodos relevantes hacia la región de Los Altos y en el puerto de Puerto Vallarta, así como algunos puntos dispersos en la franja Sur del estado.
Estado de México: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor industrial del Valle de México, particularmente en la zona conurbada con la Ciudad de México hacia el oriente y Norte del estado. Se observa una muy alta densidad de actividad en este eje, con presencia adicional en nodos relevantes hacia el corredor Toluca–Lerma y algunos puntos dispersos en la región Sur.
Michoacán: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Centro–Norte del estado, destacando el eje Zamora–La Piedad–Morelia. Se observa una densidad relevante en estos polos, con presencia adicional en algunos nodos hacia el oriente y un punto aislado en la zona costera.
Morelos: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Centro–Norte del estado, en estrecha interacción con la zona metropolitana del Valle de México. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, particularmente en el área de Cuernavaca y su zona conurbada, con presencia adicional en nodos hacia el oriente del estado.
Nayarit: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en la franja costera del estado, destacando los polos de Tepic y Bahía de Banderas. Se observa una densidad relevante en estos nodos, con presencia adicional a lo largo del corredor costero y algunos puntos aislados hacia el Norte del estado.

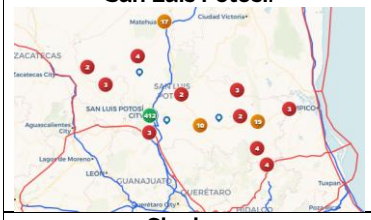
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE) (continúa)

Nuevo León: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el área metropolitana de Monterrey, extendiéndose hacia el corredor industrial del Noreste del estado. Se observa una muy alta densidad de actividad en este núcleo, con presencia adicional en nodos hacia el Norte y Sur del estado a lo largo de los principales ejes de conectividad.
Oaxaca: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor central del estado, destacando la zona de Oaxaca de Juárez y su área de influencia. Se observa una densidad puntual en este núcleo, con presencia adicional en la franja costera y algunos nodos aislados en el interior del estado.
Puebla: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor centro del estado, destacando la zona metropolitana de Puebla y su conexión hacia el oriente. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con presencia adicional en nodos hacia el Sureste y algunos puntos aislados hacia la región Norte.
Querétaro: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor industrial del centro del estado, particularmente en la zona metropolitana de Querétaro y su extensión hacia el Sur. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con algunos nodos secundarios hacia el Norte y oriente.
Quintana Roo: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor turístico del Norte del estado, particularmente a lo largo de la Riviera Maya, desde Cancún hasta Tulum. Se observa una alta densidad de actividad en este eje costero, con un nodo adicional en la zona Sur en torno a Chetumal.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE) (continúa)

San Luis Potosí: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en la zona metropolitana de San Luis Potosí, extendiéndose hacia el corredor industrial en dirección oriente. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con algunos nodos secundarios hacia el Norte y la región huasteca.
Sinaloa: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente a lo largo del corredor costero del estado, destacando los nodos en Culiacán, Mazatlán y la zona Norte en torno a Los Mochis. Se observa una distribución lineal de la actividad en este eje, con menor presencia en el interior del estado.
Sonora: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en dos ejes: el corredor fronterizo del Norte, particularmente en Mexicali–Nogales, y el corredor costero del Sur en torno a Ciudad Obregón. Se observa una distribución dispersa entre ambos, con algunos nodos intermedios en el centro del estado.
Tabasco: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Centro–Occidente del estado, particularmente en la zona metropolitana de Villahermosa y su conexión hacia Cárdenas. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con nodos adicionales hacia la región costera y el oriente del estado.
Tamaulipas: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor fronterizo del Norte, particularmente en Reynosa y Nuevo Laredo, así como en el eje costero en torno a Matamoros. Se observa una distribución lineal de la actividad a lo largo de estos corredores, con algunos nodos adicionales hacia el Centro y Sur del estado.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 7. Distribución geográfica de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural (DENUE)

Tlaxcala: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente en el corredor Centro–Sur del estado, particularmente en su integración con la zona metropolitana de Puebla. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con algunos nodos secundarios hacia el Norte y oriente.
Veracruz: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se localiza principalmente a lo largo del corredor costero del estado, desde el Norte en la zona de Tampico–Poza Rica hasta el Sur en Coatzacoalcos. Se observa una alta densidad de actividad en este eje, con algunos nodos relevantes en el centro, particularmente en el corredor Córdoba–Orizaba.
Yucatán: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural en Yucatán se ubica principalmente en la zona metropolitana de Mérida, donde se observa el nodo más denso del estado. De forma complementaria, se identifican concentraciones secundarias hacia el oriente, en el corredor Valladolid–Tizimín, así como algunos puntos dispersos en el Centro y Sur del estado, aunque con menor intensidad en comparación con la capital.
Zacatecas: 	La concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural en Zacatecas se ubica principalmente en la zona conurbada de Zacatecas–Guadalupe, donde se observa el nodo más denso del estado. De forma complementaria, se identifican concentraciones secundarias a lo largo de los corredores carreteros hacia el Norte y Sureste, así como en el eje hacia Aguascalientes, aunque con menor intensidad en comparación con la zona metropolitana.

La integración del análisis de consumo, su distribución geográfica y su origen sectorial permite construir una visión estructural de la demanda de gas natural en México. Esta visión no solo identifica los principales polos de consumo, sino que explica las causas que los determinan y permite ubicar las zonas con mayor relevancia

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

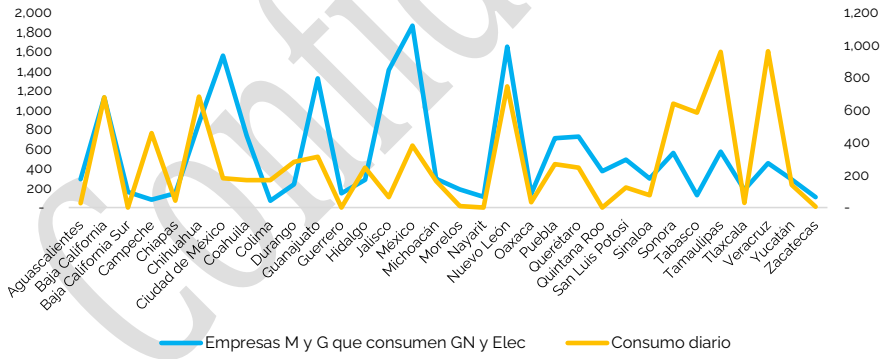
Asimismo, la incorporación de la dimensión de demanda potencial, a partir de la actividad económica, complementa esta lectura al evidenciar la existencia de espacios donde el consumo podría expandirse en función de la estructura productiva local, lo que permite identificar territorios prioritarios para el desarrollo de infraestructura, estrategias comerciales y sustitución de combustibles.

5.3.3. Relación entre la distribución geográfica y el origen sectorial de la demanda

La concentración geográfica de la demanda de gas natural no responde únicamente a la ubicación territorial de las entidades, sino a la naturaleza de las actividades económicas que predominan en cada una de ellas. En este sentido, el análisis permite identificar que los principales polos de consumo del país se explican a partir de dos grandes fuentes de demanda: la actividad industrial y las operaciones del sector energético, particularmente en generación eléctrica y actividades petroleras.

En la región Noreste del país, integrada por entidades como Nuevo León, Chihuahua, Coahuila y Tamaulipas, la demanda de gas natural presenta un comportamiento mixto. Por un lado, estados como Nuevo León y Chihuahua concentran un alto consumo asociado a la actividad industrial, caracterizada por la presencia de sectores manufactureros intensivos en energía. Por otro lado, entidades como Tamaulipas muestran un consumo relevante vinculado a infraestructura energética y operaciones relacionadas con el sector petrolero y de transporte de hidrocarburos.

Gráfica 7. Principales unidades de negocio que operan con GN y electricidad y el consumo diario de GN por entidad federativa



Por su parte, la región Centro–Occidente, particularmente el Bajío (Guanajuato, Querétaro, San Luis Potosí y Aguascalientes), presenta un patrón de consumo predominantemente industrial. En estas entidades, la demanda de gas natural está directamente asociada al crecimiento de sectores como el automotriz, metalmecánico y de manufactura avanzada, lo que configura un consumo distribuido entre múltiples usuarios productivos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

En la región centro del país, donde se ubican entidades como la Ciudad de México, el Estado de México y Puebla, se observa una dinámica distinta. A pesar de contar con una alta concentración de unidades económicas, el consumo de gas natural es relativamente menor en comparación con otras regiones, lo que refleja una estructura económica con menor intensidad energética, dominada por actividades de servicios y comercio. No obstante, existen subzonas dentro de esta región, particularmente en el Estado de México y Puebla, donde la actividad industrial genera una demanda relevante del energético.

Finalmente, en la región Sur–Sureste se identifica un comportamiento heterogéneo. Entidades como Veracruz y Tabasco presentan altos niveles de consumo de gas natural, asociados principalmente a actividades del sector petrolero y de generación eléctrica, donde el consumo se concentra en instalaciones de gran escala. En contraste, estados como Chiapas, Yucatán y Quintana Roo presentan niveles de consumo considerablemente menores, lo que refleja tanto la menor intensidad energética de su estructura económica como una menor penetración del gas natural en sus mercados locales.

Tabla 8. Distribución estatal de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural

Entidad Federativa	Número de empresas	Entidad Federativa	Número de empresas
Aguascalientes	290	Morelos	186
Baja California	1,127	Nayarit	110
Baja California Sur	158	Nuevo León	1,651
Campeche	81	Oaxaca	140
Chiapas	146	Puebla	711
Chihuahua	869	Querétaro	727
Ciudad de México	1,559	Quintana Roo	374
Coahuila	737	San Luis Potosí	491
Colima	70	Sinaloa	299
Durango	240	Sonora	560
Guanajuato	1,323	Tabasco	126
Guerrero	148	Tamaulipas	574
Hidalgo	283	Tlaxcala	184
Jalisco	1412	Veracruz	454
México	1,866	Yucatán	287
Michoacán	295	Zacatecas	106

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La distribución estatal de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural muestra una alta concentración en entidades con mayor dinamismo industrial y actividad económica. Destacan el Estado de México, Ciudad de México y Nuevo León como los principales polos, seguidos por Jalisco y Guanajuato, lo que refleja la relevancia de las zonas metropolitanas e industriales en la configuración de la demanda potencial. Asimismo, entidades como Baja California, Chihuahua, Coahuila y Querétaro presentan niveles significativos, asociados a su integración en corredores manufactureros y logísticos.

Por otro lado, se identifican entidades con menor concentración de unidades económicas, principalmente en el Sur-Sureste del país, como Campeche, Colima, Nayarit y Zacatecas, lo que sugiere una base productiva más limitada o menos intensiva en el uso de gas natural. No obstante, incluso en estos casos, la presencia de actividad económica susceptible de migrar hacia este energético permite identificar oportunidades de crecimiento, particularmente en función del desarrollo de infraestructura y de esquemas logísticos que faciliten su acceso.

Tabla 9. Principales municipios con mayor concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural

Entidad Federativa	Municipio	Número de empresas
Baja California	Tijuana	636
Guanajuato	León	554
Chihuahua	Juárez	478
Jalisco	Guadalajara	401
Nuevo León	Apodaca	344
Jalisco	Zapopan	322
Nuevo León	Monterrey	321
Querétaro	Querétaro	319
San Luis Potosí	San Luis Potosí	311
Ciudad de México	Iztapalapa	253
Baja California	Mexicali	243
Puebla	Puebla	239
Chihuahua	Chihuahua	227
México	Tlalnepantla de Baz	227
Ciudad de México	Cuauhtémoc	220
México	Toluca	220
Tamaulipas	Reynosa	208
Nuevo León	Guadalupe	207
Querétaro	El Marqués	207
México	Naucalpan de Juárez	194

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A nivel municipal, la concentración de unidades económicas con potencial de consumo de gas natural se focaliza en centros urbanos e industriales consolidados. Destacan municipios como Tijuana, León y Juárez como los principales nodos, seguidos por Guadalajara, Apodaca y Monterrey, lo que evidencia la importancia de las regiones fronterizas y del Bajío-Norte como motores de actividad productiva. Asimismo, la presencia de múltiples municipios dentro de una misma zona metropolitana —como el caso de Monterrey (Apodaca, Monterrey y Guadalupe) y Guadalajara (Guadalajara y Zapopan)— refleja la conformación de *clusters* industriales con alta densidad económica.

Por otro lado, la inclusión de municipios de la Zona Metropolitana del Valle de México, como Iztapalapa, Cuauhtémoc, Tlalnepantla, Toluca y Naucalpan, confirma la relevancia de esta región como uno de los principales centros de consumo potencial, no solo por su tamaño, sino por la diversidad de actividades económicas que alberga. En conjunto, esta distribución permite identificar con mayor precisión los puntos territoriales donde se concentra la demanda potencial, lo que resulta clave para la planeación de infraestructura, la definición de estrategias comerciales y la implementación de esquemas logísticos para el suministro de gas natural.

Con el objetivo de complementar el análisis territorial de la demanda, también resulta relevante considerar la distribución regional de los volúmenes comercializados reportados por los comercializadores de gas natural ante la CNE para la integración del IPGN. Si bien estos volúmenes no representan la totalidad del consumo nacional, constituyen una referencia útil para identificar las regiones donde se concentra una mayor actividad comercial dentro del mercado mexicano de gas natural. Los datos muestran una elevada concentración de los volúmenes comercializados en las regiones I, III y V, las cuales agrupan algunos de los principales corredores industriales y energéticos del país.

Particularmente, la Región V, integrada por entidades como Ciudad de México, Estado de México, Hidalgo, Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí, registra de manera consistente los mayores volúmenes comercializados, lo que refuerza la relevancia estratégica del Bajío y la región Centro dentro del mercado nacional de gas natural. Asimismo, las regiones I y III mantienen una participación relevante derivada de su cercanía con puntos de internación, infraestructura de transporte y actividades industriales de alta intensidad energética.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 10. Volumen comercializado reportado para la integración del IPGN por región (GJ)

Año	IPGN	Región I	Región II	Región III	Región IV	Región V	Región VI
2018	2,290,169,798	274,730,894	138,793,173	553,330,780	170,998,724	706,318,175	276,964,864
2019	2,614,660,006	298,881,520	304,971,600	890,896,765	156,225,108	629,535,406	229,987,411
2020	2,395,657,847	318,065,641	296,029,495	782,008,195	163,132,867	589,694,651	246,707,022
2021	2,807,433,820	334,499,477	286,621,225	807,735,038	192,128,424	666,696,957	519,752,700
2022	2,511,172,914	356,618,834	298,203,418	670,136,651	198,243,151	738,693,804	249,277,059
2023	2,281,399,748	305,114,101	250,037,134	625,561,934	167,551,023	713,326,337	219,809,218
2024	2,895,295,291	417,627,377	342,829,228	697,280,021	226,544,351	857,337,567	348,381,991
2025	3,172,003,881	416,893,672	340,871,260	751,722,688	253,572,127	903,483,632	505,460,502
2026	1,005,004,985	103,381,517	102,392,340	247,634,556	71,077,610	282,264,153	198,254,809

Los volúmenes comercializados reportados para la integración del IPGN muestran una concentración persistente en las regiones I, III y V durante el periodo analizado. Particularmente, la Región V registra de manera consistente los mayores volúmenes comercializados, seguida por las regiones III y I, lo que refleja la relevancia de los corredores industriales localizados en el Bajío, Centro y Noreste del país. Esta distribución resulta consistente con los patrones de demanda observados previamente y refuerza la importancia de dichas regiones dentro del mercado mexicano de gas natural.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

6. Listado y evolución de permisos

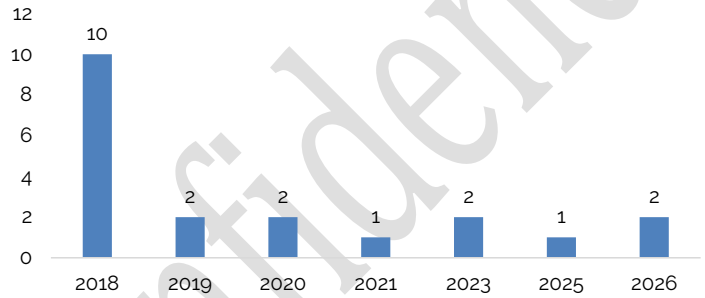
6.1. Importación

La importación de gas natural consiste en la introducción del energético al territorio nacional desde el extranjero, constituyendo uno de los principales mecanismos de abastecimiento del mercado.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos correspondientes se otorgan generalmente con vigencias de hasta **5 años**, con posibilidad de renovación.

La evolución en el otorgamiento de permisos de importación muestra un nivel elevado en los primeros años del periodo observado, particularmente en 2018, seguido de una reducción significativa en los años posteriores. A partir de 2019, el número de permisos se mantiene en niveles bajos y relativamente estables, con ligeras variaciones puntuales, lo que sugiere una menor dinámica en la incorporación de nuevos participantes en esta actividad.

Gráfica 14. Evolución de los permisos de Importación



6.2. Comercialización

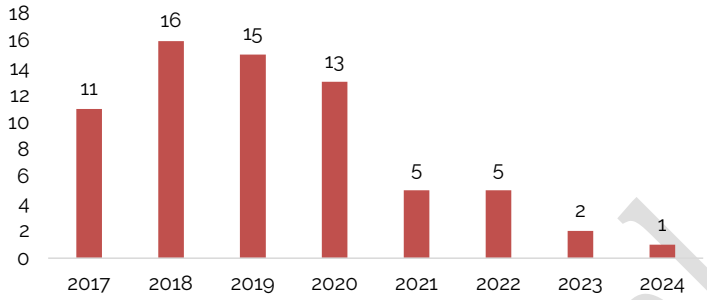
La comercialización consiste en la compraventa de gas natural, pudiendo incluir la gestión o contratación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos correspondientes se otorgan generalmente con vigencias de hasta **2 años**, con posibilidad de renovación.

La evolución en el otorgamiento de permisos de comercialización muestra una fase de crecimiento inicial entre 2017 y 2018, seguida de una tendencia sostenida a la baja en los años posteriores, con una desaceleración más marcada a partir de 2020. Si bien en 2023 se observa un ligero repunte, el número de permisos otorgados se mantiene por debajo de los niveles observados en los primeros años, lo que sugiere una menor dinámica de entrada de nuevos participantes en esta actividad.

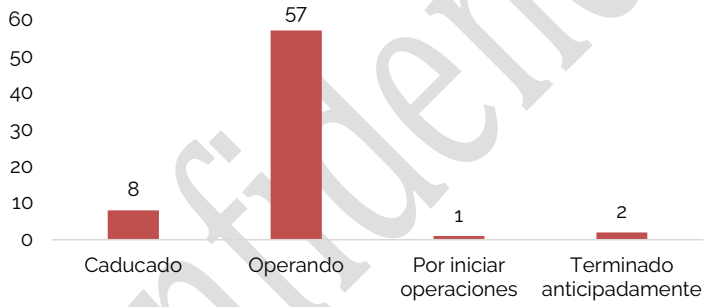
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 15. Evolución de los permisos de Comercialización



Al corte de junio de 2026, se identifican **68 permisos de comercialización**, de los cuales **57 se encuentran en operación**, lo que representa la mayor proporción del total. El resto se distribuye entre permisos caducados, terminados anticipadamente y por iniciar operaciones.

Gráfica 16. Estado de los permisos de Comercialización



Es importante resaltar que la alta proporción de permisos en operación refleja una menor barrera de entrada relativa en esta actividad, lo que ha permitido una mayor participación de agentes en la capa comercial del mercado.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **185 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 37 días, mientras que el periodo máximo fue de 729 días.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

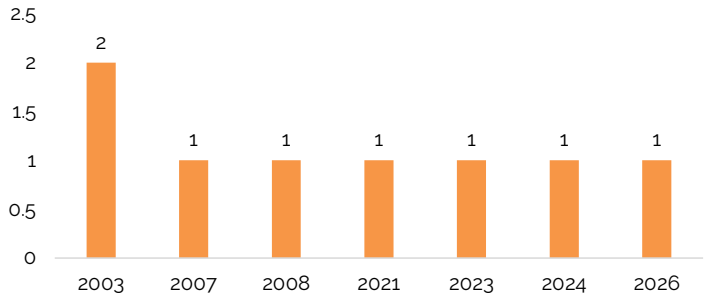
6.3. Almacenamiento

El almacenamiento es la actividad que permite resguardar gas natural para su uso posterior, contribuyendo a la estabilidad operativa del sistema.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos suelen otorgarse con vigencias de hasta **30 años**, dada la naturaleza intensiva en infraestructura.

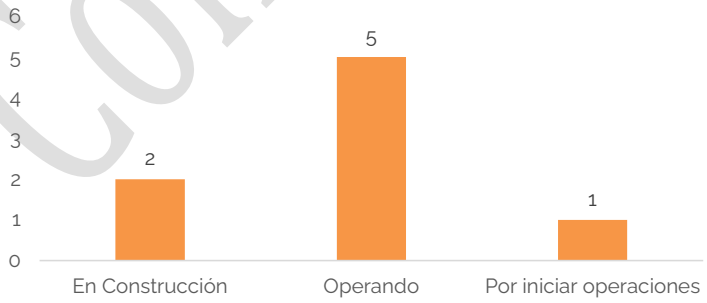
La evolución en el otorgamiento de permisos de almacenamiento muestra un comportamiento esporádico y de baja frecuencia a lo largo del tiempo, sin una tendencia clara de crecimiento sostenido. Los permisos se han otorgado de manera aislada en distintos años, con largos periodos sin nuevos desarrollos, lo que refleja la alta complejidad técnica, regulatoria y de inversión asociada a esta actividad.

Gráfica 17. Evolución de los permisos de Almacenamiento



Al corte de junio de 2026, existen **8 permisos de almacenamiento**, de los cuales **5 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos en construcción o en etapa previa al inicio de operaciones.

Gráfica 18. Estado de los permisos de Almacenamiento



El número reducido de permisos evidencia una limitada capacidad instalada, lo que constituye una restricción estructural para la flexibilidad operativa del sistema.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **346 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 83 días, mientras que el periodo máximo fue de 812 días.

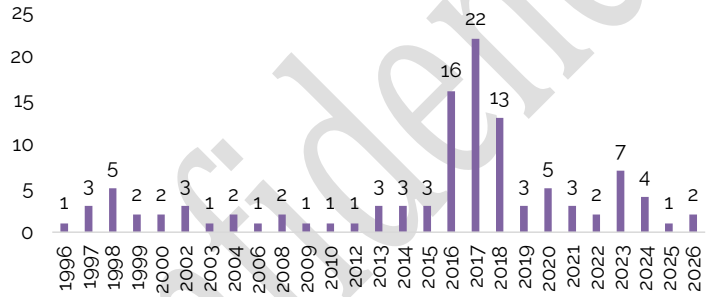
6.4. Transporte por ducto

El transporte de gas natural consiste en recibir, conducir y entregar el energético de un punto a otro mediante ductos, sin que implique su comercialización.

Esta actividad es regulada por la CNE bajo esquemas de acceso abierto, y los permisos se otorgan generalmente con vigencias de hasta **30 años**.

La evolución en el otorgamiento de permisos de transporte muestra un desarrollo gradual durante los primeros años, seguido de un crecimiento acelerado que alcanza su punto máximo entre 2016 y 2017. Posteriormente, se observa una disminución en el número de permisos otorgados, aunque manteniendo niveles superiores a los registrados en etapas iniciales.

Gráfica 19. Evolución de los permisos de Transporte por medio de ductos

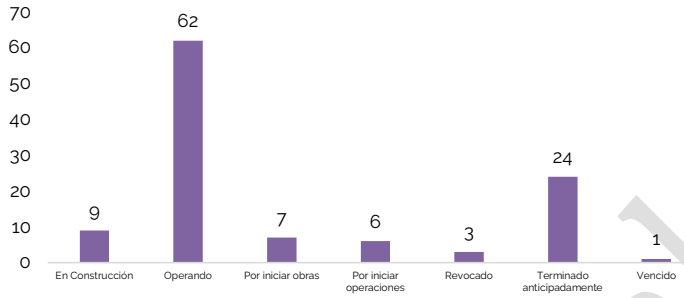


Al corte de junio de 2026, se identifican **112 permisos de transporte**, de los cuales **61 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos en distintas etapas de desarrollo o en condiciones administrativas diversas, incluyendo permisos en construcción, por iniciar obras, por iniciar operaciones, así como casos revocados, terminados anticipadamente o vencidos.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 20. Estado de los permisos de Transporte por medio de ductos



La existencia de un número relevante de permisos en operación confirma el desarrollo de infraestructura de transporte en el país; sin embargo, la presencia de proyectos que no alcanzaron su ejecución refleja riesgos asociados a la implementación de este tipo de infraestructura.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **276 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 13 días, mientras que el periodo máximo fue de 780 días.

6.5. Transporte por medios distintos a ducto

El transporte de gas natural consiste en recibir, conducir y entregar el energético de un punto a otro por medios distintos, sin que implique su comercialización.

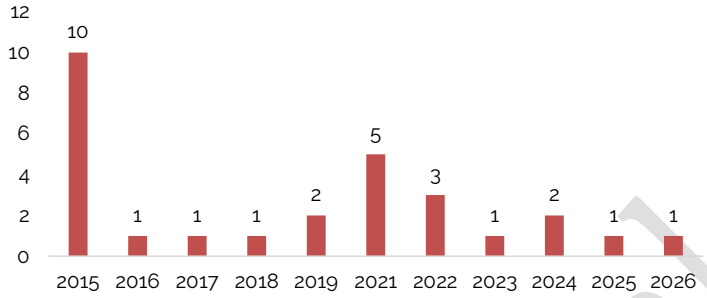
Esta actividad es regulada por la CNE bajo esquemas de acceso abierto, y los permisos se otorgan generalmente con vigencias de hasta **20 años**.

La evolución en el otorgamiento de permisos de transporte por medios distintos a ducto muestra una actividad limitada pero constante en el tiempo, con niveles bajos entre 2015 y 2018 y un repunte relevante en 2021, año en el que se alcanza el mayor número de permisos otorgados. Posteriormente, se observa una disminución en 2022 y un comportamiento intermitente en los años siguientes, lo que sugiere que esta actividad se mantiene activa, aunque sin una tendencia sostenida de crecimiento en la incorporación de nuevos proyectos.

Confidencial

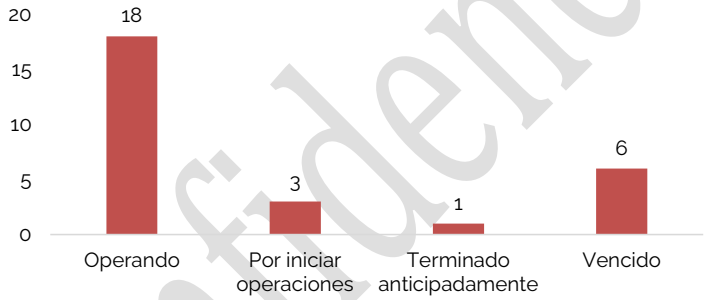
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 21. Evolución de los permisos de Transporte por medio distintos a ducto



Al corte de junio de 2026, **se identifican 28 permisos de transporte por medios distintos a ductos,** de los cuales **18 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos por iniciar operaciones, así como un permiso vencido.

Gráfica 22. Estado de los permisos de Transporte por medio distintos a ducto



La existencia de un número relevante de permisos en operación confirma el desarrollo de infraestructura de transporte en el país; sin embargo, la presencia de proyectos que no alcanzaron su ejecución refleja riesgos asociados a la implementación de este tipo de infraestructura.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **219 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 10 días, mientras que el periodo máximo fue de 527 días.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

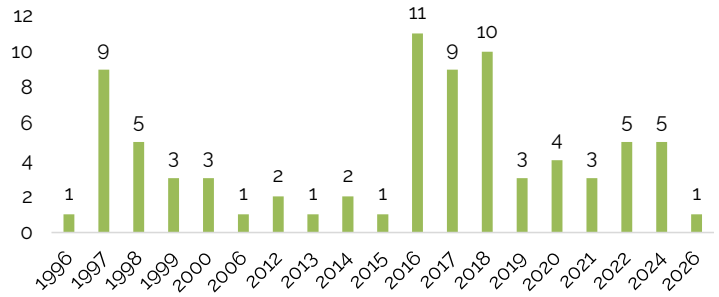
6.6. Distribución por ducto

La distribución consiste en la entrega de gas natural al usuario final dentro de una zona geográfica determinada.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos suelen otorgarse con vigencias de hasta **30 años**.

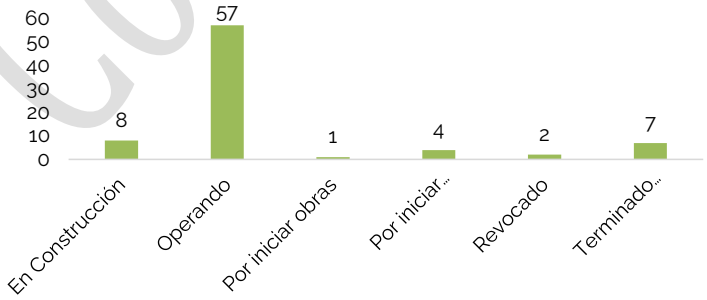
La evolución en el otorgamiento de permisos de distribución muestra un desarrollo inicial moderado, seguido de una fase de crecimiento que alcanza su punto máximo en 2018. Posteriormente, se observa una disminución en el número de permisos otorgados, aunque con ciertos repuntes en años recientes. En conjunto, este comportamiento refleja una expansión relevante en la cobertura del servicio, seguida de una etapa de menor dinamismo en la incorporación de nuevas zonas de distribución.

Gráfica 23. Evolución de los permisos de Distribución por ducto



Al corte de junio de 2026, existen **79 permisos de distribución**, de los cuales **57 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a permisos en distintas etapas de desarrollo o en condición administrativa diversa, incluyendo proyectos en construcción, por iniciar operaciones o terminados anticipadamente.

Gráfica 24. Estado de los permisos de Distribución por ducto



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La distribución presenta un nivel de consolidación en zonas específicas del país, aunque la existencia de proyectos en desarrollo indica la continuidad en la expansión de cobertura.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **280 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 32 días, mientras que el periodo máximo fue de 1,095 días.

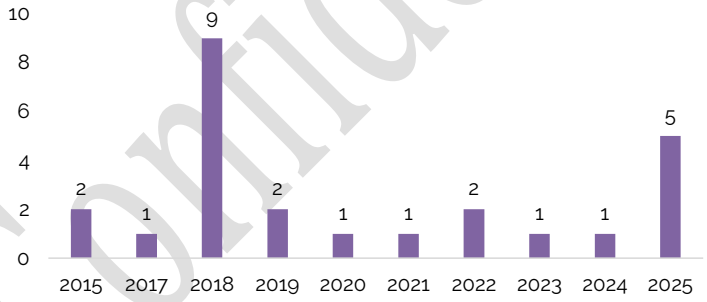
6.7. Distribución por medios distintos a ducto

La distribución consiste en la entrega de gas natural al usuario final dentro de una zona geográfica determinada por medios distintos a ducto.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos suelen otorgarse con vigencias de hasta **20 años**.

La evolución en el otorgamiento de permisos de distribución por medios distintos a ducto muestra un comportamiento irregular, con un pico atípico en 2018, año en el que se concentra el mayor número de autorizaciones. Posteriormente, la actividad se reduce de forma significativa y se mantiene en niveles bajos durante varios años, con ligeras variaciones anuales. Hacia 2025 se observa un nuevo repunte, aunque aún por debajo del máximo registrado, lo que sugiere una reactivación incipiente en esta modalidad de distribución.

Gráfica 25. Evolución de los permisos de Distribución por medios distintos a ducto



Al corte de junio de 2026, existen **25 permisos de distribución por medios distintos a ducto**, de los cuales **16 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a permisos por iniciar operaciones o terminados anticipadamente.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 26. Estado de los permisos de Distribución por medios distintos a ducto



La distribución presenta un nivel de consolidación en zonas específicas del país, aunque la existencia de proyectos en desarrollo indica la continuidad en la expansión de cobertura.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **269 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 10 días, mientras que el periodo máximo fue de 545 días.

6.8. Compresión

La compresión de gas natural es la actividad mediante la cual se incrementa la presión del gas para reducir su volumen, facilitando su manejo y transporte por medios distintos a ducto.

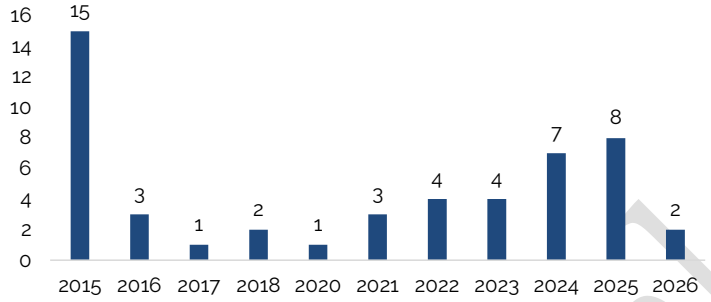
Esta actividad es regulada por la CNE y requiere permisos que generalmente se otorgan con vigencias de hasta **20 años**.

La evolución en el otorgamiento de permisos de compresión muestra un comportamiento variable, con una fase inicial de reducción entre 2015 y 2017, seguida de una tendencia de crecimiento a partir de 2021. En los años más recientes se observa un incremento en el número de permisos otorgados, alcanzando su punto más alto en 2025. En conjunto, este comportamiento sugiere un mayor dinamismo en esta actividad, asociado a la expansión de esquemas de transporte por medios distintos a ducto y a la necesidad de infraestructura complementaria dentro del sistema.

Confidencial

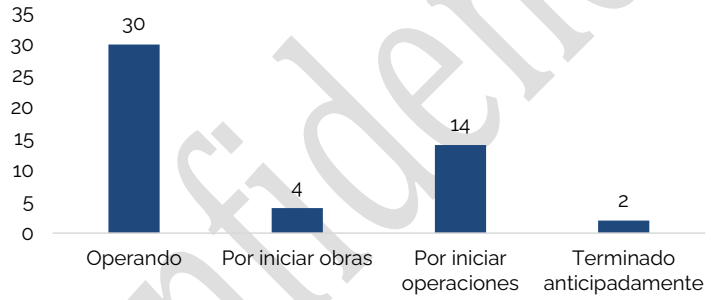
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 27. Evolución de los permisos de Compresión



Al corte de junio de 2026, se identifican **50 permisos de compresión**, de los cuales **30 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos en distintas etapas de desarrollo, incluyendo permisos por iniciar obras o por iniciar operaciones.

Gráfica 28. Estado de los permisos de Compresión



La proporción de permisos en etapas previas de operación sugiere que esta actividad continúa en proceso de desarrollo dentro del sistema energético nacional.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **259 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 31 días, mientras que el periodo máximo fue de 772 días.

6.9. Descompresión

La descompresión consiste en reducir la presión del gas natural para permitir su aprovechamiento en condiciones adecuadas para su consumo o integración a otros sistemas.

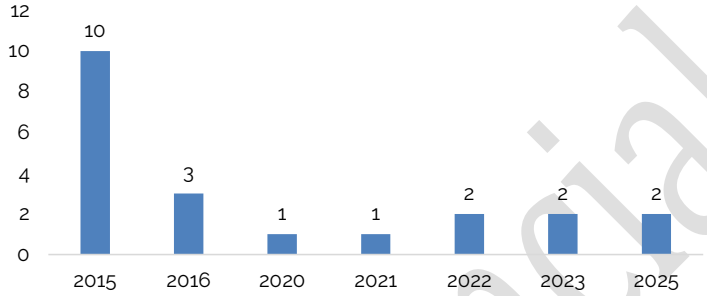
Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos suelen otorgarse con vigencias de hasta **20 años**.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

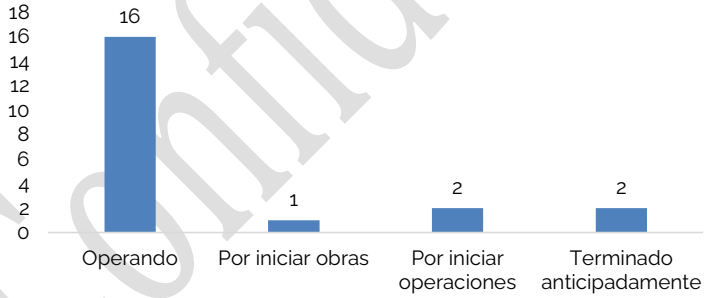
La evolución en el otorgamiento de permisos de descompresión de gas natural muestra una actividad limitada y discontinua a lo largo del tiempo, con un pico inicial en 2015, seguido de una reducción significativa en los años posteriores. A partir de 2020, se observa una reactivación moderada, aunque con niveles bajos y relativamente estables, lo que sugiere que esta actividad responde a necesidades puntuales asociadas a proyectos específicos, más que a una expansión sostenida del segmento.

Gráfica 29. Evolución de los permisos de Descompresión



Al corte de junio de 2026, existen **21 permisos de descompresión**, de los cuales **16 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos en desarrollo o a casos aislados de terminación anticipada.

Gráfica 30. Estado de los permisos de Descompresión



El número de permisos en operación indica que esta actividad cuenta con una base operativa estable, aunque su escala es menor en comparación con otras actividades del sistema.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **221 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 9 días, mientras que el periodo máximo fue de 753 días.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

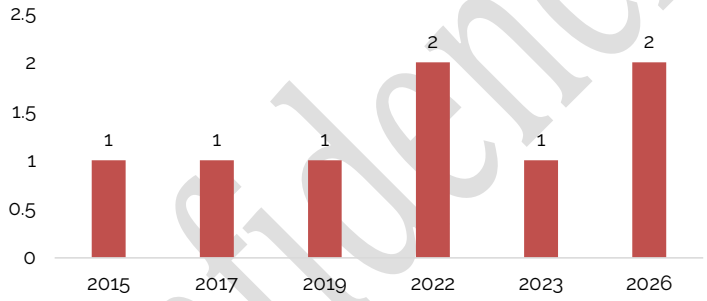
6.10. Licuefacción

La licuefacción es el proceso mediante el cual el gas natural se convierte en estado líquido, permitiendo su almacenamiento y transporte en condiciones de mayor densidad energética.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos correspondientes suelen otorgarse con vigencias de hasta **20 años**.

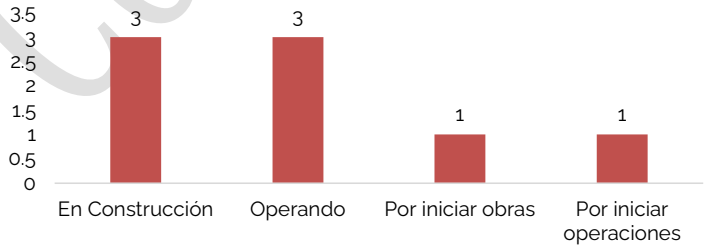
La evolución en el otorgamiento de permisos de licuefacción muestra un comportamiento esporádico y de muy baja frecuencia a lo largo del tiempo, con eventos aislados en distintos años y sin una tendencia clara de crecimiento. El ligero repunte observado en 2022 no se sostiene en los años posteriores, lo que refleja la naturaleza altamente especializada y de gran escala de esta actividad. En conjunto, este patrón evidencia un desarrollo limitado y selectivo de proyectos de licuefacción dentro del sistema.

Gráfica 31. Evolución de los permisos de Licuefacción



Al corte de junio de 2026, existen **8 permisos de licuefacción**, de los cuales **3 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos en distintas etapas de desarrollo.

Gráfica 32. Estado de los permisos de Licuefacción



El número limitado de permisos refleja que esta actividad se concentra en proyectos de mayor escala y con requerimientos significativos de inversión.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **376 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 10 días, mientras que el periodo máximo fue de 816 días.

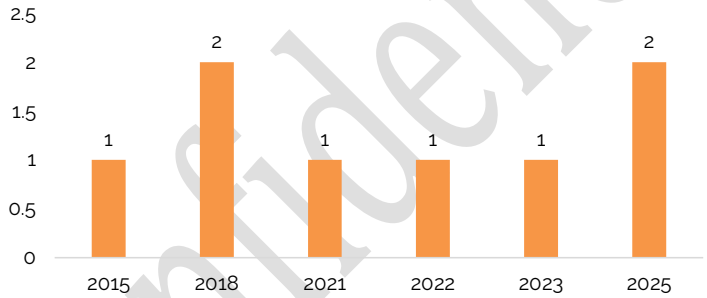
6.11. Regasificación

La regasificación es el proceso mediante el cual el GNL se transforma nuevamente en estado gaseoso para su uso en el sistema energético.

Esta actividad es regulada por la CNE y los permisos suelen otorgarse con vigencias de hasta **20 años**.

La evolución en el otorgamiento de permisos de regasificación muestra un comportamiento esporádico, con eventos aislados en distintos años y sin una tendencia clara de crecimiento sostenido. Si bien se observan algunos repuntes puntuales, estos no configuran una trayectoria expansiva continua. En conjunto, este patrón refleja el carácter altamente especializado de esta actividad, asociada a proyectos específicos de infraestructura dentro del sistema.

Gráfica 33. Evolución de los permisos de Regasificación

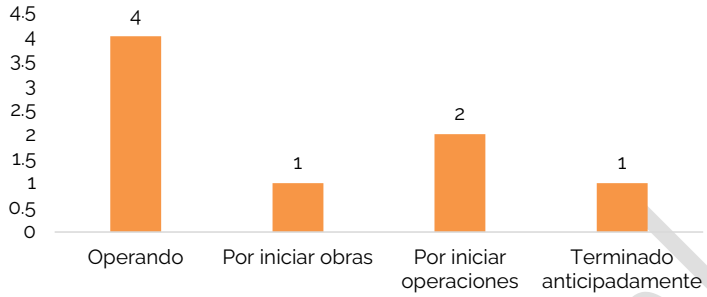


Al corte de junio de 2026, existen **8 permisos de regasificación**, de los cuales **4 se encuentran en operación**, mientras que el resto corresponde a proyectos en desarrollo o en condición de terminación anticipada.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 34. Estado de los permisos de Regasificación



La regasificación se encuentra asociada a infraestructura específica, lo que explica su limitada presencia en el sistema en comparación con otras actividades.

El tiempo promedio transcurrido entre la solicitud del permiso y la autorización del mismo es de **366 días**. Al respecto, el plazo mínimo observado fue de 10 días, mientras que el periodo máximo fue de 1,111 días.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

7. Distribución de actores por actividad

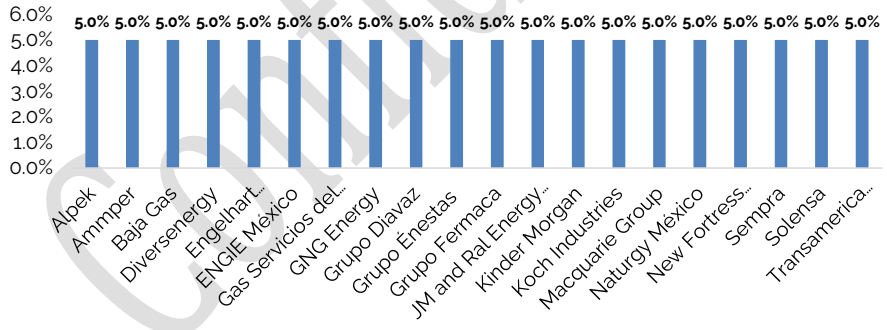
El análisis de participantes no debe limitarse a la identificación de actores, sino que debe incorporar una lectura de concentración de mercado, a fin de determinar cuáles empresas concentran la mayor proporción de permisos en estatus operando y, por lo tanto, tienen una participación efectiva en la oferta de servicios dentro de cada actividad.

7.1.1. Actores en importación de gas natural

El segmento de importación de gas natural constituye uno de los principales puntos de acceso a la molécula dentro del mercado mexicano y desempeña un papel fundamental para el abastecimiento de los distintos sistemas de transporte, distribución y comercialización. A diferencia de otras actividades reguladas asociadas a infraestructura específica, la importación presenta una estructura de mercado integrada por diversos participantes que cuentan con autorización para introducir gas natural al país mediante distintas configuraciones logísticas.

A partir del análisis de los permisos vigentes de importación, se observa la participación de múltiples empresas sin que exista una concentración significativa en favor de un número reducido de actores. Esta situación refleja una estructura relativamente diversificada, en la que distintos participantes pueden acceder al mercado de importación para abastecer operaciones de comercialización, transporte, distribución o proyectos de ducto virtual.

Gráfica 9. Participación de mercado en importación de gas natural (permisos operando)



La distribución observada permite identificar un mercado con baja concentración cuando la participación se mide a través del número de permisos. En este sentido, ningún participante presenta una posición claramente dominante respecto del resto de los actores analizados. Lo anterior sugiere que la actividad de importación se encuentra distribuida entre diversos participantes, generando un entorno con múltiples alternativas de acceso a molécula para el desarrollo de proyectos de suministro de gas natural en México.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 11. Listado de permisos de importación de gas natural.

ID	Estatus	Permisionario	GIE	Capacidad
1	Operando	Ammper Gas Natural S.A.P.I. de C.V.	Ammper	20 - 50 MMpcd
2	Operando	Baja Gas Peninsular S.A. de C.V.	Baja Gas	50 – 60 MMpcd
3	Operando	CIA Comercializadora de Hidrocarburos y Gas Natural S de CV	Grupo Fermaca	10 – 40 MMpcd
4	Operando	Diavaz Gas Com S.A.P.I. de C.V.	Grupo Diavaz	10 – 30 MMpcd
5	Operando	Diversenergy Mexico S.A.P.I. de C.V.	Diversenergy	2 - 7 MMpcd
6	Operando	Eca Liquefaction S. de R.L. de C.V.	Sempra	100 – 300 MMpcd
7	Operando	Enestas S.A. de C.V.	Grupo Énestas	5 - 15 MMpcd
8	Operando	GNG Energy S. de R.L. de C.V.	GNG Energy	10 - 40 MMpcd
9	Operando	Gas Natural Servicios S.A. de C.V.	Naturgy México	20 – 60 MMpcd
10	Operando	Gas Servicios del Norte de Mexico S. de R.L. de C.V.	Gas Servicios del Norte de México	10 - 30 MMpcd
11	Operando	JM And RAL Energy Mexico S. de R.L. de C.V.	JM and Ral Energy México	15 - 45 MMpcd
12	Operando	Fhr Mexico Energia S. de R.L. de C.V.	Koch Industries	20 – 50 MMpcd
13	Operando	Macquarie Energy Mexico S. de R.L. de C.V.	Macquarie Group	15 – 45 MMpcd
14	Operando	NFenergia GN de BCS, S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	20 – 50 MMpcd
15	Operando	Neg Natural S.A. de C.V.	Alpek	450 MMpcd
16	Operando	El Paso Energy Marketing de Mexico S. de R.L. de C.V.	Kinder Morgan	50 – 150 MMpcd
17	Operando	Transamerica Natural Gas Mexico S. de R.L. de C.V.	Transamerica Natural Gas Mexico	10 - 25 MMpcd
18	Operando	Engelhart CTP Energy Marketing de Mexico S. de R.L. de C.V.	Engelhart Commodities Trading Partners	10 - 30 MMpcd
19	Operando	GDF Suez Mexico Comercializadora S. de R.L. de C.V.	ENGIE México	40 – 120 MMpcd
20	Operando	Solensa S.A. de C.V.	Solensa	2 - 8 MMpcd

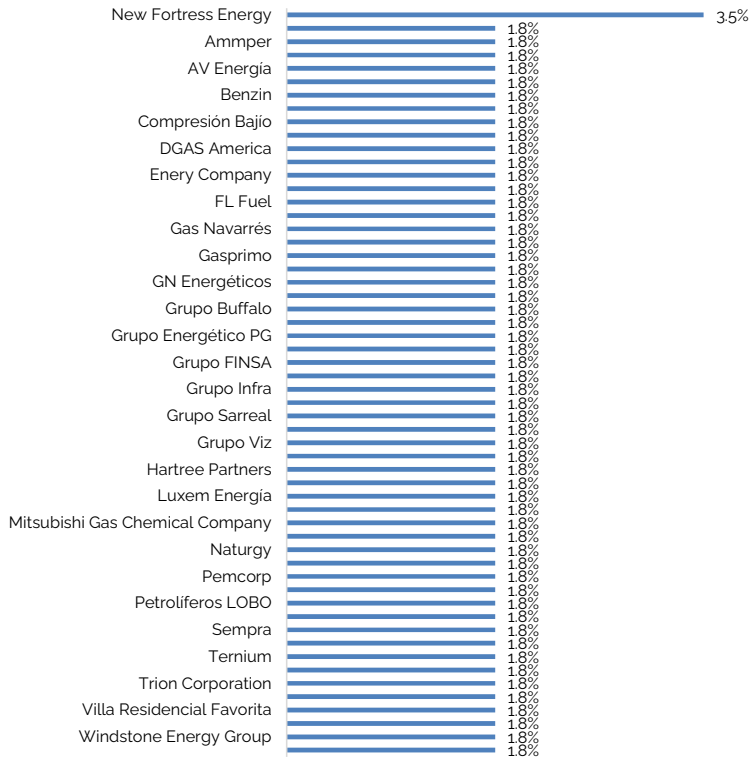
7.1.2. Actores en comercialización de gas natural

El segmento de comercialización de gas natural presenta una estructura de mercado caracterizada por la participación de un número elevado de actores y bajos niveles de concentración relativa en términos de permisos. Esta situación responde, en parte, a que la comercialización constituye una de las actividades más flexibles dentro de la cadena de valor del gas natural, permitiendo la participación de empresas con distintos perfiles operativos y comerciales.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

No obstante, a partir del análisis de los permisos vigentes, se identifican más de cincuenta participantes autorizados para desarrollar esta actividad, de los cuales únicamente una empresa cuenta con más de un permiso. Este comportamiento refleja una estructura altamente atomizada, donde la gran mayoría de los participantes mantiene una presencia equivalente desde una perspectiva regulatoria, medida a través del número de permisos otorgados.

Gráfica 9. Participación de mercado en comercialización de gas natural (permisos operando)



A partir de esta información, se puede observar que la participación de mercado, medida mediante el número de permisos vigentes, se encuentra distribuida entre una amplia diversidad de actores, sin que exista una concentración significativa en favor de algún participante en particular. Esta situación evidencia un mercado con bajos niveles de concentración regulatoria y una amplia base de empresas autorizadas para realizar actividades de comercialización. No obstante, es importante considerar que la distribución observada refleja únicamente la participación en términos de permisos y no necesariamente los volúmenes efectivamente comercializados por cada empresa, los cuales pueden presentar una estructura distinta a la observada desde una perspectiva regulatoria.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 12. Listado de permisos de comercialización de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Capacidad	Tipo de gas
1	G/20428	Operando	NGL Equipments S.A. de C.V.	Trafigura	15 MMpcd	GNL
2	G/20701	Operando	Neg Natural S.A. de C.V.	Alpek	5 MMpcd	GNC
3	G/20713	Operando	Gas Natural Ganamex S. de R.L. de C.V.	Ganamex	2.5 MMpcd	GNC
4	G/20902	Operando	Ecochoice México S.A. de C.V.	Ecochoice México	4 MMpcd	GNL
5	G/20903	Operando	Strata BPS S.A.P.I. de C.V.	Strata BPS	10 MMpcd	GNC
6	G/20993	Operando	Gas Servicios del Norte de Mexico S. de R.L. de C.V.	Gas Servicios del Norte de México	5 MMpcd	GNC
7	G/20994	Operando	Petroliferos Lobo S. de R.L. de C.V.	Petrolíferos LOBO	3.5 MMpcd	GNL
8	G/21190	Operando	Villa Residencial Favorita S.A. de C.V.	Villa Residencial Favorita	2 MMpcd	GNL
9	G/21400	Operando	Comercializadora de Gas Navarres S.A. de C.V.	Gas Navarrés	4 MMpcd	GNC
10	G/21401	Operando	Compresion Bajio S. de R.L. de C.V.	Compresión Bajio	3 MMpcd	GNC
11	G/21402	Operando	Petroliferos Enerpres S.A. de C.V.	Petrolíferos Enerpres	5 MMpcd	GNC
12	G/21565	Operando	Lokale Energia S. de R.L. de C.V.	Lokale Energia	2.5 MMpcd	GNC
13	G/21566	Operando	Paragon Midstream S.A.P.I. de C.V.	Paragon	10 MMpcd	GNL
14	G/21622	Operando	Vitol Electricidad de Mexico S. de R.L. de C.V.	Vitol Energy	150 MMpcd	GNL
15	G/21704	Operando	GNG Energy S. de R.L. de C.V.	GNG Energy	4.5 MMpcd	GNC
16	G/21865	Operando	Consultoria y Servicio Integral A&A S. de R.L. de C.V.	CSI A&A	2 MMpcd	GNC
17	G/21925	Operando	Fl Fuel Logistics, S.A. de C.V.	FL Fuel	3 MMpcd	GNC
18	G/22079	Operando	Global Trading Goods and Services S.A. de C.V.	Global Trading Goods and Services	4 MMpcd	GNC
19	G/22080	Operando	Wyetree Mx S.A.P.I. de C.V.	Wyetree MX	15 MMpcd	GNC
20	G/22198	Operando	Comercializadora Luxem S.A. de C.V.	Luxem Energía	5 MMpcd	GNC

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 12. Listado de permisos de comercialización de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Capacidad	Tipo de gas
21	G/22199	Operando	Gp Division Gas S.A. de C.V.	Maxx Gas	8 MMpcd	GNC
22	G/22260	Operando	Baja Gas Peninsular S.A. de C.V.	Baja Gas	4.5 MMpcd	GNC
23	G/22493	Operando	Eca Liquefaction S. de R.L. de C.V.	Sempra	430 MMpcd	GNL
24	G/22495	Operando	Energia Familiar S.A. de C.V.	Grupo Viz	2.5 MMpcd	GNC
25	G/22497	Operando	Morgan Stanley Capital, S.A. de C.V.	Morgan Stanley	100 MMpcd	GNC
26	G/22498	Operando	NFenergia GN de BCS S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	100 MMpcd	GNL
27	G/22499	Operando	producción de Energía Mexicana S. de R.L. de C.V.	Proemex	3 MMpcd	GNC
28	G/22501	Operando	Visamaro, S.A. de C.V.	Grupo Visamaro	2.5 MMpcd	GNC
29	G/22758	Operando	Energy Company Stes S. de R.L. de C.V.	Enery Company	3.5 MMpcd	GNC
30	G/22759	Operando	Gas Buffalo S. de R.L. de C.V.	Grupo Buffalo	6 MMpcd	GNC
31	G/22760	Operando	Gn Energetico S. de R.L. de C.V.	GN Energéticos	4 MMpcd	GNC
32	G/22761	Operando	Energia Renovable Aplicada, S.A. de C.V.	Grupo Era	3.5 MMpcd	GNC
33	G/23063	Operando	Gasantos, S.A. de C.V.	Grupo Gasantos	5 MMpcd	GNC
34	G/23300	Operando	Comercializadora de Combustibles Benzin S. de R.L. de C.V.	Benzin	4.5 MMpcd	GNC
35	G/23301	Operando	Dgas America S.A.P.I. de C.V.	DGAS America	5 MMpcd	GNC
36	G/23344	Operando	Finsa Energéticos Ii S. de R.L. de C.V.	Grupo FINSA	10 MMpcd	GNC
37	G/23345	Operando	Gasprimo S.A.P.I. de C.V.	Gasprimo	3 MMpcd	GNC
38	G/23348	Operando	Trion Corporation Fuel and Gas S.A. de C.V.	Trion Corporation	8 MMpcd	GNC
39	G/23443	Operando	Gas Natural Infra S.A. de C.V.	Grupo Infra	25 MMpcd	GNL
40	G/23444	Operando	Hartree Gas Mexico S. de R.L. de C.V.	Hartree Partners	120 MMpcd	GNL
41	G/23445	Operando	Twin Eagle Energy Marketing Mexico S. de R.L. de C.V.	Twin Eagle	100 MMpcd	GNL
42	G/23546	Operando	Energia y Gas Natural Four S.A. de C.V.	Naturgy	3.5 MMpcd	GNC

Confidential

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 12. Listado de permisos de comercialización de gas natural

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Capacidad	Tipo de gas
43	G/23547	Operando	Sarreal S.A. de C.V.	Grupo Sarreal	4 MMpcd	GNC
44	G/23576	Operando	Applied Lng de México S. de R.L. de C.V.	Applied LNG	15 MMpcd	GNL
45	G/23577	Operando	Central Generadora Electrica Huinala S. de R.L. de C.V.	Ternium	50 MMpcd	GNC
46	G/23712	Operando	Comercializadora Gs3 S. de R.L. de C.V.	GS3	3 MMpcd	GNC
47	G/23713	Operando	Grupo Energetico Pg y Asociados S.A. de C.V.	Grupo Energético PG	3 MMpcd	GNC
48	G/23714	Operando	Bsq Global Corporation S.A. de C.V.	BSQ Global	5 MMpcd	GNC
49	G/23715	Operando	Fénix Trading O&G S.A.P.I. de C.V.	Fenix Energía	4.5 MMpcd	GNC
50	G/23907	Operando	Mgc Mexico S.A. de C.V.	Mitsubishi Gas Company	15 MMpcd	GNL
51	G/24168	Operando	Windstone Energy Group S.A. de C.V.	Windstone Energy Group	10 MMpcd	GNC
52	G/24209	Operando	Av Energia S.A. de C.V.	AV Energía	3.5 MMpcd	GNC
53	G/24210	Operando	Ec208 S. de R.L. de C.V.	Grupo EC	4 MMpcd	GNC
54	G/24434	Operando	Ammper S.A.P.I. de C.V.	Ammper	15 MMpcd	GNC
55	G/24560	Operando	Servicios de Comercializacion Aceite y Gas S.A. de C.V.	Grupo Nuvoil	15 MMpcd	GNC
56	G/24872	Operando	Pemcorp S.A.P.I. de C.V.	Pemcorp	15 MMpcd	GNC
57	G/24928	Operando	Nfe Altamira Flng S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	190 MMpcd	GNL
58	G/25960	Por iniciar operaciones	Koma Sano Group S.A. de C.V.	Koma Sano Group	3 MMpcd	GNC

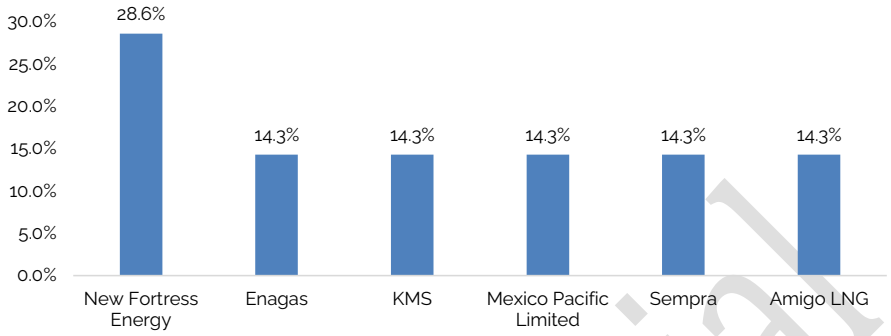
7.1.3. Actores en almacenamiento de gas natural

El segmento de almacenamiento de gas natural presenta una estructura de mercado significativamente más concentrada que la observada en actividades como la comercialización. Esta situación responde, en gran medida, a las elevadas inversiones requeridas para el desarrollo de infraestructura de almacenamiento, así como a la complejidad técnica, operativa y regulatoria asociada a este tipo de proyectos.

A partir del análisis de los permisos en estatus operando, se identifican un total de siete permisos vigentes distribuidos entre seis empresas. De estos participantes, únicamente New Fortress Energy cuenta con más de un permiso, concentrando aproximadamente 28.6% del total. Por su parte, ÉNESTAS, KMS, México Pacific Limited, Sempra y Amigo LNG mantienen una participación equivalente, con aproximadamente 14.3% de los permisos cada una.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Gráfica 9. Participación de mercado en almacenamiento de gas natural (permisos operando)



A partir de esta información, se observa una estructura de mercado integrada por un número reducido de participantes, donde la actividad se concentra en empresas con capacidad para desarrollar y operar infraestructura especializada de almacenamiento. Si bien no existe un participante con una posición claramente dominante, la limitada cantidad de permisos operando refleja que se trata de una actividad con mayores barreras de entrada respecto a otros segmentos de la cadena de valor del gas natural, particularmente por los requerimientos de inversión, infraestructura y cumplimiento regulatorio asociados a su desarrollo.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 13. Listado de permisos de almacenamiento de gas natural.

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estado	Capacidad	Tipo de gas
1	G/138	Operando	Terminal de LNG de Altamira S. de R.L. de C.V.	Enagas	Tamaulipas	500 MMpcd	GNL
2	G/809	Por iniciar operaciones	Amigo LNG S.A. de C.V.	Amigo LNG	Sonora	265 MMpcd	GNL
3	G/140	Operando	Energía Costa Azul S. de R.L. de C.V.	Sempra	Baja California	1,000 MMpcd	GNL
4	G/228	Operando	Terminal KMS de GNL S. de R.L. de C.V.	KMS	Colima	500 MMpcd	GNL
5	G/23819	Operando	NFE Pacifico LAP S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	Baja California Sur	100 MMpcd	GNL
6	G/24927	Operando	Mexico FLNG S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	Tamaulipas	190 MMcpd	GNL
7	G/25663	Por iniciar operaciones	Mexico Pacific Land Holdings S. de R.L. de C.V.	Mexico Pacific Limited	Sonora	2,000 MMpcd	GNL

Confidencial

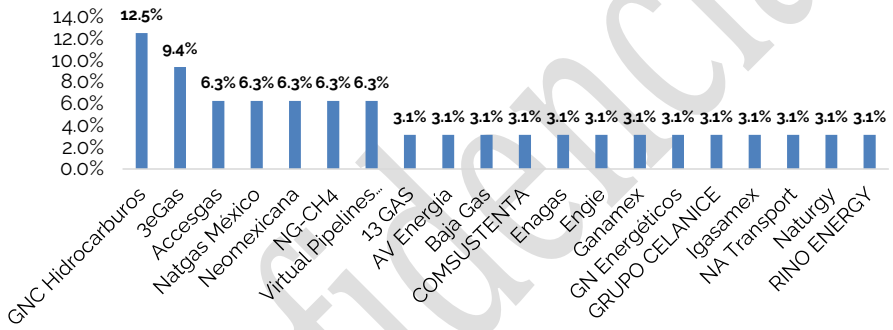
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

7.1.4. Actores en compresión de gas natural

El segmento asociado a la compresión de gas natural presenta una estructura de mercado distinta a la observada en actividades como el transporte por ducto, caracterizada por la participación de múltiples actores y una menor concentración relativa en términos de permisos.

No obstante, a partir del análisis de los permisos en estatus operando, se identifican un total de 30 permisos vigentes, de los cuales únicamente seis empresas cuentan con más de un permiso. Este comportamiento indica que, si bien existe una base amplia de participantes, la repetición de operadores con presencia en más de un activo es limitada, lo que sugiere una estructura con baja consolidación empresarial en este segmento.

Gráfica 9. Participación de mercado en compresión de gas natural (permisos operando)



A partir de esta información, se puede observar que la participación de mercado, medida a través del número de permisos en operación, se encuentra distribuida entre diversos actores, sin que exista un dominio claro por parte de un número reducido de empresas. Esto contrasta con otros segmentos del sector energético donde la concentración tiende a ser más elevada, y refuerza la idea de que la actividad de compresión presenta una dinámica más fragmentada en términos de estructura operativa.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 14. Listado de permisos de compresión de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estado	Capacidad
1	CNE/G/240	Por iniciar operaciones	Natgas Querétaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Nuevo León	3.0 MMpcd.
2	CNE/G/241	Por iniciar operaciones	Ge Gaseco Gnv Region Golfo S.A.P.I. de C.V.	Grupo Gaseco	Veracruz	2.0 MMpcd.
3	CNE/G/497	Por iniciar operaciones	Landgas S.A. de C.V.	Wigas	Estado de México	2.0 MMpcd.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 14. Listado de permisos de compresión de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estado	Capacidad
4	CNE/G/525	Por iniciar operaciones	Cugas S.A. de C.V.	CUGAS	Querétaro	1.5 MMpcd.
5	CNE/G/549	Por iniciar operaciones	Energia Natural Movil S.A. de C.V.	Enagas	Chihuahua	3.5 MMpcd.
6	CNE/G/604	Por iniciar operaciones	Ng-Ch4 S.A. de C.V.	NG-CH4	Nuevo León	2.5 MMpcd.
7	CNE/G/661	Por iniciar operaciones	Ng-Ch4 S.A. de C.V.	NG-CH4	Nuevo León	3.0 MMpcd.
8	CNE/G/97	Por iniciar operaciones	GNC Hidrocarburos S.A. de C.V.	GNC Hidrocarburos	Morelos	2.5 MMpcd.
9	CNE/G/98	Por iniciar operaciones	Natgas Querétaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Aguascalientes	2.5 MMpcd.
10	CNE/G/99	Por iniciar operaciones	Natgas Querétaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Querétaro	2.5 MMpcd.
11	G/11765	Operando	Neomexicana de Gnc S.A.P.I. de C.V.	Neomexicana	Puebla	2.0 MMpcd.
12	G/11766	Operando	Virtual Pipelines de Mexico S.A.P.I. de C.V.	Virtual Pipelines de México	San Luis Potosí	2.5 MMpcd.
13	G/11768	Operando	GNC Hidrocarburos S.A. de C.V.	GNC Hidrocarburos	Durango	1.5 MMpcd.
14	G/11769	Operando	GNC Hidrocarburos S.A. de C.V.	GNC Hidrocarburos	Hidalgo	1.5 MMpcd.
15	G/11770	Operando	GNC Hidrocarburos S.A. de C.V.	GNC Hidrocarburos	Sonora	1.5 MMpcd.
16	G/11781	Operando	Naturgy Servicios S.A. de C.V.	Naturgy	Nuevo León	2.0 MMpcd.
17	G/11782	Operando	GN Energético S. de R.L. de C.V.	GN Energéticos	Guanajuato	1.5 MMpcd.
18	G/12972	Operando	Natgas Querétaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Querétaro	2.5 MMpcd.
19	G/12975	Operando	3egasv S. de R.L. de C.V.	3eGas	Michoacán	2.0 MMpcd.
20	G/19158	Operando	Energia Natural Movil S.A. de C.V.	Enagas	Chihuahua	3.0 MMpcd.
21	G/19547	Operando	Neomexicana de Gnc S.A.P.I. de C.V.	Neomexicana	Jalisco	2.5 MMpcd.
22	G/19814	Operando	Virtual Pipelines de Mexico S.A.P.I. de C.V.	Virtual Pipelines de México.	Veracruz	2.0 MMpcd.
23	G/20316	Operando	Energia Natural Peninsular S.A.P.I. de C.V.	Engie	Yucatán	2.0 MMpcd.
24	G/20861	Operando	Vbg Energetica S.A.P.I. de C.V.	VBG	Estado de México	2.0 MMpcd.
25	G/21424	Operando	Accesgas S.A.P.I. de C.V.	Accesgas	Baja California	1.8 MMpcd.
26	G/23446	Operando	Gas Natural Ganamex S. de R.L. de C.V.	Ganamex	Nuevo León	2.0 MMpcd.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla **14. Listado de permisos de compresión de gas natural**

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estado	Capacidad
27	G/23813	Operando	Na Transport S.A. de C.V.	NA Transport	Estado de México	2.2 MMpcd.
28	G/23829	Operando	Av Energia S.A. de C.V.	AV Energía	Jalisco	1.5 MMpcd.
29	G/23848	Por iniciar obras	Combustibles Ecologicos Mexicanos S.A. de C.V.	ENCO GNV	Ciudad de México	2.5 MMpcd.
30	G/23984	Operando	Comsustenta S.A.P.I. de C.V.	COMSUSTENTA	Tabasco	1.8 MMpcd.
31	G/24036	Operando	Safegas Poder Natural S.A.P.I. de C.V.	SafeGas	Jalisco	2.0 MMpcd.
32	G/24095	Operando	Grupo Celanice S.A. de C.V.	GRUPO CELANICE	Veracruz	1.5 MMpcd.
33	G/24211	Operando	Gnc Hidrocarburos S.A. de C.V.	GNC Hidrocarburos	Guanajuato	3.5 MMpcd
34	G/25136	Operando	Natgas Querétaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Baja California	3.0 MMpcd
35	G/25201	Operando	Baja Gas And Oil Natural S.A. de C.V.	Baja Gas	Baja California	2.5 MMpcd.
36	G/25202	Por iniciar obras	Gas Natural de Tlaxcala S. de R.L. de C.V.	Igasamex	Veracruz	1.5 MMpcd
37	G/25203	Por iniciar obras	Planta GN Monterrey S.A.P.I. de C.V.	Energex	Nuevo León	3.0 MMpcd.
38	G/25509	Por iniciar obras	Virtual Pipelines de Mexico S.A.P.I. de C.V.	Virtual Pipelines de México.	Veracruz	2.5 MMpcd.
39	G/25598	Operando	13 Gas S.A. de C.V.	13 GAS	Estado de México	1.8 MMpcd.
40	G/25791	Por iniciar operaciones	Gasnat Peninsular S.A. de C.V.	Gas Península	Yucatán	2.0 MMpcd.
41	G/25916	Por iniciar operaciones	VBG Energética S.A.P.I. de C.V.	VBG	Estado de México	2.5 MMpcd.
42	G/26060	Por iniciar operaciones	Combustibles Ecológicos Mexicanos S.A. de C.V.	ENCO GNV	Nuevo León	2.2 MMpcd
43	G/26061	Operando	Energía Responsable de Mexico S.A. de C.V.	RINO ENERGY	Coahuila	1.5 MMpcd.
44	G/26062	Por iniciar operaciones	GNL Cosala S.A. de C.V.	Cosala	Sinaloa	2.0 MMpcd.
45	G/357	Operando	Accesgas S.A.P.I. de C.V.	Accesgas	Guanajuato	2.0 MMpcd.
46	G/358	Operando	Gas Natural de Tlaxcala S. de R.L. de C.V.	Igasamex	Tlaxcala	1.8 MMpcd.
47	G/909	Operando	Corporación C H 4 S.A. de C.V.	NG-CH4	Jalisco	1.5 MMpcd.

Confidencial

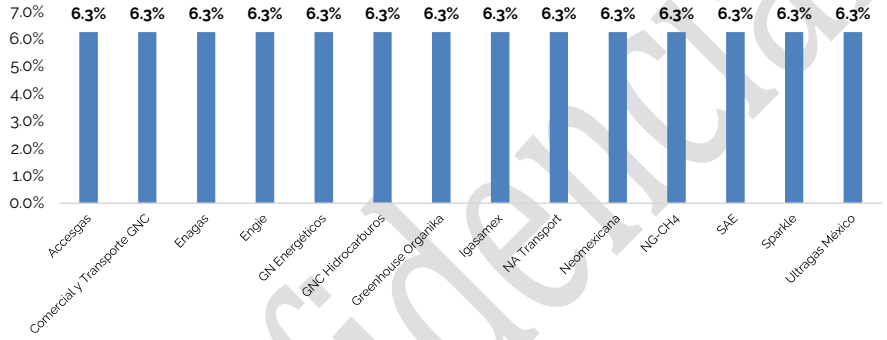
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

7.1.5. Actores en descompresión de gas natural

La descompresión representa la etapa final de acondicionamiento del gas natural previo a su consumo, por lo que su desarrollo está directamente vinculado a la localización de la demanda y a los puntos de entrega del energético.

A partir del análisis de los permisos en estatus operando, se identifican un total de 14 empresas, cada una con un solo permiso en operación. Este comportamiento evidencia una estructura completamente atomizada, en la que no existen empresas con participación múltiple dentro del segmento, lo que contrasta con lo observado en la actividad de compresión.

Tabla 15. Participación de mercado en descompresión de gas natural (permisos operando)



Esta distribución indica que la participación de mercado se encuentra totalmente fragmentada, sin la presencia de actores dominantes ni niveles relevantes de concentración. Lo anterior sugiere que la actividad de descompresión responde a una lógica altamente localizada, en la que cada instalación está asociada a necesidades específicas de consumo, más que a estrategias de expansión o integración por parte de los participantes.

En este sentido, a diferencia de otros segmentos de la cadena, la descompresión no muestra señales de consolidación empresarial, lo que tiene implicaciones en la estructuración de proyectos, particularmente en términos de integración operativa y coordinación entre actividades.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 15. Listado de permisos de descompresión de gas natural

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estado	Capacidad
1	CNE/G/100	Por iniciar operaciones	Natgas Queretaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Querétaro	2.5 MMpcd.
2	CNE/G/242	Por iniciar operaciones	Gnl Cosala S.A. de C.V.	Cosala	Estado de México	2.0 MMpcd.
3	G/11760	Operando	Neomexicana de Gnc S.A.P.I. de C.V.	Neomexicana	Guanajuato	2.0 MMpcd.
4	G/11761	Operando	Virtual Pipelines de Mexico S.A.P.I. de C.V.	Virtual Pipelines de México.	Guanajuato	2.5 MMpcd.
5	G/11763	Operando	Comercial y Transporte Gnc S.A. de C.V.	Comercial y Transporte GNC	Tabasco	1.8 MMpcd.
6	G/11764	Operando	Gnc Hidrocarburos S.A. de C.V.	GNC Hidrocarburos	Sinaloa	3.0 MMpcd.
7	G/11783	Operando	Gn Energetico S. de R.L. de C.V.	GN Energéticos	Guanajuato	1.5 MMpcd.
8	G/12976	Operando	3egasv S. de R.L. de C.V.	3eGas	Michoacán	2.0 MMpcd.
9	G/19108	Operando	Kng Ultra S.A. de C.V.	Ultragas México	Jalisco	1.5 MMpcd.
10	G/19157	Operando	Energia Natural Movil S.A. de C.V.	Enagas	Chihuahua	2.5 MMpcd.
11	G/2238	Operando	Gas Natural de Tlaxcala S. de R.L. de C.V.	Igasamex	Veracruz	1.8 MMpcd.
12	G/2239	Operando	Accesgas S.A.P.I. de C.V.	Accesgas	Estado de México	2.0 MMpcd.
13	G/23349	Operando	Energia Natural Peninsular S.A.P.I. de C.V.	Engie	Yucatán	2.2 MMpcd.
14	G/23891	Operando	Servicios Agregados de Energia S.A. de C.V.	SAE	Tlaxcala	1.5 MMpcd.
15	G/24172	Operando	Industrias Sparkle S.A. de C.V.	Sparkle	Veracruz	1.2 MMpcd.
16	G/24562	Operando	Greenhouse Organika S.A.P.I. de C.V.	Greenhouse Organika	Guanajuato	1.8 MMpcd.
17	G/24804	Por iniciar obras	Consultoría y Servicio Integral A&A S. de R.L. de C.V.	CSI A&A	Michoacán	1.5 MMpcd.
18	G/24830	Operando	Na Transport S.A. de C.V.	NA Transport	Estado de México	2.2 MMpcd.
19	G/5054	Operando	Corporacion C H 4 S.A. de C.V.	NG-CH4	Jalisco	2.4 MMpcd.

Confidencial

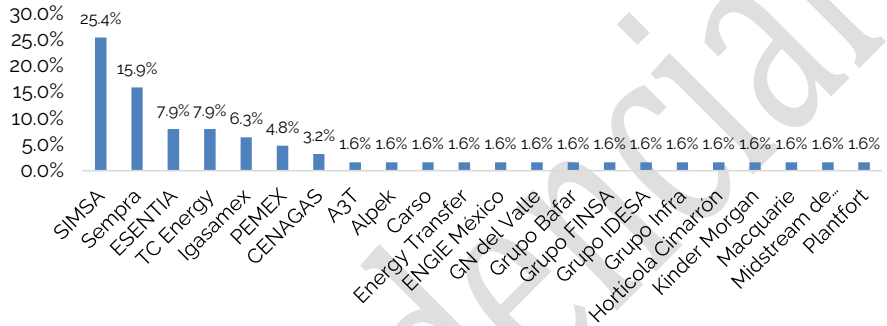
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

7.1.6. Actores en transporte por ducto

El transporte por ducto constituye un elemento fundamental dentro de la cadena de valor del gas natural, al permitir el desplazamiento continuo del energético desde los puntos de inyección hasta los centros de consumo a través de infraestructura fija.

A partir del análisis de los permisos en estatus operando, se observa que este segmento presenta una estructura de mercado con concentración en los principales participantes, toda vez que siete empresas concentran 62.5% de los permisos en operación.

Gráfica 10. Participación de mercado en transporte por ducto (permisos operando)



Este comportamiento indica que, si bien existe una base de participantes en el segmento, la capacidad operativa se encuentra concentrada en un número reducido de empresas, las cuales desempeñan un papel relevante en la operación y disponibilidad de infraestructura. Al mismo tiempo, la presencia de actores de menor escala sugiere la existencia de competencia en mercados específicos o en tramos particulares del sistema.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 17. Listado de permisos de transporte de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
1	CNE/G/713	Por iniciar operaciones	Petroleos Mexicanos E P E	PEMEX	38 km
2	CNE/G/798	Por iniciar operaciones	Gasoducto Centauro del Norte S.A. de C.V.	Carso	42 km
3	G/003	Operando	Kinder Morgan Gas Natural de Mexico S. de R.L. de C.V.	Kinder Morgan	137.2 km
4	G/016	Operando	Ienova Pipelines S. de R.L. de C.V.	Sempra	37.86 km
5	G/017	Operando	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	Igasamex	5.335 km

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 17. Listado de permisos de transporte de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
6	G/028	Operando	Esentia Pipeline de Toluca S. de R.L. de C.V.	ESENTIA	127.14 km
7	G/036	Operando	Finsa Energeticos S. de R.L. de C.V.	Grupo FINSA	7.96 km
8	G/045	Operando	Gasoductos del Bajio S. de R.L. de C.V.	TC Energy	203 km
9	G/051	Operando	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	36 km
10	G/059	Operando	Centro Nacional de Control del Gas Natural	CENAGAS	339 km
11	G/061	Operando	Centro Nacional de Control del Gas Natural	CENAGAS	8,704 km
12	G/100	Operando	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	217.8 km
13	G/125	Operando	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	1,253 km
14	G/128	Operando	Gasoductos de Tamaulipas S. de R.L. de C.V.	Sempra	114 km
15	G/12964	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	8.307 km
16	G/130	Operando	Gasoducto del Rio S.A. de C.V.	Valia Energía	203 km
17	G/13309	Operando	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	221 km
18	G/13491	Operando	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	28 km
19	G/13558	Operando	Transportadora de Gas de Trancoso S.A. de C.V.	Trancoso	2,744 km
20	G/13687	Operando	Esentia Pipeline El Encino S. de R.L. de C.V.	ESENTIA	477 km
21	G/146	Operando	Conceptos Energeticos Mexicanos S. de R.L. de C.V.	Igasamex	1.478 km
22	G/19046	Por iniciar obras	Centro Logistico Jalisco S.A. de C.V.	Centro Logístico Jalisco	256 km
23	G/19110	Operando	Midstream de Mexico S. de R.L. de C.V.	Midstream de México	276 km
24	G/19111	Operando	Energia Infra S.A.P.I. de C.V.	Grupo Infra	2 km
25	G/19112	Por iniciar obras	Gas Natural Rio Blanco S de RL	ERGON-CH4	6 km
26	G/19113	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	19 km
27	G/19114	Operando	Petroleos Mexicanos E P E	PEMEX	25.2 km
28	G/19165	Operando	Industrias Derivadas del Etileno S.A. de C.V.	Grupo IDESA	12 km

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 17. Listado de permisos de transporte de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
29	G/19166	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	150 km
30	G/19599	Por iniciar obras	Siderurgica de Linares S.A. de C.V.	Grupo Lenox	3.6 km
31	G/19897	Operando	Transportadora de Gas Natural de La Huasteca S.A. de C.V.	TC Energy	288 km
32	G/19989	Operando	Gn del Valle S. de R.L. de C.V.	GN del Valle	1.206 km
33	G/20035	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	1.152 km
34	G/20108	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	48 km
35	G/20156	Operando	Esentia Pipeline La Laguna S. de R.L. de C.V.	ESENTIA	444 km
36	G/20157	Operando	Esentia Pipeline de Occidente S. de R.L. de C.V.	ESENTIA	379 km
37	G/20273	En Construcción	Ganfer Sociedad Agricola S.A. de C.V.	Ganfer	0.222 km
38	G/20274	Operando	Abent 3t S.A.P.I. de C.V.	A3T	1.85 km
39	G/20275	Operando	Petroleos Mexicanos E P E	PEMEX	178.52 km
40	G/20314	Operando	Plantfort S.A. de C.V.	Plantfort	0.827 km
41	G/20379	Operando	Carso Gasoducto Norte S.A. de C.V.	Carso	0.381 km
42	G/20380	Operando	Industrializadora de Carnicos Strattega S.A. de C.V.	Grupo Bafar	7 km
43	G/20481	Operando	Infraestructura Marina del Golfo S. de R.L. de C.V.	TC Energy	7.23 km
44	G/20569	Operando	Horticola Cimarron S.A. de C.V.	Hortícola Cimarrón	0.51 km
45	G/20605	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	6 km
46	G/21242	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	0.293 km
47	G/21243	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	1.25 km
48	G/21296	Operando	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	Igasamex	6 km
49	G/21297	Por iniciar obras	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	Igasamex	1 km
50	G/213	Operando	Tarahumara Pipeline S. de R.L. de C.V.	ESENTIA	375 km
51	G/21316	Operando	Gasoducto de Zapotlanejo S. de R.L. de C.V.	SIMSA	0.925 km
52	G/21398	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	1.11 km

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 17. Listado de permisos de transporte de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
53	G/21421	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	325.527 km
54	G/21422	Operando	Tereftalatos Mexicanos Gas S.A. de C.V.	Alpek	4.5 km
55	G/21866	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	5.2 km
56	G/22085	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	8.95 km
57	G/22992	Por iniciar operaciones	Accesgas S.A.P.I. de C.V.	Accesgas	1.45 km
58	G/233	Operando	Energia Occidente de Mexico S. de R.L. de C.V.	TC Energy	300 km
59	G/23458	En Construcción	Sukarne Agroindustrial S.A. de C.V.	Grupo Viz	8.69 km
60	G/23597	Operando	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	Igasamex	0.344 km
61	G/23836	Operando	Techgen S.A. de C.V.	Techint	3.36 km
62	G/23851	En Construcción	Gasera Cuadritos S.A. de C.V.	Grupo Cuadritos	1.12 km
63	G/24436	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	2.45 km
64	G/24624	En Construcción	Ric Proyectos Generacion Iv S.A.P.I. de C.V.	RIC Energy	1.82 km
65	G/25004	Operando	Petroleos Mexicanos E P E	PEMEX	2.15 km
66	G/25091	En Construcción	Nfe Altamira Pipeco S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	10.01 km
67	G/25134	En Construcción	Servicios de Transportacion Aceite y Gas S.A. de C.V.	Grupo PERCON	20.974 km
68	G/25204	Por iniciar obras	Vipro Energy S.A. de C.V.	Vipro Energy	1.705 km
69	G/25205	Por iniciar operaciones	Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.	ENGIE México	263.224 km
70	G/25206	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	14.2 km
71	G/25207	Por iniciar obras	Transportadora de Gas Sierra Madre S. de R.L. de C.V.	Mexico Pacific Limited	800 km
72	G/25457	Por iniciar obras	Gcc Gasoductos S.A. de C.V.	GCC	3.993 km
73	G/25792	Por iniciar operaciones	Gazpro Gas S.A. de C.V.	Grupo Gazpro	11.5 km
74	G/26059	En Construcción	Impact Oil & Gas S.A. de C.V.	Grupo Impact	0.845 km
75	G/26125	Por iniciar operaciones	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	1.95 km

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 17. Listado de permisos de transporte de gas natural (continúa)

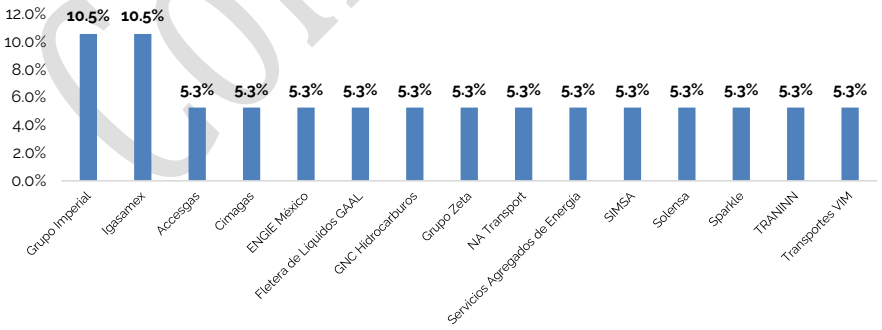
ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
76	G/26218	Por iniciar operaciones	Gasoducto Centauro del Norte, S.A. de C.V.	Carso	302 km
77	G/292	Operando	Gasoducto de Morelos S.A.P.I. de C.V.	Macquarie	172 km
78	G/308	Operando	Gasoductos del Noreste S. de R.L. de C.V.	Sempra	116 km
79	G/311	Operando	Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.	Sempra	833 km
80	G/322	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	172 km
81	G/335	Operando	Tag Pipelines Norte S. de R.L. de C.V.	Sempra	452 km
82	G/337	Operando	Infraestructura Energética Monarca S. de R.L. de C.V.	TC Energy	160 km
83	G/340	Operando	Tag Pipelines Sur S. de R.L. de C.V.	ENGIE México	292 km
84	G/352	Operando	Arguelles Pipeline S. de R.L. de C.V.	Energy Transfer	2.819 km
85	G/356	En Construcción	Cfenergia S.A. de C.V.	CFE	452 km

7.1.7. Actores en transporte por medios distintos a ducto

El transporte por medios distintos a ducto constituye el eje logístico de los esquemas de ducto virtual, al permitir el traslado físico del gas natural desde puntos de suministro hacia zonas de consumo sin acceso a infraestructura de ductos.

A partir del análisis de los permisos en estatus operando, se observa que este segmento presenta una estructura de mercado sin concentración,

Tabla 18. Participación de mercado en transporte por medios distintos a ducto (permisos operando)



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

La distribución observada refleja una participación homogénea entre los distintos actores, sin que se identifique una concentración relevante en un número reducido de empresas. Este comportamiento sugiere un mercado con una estructura fragmentada, en donde múltiples participantes cuentan con una presencia similar dentro del segmento. En este sentido, la capacidad operativa se encuentra distribuida de manera equilibrada, lo que favorece condiciones de competencia y reduce la dependencia hacia un grupo específico de actores. Asimismo, esta configuración permite inferir que la provisión de servicios logísticos puede ser atendida por diversos participantes, tanto en proyectos de escala relevante como en mercados regionales.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 19. Listado de permisos de transporte por medio distinto de ductos de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estados	Capacidad	GNL o GNC
1	G/2031	Operando	Transportadora Fuentes S.A. de C.V.	Grupo Imperial	Veracruz	ND	GNC
2	CNE/G/605	Por iniciar operaciones	Transportes Amur S.A. de C.V.	Grupo AMUR	ND	ND	GNC
3	G/12969	Operando	Kng Ultra S.A. de C.V.	Ultragas México	ND	ND	GNC
4	G/12970	Operando	Solensa S.A. de C.V.	Solensa	ND	ND	GNL
5	G/12971	Operando	Transportadora Ze S.A. de C.V.	Grupo Zeta	ND	ND	GNC
6	G/13490	Operando	Accesgas S.A.P.I. de C.V.	Accesgas	Guanajuato y Estado de México	10,800 m3/d	GNC
7	G/20315	Operando	Transportadora Fuentes S.A. de C.V.	Grupo Imperial	ND	ND	GNC
8	G/2237	Operando	Transportes Lerma S.A. de C.V.	Igasamex	Tlaxcala e Hidalgo	ND	GNC
9	G/22470	Por iniciar operaciones	Autotransportes de Carga Tres Estrellas S.A. de C.V.	Global Gas	Estado de México, Hidalgo y Querétaro	15,000 m3/d	GNC
10	G/22994	Operando	Energia Natural Peninsular S.A.P.I. de C.V.	ENGIE México	Yucatán	35 cilindros con una capacidad total de 8.4 m3	GNC
11	G/23824	Operando	Nmx Transportes S.A. de C.V.	NA Transport	ND	ND	GNC
12	G/23837	Operando	Fletera de Liquidos Gaal S.A. de C.V.	Fletera de Líquidos GAAL	ND	20,000 m3/d	GNL
13	G/23895	Operando	Servicios Agregados de Energia S.A. de C.V.	Servicios Agregados de Energía	Estado de México e Hidalgo	10,000 m3/d	GNC

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 19. Listado de permisos de transporte por medio distinto de ductos de gas natural

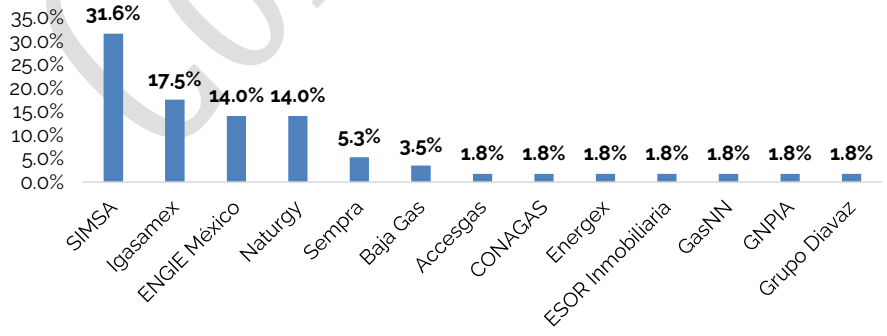
ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estados	Capacidad	GNL o GNC
14	G/23896	Operando	Traninn Logistic S.A.P.I. de C.V.	TRANINN	ND	10,000 m3/d	GNC
15	G/23897	Operando	Virtual Pipelines de Mexico S.A.P.I. de C.V.	Virtual Pipelines de México.	Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosi	20,000 m3/d	GNC
19	G/25278	Operando	Cimagas S.A. de C.V.	Cimagas	Tabasco y Veracruz	25,000 m3/d	GNC
20	G/25510	Operando	Transportadora de Gas del Bajio S.A. de C.V.	Igasamex	Guanajuato y Querétaro	25,000 m3/d	GNC
21	G/25662	Operando	Compañia de Transportes Nacionales Vim S.A. de C.V.	Transportes VIM	Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas	15,000 m3/d	GNC
22	G/26149	Por iniciar operaciones	Servicios de Autotransporte Cazama S. de R.L. de C.V.	SAC Transportes	Estado de México, Querétaro y Guanajuato	25,000 m3/d	GNC

7.1.8. Actores en distribución por ducto

La distribución por ducto constituye la etapa final en la cadena de valor del gas natural, al encargarse de llevar el energético desde los sistemas de transporte hasta los usuarios finales a través de redes locales.

A partir del análisis de los permisos en estatus operando, se observa que este segmento presenta una estructura de mercado con una concentración relevante en actores independientes, aunque con presencia de empresas de mayor escala.

Gráfica 11. Participación de mercado en distribución por ducto (permisos operando)



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

Este comportamiento indica que, si bien existe una base diversa de participantes, la estructura del mercado combina la presencia de grupos empresariales relevantes con un bloque significativo de actores independientes, lo que sugiere un nivel intermedio de concentración. En este sentido, la provisión del servicio de distribución se encuentra repartida entre empresas con distintos niveles de escala operativa, lo que puede favorecer condiciones de competencia en ciertas regiones, pero también implica la coexistencia de mercados locales con dinámicas diferenciadas.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 20. Listado de permisos de distribución de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
1	G/002	Operando	Ecogas Mexico S. de R.L. de C.V.	Sempra	465 km
2	CNE/G/799	Por iniciar operaciones	Igasamex San José Iturbide S. de R.L. de C.V.	Igasamex	3400 km)
3	G/011	Operando	Compañia Nacional de Gas S.A. de C.V.	CONAGAS	336 km
4	G/013	Operando	Ecogas Mexico S. de R.L. de C.V.	Sempra	4367 km
5	G/014	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	505 km
6	G/015	Operando	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	656 km
7	G/018	Operando	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	595 km
8	G/019	Operando	Compañia Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V.	Grupo Diavaz	7.2 km
9	G/021	Operando	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	1100 km
10	G/022	Operando	Gas Natural de Juarez S.A. de C.V.	GasNN	221.1 km
11	G/027	Operando	Tractebel Gnp S.A. de C.V.	ENGIE México	20.100 km
12	G/032	Operando	Tamauligas S.A. de C.V.	ENGIE México	17.84 km
13	G/033	Operando	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	48.3 km
14	G/041	Operando	Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Naturgy	2.4 km
15	G/042	Operando	Consorcio Mexi-gas S.A. de C.V.	ENGIE México	135.6 km
16	G/050	Operando	Tractebel Digaqro S.A. de C.V.	ENGIE México	513.6 km
17	G/063	Operando	Ecogas Mexico S. de R.L. de C.V.	Sempra	1265 km
18	G/081	Operando	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	1100 km
19	G/082	Operando	Natgasmex S.A. de C.V.	ENGIE México	270 km
20	G/089	Operando	Tractebel Dgj S.A. de C.V.	ENGIE México	2.01 km

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 20. Listado de permisos de distribución de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
21	G/13493	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	7.5 km
22	G/13494	Operando	Baja Gas And Oil Natural S.A. de C.V.	Baja Gas	85 km
23	G/13495	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	128 km
24	G/13496	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	147.6 km
25	G/13497	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	145.4 km
26	G/13498	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	7.15 km
27	G/13499	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	56.5 km
28	G/13500	Operando	Gas Natural de Santa Rosa S. de R.L. de C.V.	Igasamex	6.9 km
29	G/13501	Por iniciar operaciones	Autoabastecedora Marabis S.A. de C.V.	Grupo Marabis	112.5 km
30	G/13759	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	115 km
31	G/192	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	2200 km
32	G/19838	Operando	Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Naturgy	340 km
33	G/19957	Operando	Esor Inmobiliaria S.A. de C.V.	ESOR Inmobiliaria	3.85 km
34	G/19958	Operando	Gas Natural de Penjamo S de Rl de CV	ENERGEX	2.5 km
35	G/20229	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	87.05 km
36	G/20272	Operando	Tractebel Dgj S.A. de C.V.	ENGIE México	2.01 km
37	G/20427	Operando	Accesgas S.A.P.I. de C.V.	Accesgas	0.6 km
38	G/20526	En Construcción	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	28.4 km
39	G/20706	En Construcción	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	25 km
40	G/20707	En Construcción	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	137 km
41	G/21191	En Construcción	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	120 km
42	G/21315	Operando	Gas Natural Norogas S.A. de C.V.	Norogas	315 km
43	G/21384	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	115 km

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 20. Listado de permisos de distribución de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
44	G/21497	Operando	Tractebel Gnp S.A. de C.V.	ENGIE México	21 km
45	G/21569	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	18.5 km
46	G/21570	Operando	Igasamex San Jose Iturbide S. de R.L. de C.V.	Igasamex	4.94 km
47	G/21625	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	23.5 km
48	G/21626	Operando	Baja Gas And Oil Natural S.A. de C.V.	Baja Gas	19.8 km
49	G/21928	Revocado	Almacenadora Tepejigas S.A.P.I. de C.V.	Independiente	1.2 km
50	G/22469	En Construcción	Transportadora de Gas Agros S.A. de C.V.	Gas Agros	2.01 km
51	G/22491	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	19.3 km
52	G/22492	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	18.7 km
53	G/23447	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	7.5 km
54	G/23548	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	2.95 km
55	G/23705	Operando	Gas Natural Del Puerto Industrial de Altamira S.A. de C.V.	GNPIA	14.8 km
56	G/23830	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	0.72 km
57	G/23892	Operando	Naturgy Mexico S.A. de C.V.	Naturgy	16.5 km
58	G/24212	En Construcción	Corporacion C H 4 S.A. de C.V.	NG-CH4	15.2 km
59	G/24213	Operando	Gas Natural Del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	11.5 km
60	G/24701	En Construcción	Gas Natural Del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	13.2 km
61	G/24702	Operando	Gas Natural Potosino S.A.P.I. de C.V.	Igasamex	5.5 km
62	G/25547	Por iniciar obras	Genep Infraestructura de Gas Natural S.A.P.I. de C.V.	GENEP	6.2 km
63	G/25914	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	62.7 km
64	G/26131	Por iniciar operaciones	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	8.2 km
65	G/26132	Por iniciar operaciones	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	7.5 km
66	G/26133	Por iniciar operaciones	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	9.4 km

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 20. Listado de permisos de distribución de gas natural

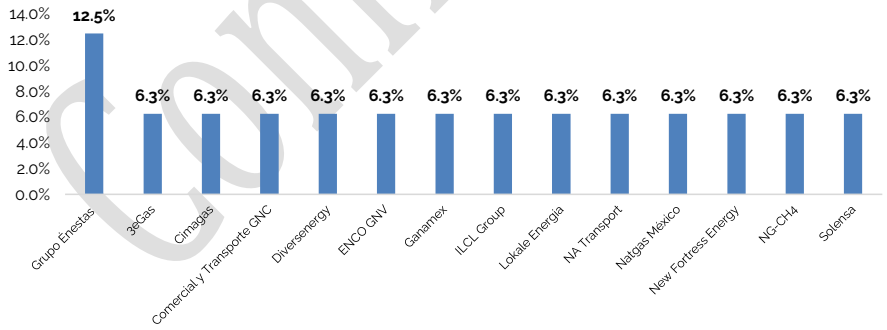
ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Longitud
67	G/301	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	87 km
68	G/304	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	15 km
69	G/310	Revocado	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	110 km
70	G/323	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	75 km
71	G/347	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	140 km
72	G/353	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	10.39 km

7.1.9. Actores en distribución por medios distintos a ducto

La distribución por medios distintos a ducto se configura como la etapa final de entrega en esquemas de suministro alternativo, particularmente en mercados sin cobertura de red, donde el suministro debe adaptarse a la localización específica de los usuarios.

A partir del análisis de los permisos en estatus operando, se observa que este segmento presenta una estructura de mercado fragmentada, en la que la participación se distribuye entre diversos actores sin que exista una concentración significativa en un número reducido de empresas. La mayoría de los participantes cuenta con una presencia individual limitada, lo que sugiere una baja consolidación en esta etapa de la cadena.

Tabla 21. Participación de mercado en distribución por medios distintos a ducto (permisos operando)



La distribución de participación en este segmento permite evaluar el nivel de competencia en la etapa final de suministro y su posible impacto en las condiciones de acceso para los usuarios.

confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 22. Listado de permisos de distribución por medio distinto de ductos de gas natural (continúa)

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estados	Capacidad	Tipo de gas
1	CNE/G/244	Por iniciar operaciones	Proyectos Gs4 S. de R.L. de C.V.	Safegas Poder Natural	ND	2.0 MMpcd	GNC
2	CNE/G/245	Por iniciar operaciones	Ng Transfer S.A. de C.V.	SIMSA	ND	4.5 MMpcd	GNC / GNL
3	CNE/G/246	Por iniciar operaciones	Gnl Cosala S.A. de C.V.	Cosala	ND	2.0 MMpcd	GNC
4	CNE/G/247	Por iniciar operaciones	Ameria Energy S.A. de C.V.	Grupo Ameria	ND	2.5 MMpcd	GNC
5	CNE/G/429	Por iniciar operaciones	Vbg Energetica S.A.P.I. de C.V.	VBG	ND	2.5 MMpcd	GNC
6	G/12965	Operando	Solensa S.A. de C.V.	Solensa	Zacatecas	3.5 MMpcd	GNL
7	G/19932	Operando	Diversenergy Mexico S.A.P.I. de C.V.	Diversenergy	Nuevo león	5.0 MMpcd	GNL
8	G/21189	Operando	Natgas Queretaro S.A.P.I. de C.V.	Natgas México	Querétaro	3.0 MMpcd	GNC
9	G/21294	Operando	Combustibles Alternos Sustentables S.A. de C.V.	Grupo Énestas	Puebla y Estado de México	5.0 MMpcd	GNL
10	G/21623	Operando	Gas Natural Ganamex S. de R.L. de C.V.	Ganamex	Nuevo león	2.0 MMpcd	GNC
11	G/21624	Operando	Lokale Energia S. de R.L. de C.V.	Lokale Energia	Jalisco y Nayarit	2.5 MMpcd	GNC
12	G/21701	Operando	Ilcl Mexicana S A P I de C V	ILCL Group	Puebla, Tlaxcala y Ciudad de México	4.0 MMpcd	GNL
13	G/21702	Operando	Enestas S. de R.L. de C.V.	Grupo Énestas	Nuevo León, Guanajuato y Jalisco	15.0 MMpcd	GNL
14	G/21740	Operando	Combustibles Ecologicos Mexicanos S.A. de C.V.	ENCO GNV	Ciudad de México y los Estados de México, Baja California, Morelos, Veracruz y Tlaxcala	2.5 MMpcd	GNC
15	G/21741	Operando	Virtual Pipelines de Mexico S.A.P.I. de C.V.	Virtual Pipelines de México.	San Luis Potosí y Estado de México	6.0 MMpcd	GNC

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 22. Listado de permisos de distribución por medio distinto de ductos de gas natural

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estados	Capacidad	GNL o GNC
16	G/22757	Operando	Grupo Cimagas S.A. de C.V.	Cimagas	Coahuila y Nuevo León	2.0 MMpcd	GNC
17	G/23448	Operando	Comercial y Transporte Gnc S.A. de C.V.	Comercial y Transporte GNC	Zona Geográfica del Bajío	2.2 MMpcd	GNC
18	G/23820	Operando	Nfe Pacifico Lap S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	Baja California	8.0 MMpcd	GNL
19	G/24096	Operando	3egasv S. de R.L. de C.V.	3eGas	Zona Geográfica del Bajío y Norte	2.0 MMpcd	GNC
20	G/24214	Por iniciar operaciones	Grupo Estacion Central Gas S.A. de C.V.	Grupo Gaseco	ND	2.0 MMpcd	GNC
21	G/25341	Por iniciar operaciones	Distasermrex S.A.P.I. de C.V.	E2 GNV	ND	2.5 MMpcd	GNC
22	G/25548	Operando	Nmx Transportes S.A. de C.V.	NA Transport	ND	2.2 MMpcd	GNC
23	G/9208	Operando	Corporacion C H 4 S.A. de C.V.	NG-CH4	Jalisco, Nayarit, Michoacán y Sinaloa	1.5 MMpcd	GNC

7.1.10. Actores en licuefacción de gas natural

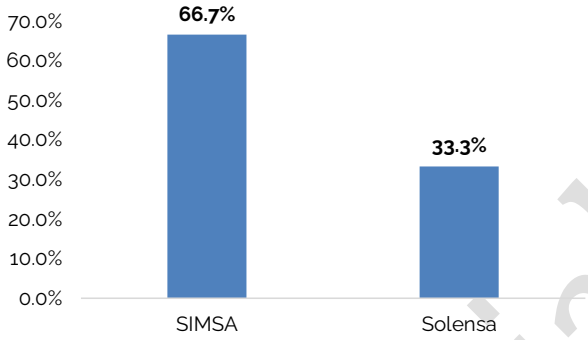
La licuefacción es una actividad intensiva en capital, lo que limita la entrada de nuevos participantes y tiende a generar estructuras de mercado más concentradas.

El análisis de permisos en estatus operando confirma que esta condición se refleja en una alta concentración de la participación en un número reducido de actores, consistente con las barreras de entrada propias de esta actividad.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Gráfica 12. Participación de mercado en licuefacción de gas natural (permisos operando)



En particular, SIMSA concentra el 66.7% de la participación, mientras que Solensa participa con el 33.3%, configurando una estructura de mercado tipo duopolio.

Este comportamiento indica que la capacidad operativa del segmento se encuentra altamente concentrada, lo que implica que el desarrollo de proyectos basados en GNL depende en gran medida de un número limitado de participantes. En este sentido, la disponibilidad de infraestructura y la posibilidad de expansión del mercado pueden estar condicionadas por las decisiones de inversión y operación de estos actores, lo que reduce el nivel de competencia efectiva en el corto plazo.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 23. Listado de permisos de licuefacción de gas natural.

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estado	Capacidad
1	CNE/G/606	Por iniciar operaciones	Nopetro Mexico Holdings S. de R.L. de C.V.	Nopetro Energy	Jalisco	20 mmpcd
2	CNE/G/808	Por iniciar operaciones	Amigo LNG S.A. de C.V.	Amigo LNG	Sonora	265 mmpcd
3	G/12968	Operando	Solensa S.A. de C.V.	Solensa	Nuevo León	3.5 mmpcd
4	G/20709	En Construcción	Eca Liquefaction S. de R.L. de C.V.	Sempra	Baja California	430 mmpcd
5	G/22264	Por iniciar obras	Mexico Pacific Land Holdings S. de R.L. de C.V.	Mexico Pacific Limited	Sonora	2000 mmpcd
6	G/23990	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	Sonora	5 mmpcd
7	G/24433	Operando	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	SIMSA	Durango	5 mmpcd
8	G/25002	En Construcción	Mexico Flng S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	Tamaulipas	190 mmpcd

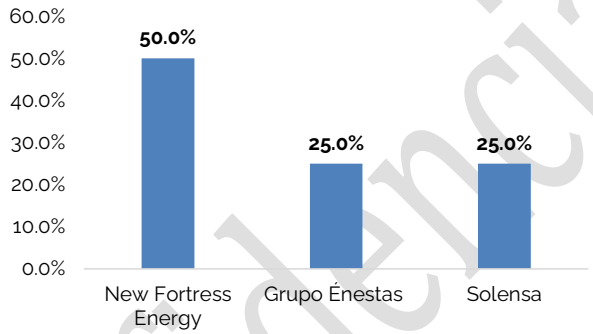
El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

7.1.11. Actores en regasificación de gas natural

La regasificación constituye el punto de entrada del gas natural al consumo en esquemas basados en GNL, por lo que su desarrollo está condicionado por la existencia de proyectos que justifiquen su instalación.

El análisis de permisos en estatus operando permite identificar el grado de desarrollo de esta infraestructura, así como el nivel de concentración de actores en esta etapa del sistema.

Gráfica 13. Participación de mercado en regasificación de gas natural (permisos operando)



Este comportamiento indica que la actividad de regasificación presenta una alta concentración en un número reducido de actores, lo que implica que la disponibilidad de infraestructura para proyectos basados en GNL depende en gran medida de estos participantes. En este sentido, el desarrollo de nuevos proyectos y la expansión de la capacidad instalada pueden estar condicionados por sus decisiones de inversión, lo que limita el nivel de competencia efectiva en esta etapa de la cadena.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A continuación, se incluye la totalidad de los permisos en operación, construcción o por iniciar operaciones:

Tabla 24. Listado de permisos de regasificación de gas natural.

ID	Permiso	Estatus	Permisionario	GIE	Estados	Capacidad
1	CNE/G/550	Por iniciar operaciones	Enestas S. de R.L. de C.V.	Grupo Énestas	Tamaulipas, Colima y Baja California	2.5 MMpcd.
2	CNE/G/568	Por iniciar operaciones	Terronera Precious Metals S.A. de C.V.	Endeavour Silver Corp	Jalisco	1.8 MMpcd.
3	G/12977	Operando	Solensa S.A. de C.V.	Solensa	Nuevo León y Coahuila	3.5 MMpcd.
4	G/21568	Operando	Enestas S. de R.L. de C.V.	Grupo Énestas	Guanajuato	3 MMpcd.
5	G/23821	Operando	NFE Pacifico Lap S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	Baja California Sur	100 MMpcd.
6	G/24700	Operando	NFE Pacifico Lap S. de R.L. de C.V.	New Fortress Energy	Baja California Sur	50 MMpcd.
7	G/25340	Por iniciar obras	Elite Manufacturing S. de R.L. de C.V.	Elite Manufacturing	Baja California	1.5 MMpcd.

Confidential

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8. Análisis de los principales participantes del mercado

El análisis de los participantes del sector permite identificar la estructura competitiva del mercado de gas natural en México, no sólo en términos de quiénes operan en cada actividad, sino también en función de su nivel de integración y su distribución territorial. Esta lectura complementa el análisis de demanda y marco regulatorio, al incorporar la dimensión de los actores que actualmente capturan el mercado y aquellos que, por su posicionamiento, podrían expandir su participación.

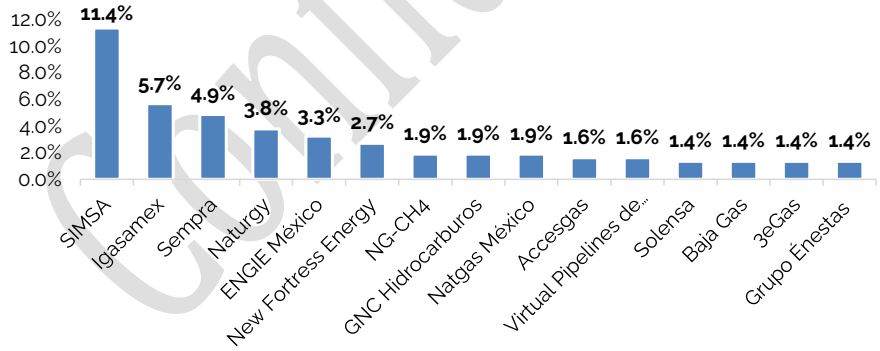
8.1. Principales actores en el sector

El análisis de los Grupos de Interés Económico (GIE) con presencia en más de una actividad dentro de la cadena de valor del gas natural permite identificar a los actores con esquemas de operación integrados, los cuales tienden a concentrar una mayor capacidad operativa y control sobre distintos eslabones del mercado.

En este sentido, se observa una concentración relevante en un número reducido de participantes, destacando SIMSA como el grupo con mayor número de permisos y participación relativa, seguido por empresas como Naturgy, Sempra, Igasamex y Accesgas. A partir de estos, se configura un segundo bloque de actores con menor escala, pero con presencia en múltiples actividades, lo que refleja un mercado en el que la integración vertical está presente, aunque no generalizada.

Esta estructura evidencia la coexistencia de jugadores con alta capacidad operativa y cobertura amplia, junto con participantes de alcance más acotado, lo que configura un entorno competitivo heterogéneo.

Gráfica 8. Participación de GIE con presencia en múltiples actividades



Adicional al número total de permisos, el análisis de su distribución por actividad permite identificar distintos modelos de integración dentro del mercado. En particular, se distinguen tres configuraciones principales:

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

- **Actores con integración en infraestructura crítica**, concentrados en transporte y distribución, lo que les permite controlar el acceso y movimiento del gas natural.
- **Actores con integración operativa en esquemas fuera de ducto**, que combinan actividades como compresión, transporte por medios distintos a ducto y descompresión.
- **Actores con participación en segmentos especializados**, como almacenamiento, licuefacción o regasificación, asociados a mercados específicos o configuraciones logísticas particulares.

Esta diferenciación permite observar que la relevancia de un actor no depende únicamente de su escala, sino también de su posición dentro de la cadena de valor y del tipo de actividades que integra.

Tabla 25. Distribución de permisos por actividad y top 5 GIE

GIE	Actividad	# de permisos	Ducto de internación	Capacidad representativa (MMpcd)	Zona de operación
SIMSA	DIS	22	No se identificaron puntos de internación propios. Opera mediante interconexiones a sistemas nacionales y regionales de transporte.	1,175 MMpcd	**Noroeste, La Laguna, Occidente, Bajío, Centro y Península de Yucatán.** Presencia identificada en Sonora, Coahuila, Durango, Jalisco, Puebla, Morelos, Estado de México, Yucatán y Quintana Roo.
	DIS/OM	1			
	LICUE	2			
	TRA	16			
	TRA/OM	1			
IGASAMEX	DESC	1	No se identificaron puntos de internación propios. Su operación se sustenta en interconexiones a sistemas existentes y suministro mediante GNC.	172 MMpcd	**Bajío, Centro, Noreste y Golfo.** Presencia en Baja California, Nuevo León, Tamaulipas, Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Puebla, Veracruz y Yucatán.
	COMP	2			
	DIS	11			
	TRA	5			
	TRA/OM	2			
Sempra	IMP	1	El punto de internación es la terminal Energía Costa Azul (Baja California). Punto de internación de GNL ubicado en Ensenada, conectado al sistema de transporte regional. Adicionalmente, participa en infraestructura transfronteriza asociada al corredor Baja California–California.	432 MMpcd	**Noroeste y frontera Norte.** Principalmente Baja California, Sonora, Chihuahua, Sinaloa y Durango. Operación estratégica asociada al corredor energético México–Estados Unidos y a exportación de GNL.
	ALM	1			
	DIS	3			
	TRA	11			
	COM	1			
	TRA/OM	2			
	LICUE	1			
Naturgy	COM	1	No usa ducto propio, usa el Gasoducto Marino Sur de Texas – Tuxpán. Es un ducto submarino de 770 kilómetros de longitud que transporta gas natural desde Brownsville,	548 MMpcd	**Valle de México, Bajío, Noreste y Occidente.** Presencia en Ciudad de México, Estado de México, Nuevo León, Coahuila, Guanajuato, Jalisco, San Luis Potosí, Zacatecas, Veracruz, Sonora y Oaxaca.
	COMP	1			
	DIS	12			
ENGIE México	IMP	1	No se identificaron puntos de internación propios. Su principal infraestructura de transporte corresponde al Sistema Mayakan con aproximadamente 700 km de longitud.	2,247 MMpcd	**Bajío, Centro y Península de Yucatán.** Presencia en Estado de México, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.
	DIS	8			
	TRA	2			
	TRA/OM	1			

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La participación de los actores no es homogénea a lo largo de la cadena de valor, sino que presenta distintos niveles de concentración dependiendo del tipo de infraestructura requerida y del grado de especialización técnica. En actividades como compresión, transporte por medios distintos a ducto y distribución por ducto, se observa una mayor diversidad de participantes, lo que sugiere menores barreras de entrada relativas y una estructura de mercado más fragmentada. Sin embargo, aun dentro de estos segmentos, la participación efectiva tiende a concentrarse en un grupo reducido de actores con mayor número de permisos en operación.

Por el contrario, actividades como la licuefacción y la regasificación presentan una menor cantidad de participantes, lo que es consistente con los mayores requerimientos de inversión y complejidad técnica asociados a estos procesos. Esta diferenciación en la distribución por actividad incide directamente en la dinámica competitiva del mercado, ya que determina en qué segmentos existe mayor disponibilidad de servicios y en cuáles la oferta se encuentra más limitada.

Más allá de la participación individual por actividad, el análisis de la integración operativa permite clasificar a los actores en tres categorías:

- **Actores con alta integración:** participan en múltiples actividades de la cadena de valor
- **Actores con integración parcial:** su participación se limita a dos eslabones del sistema
- **Actores especializados:** enfocados en una sola actividad.

Tabla 26. Clasificación de actores por nivel de integración operativa

Nivel de integración	Número de actividades	Número de GIEs	GIE representativos
Alta integración	3 o más	22	SIMSA, Igasamex, New Fortess Energy, Sempra, Solensa, Accesgas, Baja Gas
Integración parcial	2	23	Ammper, AV Energía, Cimagas, Comercial y Transporte GNC, Diversenergy, Engie
Especializados	1	112	No aplica

El análisis de esta clasificación muestra que la capacidad de integración no se distribuye de manera uniforme entre los participantes, sino que se concentra en un número reducido de empresas que cuentan con presencia en múltiples etapas del proceso.

En conjunto, la combinación de la participación por actividad y el nivel de integración operativa permite identificar que el mercado presenta una estructura dual. Por un lado, existe un conjunto amplio de participantes con presencia limitada en una sola actividad, lo que genera una base diversificada, pero con capacidades operativas acotadas. Por otro lado, se identifica un grupo reducido de actores con alta integración, capaces de estructurar y operar esquemas completos de suministro, particularmente bajo modelos de ducto virtual.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Esta diferencia es relevante, ya que los actores integrados presentan una menor dependencia de terceros para ejecutar sus operaciones, mientras que los actores especializados requieren establecer relaciones contractuales para completar la cadena de suministro, lo que incide directamente en la viabilidad, costos y tiempos de implementación de los proyectos.

8.1.1. Perfil operativo de los principales Grupos de Interés Económico

Después de revisar los principales actores del mercado, se observa que las empresas de gas natural no operan alrededor de actividades aisladas, sino mediante modelos integrados de suministro diseñados para resolver necesidades específicas de los usuarios. Aunque la regulación distingue actividades como transporte, distribución, compresión, regasificación o comercialización, en la práctica las empresas combinan varias de ellas para construir soluciones completas que permitan llevar la molécula desde su punto de origen hasta el consumidor final. La diferencia entre los participantes no radica únicamente en los permisos que poseen, sino en cómo los articulan operativamente.

En términos generales, pueden identificarse tres grandes grupos de actores. El primero está conformado por empresas de distribución por ducto, como Naturgy y ENGIE, cuyo negocio consiste en conectar usuarios residenciales, comerciales e industriales a redes permanentes de suministro. Su operación parte de una interconexión con sistemas de transporte y continúa mediante redes de distribución que permiten entregar gas natural de manera continua a miles de consumidores. En estos casos, la infraestructura física constituye el principal activo y la expansión depende de la construcción de nuevas redes y la incorporación de nuevos usuarios.

Un segundo grupo está integrado por empresas especializadas en ducto virtual basado en GNC, como GNC Hidrocarburos, NG-CH4, Accesgas e IGASAMEX. Estas compañías atienden usuarios ubicados fuera de la infraestructura convencional mediante esquemas que comprimen el gas, lo transportan en unidades móviles y posteriormente lo entregan para su consumo industrial. En estos modelos la logística adquiere un papel central, ya que el objetivo es sustituir la necesidad de construir ductos físicos mediante sistemas móviles que permitan abastecer corredores industriales con inversiones significativamente menores.

El tercer grupo corresponde a empresas especializadas en GNL, donde destacan Énestas, New Fortress Energy y Sempra, aunque con enfoques muy distintos. Énestas utiliza el GNL para desarrollar ductos virtuales industriales mediante estaciones satélite de regasificación instaladas directamente en las instalaciones de sus clientes. New Fortress Energy emplea el GNL principalmente para abastecer centrales eléctricas y sistemas energéticos aislados. Por su parte, Sempra opera infraestructura estratégica de gran escala asociada a almacenamiento, licuefacción y exportación de gas natural hacia mercados internacionales.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Otro hallazgo relevante es que la comercialización suele ser el punto de partida de prácticamente todos los proyectos. Antes de solicitar permisos, construir infraestructura o adquirir equipos, las empresas identifican clientes potenciales, cuantifican su demanda y determinan la viabilidad económica del suministro. Una vez asegurado el mercado, se dimensionan las instalaciones necesarias y se desarrollan los permisos correspondientes. En consecuencia, el crecimiento del sector depende más de la capacidad para identificar demanda y estructurar contratos de suministro que de la mera disponibilidad de infraestructura.

En resumen, los perfiles analizados muestran distintos niveles de integración dentro de la cadena de valor del gas natural. Empresas como SIMSA, ENGIE o Sempra participan simultáneamente en múltiples actividades, combinando infraestructura de transporte, distribución, almacenamiento o licuefacción para desarrollar modelos operativos de mayor alcance. En contraste, empresas como Énestas, GNC Hidrocarburos o Natgas se especializan en segmentos específicos del mercado, enfocándose en soluciones de ducto virtual, movilidad energética o suministro industrial fuera de red. En todos los casos, el objetivo es el mismo: garantizar que el gas natural llegue al usuario final de la manera más eficiente, confiable y económicamente competitiva posible. A continuación, se detallan los perfiles regulatorios y operativos de los principales actores identificados en el mercado mexicano de gas natural:

8.1.1.1. SIMSA

SIMSA es una empresa mexicana especializada en infraestructura y logística de gas natural, con participación en actividades de construcción de gasoductos, transporte, distribución y suministro industrial. La empresa ha desarrollado proyectos bajo esquemas integrales orientados a atender necesidades específicas de suministro energético para usuarios industriales y comerciales en distintas regiones del país.

Su modelo operativo se caracteriza por integrar distintas etapas de la cadena de valor, particularmente en actividades relacionadas con transporte y distribución de gas natural, lo que le permite participar en esquemas de suministro regional y ducto virtual.

a) Integración dentro de la cadena de valor

La información identificada muestra que SIMSA cuenta con permisos asociados a:

- Distribución por ducto;
- Distribución por medios distintos a ducto;
- Transporte por ducto;
- Transporte por medios distintos a ducto, y
- Licuefacción.

Esta configuración le permite participar en distintas etapas de la cadena de valor del gas natural y reducir parcialmente la dependencia operativa de terceros para el movimiento y entrega de la molécula.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

A diferencia de actores enfocados exclusivamente en infraestructura troncal o terminales marítimas de gran escala, el modelo operativo de SIMSA parece orientarse a esquemas de cobertura regional y suministro flexible para usuarios industriales y comerciales.

b) Cobertura geográfica y presencia regional

SIMSA mantiene presencia en diversas regiones del país, particularmente en Sonora, Durango, Sinaloa, Coahuila, Estado de México, Puebla, Veracruz, Yucatán, Morelos y Chihuahua. La información de la base de datos muestra además presencia operativa en corredores regionales como La Laguna-Durango, Guadalajara, Morelia, Puebla-Tlaxcala y el Sureste del país, lo que refleja una estrategia basada en múltiples zonas industriales y mercados regionales con distintos niveles de acceso a infraestructura de ductos.

Esta cobertura territorial le permite participar tanto en regiones conectadas al sistema nacional de transporte como en zonas donde el suministro depende de esquemas logísticos alternativos.

c) Modelo operativo y flujo de suministro

En términos operativos, la información disponible muestra que SIMSA participa en modelos integrados de suministro que combinan infraestructura de transporte, distribución y logística especializada para atender usuarios industriales en distintas regiones del país. Los proyectos identificados reflejan una estrategia orientada a conectar centros de consumo industrial mediante redes de distribución por ducto cuando existe infraestructura cercana, así como mediante esquemas logísticos complementarios en regiones donde se requiere mayor flexibilidad operativa.

El modelo operativo identificado se sustenta en la integración de distintas actividades de la cadena de valor. La empresa participa en proyectos que parten de interconexiones con sistemas de transporte existentes, incorporan infraestructura de distribución regional y permiten suministrar gas natural a usuarios industriales de sectores como alimentos, bebidas, manufactura, papel, química y generación eléctrica. Esta configuración reduce la dependencia de terceros y le permite mantener una participación activa tanto en el movimiento de la molécula como en su entrega final.

A diferencia de empresas especializadas en una sola actividad, la combinación de permisos de transporte, distribución, transporte por medios distintos a ducto y licuefacción permite a SIMSA desarrollar soluciones adaptadas a las características de cada mercado regional, utilizando distintas configuraciones operativas dependiendo de la disponibilidad de infraestructura y de los requerimientos de los usuarios atendidos.

La presencia de permisos asociados a licuefacción podría indicar además participación en ciertos proyectos relacionados con GNL o esquemas híbridos de operación dependiendo de la región y del tipo de cliente atendido.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

d) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del mercado nacional de gas natural.

- En distribución por ducto, SIMSA registra aproximadamente: 1,175 MMpcd.
- En transporte por ducto, la capacidad identificada asciende aproximadamente a: 965 MMpcd.

e) Principales clientes y sectores atendidos

La cartera de clientes identificada muestra una fuerte orientación hacia usuarios industriales y grandes consumidores de energía, particularmente de los sectores alimenticio, automotriz, papelero, químico, manufacturero, bebidas y generación eléctrica. Entre las empresas identificadas destacan Bachoco, Bimbo, Bio Pappel, Coca Cola, CFE, Ford, Grupo Modelo, Lala, Mexichem, Pilgrims, RR Donnelley, Sanofi Aventis y Whirlpool, entre otras.

La diversidad de clientes refleja un modelo de negocio enfocado en la prestación de servicios de transporte, distribución y logística de gas natural para grandes consumidores de energía.

f) Evolución y crecimiento operativo

La evolución temporal de los permisos muestra un crecimiento progresivo de la presencia de SIMSA dentro del mercado de gas natural. Los registros identificados abarcan desde finales de la década de 1990 hasta permisos recientes, lo que sugiere una estrategia de expansión sostenida y una adaptación gradual hacia modelos más integrados de suministro.

La diversificación de actividades y la expansión territorial observadas permiten identificar una evolución desde esquemas regionales de distribución hacia configuraciones con mayor integración logística y operativa.

g) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de SIMSA refleja un modelo operativo enfocado en regionalización y flexibilidad logística, con una combinación de infraestructura de transporte, distribución y acondicionamiento que le permite atender mercados fuera de los grandes corredores troncales de ductos.

Esta configuración posiciona a la empresa como uno de los actores con mayor nivel de integración operativa dentro del mercado mexicano de gas natural. La combinación de actividades de transporte, distribución, logística y acondicionamiento le permite desarrollar soluciones regionales adaptadas a distintos perfiles de demanda, participando tanto en mercados conectados a infraestructura de ductos como en esquemas de suministro flexible para usuarios industriales ubicados fuera de los principales corredores de transporte.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

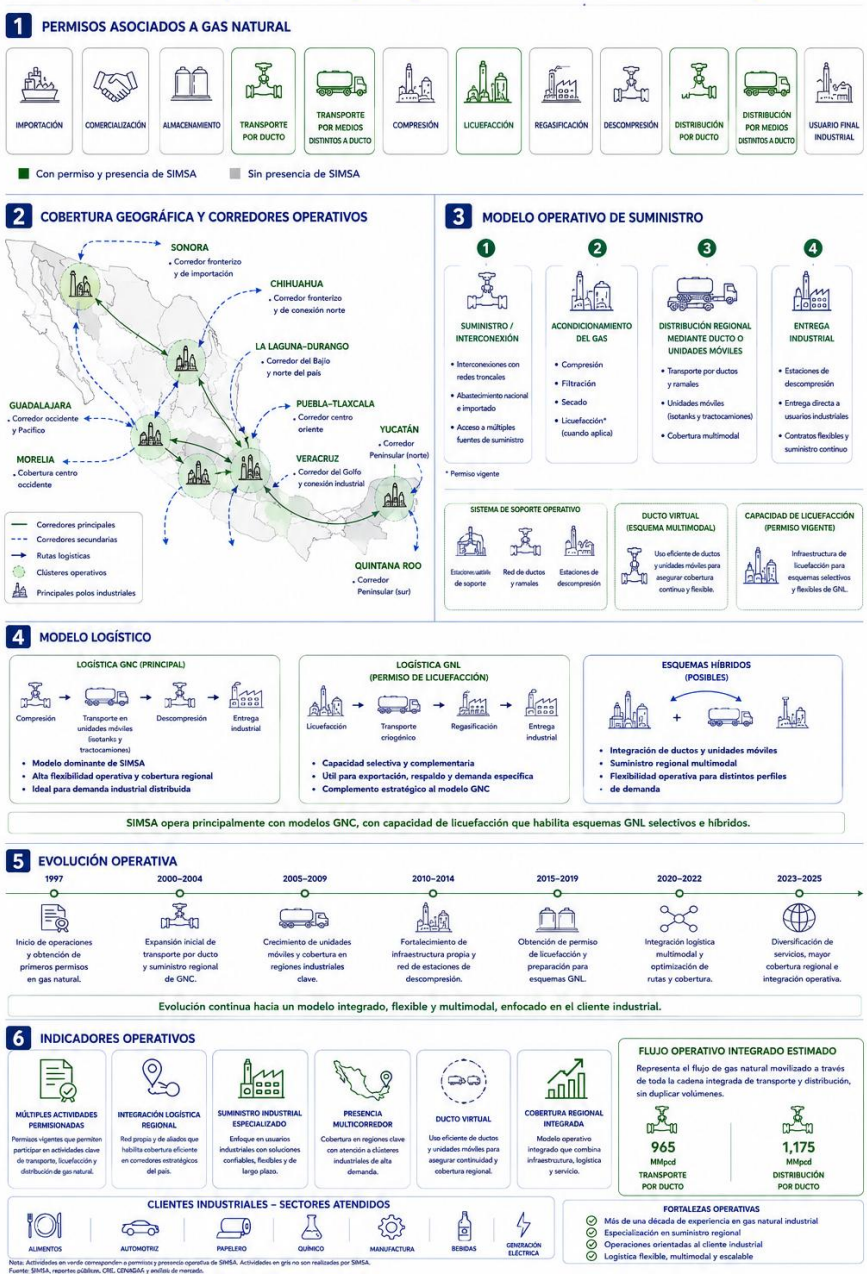




Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

SIMSA: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.2. IGASAMEX

a) Descripción general de la empresa

IGASAMEX es una empresa especializada en el desarrollo integral de sistemas de suministro de gas natural enfocados principalmente en abastecimiento industrial. Su modelo de negocio se orienta a la implementación de soluciones logísticas y de distribución que permiten suministrar gas natural a usuarios industriales en distintas regiones del país, incluyendo zonas con acceso limitado a infraestructura troncal de ductos.

La información identificada muestra que IGASAMEX mantiene una participación relevante en esquemas de suministro regional y ducto virtual, particularmente mediante actividades de transporte, distribución y descompresión de gas natural orientadas al abastecimiento de usuarios industriales.

b) Integración dentro de la cadena de valor

La información de la base de datos muestra que IGASAMEX cuenta con permisos asociados a:

- Descompresión;
- Distribución por ducto;
- Transporte por ducto, y
- Transporte por medios distintos a ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo enfocado principalmente en logística de suministro y entrega regional de gas natural, particularmente en las etapas relacionadas con movimiento de la molécula y conexión con usuarios finales industriales.

La presencia de actividades asociadas a descompresión y transporte por medios distintos a ducto resulta especialmente relevante, ya que indica participación en esquemas de ducto virtual mediante unidades móviles y estaciones de descompresión para atender usuarios alejados de la red nacional de ductos.

A diferencia de empresas enfocadas en almacenamiento o importación marítima de GNL, IGASAMEX parece concentrar su operación en soluciones regionales de suministro industrial y conectividad logística.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

IGASAMEX mantiene presencia operativa en Baja California, Nuevo León, Tamaulipas, Jalisco, Aguascalientes, Guanajuato, Michoacán, Ciudad de México, Hidalgo, Querétaro, Tlaxcala, Puebla, Veracruz y Yucatán.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La distribución geográfica de sus permisos muestra una estrategia basada en corredores industriales y mercados regionales con alta demanda energética, particularmente en zonas manufactureras y de actividad industrial relevante. Esta cobertura territorial le permite participar tanto en regiones conectadas a sistemas de transporte por ducto como en mercados donde el suministro depende de configuraciones logísticas alternativas.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo identificado combina infraestructura de transporte, distribución y descompresión para suministrar gas natural a usuarios industriales ubicados tanto dentro como fuera de las áreas tradicionalmente atendidas por redes de distribución. Los proyectos revisados muestran una estrategia orientada a conectar corredores industriales mediante infraestructura de ductos cuando existe conectividad regional disponible, complementándola con estaciones de descompresión para atender usuarios específicos con requerimientos energéticos relevantes.

La combinación de permisos de transporte, distribución y descompresión permite a la empresa participar en distintas etapas de la cadena de suministro, desde el movimiento de la molécula hasta su entrega final al usuario industrial. Esta configuración resulta particularmente relevante en sectores manufactureros, alimenticios, químicos y agroindustriales localizados fuera de los principales sistemas de distribución.

La presencia de estaciones de descompresión asociadas a usuarios industriales específicos permite identificar una participación activa en esquemas de suministro mediante GNC, complementando su infraestructura de transporte y distribución regional.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del segmento de suministro industrial regional.

- En distribución por ducto, IGASAMEX registra aproximadamente: 55 MMpcd.
- En transporte por ducto, la capacidad identificada asciende aproximadamente a: 172 MMpcd.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible indica que IGASAMEX mantiene una cartera superior a 171 clientes distribuidos en distintas regiones del país y pertenecientes a múltiples sectores industriales.

Esta diversificación sugiere un modelo de negocio enfocado en suministro industrial regional y soluciones flexibles de abastecimiento energético, particularmente para usuarios que requieren acceso continuo a gas natural mediante esquemas logísticos especializados.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Los proyectos identificados muestran presencia en sectores como alimentos, bebidas, textil, manufactura y productos industriales. Entre los usuarios asociados a proyectos específicos se encuentran Avigrupo, Ajemex, Skytex, Aunde México, Medam y diversas empresas instaladas en parques industriales atendidos por infraestructura de distribución desarrollada por la compañía.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos identificados sugiere una expansión progresiva de la presencia de IGASAMEX dentro del mercado nacional de gas natural, particularmente en actividades relacionadas con logística regional y suministro industrial.

La integración de actividades de transporte, distribución y descompresión permite observar una evolución hacia modelos de suministro más integrados, capaces de atender mercados con distintos niveles de acceso a infraestructura energética.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de IGASAMEX refleja un modelo operativo orientado al suministro industrial regional mediante una combinación de infraestructura de transporte, distribución y descompresión. La integración de estas actividades le permite atender tanto usuarios conectados a sistemas regionales de ductos como consumidores industriales ubicados fuera de la red convencional.

Esta configuración posiciona a la empresa como uno de los actores más relevantes en el segmento de suministro industrial regional de gas natural en México, particularmente en corredores manufactureros donde la combinación de infraestructura de distribución y soluciones logísticas flexibles permite ampliar el acceso al energético.

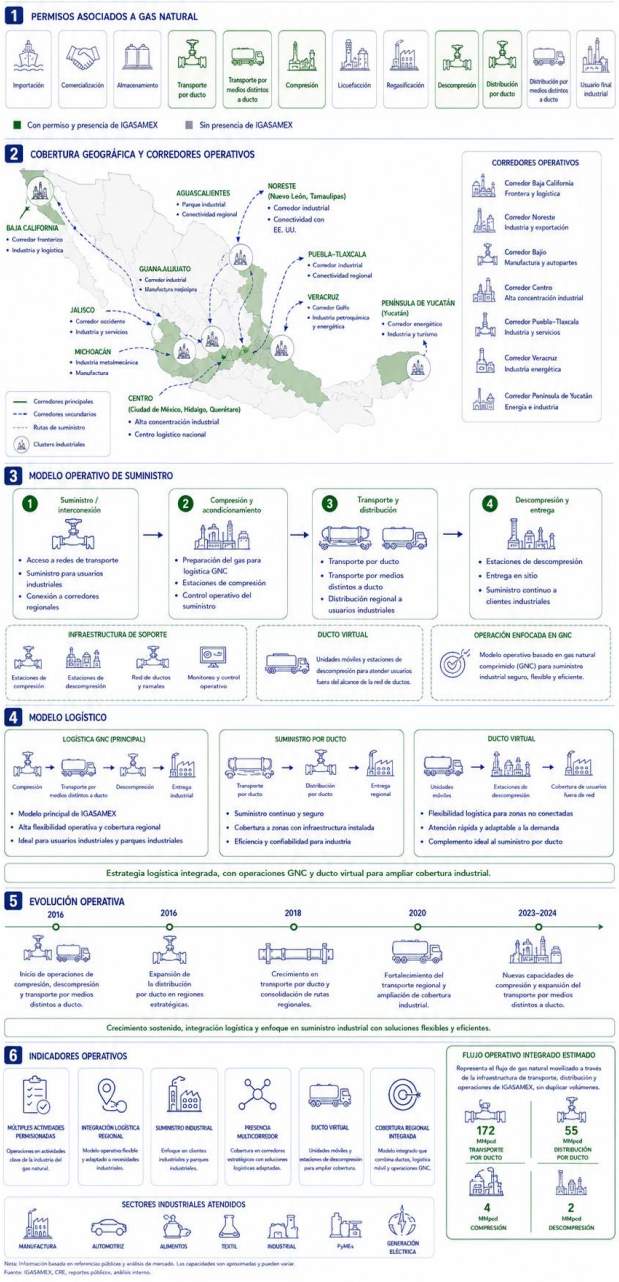




Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

IGASAMEX: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



Nota: Información basada en referencias públicas y análisis de mercado. Las capacidades son aproximadas y pueden variar.
Fuente: IGASAMEX, CRE, reportes públicos, análisis interno.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.3. Sempra

a) Descripción general de la empresa

Sempra es una de las principales empresas de infraestructura energética en América del Norte, con participación en el desarrollo, construcción, operación e inversión de proyectos energéticos enfocados en suministro de gas natural, generación eléctrica e infraestructura estratégica.

La compañía mantiene una presencia relevante dentro del mercado energético mexicano mediante proyectos asociados a transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y licuefacción de gas natural, así como infraestructura de generación eléctrica y terminales energéticas. Su modelo de negocio se caracteriza por una fuerte integración de infraestructura de gran escala y participación en corredores estratégicos de suministro energético.

Sempra participa además en proyectos relacionados con transición energética, incluyendo iniciativas de hidrógeno limpio y captura de carbono, así como desarrollos de GNL orientados tanto al mercado nacional como a exportación.

b) Integración dentro de la cadena de valor

La información identificada muestra que Sempra cuenta con permisos asociados a:

- Distribución por ducto;
- Transporte por ducto;
- Licuefacción;
- Comercialización, y
- Almacenamiento.

Esta configuración posiciona a la empresa como uno de los actores con mayor integración dentro de la cadena de valor del gas natural en México, particularmente por su capacidad para participar desde etapas asociadas al movimiento y almacenamiento de la molécula hasta actividades de suministro y comercialización.

La presencia simultánea en actividades de transporte, almacenamiento y licuefacción resulta especialmente relevante, ya que permite identificar un modelo operativo enfocado en infraestructura estratégica de gran escala y proyectos asociados a GNL.

A diferencia de actores enfocados principalmente en ducto virtual o suministro regional, el modelo de Sempra se sustenta en sistemas de transporte troncales, terminales energéticas y corredores de exportación e importación de gas natural. La combinación de infraestructura de transporte, almacenamiento, licuefacción y comercialización le permite participar en proyectos de escala nacional e internacional vinculados tanto al abastecimiento regional como a los mercados globales de GNL.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

Sempra mantiene presencia operativa en Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Puebla, Estado de México, Tabasco, Chiapas y Oaxaca.

La distribución geográfica de sus activos y permisos refleja una estrategia orientada a corredores energéticos de alta relevancia operativa, particularmente en regiones fronterizas, zonas industriales y áreas con infraestructura estratégica de transporte y almacenamiento.

La presencia en la costa del Pacífico y el Golfo de México resulta especialmente relevante debido a su relación con proyectos de GNL y sistemas asociados a exportación, importación y abastecimiento regional.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de Sempra se caracteriza por una fuerte integración de infraestructura energética de gran escala. La compañía participa en el transporte troncal de gas natural mediante extensos sistemas de ductos, así como en proyectos de almacenamiento y licuefacción asociados a terminales energéticas estratégicas.

La información disponible muestra una fuerte orientación hacia proyectos asociados a GNL, particularmente mediante infraestructura integrada de transporte, almacenamiento y licuefacción conectada a mercados internacionales. El caso más representativo es Energía Costa Azul (ECA), donde la empresa ha desarrollado una plataforma energética que combina recepción de gas natural, infraestructura de almacenamiento, procesos de licuefacción y exportación hacia mercados internacionales.

Este modelo operativo permite a Sempra participar en distintas etapas del flujo de suministro, desde el transporte de grandes volúmenes de gas natural hasta su acondicionamiento, almacenamiento y transformación en GNL para exportación. A diferencia de los modelos de ducto virtual identificados en otros actores del mercado, la operación de Sempra se encuentra orientada principalmente a infraestructura estratégica de gran escala y corredores energéticos internacionales.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del mercado nacional de gas natural.

- En distribución por ducto, Sempra registra aproximadamente: 155 MMpcd.
- En transporte por ducto, la capacidad identificada asciende aproximadamente a: 7,295 MMpcd.
- En almacenamiento, la capacidad registrada asciende aproximadamente a: 1,000 MMpcd.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

No obstante, estos volúmenes no deben interpretarse como capacidades independientes acumulables, debido a que una parte importante del gas transportado corresponde posteriormente al mismo flujo almacenado, distribuido o comercializado aguas abajo. En este sentido, el volumen movilizado debe entenderse como un flujo operativo integrado dentro de la red logística y energética de la empresa y no como una suma simple de capacidades permisionadas.

La magnitud de la infraestructura identificada posiciona a Sempra como uno de los principales operadores de infraestructura energética y transporte de gas natural en México.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra que Sempra participa en el suministro de gas natural y energía principalmente para generación eléctrica, corredores industriales y sistemas regionales de distribución. Entre los principales clientes identificados se encuentran la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Ecogas y diversos consumidores industriales del Noroeste de México.

La integración de infraestructura energética y capacidad de transporte permite además que parte de sus activos funcionen como plataformas de abastecimiento regional y soporte para mercados industriales y energéticos de gran escala.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y proyectos identificados refleja un crecimiento progresivo de la presencia de Sempra dentro del mercado energético mexicano, particularmente en infraestructura de transporte y proyectos asociados a GNL.

La expansión de ductos, terminales y proyectos energéticos muestra una estrategia enfocada en consolidar corredores de suministro de largo alcance y plataformas energéticas asociadas tanto al mercado nacional como a exportación.

La incorporación de proyectos de licuefacción y almacenamiento permite observar además una evolución hacia modelos energéticos con mayor integración internacional y participación dentro del mercado global de GNL.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de Sempra refleja un modelo operativo enfocado en infraestructura energética estratégica de gran escala, con una fuerte integración en transporte, almacenamiento y proyectos asociados a GNL.

La combinación de ductos troncales, sistemas de almacenamiento, infraestructura de distribución y proyectos de licuefacción posiciona a Sempra como uno de los actores con mayor nivel de integración dentro del mercado mexicano de gas natural. Su participación simultánea en infraestructura de transporte, acondicionamiento y exportación le permite operar como un enlace entre los mercados de producción de Norteamérica, el sistema energético mexicano y los mercados internacionales de GNL.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

Esta configuración la distingue de otros participantes enfocados en suministro regional o ducto virtual, consolidando su papel como desarrollador de infraestructura energética estratégica y como uno de los principales impulsores de proyectos de exportación de GNL en México.





Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

SEMPRA: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.4. Naturgy

a) Descripción general de la empresa

Naturgy es un grupo multinacional con presencia en distintos segmentos del sector energético, especializado principalmente en distribución y comercialización de gas natural, así como generación eléctrica. La compañía mantiene operaciones en diversos países y participa en actividades relacionadas con suministro energético para usuarios residenciales, comerciales e industriales.

En México, Naturgy ha desarrollado infraestructura asociada principalmente a redes de distribución de gas natural y suministro regional para distintos tipos de consumidores. Su modelo operativo se caracteriza por una fuerte orientación hacia distribución urbana, atención a usuarios finales y comercialización de gas natural para mercados residenciales, comerciales e industriales.

Adicionalmente, la empresa participa en generación eléctrica y servicios asociados a gas natural vehicular, integrando distintas soluciones energéticas para clientes de diversos sectores.

b) Integración dentro de la cadena de valor

La información identificada muestra que Naturgy cuenta con permisos asociados a:

- Comercialización;
- Compresión de gas natural, y
- Distribución por ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo enfocado principalmente en distribución regional y suministro directo al usuario final, particularmente mediante redes urbanas de distribución y esquemas de comercialización de gas natural.

A diferencia de actores enfocados en infraestructura troncal, almacenamiento estratégico o proyectos de GNL, Naturgy concentra su operación en el segmento downstream del mercado, particularmente en actividades relacionadas con distribución, comercialización y atención directa de la demanda. Su infraestructura está orientada a conectar usuarios residenciales, comerciales e industriales mediante redes regionales de distribución y esquemas de suministro continuo de gas natural.

La presencia de actividades de compresión sugiere además participación en ciertos esquemas asociados a gas natural vehicular o configuraciones regionales de suministro complementarias a su red de distribución.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

Naturgy mantiene presencia operativa en Aguascalientes, Ciudad de México, Coahuila, Durango, Estado de México, Guanajuato, Jalisco, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Sonora, Tamaulipas, Veracruz y Zacatecas. Algunas fuentes también identifican presencia en Hidalgo, Nayarit y Sinaloa.
La distribución geográfica de sus permisos y operaciones muestra una estrategia

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

enfocada en mercados urbanos, corredores industriales y zonas metropolitanas con alta demanda de gas natural para usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Esta cobertura territorial le permite mantener una presencia relevante dentro del segmento de distribución regional y suministro urbano de gas natural en México.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de Naturgy se sustenta principalmente en sistemas regionales de distribución por ducto que permiten suministrar gas natural de manera continua a usuarios residenciales, comerciales e industriales. La empresa participa en la recepción del gas natural desde sistemas de transporte, su regulación y medición mediante infraestructura especializada y su posterior distribución a través de redes urbanas y corredores industriales.

La combinación de actividades de distribución y comercialización permite identificar un esquema operativo enfocado en la atención directa de la demanda final. A diferencia de los modelos de ducto virtual identificados en otros participantes del mercado, la operación de Naturgy se encuentra basada principalmente en infraestructura fija de distribución y expansión de cobertura territorial mediante redes de ductos.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del segmento de distribución regional de gas natural.

- En distribución por ducto, Naturgy registra aproximadamente: 548 MMpcd.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra que Naturgy participa principalmente en el suministro de gas natural para hospitales, hogares, PyMEs, industrias, hoteles, clubes deportivos y servicios asociados a gas natural vehicular.

La diversidad de usuarios atendidos refleja un modelo de negocio enfocado en distribución urbana y suministro regional de gas natural para distintos segmentos de consumo, incluyendo clientes residenciales, comerciales e industriales.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y operaciones identificadas refleja una expansión progresiva de la presencia de Naturgy dentro del mercado mexicano de distribución y comercialización de gas natural.

La ampliación de redes regionales y cobertura territorial muestra una estrategia enfocada en consolidar mercados urbanos y corredores industriales mediante infraestructura de distribución y soluciones de suministro energético para usuarios finales.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La integración de actividades de comercialización y distribución permite además observar una evolución hacia modelos con mayor control operativo sobre la atención de la demanda regional.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

La combinación de infraestructura de distribución y actividades de comercialización posiciona a Naturgy como uno de los principales actores del segmento downstream del mercado mexicano de gas natural. Su modelo operativo se encuentra orientado a la expansión de cobertura, atención directa de usuarios finales y desarrollo de mercados regionales mediante redes de distribución por ducto.

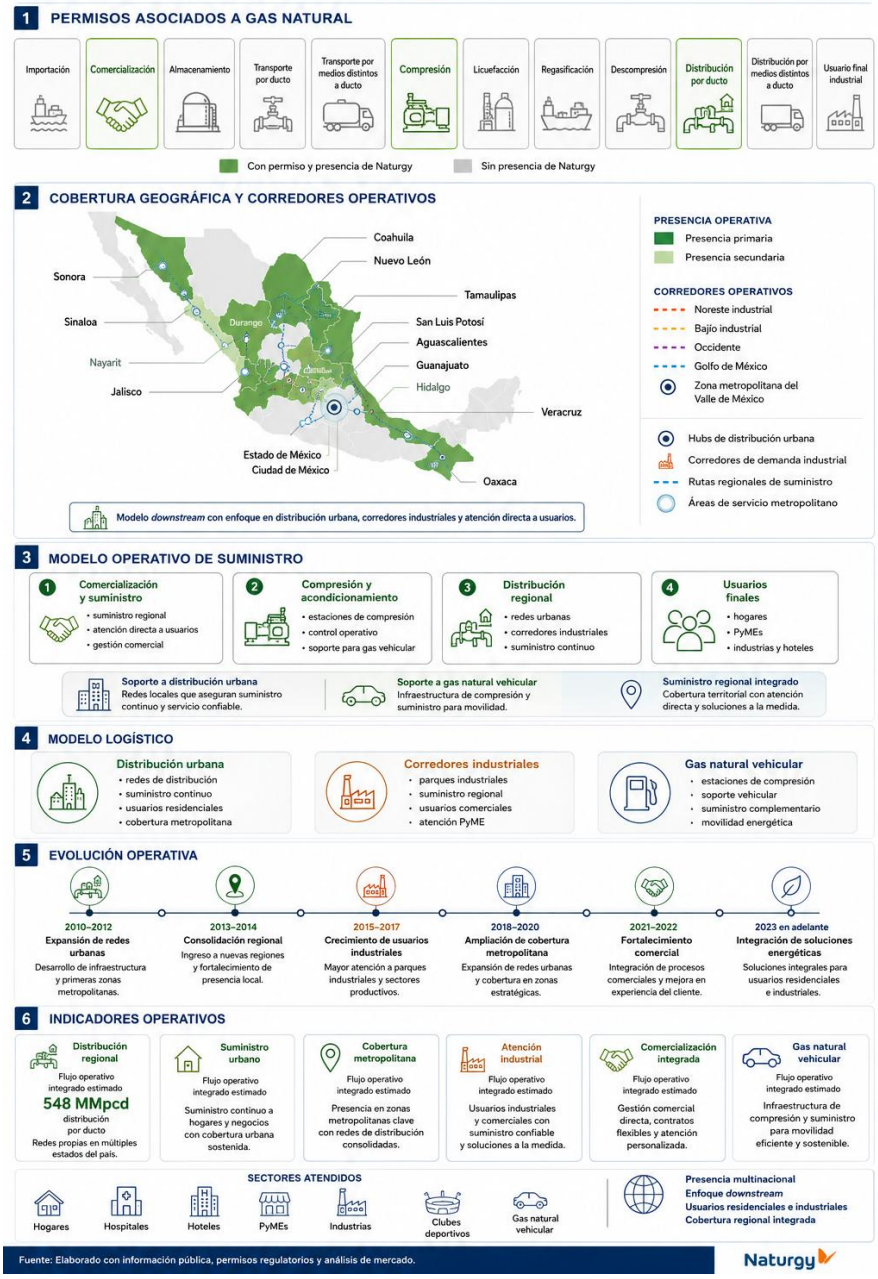
A diferencia de empresas enfocadas en transporte troncal, exportación de GNL o suministro mediante ducto virtual, Naturgy concentra su estrategia en la conexión y atención de la demanda final, desempeñando un papel relevante en la masificación del consumo de gas natural en zonas urbanas, corredores industriales y mercados comerciales.



Comercial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

NATURGY: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.5. ENGIE México

a) Descripción general de la empresa

ENGIE es una de las principales empresas energéticas a nivel global, enfocada en infraestructura energética, suministro de gas natural, generación eléctrica y soluciones asociadas a transición energética. La compañía mantiene operaciones en distintos segmentos del sector energético, con una estrategia orientada al desarrollo de soluciones bajas en carbono y expansión de infraestructura energética sostenible.

A nivel internacional, ENGIE participa en proyectos relacionados con gas natural, energías renovables y servicios energéticos, integrando infraestructura de suministro, transporte y distribución para distintos tipos de usuarios.

En México, la empresa mantiene una presencia relevante dentro del mercado de gas natural mediante infraestructura asociada principalmente a transporte por ducto, distribución regional y soluciones complementarias de compresión y descompresión para suministro industrial y corredores energéticos regionales.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada muestra que ENGIE cuenta con permisos asociados a:

- Compresión;
- Descompresión;
- Distribución por ducto, y
- Transporte por ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo enfocado principalmente en infraestructura de transporte y distribución regional de gas natural, complementado mediante soluciones asociadas a compresión y descompresión para suministro flexible y atención de demanda industrial.

A diferencia de actores especializados en GNL o almacenamiento estratégico, ENGIE mantiene una operación centrada en infraestructura de transporte y distribución de gas natural, complementada mediante actividades de compresión y descompresión que amplían la flexibilidad operativa de sus sistemas. Esta combinación le permite atender tanto mercados urbanos y regionales conectados por ducto como ciertos usuarios industriales que requieren soluciones complementarias de suministro.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

ENGIE mantiene presencia operativa en Aguascalientes, Baja California, Campeche, Chiapas, Chihuahua, Ciudad de México, Estado de México, Guanajuato, Jalisco, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas, Tlaxcala, Yucatán y Zacatecas.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La distribución geográfica de sus permisos y operaciones muestra una estrategia enfocada en corredores industriales, zonas metropolitanas y regiones con alta demanda energética e industrial. La presencia simultánea en regiones del Norte, Bajío, Centro y Sureste del país permite identificar una cobertura operativa amplia y una estrategia orientada a consolidar redes regionales de suministro energético e infraestructura de distribución.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de ENGIE se sustenta principalmente en infraestructura de transporte por ducto y sistemas regionales de distribución de gas natural que permiten abastecer usuarios industriales, comerciales y habitacionales en distintas regiones del país. La empresa participa tanto en corredores de transporte de gran escala como en redes de distribución que conectan directamente a los consumidores finales.

La combinación de actividades de transporte, distribución, compresión y descompresión permite identificar un modelo operativo con distintos niveles de integración. Además de operar infraestructura convencional por ducto, la empresa ha desarrollado proyectos asociados a estaciones de compresión que permiten ampliar el alcance del suministro hacia determinados usuarios industriales mediante soluciones complementarias de abastecimiento.

Esta configuración posiciona a ENGIE como un actor con capacidad para atender tanto mercados urbanos consolidados como ciertos segmentos industriales que requieren esquemas de suministro más flexibles, aprovechando la integración entre infraestructura de transporte, distribución y acondicionamiento del gas natural.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del mercado nacional de gas natural.

- En distribución por ducto, ENGIE registra aproximadamente: 350 MMpcd.
- En transporte por ducto, la capacidad identificada asciende aproximadamente a: 2,247 MMpcd.

No obstante, estos volúmenes no deben interpretarse como capacidades independientes acumulables, debido a que una parte importante del gas transportado corresponde posteriormente al mismo flujo distribuido o acondicionado aguas abajo. En este sentido, el volumen movilizado debe entenderse como un flujo operativo integrado dentro de la infraestructura logística y energética de la empresa y no como una suma simple de capacidades permisionadas.

La magnitud de la infraestructura identificada posiciona a ENGIE como uno de los actores relevantes dentro del segmento de transporte y distribución regional de gas natural en México.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra que ENGIE participa en el suministro de gas natural y soluciones energéticas para la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como para industrias automotrices, de alimentos, petroquímica, metalurgia y vidrio, además de desarrollos habitacionales.

La diversidad de sectores atendidos refleja un modelo operativo enfocado en corredores industriales, usuarios energéticos de gran consumo y suministro regional continuo para distintos perfiles de demanda.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y operaciones identificadas refleja una expansión progresiva de la presencia de ENGIE dentro del mercado mexicano de gas natural, particularmente en infraestructura de transporte y distribución regional.

La ampliación de redes, corredores y cobertura territorial muestra una estrategia enfocada en consolidar mercados industriales y zonas metropolitanas mediante infraestructura energética integrada y soluciones de suministro de largo plazo.

Esta evolución refleja una estrategia orientada no sólo a expandir infraestructura de ductos, sino también a desarrollar soluciones complementarias que permitan atender mercados industriales con requerimientos específicos de suministro energético.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

La combinación de transporte, distribución y soluciones complementarias de compresión y descompresión posiciona a ENGIE como uno de los actores con mayor presencia dentro del mercado mexicano de gas natural. Su infraestructura le permite participar simultáneamente en el transporte regional de grandes volúmenes, la distribución a usuarios finales y el desarrollo de soluciones de suministro para distintos perfiles de demanda.

A diferencia de empresas especializadas exclusivamente en distribución urbana o en infraestructura troncal, ENGIE mantiene una posición intermedia que combina redes de transporte, sistemas de distribución y proyectos industriales asociados al acondicionamiento del gas natural, consolidando su papel como uno de los principales operadores integrados del mercado mexicano.



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

PETRO PI Intelligence

ENGIE MÉXICO: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural

1 PERMISOS ASOCIADOS A GAS NATURAL



■ Con permiso y presencia de ENGIE ■ Sin presencia de ENGIE

2 COBERTURA GEOGRÁFICA Y CORREDORES OPERATIVOS



3 MODELO OPERATIVO DE SUMINISTRO



4 MODELO LOGÍSTICO



5 EVOLUCIÓN OPERATIVA



6 INDICADORES OPERATIVOS



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.6. New Fortress Energy

a) Descripción general de la empresa

New Fortress Energy es una empresa enfocada principalmente en infraestructura y suministro de GNL, con operaciones orientadas al desarrollo de soluciones energéticas para generación eléctrica y suministro regional. Su modelo de negocio se basa en integrar infraestructura de almacenamiento, licuefacción, regasificación y logística energética para atender mercados con acceso limitado a infraestructura convencional de gas natural.

La empresa mantiene una estrategia enfocada en proyectos de transición energética y suministro de gas natural para sistemas eléctricos y mercados aislados, particularmente mediante esquemas de GNL y soluciones logísticas flexibles.

A nivel operativo, New Fortress Energy participa principalmente en infraestructura asociada a GNL, terminales energéticas y sistemas regionales de suministro para generación eléctrica y consumo energético estratégico.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada muestra que New Fortress Energy cuenta con permisos asociados a:

- Almacenamiento;
- Comercialización;
- Transporte por ducto;
- Regasificación;
- Licuefacción, y
- Distribución por medios distintos a ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo altamente enfocado en infraestructura de GNL, particularmente mediante sistemas integrados de almacenamiento, acondicionamiento y suministro energético.

La combinación simultánea de actividades de almacenamiento, licuefacción y regasificación resulta especialmente relevante, ya que permite identificar una operación enfocada en corredores completos de GNL y soluciones energéticas regionales para generación eléctrica y mercados aislados.

A diferencia de actores enfocados principalmente en redes urbanas o transporte troncal tradicional, New Fortress Energy concentra su operación en infraestructura energética especializada asociada a GNL. La combinación de almacenamiento, licuefacción, regasificación, transporte y distribución por medios distintos a ducto le permite desarrollar soluciones integradas de suministro energético para centrales eléctricas y mercados regionales con acceso limitado a infraestructura convencional de gas natural.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

New Fortress Energy mantiene presencia operativa principalmente en Baja California Sur y Tamaulipas.

La distribución geográfica de sus permisos y proyectos muestra una estrategia enfocada en regiones con alta relevancia energética y necesidades específicas de suministro para generación eléctrica y mercados regionales aislados.

La presencia en Baja California Sur resulta especialmente relevante debido a las limitaciones históricas de infraestructura de gas natural en la región y a la necesidad de soluciones energéticas flexibles para centrales eléctricas y sistemas regionales de generación.

Por su parte, la presencia en Tamaulipas refleja la importancia estratégica del Golfo de México dentro de los corredores energéticos y proyectos asociados a infraestructura de GNL.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de New Fortress Energy se sustenta en infraestructura integrada de GNL, donde la empresa participa en distintas etapas de la cadena de suministro, incluyendo almacenamiento, transporte, regasificación y entrega final del energético.

Los proyectos identificados en Baja California Sur muestran una configuración en la que el GNL es recibido en instalaciones logísticas especializadas, transportado mediante ISO contenedores y posteriormente enviado a terminales de regasificación asociadas a centrales eléctricas. La infraestructura desarrollada permite transformar nuevamente el GNL a estado gaseoso para su utilización en procesos de generación eléctrica.

Esta configuración permite identificar un modelo operativo enfocado en soluciones energéticas completas para sistemas eléctricos regionales, particularmente en mercados aislados o con acceso limitado a infraestructura convencional de gas natural. A diferencia de los modelos de distribución urbana o suministro industrial regional observados en otros participantes del mercado, New Fortress Energy concentra su operación en plataformas energéticas especializadas asociadas a generación eléctrica y abastecimiento estratégico mediante GNL.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del segmento de infraestructura de GNL y suministro energético regional.

- En almacenamiento: 290 MMpcd.
- En transporte por ducto: 190 MMpcd.
- En licuefacción: 190 MMpcd.
- En regasificación: 100 MMpcd.
- En compresión: 290 MMpcd.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La combinación de infraestructura de almacenamiento, licuefacción y regasificación posiciona a New Fortress Energy como uno de los actores relevantes dentro del segmento de GNL y suministro energético especializado en México.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra que New Fortress Energy participa principalmente en el suministro de gas natural para generación eléctrica. Los proyectos identificados se encuentran asociados a infraestructura destinada al abastecimiento de centrales operadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), incluyendo instalaciones vinculadas a Punta Prieta y a la Central de Ciclo Combinado de Baja California Sur.

Esta orientación permite identificar una estrategia enfocada principalmente en el mercado eléctrico y en el suministro energético para sistemas regionales de generación, más que en mercados residenciales, comerciales o industriales tradicionales.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y proyectos identificados refleja una expansión progresiva de la presencia de New Fortress Energy dentro del mercado mexicano de infraestructura energética y GNL.

La incorporación de actividades de almacenamiento, licuefacción, regasificación y distribución logística muestra una estrategia enfocada en consolidar plataformas energéticas regionales y soluciones flexibles de suministro para generación eléctrica y mercados aislados.

La integración de infraestructura especializada permite además observar una evolución hacia modelos energéticos con mayor flexibilidad operativa y capacidad de adaptación a regiones con limitaciones de infraestructura convencional.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

La combinación de almacenamiento, licuefacción, regasificación, transporte y distribución por medios distintos a ducto posiciona a New Fortress Energy como uno de los actores especializados más relevantes dentro del segmento de GNL en México. Su infraestructura le permite desarrollar soluciones integradas de suministro energético para centrales eléctricas y mercados regionales con restricciones de acceso a sistemas convencionales de gas natural.

A diferencia de empresas enfocadas en distribución urbana, transporte troncal o suministro industrial regional, New Fortress Energy concentra su estrategia en plataformas energéticas basadas en GNL, consolidando un modelo de negocio orientado a generación eléctrica, seguridad energética regional y desarrollo de infraestructura especializada para mercados aislados.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

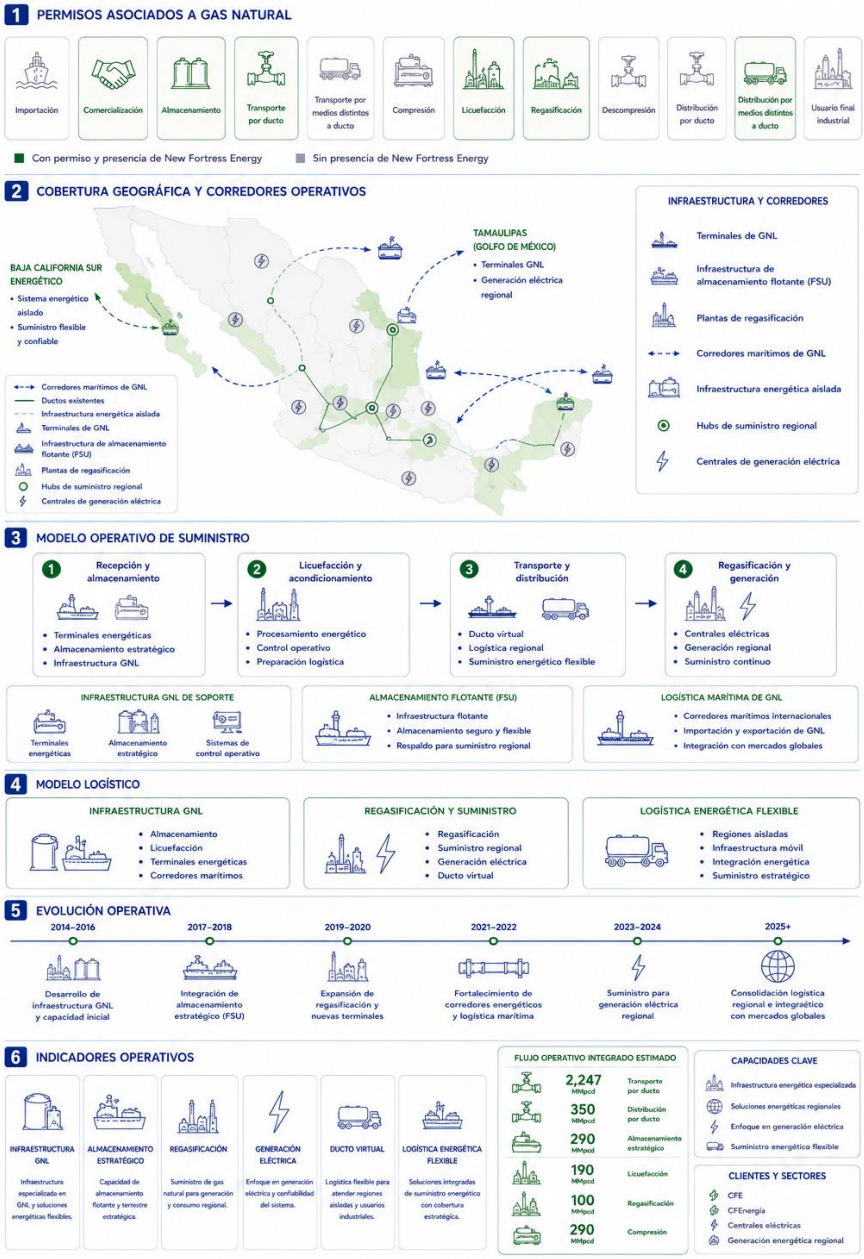




Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

NEW FORTRESS ENERGY: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.7. GNC Hidrocarburos

a) Descripción general de la empresa

GNC Hidrocarburos es una empresa mexicana con más de 45 años de experiencia en la comercialización y distribución de combustibles fósiles, especializada en soluciones de suministro de gas natural mediante esquemas logísticos flexibles y sistemas de transporte por medios distintos a ducto.

La empresa mantiene una estrategia enfocada en abastecimiento industrial y suministro energético regional, particularmente mediante configuraciones asociadas a gasoductos virtuales y transporte de GNC para usuarios ubicados fuera de la red convencional de ductos.

Su modelo operativo se caracteriza por la utilización de sistemas móviles de suministro energético que permiten atender demanda industrial y vehicular en regiones donde la infraestructura tradicional de gas natural no tiene cobertura.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada muestra que GNC Hidrocarburos cuenta con permisos asociados a:

- Compresión, y
- Transporte por medios distintos a ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo altamente enfocado en logística de GNC y esquemas de ducto virtual, particularmente mediante sistemas de compresión y transporte móvil para suministro regional de gas natural.

A diferencia de actores enfocados en redes de distribución por ducto, almacenamiento estratégico o infraestructura de GNL, GNC Hidrocarburos concentra su operación en soluciones logísticas flexibles para atender usuarios industriales y energéticos alejados de la infraestructura convencional. La combinación de compresión y transporte por medios distintos a ducto constituye el núcleo de su modelo operativo y le permite desarrollar esquemas de suministro regional mediante ducto virtual basado en GNC.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

GNC Hidrocarburos mantiene presencia operativa en Aguascalientes, Colima, Chihuahua, Durango, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Estado de México, Morelos, Nayarit, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Sinaloa, Sonora, Tlaxcala, Veracruz y Zacatecas.

La distribución geográfica de sus operaciones muestra una estrategia enfocada en corredores industriales y regiones con demanda energética fuera del alcance de la infraestructura convencional de ductos.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La presencia simultánea en regiones del Bajío, Centro, Occidente y Norte del país permite identificar una cobertura operativa enfocada en suministro flexible y atención de mercados industriales mediante soluciones móviles de transporte de gas natural.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de GNC Hidrocarburos se sustenta principalmente en esquemas de GNC, mediante la integración de infraestructura de compresión y transporte por medios distintos a ducto para atender usuarios industriales ubicados fuera de la red convencional de gas natural.

La operación incorpora estaciones de compresión y unidades móviles especializadas que permiten reducir el volumen del gas natural, transportarlo hacia regiones sin acceso directo a ductos y suministrarlo a consumidores industriales mediante configuraciones de ducto virtual. Esta estructura le permite ampliar el alcance geográfico del energético sin requerir el desarrollo de infraestructura de transporte o distribución por ducto.

A diferencia de empresas enfocadas en GNL o en redes de distribución urbanas, GNC Hidrocarburos concentra su actividad en la logística del GNC y en soluciones de suministro flexible para corredores industriales regionales.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra capacidades relevantes dentro del segmento de transporte regional de gas natural mediante ducto virtual.

GNC Hidrocarburos registra aproximadamente: 3.21 MMpcd de gas natural conducido.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra que GNC Hidrocarburos participa principalmente en el suministro de gas natural para industria manufacturera, parques industriales, metalurgia, alimentos y bebidas, así como sector químico, entre otros segmentos industriales.

La diversidad de sectores atendidos refleja un modelo operativo enfocado en corredores industriales y usuarios con necesidades energéticas regionales fuera del alcance de la infraestructura convencional de ductos.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de las operaciones identificadas refleja una expansión progresiva de la presencia de GNC Hidrocarburos dentro del segmento de suministro regional de gas natural mediante ducto virtual.

La ampliación de cobertura geográfica y capacidad logística muestra una estrategia enfocada en consolidar soluciones flexibles de suministro energético para corredores industriales y mercados regionales.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La integración de compresión y transporte móvil permite además observar una evolución hacia modelos logísticos especializados orientados a maximizar cobertura y flexibilidad operativa.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

La combinación de compresión y transporte por medios distintos a ducto posiciona a GNC Hidrocarburos como uno de los actores especializados más relevantes dentro del segmento de ducto virtual basado en GNC en México.

Su modelo operativo se encuentra enfocado específicamente en extender el acceso al gas natural hacia usuarios industriales localizados fuera de la infraestructura convencional de ductos, mediante soluciones logísticas flexibles que privilegian movilidad, rapidez de implementación y menores requerimientos de infraestructura fija. Esta especialización permite distinguir a la empresa de otros participantes enfocados en distribución por ducto, infraestructura de GNL o sistemas de transporte troncal, consolidando su papel dentro del segmento de suministro regional mediante GNC.





Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

GNC HIDROCARBUROS: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural

1 PERMISOS ASOCIADOS A GAS NATURAL



■ Con permiso y presencia de GNC Hidrocarburos ■ Sin presencia de GNC Hidrocarburos

2 COBERTURA GEOGRÁFICA Y CORREDORES OPERATIVOS



3 MODELO OPERATIVO DE SUMINISTRO



4 MODELO LOGÍSTICO



5 EVOLUCIÓN OPERATIVA



6 INDICADORES OPERATIVOS





Nota: Información basada en referencias públicas y análisis de mercado. Las capacidades son aproximadas y pueden variar.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.8. Natgas

a) Descripción general de la empresa

Natgas es una empresa enfocada principalmente en soluciones de movilidad energética mediante GNC, especializada en infraestructura de suministro para gas natural vehicular y esquemas asociados a compresión, transporte y distribución energética.

El modelo operativo identificado muestra una orientación hacia el desarrollo de infraestructura para suministro vehicular, estaciones energéticas y corredores regionales asociados a movilidad sustentable y consumo energético industrial.

A diferencia de actores enfocados en infraestructura troncal, almacenamiento estratégico o proyectos de GNL, Natgas concentra su operación en soluciones asociadas a GNC, particularmente para movilidad energética y abastecimiento de flotas vehiculares. Su modelo de negocio se encuentra orientado al desarrollo de infraestructura para consumo vehicular y corredores regionales de suministro asociados al transporte terrestre.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada en la base de datos muestra que Natgas cuenta principalmente con permisos asociados a:

- Compresión, y
- Transporte por medios distintos a ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo altamente enfocado en logística de GNC, particularmente mediante infraestructura de compresión y suministro regional para estaciones energéticas y usuarios asociados a movilidad vehicular.

La combinación de actividades identificadas permite observar una operación orientada principalmente a sistemas de ducto virtual y suministro energético flexible mediante unidades móviles y redes regionales de abastecimiento.

A diferencia de otros participantes que utilizan la compresión como parte de esquemas industriales de ducto virtual, Natgas emplea esta infraestructura principalmente para abastecer estaciones de servicio y sistemas asociados a movilidad vehicular mediante GNC.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

La información contenida en la base de datos muestra presencia operativa de Natgas principalmente en corredores urbanos e industriales asociados a demanda vehicular y suministro energético regional.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La distribución de sus operaciones refleja una estrategia enfocada en corredores de movilidad, zonas metropolitanas y mercados con demanda de infraestructura energética para transporte y consumo vehicular.

La presencia identificada permite observar una orientación operativa enfocada en expansión de infraestructura energética para movilidad sustentable y suministro flexible mediante esquemas de GNC.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de Natgas se sustenta principalmente en infraestructura de GNC orientada al abastecimiento de vehículos y flotas de transporte. La operación integra estaciones de compresión, logística especializada y estaciones de suministro que permiten entregar gas natural como combustible vehicular en distintos corredores urbanos e industriales.

La combinación de actividades de compresión y transporte por medios distintos a ducto permite desarrollar redes regionales de abastecimiento para movilidad energética, facilitando el acceso al GNC en mercados donde el consumo vehicular constituye el principal motor de demanda.

A diferencia de empresas enfocadas en suministro industrial mediante ducto virtual o en proyectos de GNL, Natgas concentra su estrategia en el desarrollo de infraestructura para transporte terrestre y movilidad sustentable, utilizando el gas natural como alternativa a combustibles líquidos tradicionales.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada en la base de datos muestra capacidades relevantes dentro del segmento de suministro energético mediante GNC y logística regional flexible.

Los volúmenes identificados deben interpretarse como parte de un flujo operativo integrado asociado a compresión, transporte y entrega regional de gas natural, evitando duplicidades entre actividades vinculadas operativamente.

La magnitud de las operaciones identificadas posiciona a Natgas como un actor relevante dentro del segmento de movilidad energética y suministro regional mediante GNC en México.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra una orientación operativa enfocada principalmente en empresas de transporte, flotillas comerciales, transporte de carga, transporte público y usuarios asociados al consumo vehicular de gas natural.

Esta configuración refleja un modelo de negocio centrado en movilidad energética y sustitución de combustibles tradicionales mediante GNC, más que en el suministro industrial de procesos térmicos o productivos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y operaciones identificadas refleja una expansión progresiva de la presencia de Natgas dentro del segmento de movilidad energética y suministro regional mediante GNC.

La ampliación de infraestructura de compresión y corredores regionales de suministro muestra una estrategia orientada a consolidar redes energéticas asociadas a transporte vehicular y soluciones de movilidad sustentable.

La integración de logística flexible y suministro descentralizado permite además observar una evolución hacia modelos regionales con mayor cobertura operativa y adaptabilidad energética.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de Natgas refleja un modelo operativo altamente especializado en GNC, con una fuerte orientación hacia movilidad energética e infraestructura para abastecimiento vehicular.

La combinación de compresión, logística especializada y estaciones de suministro posiciona a la empresa como uno de los actores más relevantes dentro del segmento de gas natural vehicular en México. Su estrategia se encuentra orientada principalmente al desarrollo de corredores energéticos para transporte terrestre y a la expansión del uso de combustibles alternativos de menor impacto ambiental dentro del sector movilidad.

Esta especialización la distingue de otros participantes enfocados en suministro industrial, distribución urbana o infraestructura de GNL, consolidando su papel dentro del segmento de movilidad sustentable basada en gas natural.



Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

NATGAS: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural

1 PERMISOS ASOCIADOS A GAS NATURAL



Con permiso y presencia de Natgas Sin presencia de Natgas

2 COBERTURA GEOGRÁFICA Y CORREDORES OPERATIVOS



CORREDORES OPERATIVOS

- Corredores urbanos (Monterrey, Guadalajara, CDMX, Puebla, Tijuana)
- Movilidad energética y transporte público
- Zonas metropolitanas y corredores industriales
- Estaciones de suministro vehicular (GNC)
- Ducto virtual y rutas de suministro móvil

3 MODELO OPERATIVO DE SUMINISTRO

1 Recepción de gas
- Interconexión regional
- Suministro energético
- Control operativo

2 Compresión y acondicionamiento
- Estaciones GNC
- Acondicionamiento energético
- Preparación logística

3 Transporte mediante ducto virtual
- Unidades móviles
- Transporte flexible
- Cobertura regional

4 Suministro vehicular e industrial
- Movilidad energética
- Usuarios industriales
- Suministro vehicular

INFRAESTRUCTURA GNC
Estaciones GNC · Plantas de compresión · Red de interconexión

SOPORTE DE DUCTO VIRTUAL
- Unidades móviles de GNC
- Cobertura fuera de red convencional
- Entrega flexible y eficiente

MOVILIDAD URBANA Y SUSTENTABLE
- Combustible limpio y eficiente
- Soluciones energéticas para ciudades
- Movilidad sustentable (GNC)

4 MODELO LOGÍSTICO

COMPRESIÓN GNC
- Estaciones energéticas
- Acondicionamiento GNC
- Logística flexible
- Eficiencia operativa

DUCTO VIRTUAL
- Transporte móvil
- Suministro regional
- Cobertura flexible
- Acceso energético

MOVILIDAD ENERGÉTICA
- Estaciones vehiculares (GNC)
- Corredores urbanos
- Suministro sustentable
- Transporte energético limpio

5 EVOLUCIÓN OPERATIVA

2006–2010 — Inicio de operaciones GNC y primeras estaciones.

2011–2014 — Expansión de estaciones GNC y corredores urbanos.

2015–2018 — Crecimiento regional y más cobertura en zonas metropolitanas.

2019–2021 — Ampliación de ducto virtual y fortalecimiento de transporte móvil.

2022–2023 — Consolidación logística y enfoque en movilidad sustentable.

2024+ — Expansión de corredores urbanos y soluciones energéticas integradas.

6 INDICADORES OPERATIVOS

MOVILIDAD ENERGÉTICA — Impulsamos una movilidad más limpia y eficiente.

ESTACIONES GNC — Red de estaciones estratégicamente ubicadas.

DUCTO VIRTUAL — Cobertura fuera de red convencional con unidades móviles.

LOGÍSTICA FLEXIBLE — Suministro seguro, flexible y eficiente a nivel regional.

SUMINISTRO VEHICULAR — Consecuimos el abastecimiento a vehículos GNC.

COBERTURA REGIONAL — Presencia en principales zonas metropolitanas e industriales.

FLUJO OPERATIVO INTEGRADO ESTIMADO

33,244,100 m³/año Conducidos

- ✓ Enfoque en movilidad sustentable
- ✓ Infraestructura GNC especializada
- ✓ Soluciones energéticas regionales
- ✓ Suministro descentralizado y flexible

CLIENTES Y SECTORES ATENDIDOS
- Transporte y movilidad
- Movilidad urbana
- Logística y distribución
- Usuarios industriales
- Consumo vehicular

Experiencia en GNC y logística móvil | Soluciones energéticas flexibles y sustentables | Cobertura fuera de red convencional | Compromiso con la movilidad limpia y eficiente

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.9. NG-CH4

a) Descripción general de la empresa

La información identificada en la base de datos muestra que NG-CH4 participa dentro del mercado de gas natural en México mediante actividades asociadas principalmente a logística energética, transporte regional y soluciones flexibles de suministro de gas natural.

La configuración de permisos y operaciones identificadas muestra un modelo operativo enfocado en el suministro regional de gas natural mediante esquemas de GNC, integrando actividades de compresión y transporte por medios distintos a ducto para atender usuarios industriales ubicados fuera de la infraestructura convencional de gas natural.

La empresa participa principalmente en soluciones de ducto virtual orientadas a sectores industriales y consumidores energéticos que requieren acceso continuo al energético sin desarrollar infraestructura de transporte o distribución por ducto.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada en la base de datos muestra que NG-CH4 cuenta principalmente con permisos asociados a:

- Compresión, y
- Transporte por medios distintos a ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo especializado en GNC, donde la compresión y la logística móvil constituyen los elementos centrales del suministro energético.

A diferencia de empresas enfocadas en distribución por ducto, almacenamiento o infraestructura de GNL, NG-CH4 concentra su operación en el acondicionamiento y transporte de gas natural mediante configuraciones de ducto virtual para usuarios industriales y corredores regionales de demanda energética.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

La información contenida en la base de datos muestra presencia operativa de NG-CH4 en corredores regionales asociados a demanda industrial y suministro energético flexible.

La distribución geográfica de sus operaciones permite identificar una estrategia enfocada en regiones industriales y zonas con necesidades de suministro energético fuera de la infraestructura convencional de ductos.

La cobertura identificada refleja una orientación operativa enfocada en logística regional y atención de usuarios mediante esquemas de suministro flexible de gas natural.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo identificado para NG-CH4 se sustenta principalmente en esquemas de GNC, mediante la integración de infraestructura de compresión y transporte por medios distintos a ducto para suministrar gas natural a usuarios industriales ubicados fuera de las redes convencionales.

La operación incorpora estaciones de compresión y unidades móviles especializadas que permiten reducir el volumen del gas natural, transportarlo hacia regiones sin acceso directo a ductos y suministrarlo a consumidores industriales mediante configuraciones de ducto virtual.

Esta configuración permite ampliar el acceso al gas natural sin requerir inversiones en infraestructura de transporte o distribución por ducto, favoreciendo la atención de corredores industriales y mercados regionales con demanda energética relevante.

A diferencia de empresas enfocadas en GNL o en redes urbanas de distribución, NG-CH4 concentra su actividad en la logística y suministro regional de GNC para usuarios industriales.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada en la base de datos muestra capacidades operativas asociadas a logística regional y suministro flexible de gas natural.

Los volúmenes identificados deben interpretarse como parte de un flujo operativo integrado asociado a transporte, acondicionamiento y entrega regional de gas natural, evitando duplicidades entre actividades vinculadas operativamente.

La magnitud de las operaciones identificadas posiciona a NG-CH4 como un participante dentro del segmento de logística regional y suministro flexible de gas natural en México.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra una orientación operativa enfocada principalmente en usuarios industriales pertenecientes a sectores manufactureros, alimenticios, metalúrgicos y de transformación, ubicados en regiones donde la infraestructura convencional de ductos resulta limitada o insuficiente.

Esta configuración refleja una estrategia basada en suministro energético flexible para consumidores con demanda continua de gas natural y necesidades de abastecimiento regional mediante esquemas de ducto virtual.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y operaciones identificadas refleja una expansión progresiva de la presencia de NG-CH4 dentro del segmento de logística regional y suministro flexible de gas natural.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La ampliación de infraestructura logística y corredores de suministro muestra una estrategia orientada a fortalecer cobertura regional y flexibilidad operativa dentro del mercado energético.

La integración de soluciones móviles y suministro descentralizado permite además observar una evolución hacia modelos energéticos regionales con mayor adaptabilidad operativa.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de NG-CH_4 refleja un modelo operativo especializado en GNC, con una fuerte orientación hacia ducto virtual, logística móvil y suministro energético regional.

La combinación de compresión y transporte por medios distintos a ducto posiciona a la empresa como un participante relevante dentro del segmento de suministro flexible de gas natural en México, particularmente para usuarios industriales ubicados fuera de la infraestructura convencional de transporte y distribución.

Su modelo de negocio se encuentra orientado a ampliar el acceso al gas natural mediante soluciones logísticas de rápida implementación y menores requerimientos de infraestructura fija, contribuyendo al desarrollo de mercados regionales de consumo energético.

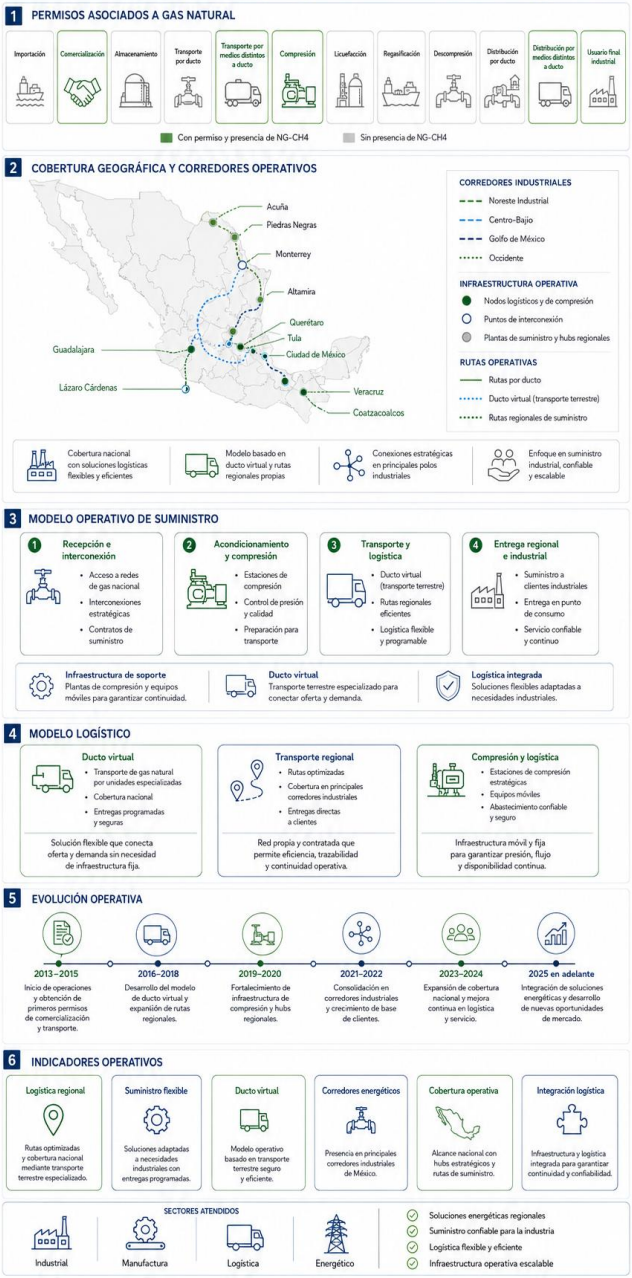




Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

NG-CH4: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.10. Accesgas

a) Descripción general de la empresa

La información identificada en la base de datos muestra que Accesgas participa dentro del mercado de gas natural en México mediante actividades asociadas principalmente a logística energética, transporte regional y soluciones flexibles de suministro de gas natural.

La configuración operativa identificada muestra un modelo enfocado en infraestructura de suministro regional y esquemas logísticos asociados a ducto virtual para usuarios industriales ubicados fuera de las redes convencionales de gas natural. La combinación de actividades de compresión, descompresión, distribución y transporte por medios distintos a ducto permite identificar una estrategia orientada a integrar distintas etapas del suministro energético dentro de corredores regionales de demanda.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada en la base de datos muestra que Accesgas cuenta con permisos asociados a:

- Compresión;
- Descompresión;
- Distribución, y
- Transporte por medios distintos a ducto.

Esta configuración refleja un modelo operativo orientado al suministro regional de GNC, integrando actividades de acondicionamiento, logística y entrega final de la molécula.

A diferencia de empresas enfocadas exclusivamente en transporte o compresión, la combinación de permisos permite a Accesgas participar en distintas etapas de la cadena de suministro, desde el acondicionamiento del gas natural hasta su distribución hacia usuarios finales.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

La información contenida en la base de datos muestra presencia operativa de Accesgas en corredores regionales asociados a demanda industrial y suministro energético flexible.

La distribución geográfica de sus operaciones permite identificar una estrategia enfocada en regiones industriales y zonas con necesidades de suministro energético fuera de la infraestructura convencional de ductos.

La cobertura identificada refleja una orientación operativa enfocada en logística regional y atención de usuarios mediante esquemas flexibles de suministro energético.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo identificado para Accesgas se sustenta principalmente en esquemas de GNC, mediante la integración de infraestructura de compresión, transporte por medios distintos a ducto, descompresión y distribución para atender usuarios industriales fuera de las redes convencionales de gas natural.

La operación incorpora infraestructura de acondicionamiento y logística especializada que permite reducir el volumen del gas natural, transportarlo hacia regiones sin acceso directo a ductos y suministrarlo a consumidores industriales mediante configuraciones de ducto virtual.

La presencia simultánea de actividades de compresión y descompresión permite identificar una estrategia orientada a controlar una mayor proporción de la cadena de suministro respecto de otros participantes enfocados únicamente en transporte o logística. Adicionalmente, la existencia de permisos de distribución sugiere capacidad para desarrollar esquemas de entrega final del energético dentro de mercados regionales específicos.

Esta configuración posiciona a la empresa dentro del segmento de suministro industrial regional mediante GNC, con un nivel de integración superior al observado en operadores enfocados exclusivamente en transporte por medios distintos a ducto.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada en la base de datos muestra capacidades operativas asociadas principalmente a compresión, descompresión, distribución y transporte por medios distintos a ducto.

Accesgas registra aproximadamente:

- 3.8 MMpcd en compresión de gas natural;
- 2.0 MMpcd en descompresión;
- 25 MMpcd en distribución, y
- 0.38 MMpcd en transporte por medios distintos a ducto.

La combinación de capacidades de compresión, descompresión, distribución y transporte permite identificar una infraestructura operativa orientada a integrar distintas etapas del suministro energético, reduciendo la dependencia de terceros para el acondicionamiento y entrega del gas natural.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información contenida en la base de datos muestra una orientación operativa enfocada principalmente en usuarios industriales y corredores regionales de demanda energética.

La configuración identificada refleja una estrategia enfocada en suministro flexible y soluciones energéticas regionales para distintos perfiles industriales y de consumo energético.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y operaciones identificadas refleja una expansión progresiva de la presencia de Accesgas dentro del segmento de logística regional y suministro flexible de gas natural.

La ampliación de infraestructura logística y corredores de suministro muestra una estrategia orientada a fortalecer cobertura regional y flexibilidad operativa dentro del mercado energético.

La integración de soluciones móviles y suministro descentralizado permite además observar una evolución hacia modelos energéticos regionales con mayor adaptabilidad operativa.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de Accesgas refleja un modelo operativo especializado en suministro regional de GNC, con una fuerte orientación hacia ducto virtual, logística energética y atención de usuarios industriales fuera de la infraestructura convencional de gas natural.

La combinación de compresión, descompresión, distribución y transporte por medios distintos a ducto le permite participar en distintas etapas del flujo operativo del energético, desarrollando soluciones regionales con un mayor nivel de integración que otros participantes enfocados exclusivamente en logística o transporte.

Esta configuración posiciona a la empresa como un participante relevante dentro del segmento de suministro industrial mediante GNC y ducto virtual en México.

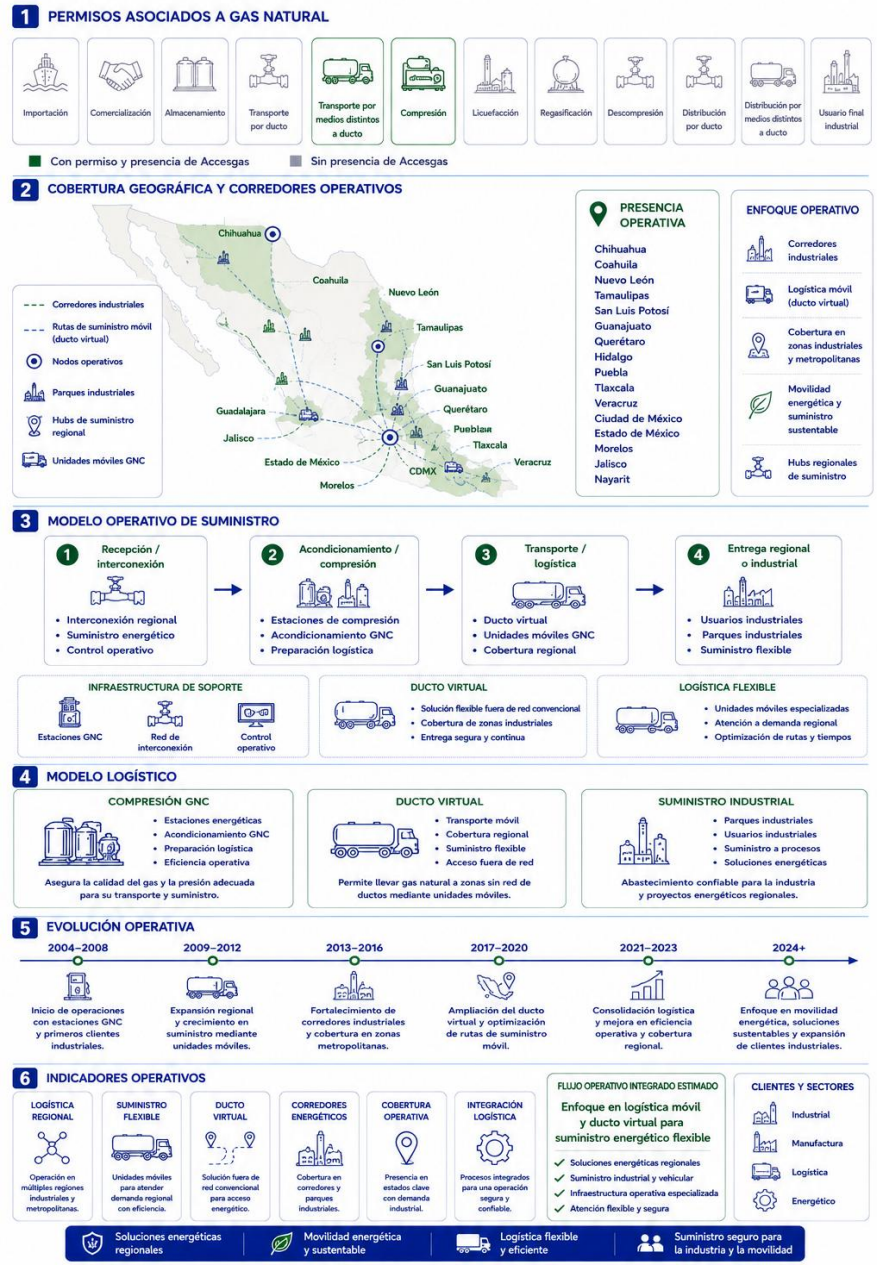


Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

ACCESGAS: Perfil operativo y regulatorio en el mercado de gas natural



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

8.1.1.11. Énestas

a) Descripción general de la empresa

Énestas es una empresa mexicana especializada en soluciones de suministro de gas natural mediante esquemas de ducto virtual basados principalmente en GNL. Su modelo de negocio se orienta al abastecimiento de usuarios industriales ubicados fuera de las redes convencionales de distribución, mediante la integración de infraestructura logística y sistemas de regasificación instalados directamente en las instalaciones de los clientes.

La empresa ha desarrollado una estrategia enfocada en sustituir combustibles como gas LP, diésel y combustóleo mediante soluciones integrales de suministro energético que permiten a los usuarios acceder al gas natural sin requerir conexión directa a sistemas de transporte o distribución por ducto.

A diferencia de empresas enfocadas en transporte troncal, distribución urbana o infraestructura energética de gran escala, Énestas concentra su operación en proyectos de suministro industrial mediante GNL, integrando actividades de importación, distribución por medios distintos a ducto y regasificación.

b) Integración dentro de los permisos asociados a gas natural

La información identificada muestra que Énestas cuenta con permisos asociados a:

- Importación de gas natural;
- Distribución por medios distintos a ducto, y
- Regasificación.

Esta configuración refleja un modelo operativo especializado en ducto virtual basado en GNL, donde la empresa participa en distintas etapas de la cadena de suministro necesarias para transportar, acondicionar y entregar el energético a usuarios industriales.

A diferencia de empresas enfocadas en distribución por ducto o transporte troncal, la combinación de permisos permite a Énestas desarrollar soluciones completas de suministro para usuarios ubicados fuera de la infraestructura convencional de gas natural.

c) Cobertura geográfica y presencia regional

La información identificada muestra presencia operativa de Énestas en distintas regiones industriales del país mediante proyectos asociados a suministro de GNL para usuarios industriales.

Los proyectos analizados se ubican principalmente en Puebla, donde la empresa ha desarrollado infraestructura satélite de regasificación para atender consumidores industriales de sectores como bebidas y agroindustria.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La configuración observada refleja una estrategia orientada a identificar usuarios industriales con consumo energético relevante ubicados fuera de la cobertura de los sistemas tradicionales de distribución de gas natural.

d) Modelo operativo y flujo de suministro

El modelo operativo de Énestas se sustenta en un esquema integrado de suministro mediante GNL, en el que la empresa participa en distintas etapas de la cadena logística necesarias para entregar gas natural a usuarios industriales.

La información identificada muestra que el GNL es adquirido a proveedores externos, transportado mediante unidades criogénicas especializadas y almacenado temporalmente en estaciones satélite instaladas en las instalaciones del usuario final. Posteriormente, el producto es regasificado y entregado en condiciones de consumo para procesos industriales.

La infraestructura desarrollada permite que los usuarios reciban gas natural sin requerir conexión directa a sistemas de transporte o distribución por ducto, reduciendo las barreras de acceso al energético en regiones donde la infraestructura convencional resulta limitada o insuficiente.

e) Capacidad operativa y volumen de suministro

La información identificada muestra infraestructura asociada principalmente a almacenamiento satélite y regasificación de GNL para suministro industrial.

Entre los proyectos identificados destacan:

• Manantiales Peñafiel, con un tanque criogénico de 54.5 m^3 y un vaporizador de 1,414.83 m^3/h.
• Champiñones El Encinal, con dos tanques criogénicos de 44.96 m^3 cada uno y dos vaporizadores de 1,414.83 m^3/h.

La infraestructura observada permite desarrollar soluciones modulares de suministro para usuarios industriales con distintos niveles de demanda energética.

f) Principales clientes y sectores atendidos

La información disponible muestra una orientación operativa enfocada principalmente en usuarios industriales con consumo térmico relevante.

Entre los usuarios identificados destacan Manantiales Peñafiel y Champiñones El Encinal (Hongos de México).

La configuración observada refleja una estrategia enfocada en consumidores industriales que buscan sustituir combustibles tradicionales mediante acceso a gas natural sin requerir infraestructura propia de transporte o distribución.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

g) Evolución y crecimiento operativo

La evolución de los permisos y proyectos identificados refleja una expansión progresiva de la presencia de Énestas dentro del segmento de suministro industrial mediante GNL.

La incorporación de nuevos proyectos de regasificación y distribución por medios distintos a ducto muestra una estrategia orientada a ampliar la cobertura regional del gas natural mediante infraestructura satélite y soluciones logísticas flexibles.

La integración de actividades de importación, distribución y regasificación permite además observar una evolución hacia modelos con mayor control operativo sobre la cadena de suministro y la atención de usuarios industriales fuera de red.

h) Relevancia dentro del mercado de gas natural

En conjunto, el perfil de Énestas refleja un modelo operativo altamente especializado en ducto virtual basado en GNL, con una fuerte orientación hacia suministro industrial, infraestructura satélite de regasificación y soluciones energéticas para usuarios fuera de la red convencional de gas natural.

La combinación de importación, distribución por medios distintos a ducto y regasificación posiciona a la empresa como uno de los participantes más representativos dentro del segmento de suministro industrial mediante GNL en México.

Su modelo de negocio permite extender el acceso al gas natural hacia consumidores ubicados fuera de la infraestructura tradicional de ductos, consolidando a Énestas como un actor relevante dentro de las soluciones de ducto virtual y suministro energético flexible basadas en GNL.



Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

9. Marco regulatorio aplicable a actividades permisionadas

9.1. Régimen jurídico general por actividad permisionada

El régimen jurídico del gas natural en México se estructura a partir de un esquema de **actividades permisionadas independientes**, en el que cada eslabón de la cadena de valor cuenta con reglas, alcances y obligaciones específicas. Este diseño implica que la regulación no se aplica de manera uniforme, sino que varía en función de la actividad que se desarrolla y del tipo de infraestructura o servicio involucrado.

La matriz de obligaciones presentada en esta sección permite identificar, de forma integrada, los elementos regulatorios aplicables a cada actividad, abarcando componentes económicos, sociales, ambientales y fiscales. A partir de esta base, es posible entender cómo se configura el entorno regulatorio en cada eslabón y qué tipo de exigencias enfrenta un participante al incorporarse al mercado.

Bajo este enfoque, la operación del sector no depende únicamente de contar con un permiso, sino de cumplir con un conjunto de obligaciones que determinan la forma en que cada actividad puede desarrollarse e interactuar con el resto del sistema. Esto hace que la viabilidad de un proyecto esté directamente relacionada con la capacidad de estructurar y operar dichas actividades dentro de los límites regulatorios establecidos.

9.1.1. Importación de gas natural

La importación de gas natural se configura como la actividad mediante la cual se introduce el energético al territorio nacional desde el extranjero, constituyendo uno de los puntos de entrada principales de la molécula al sistema.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la **Secretaría de Energía (SENER)** y habilita al permisionario para realizar operaciones de internación bajo condiciones específicas de trazabilidad, cumplimiento y control.

La importación de gas natural se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. **Regulación económica:**

a) Permiso de importación de SENER, y
b) Reportes estadísticos de volúmenes, precios y destinos.

II. **Regulación fiscal y de cumplimiento:**

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición;
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos, y
d) Clasificación arancelaria y cumplimiento de obligaciones aduaneras.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La importación presenta una alta carga regulatoria enfocada en el control del flujo de la molécula, particularmente en lo relativo a su origen, volumen y condiciones de internación. La ausencia de tarifas reguladas o mecanismos de acceso abierto contrasta con la exigencia de trazabilidad, reporteo y cumplimiento de las obligaciones regulatorias, lo que obliga a los participantes a contar con capacidades operativas y de cumplimiento robustas desde el inicio de la operación.

En materia de comercio exterior, la importación de gas natural también se encuentra asociada a clasificaciones arancelarias específicas, las cuales dependen principalmente del estado físico en que se moviliza el energético. En este sentido, el GNL se identifica mediante la fracción arancelaria 2711.11.01 correspondiente a "Gas natural, licuado", mientras que el gas natural en estado gaseoso se clasifica bajo la fracción 2711.21.01 correspondiente a "Gas natural, en estado gaseoso".

Ambas fracciones se agrupan dentro del Capítulo 27 de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación, correspondiente a "Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación; materias bituminosas; ceras minerales", así como dentro de la Partida 27.11 relativa a "Gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos". Estas clasificaciones reflejan las diferencias operativas y logísticas asociadas al manejo del energético según su estado físico.

En términos operativos, el GNL suele vincularse con esquemas marítimos, almacenamiento criogénico y procesos de regasificación para su incorporación al sistema de ductos; sin embargo, también puede distribuirse directamente a usuarios finales mediante esquemas de transporte por medios distintos a ducto. Por su parte, el gas natural en estado gaseoso se relaciona principalmente con sistemas de transporte por ducto o con esquemas de compresión y transporte por medios distintos a ducto.

Desde la perspectiva regulatoria, las operaciones de comercio exterior de estas fracciones se encuentran sujetas al control aduanero por parte del Servicio de Administración Tributaria (SAT), así como a supervisión sectorial en materia energética. Históricamente, estas operaciones estuvieron sujetas a permisos previos de importación emitidos por la SENER.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 27. Clasificación arancelaria aplicable al gas natural según su estado físico

Elemento	GNL	Gas natural en estado gaseoso
Fracción arancelaria	2711.11.01	2711.21.01
Descripción	Gas natural, licuado	Gas natural, en estado gaseoso
Capítulo	27	27
Descripción del capítulo	Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación	Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación
Partida	27.11	27.11
Descripción de la partida	Gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos	Gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos
Configuración logística asociada	GNL / marítimo / criogénico	Ducto / compresión
Autoridad aduanera	SAT	SAT
Autoridades sectoriales relacionadas	SENER y CNE	SENER y CNE

9.1.2. Comercialización de gas natural

La comercialización de gas natural consiste en la compraventa del energético, así como en la estructuración de esquemas de suministro que pueden incorporar la contratación de servicios de transporte, almacenamiento o distribución para su entrega al usuario final.

Esta actividad **requiere permiso**, el cual es otorgado por la **CNE** y habilita al permisionario para participar en el mercado mediante la adquisición y venta de gas natural bajo distintas modalidades contractuales.

La comercialización se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE;
b) Reportes estadísticos, y
c) Regulación de términos y condiciones de los contratos.

II. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

La comercialización presenta una carga regulatoria moderada, concentrada en aspectos contractuales y de información, más que en requisitos técnicos o de infraestructura. La ausencia de tarifas reguladas y de obligaciones ambientales directas refleja su carácter como actividad de mercado, en la que la diferenciación entre participantes se da a través de condiciones comerciales, acceso a suministro y capacidad para estructurar soluciones integrales para el usuario final. Esto la convierte en una de las principales puertas de entrada al sector, aunque su operación efectiva depende de la articulación con otras actividades permisionadas.

9.1.3. Almacenamiento de gas natural

El almacenamiento de gas natural consiste en la recepción, resguardo y entrega del energético dentro de instalaciones diseñadas para conservarlo en condiciones seguras, permitiendo gestionar inventarios y asegurar la continuidad del suministro.

Desde el punto de vista regulatorio, esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE y habilita al permisionario para operar infraestructura especializada bajo un esquema regulado que contempla tanto condiciones de acceso como parámetros técnicos y comerciales.

El almacenamiento se encuentra sujeto a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE;
b) Tarifas reguladas por la CNE;
c) Boletín electrónico de capacidad;
d) Reportes estadísticos a la CNE, y
e) Acceso abierto conforme a la regulación aplicable.

II. Regulación social:

a) Manifestación de Impacto Social (MIS) ante la SENER.

III. Regulación ambiental:

a) Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) ante la ASEA;
b) Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA);
c) Análisis de Riesgos (ARSH), y
d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

El almacenamiento se caracteriza por una alta carga regulatoria tanto en el ámbito económico como técnico, al tratarse de infraestructura crítica dentro del sistema. La existencia de tarifas reguladas y mecanismos de información como el boletín electrónico refleja su papel como un servicio con implicaciones directas en el acceso y operación del mercado, mientras que las obligaciones en materia ambiental y de seguridad responden a la naturaleza de la infraestructura y al manejo de volúmenes relevantes de gas natural. Esta combinación de elementos posiciona al almacenamiento como una actividad con barreras de entrada elevadas y con un nivel de supervisión significativamente mayor respecto a actividades de carácter más comercial.

9.1.4. Distribución de gas natural por ducto

La distribución de gas natural por ducto consiste en la recepción del energético desde sistemas de transporte o almacenamiento y su entrega directa a usuarios finales a través de redes locales de menor presión dentro de una zona geográfica determinada.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE, y habilita al permisionario para operar infraestructura de distribución bajo condiciones específicas de cobertura territorial, prestación del servicio y relación directa con los usuarios.

La distribución por ducto se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE;
b) Tarifas reguladas por la CNE;
c) Boletín electrónico de capacidad;
d) Reportes estadísticos a la CNE, y
e) Acceso abierto conforme a la regulación aplicable.

II. Regulación ambiental:

a) MIS ante la SENER.

III. Regulación ambiental:

a) MIA ante la ASEA;
b) SASISOPA;
c) ARSH, y
d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La distribución por ducto presenta una alta carga regulatoria tanto en el ámbito económico como operativo, al combinar el carácter de infraestructura con la prestación directa del servicio al usuario final. La existencia de tarifas reguladas, acceso abierto y condiciones contractuales supervisadas refleja su papel como un eslabón crítico dentro del sistema, en el que la autoridad busca garantizar condiciones de acceso, continuidad del servicio y transparencia en la relación con los usuarios. Esto la convierte en una actividad con barreras de entrada elevadas y con un nivel de supervisión comparable al del transporte por ducto.

9.1.5. Distribución de gas natural por medios distintos a ducto

La distribución de gas natural por medios distintos a ducto consiste en el suministro del energético a usuarios finales mediante esquemas logísticos que no dependen de una red fija de tuberías, utilizando auto tanques, semirremolques, vehículos de reparto, recipientes transportables sujetos a presión u otros medios autorizados por la regulación aplicable. Esta actividad comprende no sólo el traslado del energético, sino también la infraestructura necesaria para su guarda, recepción y entrega al usuario final.

Esta actividad requiere un permiso otorgado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el cual habilita al permisionario para desarrollar la infraestructura y operar esquemas de distribución fuera de red bajo condiciones específicas de seguridad, control operativo, trazabilidad y cumplimiento regulatorio.

La distribución por medios distintos a ducto se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. **Regulación económica:**

   a) Permiso de CNE, y
   b) Reportes estadísticos a la CNE.

II. **Regulación social:**

   a) MIS ante la SENER.

III. **Regulación ambiental:**

   a) MIA ante la ASEA, cuando resulte aplicable conforme a la naturaleza y alcance del proyecto;
   b) SASISOPA;
   c) ARSH, y
   d) Seguros para el transporte de materiales peligrosos, por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición;
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos, y
d) Complemento Carta Porte para el traslado de mercancías.

La distribución por medios distintos a ducto presenta una carga regulatoria relevante en materia operativa y de seguridad, aunque con menor intervención en términos económicos en comparación con la distribución por ducto. La ausencia de tarifas reguladas y de obligaciones de acceso abierto refleja su naturaleza más flexible, en la que el suministro se estructura a partir de esquemas logísticos y relaciones contractuales directas con los usuarios. Esto permite mayor adaptabilidad para atender mercados dispersos, aunque con una exigencia importante en términos de control operativo, trazabilidad y gestión de riesgos.

9.1.6. Transporte de gas natural por ducto

El transporte de gas natural por ducto consiste en el traslado del energético a través de sistemas de tuberías de alta capacidad que conectan puntos de producción, importación, almacenamiento y distribución a lo largo del territorio.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE y habilita al permisionario para operar infraestructura de transporte bajo un esquema regulado que define tanto el uso de la capacidad como las condiciones de prestación del servicio.

El transporte por ducto se encuentra sujeto a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE;
b) Tarifas reguladas por la CNE;
c) Boletín electrónico de capacidad;
d) Reportes estadísticos a la CNE, y
e) Acceso abierto conforme a la regulación aplicable.

II. Regulación social:

a) MIS ante la SENER.

III. Regulación ambiental:

a) MIA ante la ASEA;
b) SASISOPA;
c) ARSH, y
d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

El transporte por ducto presenta una de las cargas regulatorias más altas dentro del sistema, al tratarse de infraestructura crítica que articula el flujo del gas natural a nivel nacional. La existencia de tarifas reguladas, acceso abierto y condiciones contractuales supervisadas refleja su papel como servicio esencial para el funcionamiento del mercado, en el que la autoridad busca garantizar el acceso no discriminatorio, la transparencia y la continuidad operativa. Esto lo posiciona como un eslabón con altas barreras de entrada y con una influencia directa en la estructura y dinámica del sector.

9.1.7. Transporte de gas natural por medios distintos a ducto

El transporte de gas natural por medios distintos a ducto consiste en el traslado del energético mediante unidades móviles, generalmente en forma comprimida o licuada, desde un punto de carga hasta un punto de entrega, sin depender de infraestructura fija de tuberías.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE y habilita al permisionario para operar esquemas logísticos de transporte bajo condiciones específicas de control, trazabilidad y cumplimiento.

El transporte por medios distintos a ducto se encuentra sujeto a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE, y
b) Reportes estadísticos.

II. Regulación ambiental:

a) SASISOPA;
b) ARSH, y
c) Seguros para el transporte de materiales peligrosos, por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

III. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición;
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos, y
d) Complemento Carta Porte para el traslado de mercancías.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

El transporte por medios distintos a ducto presenta una carga regulatoria relevante en materia operativa, de seguridad y de control, sin incorporar mecanismos económicos estructurales como tarifas reguladas o acceso abierto. La exigencia de obligaciones de reporteo, trazabilidad y control de la operación refleja su carácter como una actividad regulada orientada a la prestación de servicios logísticos, en la que la supervisión se concentra en la transparencia, la seguridad y el cumplimiento regulatorio. Esto le otorga flexibilidad en la estructuración de esquemas de suministro, pero bajo una exigencia importante en términos de cumplimiento operativo.

9.1.8. Licuefacción de gas natural

La licuefacción de gas natural consiste en el proceso mediante el cual el energético es enfriado hasta convertirlo en estado líquido, reduciendo significativamente su volumen y facilitando su transporte y almacenamiento en esquemas donde no existe infraestructura de ductos.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE y habilita al permisionario para operar instalaciones de transformación bajo condiciones específicas de control, medición y prestación de servicios a terceros.

La licuefacción se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. **Regulación económica:**

   a) Permiso de CNE, y
   b) Reportes estadísticos a la CNE.

II. **Regulación social:**

   a) MIS ante la SENER.

III. **Regulación ambiental:**

   a) MIA ante la ASEA;
   b) SASISOPA;
   c) ARSH, y
   d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

IV. **Regulación fiscal y de cumplimiento:**

   a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
   b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
   c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

La licuefacción presenta una carga regulatoria elevada en materia técnica, operativa y de seguridad, asociada a la complejidad del proceso y al manejo de condiciones criogénicas. A diferencia de actividades como el transporte o la distribución por ducto, no se encuentra sujeta a tarifas reguladas ni a mecanismos de acceso abierto; sin embargo, debe cumplir con obligaciones de transparencia, reporteo y control de la operación. Esto la posiciona como una actividad con barreras de entrada relevantes por su intensidad en capital y por el nivel de cumplimiento requerido, particularmente en términos de seguridad industrial y gestión de riesgos.

9.1.9. Regasificación de gas natural

La regasificación de gas natural consiste en el proceso mediante el cual el GNL es convertido nuevamente a estado gaseoso para su incorporación al sistema o para su consumo final.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE, y habilita al permisionario para operar instalaciones de transformación bajo condiciones específicas de control, medición y prestación de servicios a terceros.

La regasificación se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE;
b) Tarifas reguladas por la CNE;
c) Reportes estadísticos a la CNE, y
d) Acceso abierto conforme a la regulación aplicable.

II. Regulación social:

a) MIS ante la SENER.

III. Regulación ambiental:

a) MIA ante la ASEA;
b) SASISOPA;
c) ARSH, y
d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

La regasificación presenta una carga regulatoria elevada en materia técnica, operativa y de seguridad, al tratarse de instalaciones que manejan gas natural en condiciones criogénicas y que permiten su reincorporación al sistema. A diferencia de la licuefacción, se encuentra sujeta a tarifas reguladas y a mecanismos de acceso abierto, reflejando su papel como infraestructura que puede prestar servicios a terceros bajo condiciones supervisadas por la autoridad. Esto la posiciona como una actividad intensiva en capital y con exigencias relevantes en términos de cumplimiento, particularmente en lo relacionado con la seguridad industrial, la gestión de riesgos y el acceso no discriminatorio a la infraestructura.

9.1.10. Compresión de gas natural

La compresión de gas natural consiste en el proceso mediante el cual se incrementa la presión del gas para reducir su volumen y facilitar su transporte, particularmente en esquemas que utilizan medios distintos a ducto.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE y habilita al permisionario para operar instalaciones de compresión bajo condiciones específicas de seguridad, control y operación.

La compresión se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

a) Permiso de CNE, y
b) Reportes estadísticos a la CNE.

II. Regulación social:

a) MIS ante la SENER.

III. Regulación ambiental:

a) MIA ante la ASEA;
b) SASISOPA;
c) ARSH, y
d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La compresión presenta una carga regulatoria enfocada en aspectos técnicos, operativos y de seguridad, derivada de su papel como proceso intermedio dentro de la cadena de suministro. No incorpora elementos de regulación económica estructural como tarifas o acceso abierto, pero sí requiere cumplir con obligaciones relevantes en materia de control, operación y gestión de riesgos. Esto la posiciona como una actividad complementaria que, aunque no define por sí misma la estructura del mercado, resulta indispensable para la operación de esquemas logísticos como el ducto virtual.

9.1.11. Descompresión de gas natural

La descompresión de gas natural consiste en el proceso mediante el cual se reduce la presión del gas para adecuarlo a las condiciones requeridas para su consumo o para su entrega a instalaciones finales, particularmente en esquemas que utilizan medios distintos a ducto.

Esta actividad requiere permiso, el cual es otorgado por la CNE y habilita al permisionario para operar instalaciones de descompresión bajo condiciones específicas de seguridad, control y operación.

La descompresión se encuentra sujeta a los siguientes elementos regulatorios:

I. Regulación económica:

c) Permiso de CNE, y
d) Reportes estadísticos a la CNE.

II. Regulación social:

a) MIS previa a la construcción.

III. Regulación ambiental:

a) MIA ante la ASEA;
b) SASISOPA;
c) ARSH, y
d) Seguros por daños a terceros y afectaciones al medio ambiente.

IV. Regulación fiscal y de cumplimiento:

a) Controles Volumétricos (registro de operaciones y reporte mensual al SAT);
b) Dictámenes y certificados de cumplimiento de los sistemas de medición, y
c) Emisión de CFDI con el Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La descompresión presenta una carga regulatoria enfocada en aspectos técnicos, operativos y de seguridad, similar a la de la compresión, al tratarse de un proceso necesario para la adecuación del gas natural previo a su consumo. No incorpora mecanismos de regulación económica estructural, pero sí exige el cumplimiento de condiciones relevantes en materia de operación, control y gestión de riesgos. Esto la posiciona como una actividad complementaria dentro de la cadena de valor, indispensable para la viabilidad de esquemas logísticos fuera de ducto.

9.1.12. Transvase de gas natural

El transvase de gas natural consiste en la transferencia del energético entre distintos medios de transporte o entre recipientes, como parte de la operación de actividades permisionadas, particularmente en esquemas logísticos que no dependen de infraestructura de ductos.

Su realización se encuentra condicionada a que ocurra dentro de instalaciones previamente autorizadas y como parte de la operación de actividades permisionadas, particularmente el almacenamiento y la distribución, así como en los demás supuestos previstos por el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Debido a que el transvase implica la manipulación del energético, su ejecución debe desarrollarse conforme a la regulación ambiental y de seguridad aplicable, lo que comprende, según corresponda, el cumplimiento de las autorizaciones en materia de **MIA** otorgadas por la **ASEA**, la implementación del **SASISOPA**, la realización del **ARSH** y la contratación de **seguros que cubran daños a terceros y afectaciones al medio ambiente**.

El transvase se caracteriza por una regulación intensiva en materia de seguridad ambiental, aun cuando no constituye una actividad permisionada autónoma. Su ejecución se encuentra estrictamente delimitada por las condiciones bajo las cuales puede realizarse dentro de sistemas autorizados, lo que implica que su viabilidad depende directamente del diseño operativo del proyecto y de su integración con otras actividades.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

9.1.13. Comparación de la carga regulatoria por actividad

El análisis del régimen jurídico por actividad permite identificar que la regulación no se distribuye de manera homogénea a lo largo de la cadena de valor, sino que responde a la naturaleza de cada eslabón y al tipo de operación que realiza. Mientras algunas actividades concentran obligaciones en materia económica y de acceso a infraestructura, otras presentan una mayor carga en aspectos operativos, de seguridad o de control.

Esta diferenciación resulta relevante para entender cómo se configura el entorno regulatorio del sector y qué tipo de exigencias enfrenta cada actividad. Para facilitar su lectura comparativa, al final de la sección se presenta una tabla que sintetiza estas obligaciones y permite visualizar de manera integrada la carga regulatoria entre actividades.

Tabla 28. Matriz comparativa de obligaciones regulatorias por actividad en la cadena de valor del gas natural

Regulación Económica	IMP	COM	ALM	DIS/DUC	DIS/OM	TRA/DUC	TRA/OM	LICUE	REG	COMP	DESC	TRANSVASE
Permiso SENER / CNE	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Reportes estadísticos	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Tarifas reguladas	No	No	Sí	Sí	No	Sí	No	No	Sí	No	No	No
Regulación de términos y condiciones de los contratos	No	Sí	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Boletín electrónico de capacidad	No	No	Sí	Sí	No	Sí	No	No	No	No	No	No
Acceso abierto	No	No	Sí	Sí	No	Sí	No	No	Sí	No	No	No
Regulación Social	**IMP**	**COM**	**ALM**	**DIS/DUC**	**DIS/OM**	**TRA/DUC**	**TRA/OM**	**LICUE**	**REG**	**COMP**	**DESC**	**TRANSVASE**
MIS antes de construir	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Regulación Ambiental	**IMP**	**COM**	**ALM**	**DIS/DUC**	**DIS/OM**	**TRA/DUC**	**TRA/OM**	**LICUE**	**REG**	**COMP**	**DESC**	**TRANSVASE**
MIA antes de construir	No	No	Sí	Sí	Sí*	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí	No
MIA durante la operación	No	No	Sí	Sí	Sí*	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
SASISOPA	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Análisis de Riesgos (ARSH)	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Seguro de responsabilidad civil	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Seguro de responsabilidad ambiental	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Regulación Fiscal y de Cumplimiento	**IMP**	**COM**	**ALM**	**DIS/DUC**	**DIS/OM**	**TRA/DUC**	**TRA/OM**	**LICUE**	**REG**	**COMP**	**DESC**	**TRANSVASE**
Controles volumétricos	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Sistemas de medición (dictámenes y certificados)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
CFDI con Complemento de Hidrocarburos y Petrolíferos	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Complemento Carta Porte	No	No	No	No	Sí	No	Sí	No	No	No	No	No

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

9.2. Requisitos para la solicitud del permiso

De conformidad con el Título Tercero, Capítulo I "De los Permisos" de la Ley del Sector Hidrocarburos, la realización de diversas actividades de la industria de hidrocarburos requiere la obtención de un permiso. En materia de gas natural, el artículo 76 establece que las actividades de procesamiento, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural requieren autorización previa de la Comisión Nacional de Energía (CNE), mientras que la importación y exportación de gas natural corresponde a la Secretaría de Energía (SENER). Asimismo, el propio artículo dispone que las personas permisionarias deberán cumplir con las obligaciones de reporte relacionadas con controles volumétricos, medición, calidad del producto y operaciones comerciales, así como con cualquier otra información que las autoridades competentes requieran para fines de supervisión y estadística del sector energético.

Por su parte, el artículo 80 de la Ley establece los requisitos generales que deben acompañar toda solicitud presentada ante la SENER o la CNE, según corresponda, los cuales se presentan a continuación:

a) Nombre, denominación o razón social, de la persona solicitante;
b) Domicilio fiscal y domicilio para oír y recibir notificaciones, así como nombre de la persona o personas autorizadas para recibirlas;
c) Opinión del cumplimiento de obligaciones fiscales en sentido positivo, emitida por el Servicio de Administración Tributaria, de la persona solicitante y de su representante legal;
d) Manifestación bajo protesta de decir verdad que no se encuentra en el Directorio de licitantes proveedores y contratistas sancionados;
e) En su caso, documentación que acredite la propiedad o posesión legítima del predio en el que se lleve a cabo la actividad permisionada;
f) Especificaciones técnicas del proyecto;
g) Dirección y ubicación geo-referenciada de las instalaciones sujetas a permiso;
h) Monto de inversión estimado del proyecto, en pesos mexicanos;
i) Manifestación bajo protesta de decir verdad que tiene conocimiento del marco regulatorio aplicable a la actividad a desarrollar, y se compromete a cumplirlo;
j) Manifestación bajo protesta de decir verdad de que no se ubican en la relación de contribuyentes con operaciones presuntamente inexistentes al que se refiere el artículo 69-B del Código Fiscal de la Federación;
k) En caso de ser Persona Moral:
    i) Instrumento notarial que acredite su legal constitución y que su objeto social está relacionado con la actividad para la cual solicita el permiso;
    ii) Instrumento notarial en donde conste el poder otorgado a su representante o persona apoderada legal y sus facultades, así como su identificación oficial;
    iii) Cédula de inscripción en el Registro Federal de Contribuyentes de la persona solicitante y de su representante o persona apoderada legal, y

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

iv) Escrito libre que contenga el diagrama que muestre la estructura accionaria y corporativa de la sociedad, del capital social del solicitante, precisando aportación o porcentaje de participación de cada socio o accionista; identificando a las personas o grupo de personas que tienen el control de la sociedad de manera directa o indirecta. Se entiende por grupo de personas aquellas que tengan acuerdos, de cualquier naturaleza, para tomar decisiones en un mismo sentido.

l) En caso de ser persona física:
   i) Identificación oficial, y
   ii) Descripción de la actividad que desea realizar.

Los requisitos anteriores constituyen el contenido mínimo previsto en el artículo 80 de la Ley del Sector Hidrocarburos para la integración de las solicitudes de permiso. No obstante, su presentación no implica el otorgamiento automático del permiso, ya que el artículo 81 establece que la autoridad evaluará, entre otros elementos, la localización del proyecto, los volúmenes involucrados, la demanda local y regional, el impacto sobre el sano desarrollo del mercado y la alineación del proyecto con los criterios vinculantes de planeación y política pública, además de los criterios específicos que se establezcan en el Reglamento y en las disposiciones administrativas aplicables. En consecuencia, el otorgamiento del permiso depende tanto del cumplimiento documental de los requisitos legales como de la evaluación técnica, económica y regulatoria que realice la autoridad competente.

Adicionalmente, el artículo 96 del Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos establece que las solicitudes de permisos deben presentarse mediante los formatos autorizados por la autoridad competente y complementa los requisitos generales previstos en el artículo 80 de la Ley. Como resultado del análisis comparativo entre ambos ordenamientos, se identificó que el Reglamento incorpora los siguientes elementos adicionales:

a) Acreditación del pago de derechos o aprovechamientos correspondientes;
b) Acuse de recepción o, en su caso, autorización de la MIS, cuando resulte aplicable;
c) Acuse de recepción o, en su caso, autorización del informe preventivo o de la MIA, cuando resulten aplicables;
d) Consentimiento para recibir notificaciones, requerimientos y demás comunicaciones por medios electrónicos;
e) Correo electrónico para notificaciones;
f) Cronograma del desarrollo técnico y financiero del proyecto;
g) Descripción de la logística operativa y trazabilidad del producto;
h) Proyección de volúmenes, capacidad y costos estimados de operación, y
i) Manifestación bajo protesta de decir verdad de no participar ni ejercer actividades ilícitas, ni haber sido sancionado por actos de corrupción.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Adicionalmente, se realizó un análisis comparativo entre los requisitos generales previstos en el artículo 80 de la Ley del Sector Hidrocarburos, los formatos oficiales de solicitud de permisos previstos en el artículo 96 del Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos y los formatos de solicitud de permiso y diversas resoluciones de otorgamiento emitidas por la autoridad competente. Este ejercicio permitió identificar requerimientos técnicos, operativos, administrativos y regulatorios adicionales que no se encuentran expresamente previstos en la Ley ni en el Reglamento, pero que la autoridad solicita de manera específica en función de la actividad permisionada. Estos requisitos complementarios tienen por objeto proporcionar a la autoridad información suficiente para evaluar la viabilidad técnica, económica, operativa y regulatoria de cada proyecto. A continuación, se presentan los principales requisitos adicionales identificados para cada actividad.

I. Almacenamiento

a) Análisis de demanda potencial;
b) Carta compromiso para la contratación y mantenimiento de seguro;
c) Cartas de intención de clientes;
d) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
e) Estudios topográficos, geológicos, meteorológicos y oceanográficos del sitio, cuando resulten aplicables;
f) Programa de ejecución del proyecto;
g) Propuesta de Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio (TCPS), y
h) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

II. Comercialización

a) Carta de aceptación o reserva de capacidad emitida por el permisionario correspondiente;
b) Cartas de intención o documentos equivalentes con clientes potenciales;
c) Cartas de intención o documentos equivalentes con proveedores potenciales;
d) Descripción de las medidas para garantizar la continuidad y seguridad del suministro;
e) Estados financieros dictaminados o manifestación de no haber realizado actividades desde la constitución de la sociedad;
f) Manifestación de que no se desarrollará infraestructura al amparo del permiso de comercialización, y
g) Modelo de contrato de comercialización.

III. Distribución de Gas Natural por medio de ducto

a) Carta compromiso firmada por el representante legal;
b) Carta de autorregulación;
c) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
d) Programa de ejecución del proyecto;
e) Propuesta de TCPS, y
f) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

IV. Distribución de Gas Natural por medios distintos a ductos

a) Carta de autorregulación;
b) Dictamen técnico o de diseño emitido por una Unidad de Inspección acreditada, cuando resulte exigible;
c) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
d) Programa de ejecución del proyecto;
e) Propuesta de TCPS, y
f) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

V. Transporte de Gas Natural por medio de ducto

a) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
b) Factibilidad técnica de suministro emitida por el sistema inmediato anterior;
c) Programa de ejecución del proyecto;
d) Propuesta de TCPS, y
e) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

VI. Transporte de Gas Natural por medios distintos a ducto

a) Carta de autorregulación;
b) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
c) Documentación que acredite la propiedad o posesión legal de las unidades de transporte;
d) Factibilidad técnica de suministro o documentación que acredite la disponibilidad del gas natural a transportar;
e) Permisos emitidos por la Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes (SICT) o la Secretaría de Marina (SEMAR), según corresponda.
f) Programa de ejecución del proyecto;
g) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago, y
h) Tarjetas de circulación de las unidades de transporte.

VII. Regasificación

a) Archivo cartográfico en formato KMZ;
b) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
c) Documentación que acredite la propiedad o posesión de los equipos del sistema;
d) Fecha prevista de inicio de operaciones;
e) Programa de ejecución del proyecto, y
f) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

VIII. Licuefacción

a) Archivo cartográfico en formato KMZ;
b) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
c) Programa de ejecución del proyecto, y
d) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

IX. Compresión

a) Antecedentes de permisos otorgados por la autoridad competente;
b) Archivo cartográfico en formato KMZ;
c) Dictamen de prearranque conforme a la normatividad aplicable;
d) Documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia del SASISOPA;
e) Fecha prevista de inicio de operaciones;
f) Información económica del proyecto, incluyendo activos fijos y financiamiento, y
g) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

X. Descompresión

a) Actualización del programa de trabajo conforme a los plazos establecidos por la autoridad;
b) Archivo cartográfico en formato KMZ;
c) Fecha prevista de inicio de operaciones, y
d) Póliza vigente de seguros y comprobante de pago.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

9.3. Metodología tarifaria

La determinación de tarifas en el mercado de gas natural no responde únicamente a condiciones de mercado, sino a metodologías específicas en aquellas actividades que operan bajo esquemas regulados, particularmente en almacenamiento, transporte por ducto y distribución por ducto. En estos casos, las tarifas son definidas con base en criterios que buscan reflejar los costos de prestación del servicio, garantizar la viabilidad de la infraestructura y asegurar condiciones de acceso para los usuarios.

La construcción de estas tarifas se sustenta en una lógica que integra elementos regulatorios, operativos y financieros. En primer lugar, es necesario considerar los aspectos regulatorios, que incluyen la obtención de los permisos correspondientes, así como el cumplimiento de las disposiciones en materia de seguridad, operación y supervisión. Estos elementos establecen las condiciones bajo las cuales puede prestarse el servicio y delimitan el alcance de la actividad.

En segundo término, la metodología tarifaria incorpora el modelo operativo del negocio, el cual define la forma en que se presta el servicio. Esto implica describir la operación del sistema, incluyendo la configuración de la infraestructura, la estrategia operativa y, en su caso, la definición de rutas o zonas de cobertura. Asimismo, se establece la estructura de ingresos, identificando los conceptos bajo los cuales se cobrará el servicio, como capacidad, volumen transportado o uso de infraestructura.

Finalmente, la determinación de tarifas se apoya en un análisis financiero, que permite estimar los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura. Esto incluye la elaboración de presupuestos, la proyección de costos e ingresos, y la evaluación de la rentabilidad esperada. A partir de estos elementos, se construye una tarifa que permita recuperar la inversión realizada y cubrir los costos operativos, manteniendo al mismo tiempo la viabilidad financiera del proyecto.

En contraste, las actividades que no operan bajo esquemas de tarifas reguladas, como la comercialización o las actividades por medios distintos a ducto, determinan sus precios en función de condiciones de mercado, lo que introduce una mayor flexibilidad en la estructuración de sus ingresos, pero también una mayor exposición a la competencia y a la volatilidad de precios.

En conjunto, la metodología tarifaria refleja la interacción entre regulación y modelo de negocio, determinando no solo el nivel de ingresos de las actividades reguladas, sino también las condiciones bajo las cuales se estructura el acceso y uso de la infraestructura dentro del sistema de gas natural.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

9.4. Regulación en torno al transvase de gas natural

9.4.1. Naturaleza regulatoria del transvase

En el marco de la Ley del Sector Hidrocarburos, el transvase no se reconoce como una actividad permisionada autónoma. A diferencia de actividades como el transporte, la distribución o el almacenamiento, el transvase se concibe como una operación inherente al manejo de hidrocarburos dentro de actividades previamente autorizadas.

En particular, el artículo 114 de la Ley establece que el transvase únicamente puede llevarse a cabo como parte de las actividades inherentes a los permisos de almacenamiento, distribución y formulación, y que debe realizarse dentro de las instalaciones comprendidas en dichos permisos.

Esta disposición implica que el transvase no puede ser considerado como una operación independiente, sino que su viabilidad regulatoria depende directamente del alcance de los permisos bajo los cuales se realiza.

9.4.2. Alcance permitido del transvase

El Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos establece condiciones específicas bajo las cuales puede realizarse el transvase, delimitando tanto los medios como las instalaciones en las que puede llevarse a cabo.

De acuerdo con el artículo 97 del Reglamento, el transvase únicamente puede realizarse desde medios de transporte, como buque-tanque, semirremolque, carro-tanque o autotanque, hacia instalaciones fijas correspondientes a sistemas permisionados, tales como almacenamiento, distribución, formulación, refinación o licuefacción, así como en sentido inverso.

En este sentido, el marco regulatorio no solo define dónde sí puede realizarse el transvase, sino que implícitamente restringe su ejecución fuera de estas configuraciones, prohibiendo operaciones entre unidades móviles, en ubicaciones no autorizadas o fuera de instalaciones incluidas en un permiso vigente. Esto implica que prácticas operativas como transferencias en campo, maniobras intermedias sin respaldo en infraestructura permisionada o esquemas logísticos flexibles fuera de planta quedan fuera del alcance permitido.

Por ejemplo, no sería posible realizar una transferencia directa de producto entre dos autotanques en carretera o en un patio no registrado dentro de un permiso, aun cuando dicha maniobra pudiera representar eficiencias logísticas. De igual forma, un comercializador o transportista no puede habilitar puntos intermedios de descarga o consolidación si estos no forman parte de una instalación permisionada, lo que obliga a que toda la operación se articule a través de terminales o instalaciones formalmente autorizadas.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Como resultado, el transvase se limita a formar parte de procesos logísticos estructurados y previamente autorizados, lo que impacta directamente en la operación cotidiana al requerir que toda transferencia de producto esté vinculada a instalaciones específicas, registradas y sujetas a supervisión regulatoria. Esto reduce la flexibilidad operativa, obliga a una mayor planeación logística y condiciona el diseño de la cadena de suministro a la disponibilidad de infraestructura permisionada.

9.4.3. Restricciones expresas del Reglamento

Además de delimitar el alcance permitido, el Reglamento establece restricciones explícitas que condicionan de manera significativa la operación del sistema.

En particular, el artículo 98 prohíbe de manera expresa el transvase directo entre medios de transporte o de distribución por medios distintos a ductos. Esta disposición impide, en términos prácticos, la transferencia de gas natural entre unidades móviles, incluso cuando dicha operación pudiera ser técnicamente viable o necesaria desde el punto de vista logístico.

Adicionalmente, el artículo 99 prevé que el transvase entre medios de transporte o distribución solo puede autorizarse de manera excepcional, bajo supuestos de caso fortuito o fuerza mayor, debidamente acreditados ante la autoridad competente. Estas autorizaciones son de carácter temporal, específico y condicionado, lo que refuerza el carácter restrictivo del marco regulatorio.

En conjunto, estas disposiciones establecen un régimen en el que el transvase se encuentra limitado tanto en su alcance como en su forma de ejecución, restringiendo la posibilidad de realizar transferencias del energético fuera de los supuestos expresamente permitidos.

9.4.4. Implicaciones operativas en el sistema de suministro

Las restricciones establecidas en la Ley y el Reglamento tienen implicaciones directas en la forma en que puede operar el sistema de suministro de gas natural.

En términos operativos, el transvase es una actividad inherente a múltiples etapas del proceso, incluyendo la carga, descarga, transferencia y entrega del energético. Sin embargo, el marco regulatorio limita estas operaciones a configuraciones específicas, lo que obliga a que las actividades de manejo y transferencia del energético se desarrollen dentro de instalaciones y esquemas compatibles con los permisos correspondientes.

Por ejemplo, la imposibilidad de realizar transvase entre unidades móviles obliga a que las operaciones de transferencia se realicen únicamente en instalaciones fijas autorizadas, lo que condiciona la definición de rutas, puntos de entrega y esquemas de abastecimiento.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Asimismo, estas restricciones inciden directamente en la forma en que pueden integrarse distintas actividades permisionadas, particularmente en esquemas que requieren múltiples etapas de manejo del gas natural.

9.4.5. Impacto en la configuración del mercado

Las limitaciones regulatorias en torno al transvase no solo afectan la operación técnica del sistema, sino que también tienen efectos relevantes en la dinámica del mercado.

En la práctica, la prohibición de realizar transvase entre medios de transporte y entre instalaciones no autorizadas ha derivado en una reconfiguración de las rutas de suministro, en la que ciertos puntos de entrega han dejado de ser viables desde el punto de vista regulatorio.

Esto ha generado, entre otros efectos:

- La deshabilitación de nodos logísticos previamente utilizados para la transferencia del energético;
- La concentración de rutas de suministro en puntos autorizados;
- La reducción en la flexibilidad operativa de los participantes del mercado;
- La limitación de esquemas de intercambio entre agentes, particularmente entre distribuidores, y
- La posible afectación a zonas semi-urbanas o rurales que no cuentan con la infraestructura adecuada.

Asimismo, se observa que ciertas prácticas operativas existentes no se encuentran plenamente contempladas en el Reglamento, lo que genera un desalineamiento entre la operación real del mercado y el marco normativo aplicable.

9.4.6. Implicaciones para esquemas de ducto virtual

Las restricciones en materia de transvase adquieren especial relevancia en esquemas de suministro que dependen de la integración de múltiples actividades, como es el caso de las configuraciones de ducto virtual.

En estos esquemas, el suministro del gas natural implica necesariamente la transferencia del energético entre distintas etapas del proceso, lo que convierte al transvase en un elemento central de la operación.

Sin embargo, dado que el marco regulatorio limita la realización de estas transferencias a condiciones específicas, la implementación de este tipo de esquemas requiere una estructuración cuidadosa que asegure que cada operación se encuentre dentro del alcance permitido por los permisos correspondientes.

En este sentido, la regulación del transvase constituye un elemento relevante a considerar en el diseño de esquemas de ducto virtual, ya que las operaciones de manejo y transferencia del energético deben desarrollarse dentro de configuraciones compatibles con los permisos y autorizaciones correspondientes.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

9.5. Principales riesgos y restricciones regulatorias

La operación del mercado de gas natural en México se desarrolla dentro de un marco regulatorio que, si bien permite la participación de distintos agentes, introduce condiciones que pueden afectar la viabilidad y velocidad de implementación de los proyectos. Estos riesgos no se limitan a la obtención de permisos, sino que inciden en la forma en que las actividades pueden integrarse, operar y escalar dentro del sistema.

Uno de los principales riesgos en esquemas de ducto virtual está asociado a la dependencia regulatoria de los usuarios finales. Para poder recibir gas natural, los clientes deben contar con permisos como descompresión o regasificación, dependiendo de la configuración operativa utilizada. Esto implica someterse a procesos regulatorios que pueden tomar al menos 90 días hábiles, además de requerir la integración de documentación técnica, ambiental y operativa. En términos prácticos, esta condición introduce fricción en la incorporación de nuevos clientes, ya que el inicio del suministro depende no solo de la disponibilidad del gas o de la infraestructura logística, sino también de la capacidad del usuario final para completar procesos regulatorios ante las autoridades correspondientes.

Imagen 15. Riesgos regulatorios en proyectos de ducto virtual



Como mecanismo de mitigación, en la práctica muchos proyectos estructuran la operación mediante modificaciones técnicas a permisos de descompresión o regasificación existentes del propio proveedor del servicio, incorporando las estaciones satélite dentro de su infraestructura autorizada. Bajo este esquema, el comercializador o desarrollador del proyecto es quien instala y opera la estación, reduciendo la necesidad de que el usuario final tramite un permiso independiente.

Esto explica, en parte, la baja cantidad de permisos de descompresión y regasificación observados en el mercado y la concentración de dichas actividades en un grupo reducido de participantes especializados. Un ejemplo de ello puede observarse en diversos proyectos donde empresas como ENESTAS son quienes gestionan las autorizaciones ambientales y regulatorias ante las autoridades, mientras que el usuario final únicamente opera como consumidor del energético. No obstante, aunque este modelo reduce barreras regulatorias para el cliente, también implica que el proveedor asuma mayores responsabilidades técnicas, operativas y regulatorias sobre la infraestructura instalada.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Adicionalmente, la incertidumbre en la interpretación y aplicación del marco regulatorio representa un elemento relevante, particularmente en temas como el alcance del transvase o la interacción entre distintas actividades permisionadas. La falta de criterios completamente homogéneos puede generar diferencias en la forma en que se autorizan o supervisan ciertas configuraciones operativas, lo que obliga a los participantes a diseñar sus proyectos con un margen adicional de cautela. Esto resulta especialmente relevante en esquemas de ducto virtual, donde múltiples actividades deben integrarse dentro de una misma operación logística y donde pequeñas variaciones en la interpretación regulatoria pueden modificar la viabilidad operativa del proyecto.

Otro factor relevante corresponde a las restricciones y procesos asociados a autorizaciones locales y estatales, particularmente en proyectos que requieren infraestructura física. Aspectos relacionados con uso de suelo, licencias de construcción, impacto urbano, protección civil y autorizaciones municipales pueden convertirse en elementos que retrasan o limitan el desarrollo de infraestructura, especialmente en proyectos de transporte y distribución por ducto. En muchos casos, aun cuando el proyecto cuenta con permisos federales en materia energética, la falta de autorizaciones locales puede impedir el inicio de obras o la entrada en operación de las instalaciones.

En el caso de esquemas de transporte por medios distintos a ducto, también existen restricciones regulatorias asociadas a la operación logística del sistema. Elementos como centrales de guarda, rutas, destinos y parque vehicular forman parte de la configuración operativa autorizada dentro del permiso correspondiente, por lo que modificaciones a estos componentes pueden requerir procesos de actualización regulatoria ante la autoridad. Si bien no se identifican restricciones específicas que impidan la utilización de centrales de guarda, la necesidad de mantener actualizada la información autorizada puede reducir la flexibilidad operativa del sistema y generar tiempos adicionales para la implementación de ajustes logísticos, incorporación de nuevas bases operativas o expansiones regionales. Esta situación resulta particularmente relevante en modelos de ducto virtual que dependen de una logística dinámica y de la optimización continua de rutas y activos de transporte.

Asimismo, la carga regulatoria asociada al cumplimiento operativo representa un elemento adicional de complejidad. Las obligaciones en materia ambiental, de seguridad industrial y de reporteo implican procesos continuos de supervisión, auditoría y actualización, lo que incrementa los costos operativos y exige capacidades técnicas y administrativas especializadas desde etapas tempranas del proyecto. Esto implica que la viabilidad del negocio no depende únicamente de la inversión inicial o de la demanda esperada, sino también de la capacidad del operador para mantener un cumplimiento regulatorio continuo a lo largo de toda la vida operativa del sistema.

En conjunto, estos riesgos configuran un entorno en el que la viabilidad de los proyectos no depende únicamente de la demanda o de la disponibilidad del gas, sino de la capacidad de estructurar soluciones que cumplan con el marco regulatorio y que puedan adaptarse a sus restricciones. Esto hace que la estrategia de entrada al mercado requiera no solo un análisis técnico y comercial, sino también una planeación regulatoria detallada que permita anticipar tiempos, costos y posibles limitaciones en la operación.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

10. Costos de inversión (CAPEX)

El análisis de costos de inversión (CAPEX) para infraestructura de gas natural en esquemas de GNC y GNL presenta una alta variabilidad, derivada principalmente de factores como la escala del proyecto, las condiciones operativas (presión, temperatura, caudal), la tecnología empleada y la localización del proyecto.

Para efectos del presente estudio, se adoptó un enfoque de **rangos de referencia internacional**, con base en literatura técnica (Banco Mundial, ERIA y reportes de la industria), considerando configuraciones típicas de *small-scale LNG* y *virtual pipeline*, que son las más comparables con proyectos de distribución fuera de red en México.

Los valores presentados corresponden a estimaciones de orden de magnitud adecuadas para evaluación de prefactibilidad, con un nivel de incertidumbre esperado de ±30% a ±50%.

Los costos presentados en esta sección corresponden principalmente a **equipos principales y sistemas modulares**, y deben interpretarse como referencias indicativas.

En términos generales, estos valores pueden **no incluir**:

- Obra civil y preparación de sitio.
- Interconexión a infraestructura existente.
- Costos de ingeniería de detalle.
- Costos regulatorios y permisos.
- Logística de importación e instalación.

Por lo tanto, el CAPEX total de un proyecto puede ser superior a los rangos presentados, dependiendo de las condiciones específicas de implementación en México.

10.1. Costos de inversión por componente

10.1.1. Módulo de compresión

El módulo de compresión constituye el elemento central en sistemas de GNC, al permitir elevar la presión del gas natural para su almacenamiento y transporte.

Tabla 29. Rangos de inversión para módulo de compresión

Parámetro	Rango estimado
CAPEX (escala pequeña/modular)	USD 0.5 – 2.5 millones
CAPEX (escala industrial)	USD 3 – 10 millones

Fuente: Banco Mundial, U.S. Department of Energy e International Energy Agency:

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

En términos económicos, los sistemas de compresión representan una proporción relevante del CAPEX total en esquemas de transporte virtual, generalmente en un rango de 15% a 30%. Su comportamiento presenta una relación relativamente lineal entre costo y capacidad en escalas pequeñas. Su relevancia aumenta en configuraciones donde la logística de transporte se basa en GNC.

10.1.2. Módulo de descompresión

El módulo de descompresión permite reducir la presión del gas natural a condiciones adecuadas para su consumo final o su inyección en sistemas de menor presión.

Tabla 30. Rangos de inversión para módulo de descompresión

Parámetro	Rango estimado
CAPEX (escala pequeña)	USD 0.2 – 1.0 millones
CAPEX (escala industrial)	USD 1 – 3 millones

Fuente: Banco Mundial y ERIA.

Desde una perspectiva económica, este módulo presenta el menor peso relativo dentro de la estructura de inversión total, generalmente por debajo del 10%. No obstante, su incorporación es indispensable para garantizar la viabilidad operativa del sistema y la correcta entrega del gas al usuario final.

10.1.3. Módulo de licuefacción

El módulo de licuefacción es el componente más intensivo en capital dentro de los esquemas basados en GNL, al requerir la reducción de temperatura del gas natural hasta condiciones criogénicas.

Tabla 31. Rangos de inversión para módulo de licuefacción

Parámetro	Rango estimado
CAPEX (0.05 – 0.5 MTPA)	USD 5 – 50 millones

Fuente: Banco Mundial e International Gas Union:

Este componente representa típicamente entre 40% y 60% del CAPEX total en proyectos de pequeña escala, constituyéndose como el principal determinante económico del sistema. Su estructura de costos presenta economías de escala significativas, lo que favorece proyectos con demanda concentrada y volúmenes relativamente altos.

10.1.4. Módulo de regasificación

El módulo de regasificación permite convertir el GNL nuevamente a fase gaseosa para su consumo.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Tabla 32. Rangos de inversión para módulo de regasificación

Parámetro	Rango estimado
CAPEX	USD 0.5 – 5 millones

Fuente: FERC, ERIA e IEA.

A diferencia de la licuefacción, este módulo presenta menores requerimientos de inversión y una relación costo-capacidad más favorable en escalas reducidas. Si bien no constituye un factor determinante del CAPEX total, su presencia es fundamental para habilitar la entrega del gas natural en esquemas basados en GNL.

10.1.5. Autotanque para GNC

El transporte de GNC mediante autotanque constituye un elemento central en esquemas de ducto virtual basados en compresión.

Tabla 33. Rangos de inversión para autotanque de GNC

Parámetro	Rango estimado
CAPEX por unidad	USD 250,000 – 600,000

Fuente: Galileo Technologies y NGV Global.

Estos activos presentan alta modularidad, lo que permite escalar la capacidad del sistema mediante la incorporación progresiva de unidades. Sin embargo, su impacto en el CAPEX total puede ser significativo, particularmente en proyectos que requieren flotas amplias para garantizar continuidad en el suministro.

10.1.6. Autotanque para GNL

El transporte de GNL se realiza mediante unidades criogénicas especializadas.

Tabla 34. Rangos de inversión para autotanque de GNC

Parámetro	Rango estimado
CAPEX por unidad	USD 400,000 – 1,200,000

Fuente: International Gas Union.

A pesar de su mayor costo unitario, estos equipos permiten transportar una mayor cantidad de energía por viaje, lo que reduce el costo logístico por unidad de volumen en distancias largas. Su uso es más eficiente en proyectos donde la escala y la distancia justifican la inversión en infraestructura criogénica.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

10.2. Variables que determinan el CAPEX

Los costos de inversión pueden variar significativamente en función de diversos factores, entre los que destacan la capacidad del sistema, la presión de operación, la tecnología utilizada, el grado de modularidad de los equipos, la ubicación del proyecto y la distancia logística.

En el contexto mexicano, factores como la logística de transporte, el tipo de cambio, los costos de importación y las condiciones específicas del sitio pueden generar desviaciones relevantes respecto a los rangos de referencia internacional.

La siguiente tabla presenta una síntesis del CAPEX asociado a los principales componentes de la cadena de valor del gas natural en esquemas de transporte virtual, considerando tanto soluciones basadas en GNC como en GNL. Se distinguen dos escalas de inversión, small e industrial, con el objetivo de dimensionar el orden de magnitud de los requerimientos de capital por tipo de activo. Este comparativo permite identificar con claridad los drivers de inversión del sistema, destacando la alta intensidad de capital de los procesos criogénicos frente a la naturaleza más modular de los sistemas de compresión y transporte.

Tabla 35. Resumen de CAPEX

Actividad	Pequeña escala (USD)	Escala industrial (USD)
Compresión (GNC)	0.5 – 2.5 millones	3 – 10 millones
Descompresión (GNC)	0.2 – 1.0 millones	1 – 3 millones
Licuefacción (GNL)	5 – 50 millones	>50 millones*
Regasificación (GNL)	0.5 – 5 millones	N/D**
Autotanque GNC (por unidad)	0.25 – 0.6 millones	N/A***
Autotanque GNL (por unidad)	0.4 – 1.2 millones	N/A***

Fuentes: Fuente: World Bank, U.S. Department of Energy, International Energy Agency, ERIA, International Gas Union, Federal Energy Regulatory Commission, Galileo Technologies y NGV Global.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Imagen 16. Resumen de CAPEX

CAPEX por componente en sistemas de gas natural (GNC y GNL)

Actividad	Small scale (USD)	Industrial scale (USD)
Compresión (GNC)	0.5 – 2.5 MMUSD	3 - 10 MMUSD
Descompresión (GNC)	0.2 – 1.0 MMUSD	1 – 3 MMUSD
Licuefacción (GNL)	5 – 50 MMUSD	>50 MMUSD
Regasificación (GNL)	0.5 – 5 MMUSD	N/D
Autotanque GNC (por unidad)	0.25 – 0.6 MMUSD	N/A
Autotanque GNL (por unidad)	0.4 – 1.2 MMUSD	N/A

Nota: MMUSD = millones de dólares. N/A indica modelo modular. N/D indica no disponible.

Fuentes: Fuente: World Bank, U.S. Department of Energy, International Energy Agency, ERIA, International Gas Union, Federal Energy Regulatory Commission, Galileo Technologies y NGV Global.

10.3. Casos reales de inversión en infraestructura de gas natural

Con el propósito de complementar los rangos de referencia internacional presentados anteriormente, se realizó una revisión de expedientes regulatorios, manifestaciones de impacto ambiental y documentación técnica correspondiente a proyectos reales de infraestructura de gas natural desarrollados en México. El análisis incorporó proyectos asociados a actividades de compresión, descompresión, regasificación, licuefacción, distribución, transporte, almacenamiento y terminales especializadas, permitiendo construir una base de referencia sustentada en inversiones efectivamente identificadas dentro del mercado nacional.

A diferencia de los rangos internacionales, los cuales representan órdenes de magnitud de carácter referencial, los proyectos analizados corresponden a configuraciones específicas desarrolladas bajo condiciones regulatorias, técnicas y operativas propias de México. En consecuencia, constituyen una referencia más representativa para dimensionar los requerimientos de inversión asociados al desarrollo de nuevos proyectos dentro de la cadena de valor del gas natural.

La revisión comprendió 32 proyectos reales de infraestructura de gas natural, identificando inversiones que abarcan desde aproximadamente USD 219 mil en estaciones de descompresión para usuarios industriales hasta más de USD 3,291 millones en sistemas de transporte troncal de gran escala. Esta amplitud refleja las diferencias inherentes entre actividades altamente intensivas en infraestructura lineal, como transporte y distribución, y actividades modulares orientadas al suministro regional mediante esquemas de ducto virtual.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 36. Casos reales de inversión en infraestructura para ducto virtual identificados

ID	Proyecto	Tipo de Instalación	CAPEX Total (USD)
1	Planta de Distribución "PETROIL" (Escobedo)	Almacenamiento Petrolíferos	**$1,800,000**
2	Áreas Temporales Terminal GNL Sonora	Campamento y Logística	**$45,394,000**
3	Estación de Compresión Xalapa	Compresión (Eléctrica)	**$2,339,500**
4	Estación de Compresión Bajío (Villagrán)	Compresión (GNC)	**$2,140,000**
5	Estación de Descompresión INDAMEX	Descompresión Industrial	**$554,000**
6	Estación de Descompresión Mérida (IASSA base)	Descompresión Industrial	**$506,262**
7	Estación de Descompresión Parque Platah	Descompresión Industrial	**$495,800**
8	Estación de Descompresión Avigrupo (Tizayuca)	Descompresión Industrial	**$477,285**
9	Estación de Descompresión MAS HARINA	Descompresión Industrial	**$473,200**
10	Estación de Descompresión GNC IASSA Mérida (MIA)	Descompresión Industrial	**$424,250**
11	Estación de Descompresión *Visionaire Lighting*	Descompresión Industrial	**$411,500**
12	Estación de Descompresión Toluca 2000	Descompresión Industrial	**$405,833**
13	Estación de Descompresión Parque Industrial Los Altos	Descompresión Industrial	**$298,800**
14	Estación de Descompresión San Miguel el Alto	Descompresión Industrial	**$260,000**
15	Gasoducto Howard-CMG Ciénega de Flores	Distribución (12" / 8" Acero)	**$2,010,750**
16	Red de Distribución de Gas Natural Ocoyoacac	Distribución (3" HDPE)	**$585,000**
17	Gasoducto Consumidora Industrial de Hidalgo	Distribución (4" Acero)	**$10,015,750**
18	LOOP Gasoducto San Miguel El Carmen	Distribución (6" Acero)	**$262,400**
19	Gasoducto de Acceso Abierto - Ramal Acapulco	Distribución (8" Acero / HDPE)	**$5,500,000**
20	Gasoducto Camino Real de Tequila (CH_4)	Distribución (8" Acero)	**$5,197,000**
21	Sistema de Distribución de Gas Natural Acuña	Distribución (HDPE Urbano)	**$6,400,717**
22	Terminal de Licuefacción y Almacenamiento LNG Amigo	Licuefacción y Muelle	**$2,803,532,500**
23	Terminal de Gas Natural CCI La Paz	Regasificación y Ductos	**$15,762,500**
24	Terminal Satélite y Central Eléctrica Punta Prieta	Regasificación y Generación	**$94,291,500**
25	Estación Satélite Criogénica Rayón (Monteblanco)	Satélite GNL	**$695,100**
26	Estación Satélite de GNL Peñafiel Tehuacán	Satélite GNL	**$347,450**
27	Terminal de Descarga Agro Jaguar	Terminal GNC	**$506,262**
28	Sistema de Descompresión Planta Lavapant	Terminal GNC	**$234,000**
29	Estación de Descompresión SuKarne Michoacán	Terminal GNC	**$234,000**
30	Estación de Descompresión Invernadero AGROPRO	Terminal GNC	**$219,070**
31	Estación de Descompresión Invernadero Solar Garden	Terminal GNC	**$219,070**
32	Megagasoducto Trans-Sierra Madre (TGSM)	Transporte (48" Acero)	**$3,291,296,422**

El desglose completo de los componentes de inversión de los proyectos se encuentra disponible en el ANEXO B.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En términos generales, los expedientes analizados muestran que las actividades de compresión, descompresión y estaciones satélite de GNL presentan los menores requerimientos relativos de inversión, mientras que los sistemas de distribución, transporte, licuefacción y terminales de regasificación concentran los mayores niveles de CAPEX debido a la incorporación de redes de ductos, estaciones de regulación, sistemas criogénicos, infraestructura portuaria, estaciones de compresión y otras obras especializadas.

Tabla 37. Inversión observada por tipo de infraestructura

ID	Tipo de infraestructura	Número de proyectos	Inversión mínima (USD)	Inversión máxima (USD)	Inversión promedio (USD)
1	Compresión	2	2.14 millones	2.34 millones	2.24 millones
2	Descompresión	13	219 mil	554 mil	392 mil
3	Estaciones satélite GNL	2	347 mil	695 mil	521 mil
4	Regasificación	2	15.8 millones	94.3 millones	55.0 millones
5	Distribución	6	262 mil	10.0 millones	4.08 millones
6	Transporte	2	5.5 millones	3,291 millones	1,648 millones
7	Licuefacción	1	2,804 millones	2,804 millones	2,804 millones

Los resultados muestran que las actividades asociadas a esquemas de ducto virtual presentan los menores requerimientos relativos de inversión dentro de la cadena de valor del gas natural. Particularmente, las estaciones de descompresión registran inversiones promedio cercanas a USD 392 mil, mientras que las estaciones satélite de GNL presentan inversiones promedio del orden de USD 521 mil. En contraste, los proyectos de distribución, regasificación, licuefacción y transporte incrementan sustancialmente los requerimientos de capital debido a la incorporación de infraestructura lineal, sistemas criogénicos, terminales especializadas y obras de gran escala.

Adicionalmente, fue posible determinar el desglose detallado de los principales componentes de inversión en diversas estaciones de descompresión desarrolladas en México. Con el propósito de obtener una referencia representativa para el mercado nacional, se homologaron los conceptos reportados en los distintos proyectos y se agruparon en categorías equivalentes de inversión. De esta forma, la información presentada corresponde a la distribución promedio observada en proyectos reales y no al comportamiento particular de una sola instalación, proporcionando una referencia práctica sobre la forma en que normalmente se estructura el CAPEX de una estación de descompresión.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 38. Distribución promedio de los componentes de inversión en estaciones de descompresión

Componente	Participación	Inversión (USD)
Equipos principales de descompresión, regulación y medición	USD 227,000	58 %
Obra civil y preparación del sitio	USD 70,500	18 %
Instalaciones mecánicas	USD 31,400	8 %
Sistemas eléctricos, instrumentación y control	USD 27,400	7 %
Sistemas de seguridad e infraestructura auxiliar	USD 15,700	4 %
Ingeniería, instalación y puesta en marcha	USD 19,600	5 %
Total	**USD 391,600**	**100 %**

Los resultados muestran que la mayor parte de la inversión se concentra en los equipos principales de descompresión, regulación y medición, los cuales representan aproximadamente tres quintas partes del CAPEX total. Estos equipos constituyen el núcleo operativo de la instalación, ya que permiten reducir la presión del gas natural, controlar las condiciones de operación y realizar la medición del suministro antes de su entrega al usuario final.

En segundo término, se ubican las obras civiles y la preparación del sitio, que representan alrededor de una quinta parte de la inversión. Este rubro comprende cimentaciones, plataformas de concreto, adecuaciones del terreno, bahías de operación y demás elementos necesarios para soportar la infraestructura principal y garantizar condiciones seguras de operación.

Por su parte, las instalaciones mecánicas, los sistemas eléctricos e instrumentación, así como los sistemas de seguridad e infraestructura auxiliar, representan una proporción menor del CAPEX; sin embargo, constituyen elementos indispensables para el funcionamiento integral de la estación, el cumplimiento de la normativa aplicable y la operación continua del sistema. Finalmente, la ingeniería, instalación y puesta en marcha representan una fracción relativamente reducida de la inversión total, pero resultan fundamentales para integrar los distintos componentes y asegurar el correcto desempeño de la infraestructura.

En conjunto, la distribución promedio observada proporciona una referencia práctica sobre la estructura de inversión de una estación de descompresión bajo condiciones similares a las identificadas en el mercado mexicano. Esta información permite dimensionar con mayor precisión los principales componentes del CAPEX y constituye un insumo útil para la estimación preliminar de inversiones en nuevos proyectos de suministro de gas natural mediante ducto virtual.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

11. Costos de operación (OPEX)

Los costos de operación y mantenimiento asociados al ducto virtual corresponden a los gastos recurrentes necesarios para operar la cadena logística de suministro de gas natural. Estos costos dependen principalmente de la tecnología utilizada (GNC o GNL), la distancia de transporte, el volumen movilizado y el nivel de utilización de la infraestructura. En términos generales, el OPEX se integra por costos energéticos, operación logística, mantenimiento, personal y reposición de equipos auxiliares.

Para efectos metodológicos, los costos operativos presentados se expresan en USD/MMBtu, unidad utilizada para comparar la intensidad operativa y energética de cada configuración logística. Dichos valores representan costos unitarios energéticos y no costos totales del proyecto, los cuales pueden variar en función de la capacidad instalada, la distancia operativa, la utilización de la infraestructura y el volumen efectivamente movilizado.

Asimismo, la estructura de costos presenta diferencias relevantes dependiendo de si el suministro se realiza mediante GNC o GNL, particularmente por la distinta intensidad logística, energética y tecnológica de cada esquema operativo.

11.1. Compresión de GNC

La compresión consiste en elevar la presión del gas natural hasta aproximadamente 200–250 bar para permitir su transporte en módulos o semirremolques especializados.

Tabla 36. Componentes de OPEX en compresión de GNC

Componente	Participación	Costo (USD/MMBtu)
Consumo eléctrico	60%	0.54
Mantenimiento de compresores	20%	0.18
Mano de obra y operación	15%	0.14
Lubricantes y refacciones	5%	0.04
Total	**100%**	**0.9**

La estructura de costos de la compresión refleja una fuerte dependencia del consumo eléctrico requerido para operar los compresores, así como de los costos asociados a mantenimiento y reposición de equipos mecánicos. Debido a ello, la utilización efectiva de la infraestructura resulta determinante para diluir costos fijos y mejorar la eficiencia operativa del sistema.

Asimismo, el nivel de presión requerido y la continuidad operativa influyen directamente sobre el consumo energético del proceso, convirtiendo a la electricidad en uno de los principales componentes económicos dentro de esta etapa.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

11.2. Transporte en semirremolque GNC

El transporte representa el componente económicamente más relevante dentro del esquema de ducto virtual en modalidad GNC, debido a su dependencia directa de la logística terrestre y la distancia recorrida.

Tabla 37. Componentes de OPEX en transporte en semirremolque

Componente	Participación	Costo (USD/MMBtu)
Combustible (diésel)	35%	0.84
Operadores y logística	20%	0.48
Depreciación de módulos y tractocamiones	25%	0.6
Mantenimiento vehicular	15%	0.36
Seguros, peajes y permisos	5%	0.12
Total	**100%**	**2.4**

La tabla muestra que el transporte concentra la mayor proporción del costo operativo integrado del sistema GNC, derivado principalmente del consumo de combustible, operación de tractocamiones, mantenimiento de unidades y utilización de operadores especializados.

En términos operativos, este comportamiento evidencia que la competitividad del GNC depende directamente de variables como distancia recorrida, eficiencia de rutas, utilización de flota y número de viajes requeridos. Conforme aumenta la distancia logística o disminuye el factor de utilización de las unidades móviles, el costo operativo del sistema incrementa de manera significativa.

11.3. Descompresión GNC

La descompresión corresponde al acondicionamiento final del gas natural para su entrega al usuario, permitiendo reducir la presión del energético para su utilización industrial o comercial.

Tabla 38. Componentes de OPEX en descompresión de GNC

Componente	Participación	Costo (USD/MMBtu)
Mantenimiento estación	45%	0.23
Energía auxiliar	25%	0.13
Operación y supervisión	20%	0.1
Instrumentación y refacciones	10%	0.05
Total	**100%**	**0.5**

La participación de la descompresión dentro del OPEX total resulta relativamente baja en comparación con las demás etapas del sistema, debido a que funciona

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

principalmente como un proceso de regulación y acondicionamiento previo a la entrega final del energético.

No obstante, esta etapa sigue siendo relevante operativamente, ya que permite garantizar continuidad de suministro, estabilidad de presión y compatibilidad técnica con los sistemas de consumo industrial o comercial.

11.4. OPEX integrado de GNC

Tabla 39. Componentes de OPEX integrado en GNC

Actividad	Participación	OPEX (USD/MMBtu)
Compresión	24%	0.9
Transporte	63%	2.4
Descompresión	13%	0.5
Total	**100%**	**3.80 USD/MMBtu**

La estructura de costos operativos del esquema de ducto virtual en modalidad de GNC refleja una dependencia predominante de la logística terrestre, particularmente del transporte en semirremolque, el cual concentra aproximadamente el 63% del OPEX integrado.

Este comportamiento evidencia que la competitividad del GNC depende directamente de variables como distancia recorrida, eficiencia de rutas, utilización de flota y costos de combustible. A diferencia de modelos intensivos en infraestructura criogénica, el GNC presenta menores requerimientos tecnológicos y energéticos; sin embargo, su eficiencia operativa disminuye conforme aumentan las distancias de transporte o se reduce la continuidad de consumo.

En este sentido, el esquema GNC suele mostrar mayor competitividad en corredores regionales, mercados intermedios y proyectos con demanda distribuida, donde la flexibilidad logística representa una ventaja operativa relevante.

Asimismo, la participación de la compresión dentro del OPEX total confirma que el consumo eléctrico constituye el segundo componente económico más importante del sistema, particularmente en estaciones con altos factores de utilización.

En conjunto, el OPEX integrado del sistema GNC se estima en aproximadamente 3.8 USD/MMBtu, reflejando una estructura operativa donde la logística terrestre constituye el principal determinante económico del modelo.

A diferencia del esquema basado en GNC, el ducto virtual mediante GNL presenta una lógica operativa distinta, caracterizada por una mayor intensidad energética y tecnológica derivada de los procesos criogénicos requeridos para licuar el gas natural.

No obstante, el GNL ofrece ventajas relevantes en términos de densidad energética y eficiencia logística, particularmente en proyectos de gran escala o trayectos extensos, donde la capacidad de movilizar mayores volúmenes por viaje permite mejorar el desempeño operativo del sistema.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

En este contexto, la estructura de costos del GNL se encuentra más asociada al consumo energético de los procesos de licuefacción y al uso de infraestructura especializada, mientras que la dependencia relativa de la logística terrestre resulta menor respecto al esquema GNC.

11.5. Licuefacción de GNL

La licuefacción constituye el proceso más intensivo en energía dentro de la cadena de suministro de GNL, debido a los requerimientos criogénicos necesarios para reducir la temperatura del gas natural hasta condiciones de licuefacción.

Tabla 40. Componentes de OPEX en licuefacción de GNL

Componente	Participación	Costo (USD/MMBtu)
Energía/refrigeración	60%	1.92
Mantenimiento criogénico	20%	0.64
Operación y personal	15%	0.48
Consumibles y refrigerantes	5%	0.16
Total	**100%**	**3.2**

La tabla evidencia que la licuefacción concentra la mayor proporción de costos operativos dentro del sistema GNL, principalmente debido al elevado consumo eléctrico requerido para operar los procesos criogénicos y mantener las condiciones térmicas necesarias para el almacenamiento y transporte del energético.

En términos operativos, esto convierte a la licuefacción en el principal determinante económico del modelo GNL, particularmente en proyectos con bajos factores de utilización o escalas operativas reducidas.

11.6. Transporte criogénico GNL

El transporte criogénico permite movilizar el GNL mediante cisternas especializadas con aislamiento térmico, manteniendo las condiciones necesarias para preservar el estado líquido del energético durante el traslado.

Tabla 41. Componentes de OPEX en transporte criogénico de GNL

Componente	Participación	Costo (USD/MMBtu)
Combustible	30%	0.54
Operadores y logística	20%	0.36
Depreciación cisternas	30%	0.54
Mantenimiento	15%	0.27
Seguros y permisos	5%	0.09
Total	**100%**	**1.8**

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Aunque el transporte continúa siendo un componente relevante dentro del OPEX del sistema, la mayor densidad energética del GNL permite movilizar mayores volúmenes por viaje respecto al GNC, reduciendo parcialmente la sensibilidad logística asociada a la distancia.

Esto permite que el modelo GNL mantenga ventajas operativas en trayectos largos o proyectos de alta demanda, donde la reducción en número de viajes puede compensar parcialmente la complejidad tecnológica del sistema.

11.7. Regasificación GNL

La regasificación corresponde al proceso de reconvertir el GNL a estado gaseoso para su incorporación al sistema de consumo o su entrega final al usuario.

Tabla 42. Componentes de OPEX en regasificación de GNL

Componente	Participación	Costo (USD/MMBtu)
Operación y mantenimiento	50%	0.15
Energía auxiliar	30%	0.09
Consumibles e instrumentación	20%	0.06
Total	**100%**	**0.3**

La participación de la regasificación dentro del OPEX integrado resulta relativamente baja frente a la licuefacción y el transporte, debido a que funciona principalmente como etapa de acondicionamiento final previo al consumo del energético.

No obstante, esta fase resulta indispensable para garantizar compatibilidad operativa con los sistemas industriales y de generación eléctrica que consumen gas natural en estado gaseoso.

11.8. OPEX integrado de GNL

Tabla 43. Componentes de OPEX integrado de GNL

Actividad	OPEX (USD/MMBtu)	Participación
Licuefacción	3.2	60%
Transporte	1.8	34%
Regasificación	0.3	6%
Total	**5.30 USD/MMBtu**	**100%**

En el esquema de ducto virtual mediante GNL, la estructura de costos presenta una lógica operativa distinta, donde la licuefacción concentra aproximadamente el 60% del OPEX total debido a la elevada intensidad energética y complejidad técnica de los procesos criogénicos requeridos para reducir la temperatura del gas natural hasta condiciones de licuefacción.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

A diferencia del GNC, el GNL requiere infraestructura tecnológicamente más compleja y mayores consumos energéticos; no obstante, ofrece ventajas logísticas relevantes derivadas de su mayor densidad energética, lo que permite movilizar mayores volúmenes por viaje y mejorar la eficiencia operativa en trayectos largos o mercados de alto consumo.

El transporte criogénico representa aproximadamente el 34% del costo operativo total y mantiene una menor sensibilidad relativa a la distancia respecto al GNC, particularmente en proyectos de gran escala. Por su parte, la regasificación constituye una fracción menor del OPEX integrado, funcionando principalmente como etapa de acondicionamiento para entrega o incorporación del gas al sistema de consumo.

En términos operativos, el modelo GNL suele resultar más competitivo en proyectos de alta demanda, corredores extensos o regiones alejadas de la infraestructura troncal de ductos, donde la densidad energética y capacidad de almacenamiento compensan parcialmente la mayor intensidad de costos del sistema criogénico.

Como resultado, el OPEX integrado del sistema GNL se estima en aproximadamente 5.3 USD/MMBtu, evidenciando una estructura operativa más intensiva en energía y tecnología especializada que la observada en el GNC.

11.9. Análisis comparativo

La comparación entre ambos esquemas evidencia que el ducto virtual en modalidad GNC presenta menores costos operativos integrados respecto al GNL, principalmente debido a que evita los procesos criogénicos asociados a la licuefacción y regasificación.

No obstante, el GNC depende en mayor medida de la logística terrestre y, por tanto, su competitividad se reduce conforme aumentan las distancias de transporte, disminuye la utilización de flota o se incrementan los costos de combustible.

En contraste, aunque el GNL presenta un mayor costo operativo total, ofrece ventajas logísticas relevantes para trayectos de larga distancia y mayores volúmenes de consumo, derivadas de su mayor densidad energética y eficiencia en transporte. Estas características permiten reducir el número de viajes requeridos y mejorar la eficiencia operativa en proyectos de gran escala o mercados alejados de la infraestructura troncal.

En consecuencia, la selección entre GNC y GNL depende principalmente de las condiciones operativas del proyecto, particularmente distancia, escala de demanda, continuidad de consumo y nivel de infraestructura disponible. Para mercados de menor escala y distancias medias, el GNC suele representar una solución económicamente más eficiente; mientras que, en proyectos de mayor volumen o trayectos extensos, el GNL puede ofrecer ventajas operativas que compensen parcialmente su mayor intensidad de costos.

En ambos casos, el ducto virtual mantiene una lógica económica asociada a la ausencia de infraestructura de transporte por ducto, funcionando como una solución logística y flexible para habilitar el acceso al gas natural en mercados no interconectados.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

11.10. Casos reales de costos operativos en infraestructura de gas natural

Con el propósito de complementar los valores de referencia internacional presentados previamente, se realizó una revisión de expedientes regulatorios disponibles, correspondientes a proyectos reales de infraestructura de gas natural desarrollados en México. Esta revisión permitió identificar costos operativos explícitos, consumos energéticos, requerimientos de personal, actividades de mantenimiento y obligaciones ambientales asociadas a instalaciones de compresión, descompresión, regasificación, transporte y distribución de gas natural.

A diferencia de los valores expresados en USD/MMBtu presentados anteriormente, los cuales constituyen referencias de carácter internacional, los expedientes regulatorios permiten identificar los elementos que efectivamente generan costos durante la operación de los proyectos. Si bien la mayoría de los expedientes no reportan un OPEX anual consolidado, sí proporcionan información suficiente para dimensionar consumos energéticos, requerimientos de supervisión, mantenimiento, vigilancia ambiental y operación cotidiana de la infraestructura.

Los expedientes revisados contienen algunos costos monetarios explícitos. Aunque estos montos no cubren la totalidad del OPEX, sí permiten identificar referencias reales para operación, supervisión y cumplimiento ambiental. Estos costos resultan particularmente relevantes porque corresponden a gastos recurrentes y no únicamente a inversiones iniciales.

Tabla 45. Costos operativos explícitamente identificados en proyectos revisados

Concepto identificado	Frecuencia	Costo reportado	Equivalente mensual
Operación y supervisión de instalaciones	Mensual	$35,000 MXN	$35,000 MXN
Operación y supervisión de instalaciones	Mensual	$72,000 MXN	$72,000 MXN
Programa de vigilancia ambiental	Trimestral	$25,000 MXN	$8,333 MXN

Los costos explícitos muestran que, aun en instalaciones de escala relativamente acotada, la operación y supervisión pueden representar gastos mensuales relevantes.

El análisis de la información permite identificar consumos energéticos específicos. Estos consumos fueron monetizados utilizando referencias de precios de electricidad y gas natural aplicables a usuarios industriales o comerciales en México.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 46. Consumos energéticos identificados y costo mensual estimado

Infraestructura	Concepto	Consumo identificado	Estimación mensual
Descompresión	Gas natural para calentamiento	4 m^3/h	$13,248 MXN/mes
Compresión	Energía eléctrica continua para control e instrumentación	2.8 kW continuos	$4,435 MXN/mes
Compresión	Sistema de precalentamiento eléctrico	24 kW	$38,016 MXN/mes
Compresión	Calentamiento eléctrico	8.5 A a 440 V	$10,266 MXN/mes
Descompresión	Sistemas eléctricos auxiliares	4 kVA	$5,702 MXN/mes
Descompresión / regasificación	Agua suavizada para sistemas térmicos	Requerimiento operativo identificado	$2,000 – $8,000 MXN/mes

Los consumos energéticos identificados muestran que la operación de estaciones de compresión y descompresión no sólo depende del mantenimiento mecánico de los equipos, sino también de consumos permanentes de electricidad y gas natural auxiliar. En proyectos donde los sistemas de calentamiento, precalentamiento o control operan de forma continua, estos consumos pueden representar entre $20,000 y $70,000 pesos mensuales, dependiendo de la configuración y del nivel de utilización de la infraestructura.

A partir de los requerimientos identificados en los expedientes, también es posible estimar el costo mensual asociado a operación, personal, mantenimiento, instrumentación, seguridad industrial y cumplimiento ambiental. Estos conceptos constituyen la base recurrente del OPEX, incluso cuando el expediente no reporta un costo total anual.

Tabla 47. Estimación mensual de costos operativos por categoría

Categoría	Actividades identificadas	Monto mensual estimado
Energía auxiliar	Electricidad, gas natural para calentamiento, sistemas térmicos y equipos auxiliares	$20,000 – $70,000 MXN
Operación y supervisión	Operadores, supervisión de maniobras, monitoreo de instalaciones y control operativo	$35,000 – $72,000 MXN
Mantenimiento preventivo	Revisión de equipos, sustitución de refacciones, mantenimiento mecánico y eléctrico	$15,000 – $80,000 MXN
Instrumentación y control	Calibración de válvulas, medidores, sensores, tableros y sistemas de control	$10,000 – $30,000 MXN
Seguridad industrial	Inspecciones, extintores, sistemas contra incendio, señalización y atención de contingencias	$10,000 – $35,000 MXN
Vigilancia física	Servicio de vigilancia privada en sitio	$30,000 – $55,000 MXN
Cumplimiento ambiental	Vigilancia ambiental, reportes, monitoreo y seguimiento de condicionantes	$8,000 – $25,000 MXN
Manejo de residuos	Recolección, transporte, disposición y control documental	$3,000 – $10,000 MXN

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Con base en los costos explícitos, consumos energéticos y requerimientos operativos identificados en los expedientes, se construyeron rangos indicativos de OPEX mensual para distintos tipos de infraestructura de gas natural. Estos rangos no incluyen el costo de la molécula, ni el costo principal de transporte terrestre del gas cuando éste se contrata como parte de una cadena logística separada. Tampoco incluyen IVA.

Tabla 48. OPEX mensual estimado por tipo de infraestructura

Tipo de infraestructura	Componentes considerados	OPEX mensual estimado
Estación de descompresión GNC de escala industrial	Energía auxiliar, operación, supervisión, mantenimiento, instrumentación, seguridad y cumplimiento ambiental	$90,000 – $180,000 MXN
Estación de compresión GNC	Energía auxiliar, operación de compresores, mantenimiento mecánico, instrumentación, seguridad y supervisión	$150,000 – $300,000 MXN
Estación satélite de regasificación GNL	Monitoreo de tanque criogénico, vaporizador, seguridad, mantenimiento, supervisión y cumplimiento ambiental	$80,000 – $160,000 MXN
Sistema de distribución local por ducto	Mantenimiento de red, detección de fugas, *City Gate*, estaciones de regulación, vigilancia, integridad y reporteo	$150,000 – $350,000 MXN
Sistema de transporte por ducto	Integridad mecánica, válvulas, estaciones de medición, patrullaje, protección catódica, mantenimiento y reporteo	$250,000 – $600,000 MXN
Terminal o microterminal de regasificación para generación eléctrica	Vaporizadores, sistemas criogénicos, personal especializado, seguridad, mantenimiento y operación continua	$500,000 – $1,200,000 MXN

Los resultados muestran que las estaciones de descompresión y regasificación satélite presentan un OPEX mensual relativamente acotado frente a sistemas de transporte, distribución o terminales de mayor escala. Sin embargo, incluso en instalaciones modulares, la operación requiere una base mínima de costos recurrentes asociada a supervisión, mantenimiento, energía auxiliar, seguridad industrial y cumplimiento ambiental.

En proyectos de compresión, el OPEX tiende a ser superior al de descompresión debido a la mayor intensidad mecánica y energética de los equipos. La operación de compresores, el mantenimiento de sistemas eléctricos y mecánicos, y la necesidad de garantizar continuidad operativa incrementan los costos mensuales respecto a instalaciones que funcionan principalmente como puntos de recepción, reducción de presión o acondicionamiento final.

En el caso de instalaciones de GNL, la estructura operativa depende de la escala. Las estaciones satélite con tanques criogénicos y vaporizadores atmosféricos pueden operar con costos moderados, mientras que las microterminales o instalaciones asociadas a generación eléctrica requieren mayores recursos por la operación de sistemas criogénicos, vaporizadores, patios de maniobra, seguridad, mantenimiento especializado y monitoreo continuo.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En conjunto, los casos revisados permiten concluir que el OPEX de infraestructura de gas natural en México no se limita al consumo energético. La operación real incorpora costos recurrentes de personal, supervisión, mantenimiento, instrumentación, seguridad industrial, vigilancia ambiental y manejo de residuos. Para proyectos modulares de ducto virtual, los rangos observados y estimados sugieren costos operativos mensuales del orden de $90,000 a $300,000 pesos, dependiendo de si se trata de una estación de descompresión, compresión o regasificación. En infraestructura de mayor escala, como distribución, transporte o terminales de regasificación, los costos mensuales pueden ubicarse en rangos significativamente mayores debido a la longitud de los sistemas, el número de equipos críticos y la complejidad operativa.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

12.Riesgos del negocio

El desarrollo de proyectos asociados al suministro de gas natural mediante esquemas de ducto virtual en México presenta diversos riesgos operativos, logísticos, económicos y de infraestructura que pueden impactar la viabilidad, continuidad y rentabilidad de las operaciones. Dichos riesgos varían dependiendo de la configuración utilizada (GNC o GNL), la escala del proyecto, la ubicación geográfica, la infraestructura disponible y el perfil de demanda atendido.

A diferencia de los sistemas tradicionales de transporte por ducto, el ducto virtual depende de una mayor integración logística y operativa, lo que incrementa la sensibilidad del modelo frente a variables relacionadas con transporte, utilización de infraestructura, continuidad de consumo y eficiencia operativa.

12.1. Riesgos operativos

Uno de los principales riesgos del negocio corresponde a la continuidad operativa de la cadena logística de suministro, particularmente en proyectos que dependen de múltiples etapas interconectadas como compresión, transporte, descompresión, licuefacción o regasificación.

En los esquemas de GNC, la operación depende significativamente de la disponibilidad de estaciones de compresión, tractocamiones, módulos de almacenamiento y rutas terrestres eficientes. Cualquier interrupción en alguna de estas etapas puede afectar directamente el suministro al usuario final.

Por su parte, los proyectos basados en GNL presentan riesgos operativos asociados al manejo criogénico, requerimientos especializados de almacenamiento y mantenimiento de condiciones térmicas durante transporte y operación. Asimismo, la infraestructura de licuefacción y regasificación requiere mayores niveles de especialización técnica y control operativo.

Adicionalmente, la disponibilidad de personal especializado para operar sistemas criogénicos, estaciones de compresión y logística energética puede representar una limitante operativa en ciertas regiones del país.

12.2. Riesgos logísticos

El ducto virtual presenta una alta dependencia de la infraestructura carretera y de la disponibilidad de equipos móviles para garantizar continuidad de suministro.

En configuraciones de GNC, la necesidad de realizar múltiples viajes diarios incrementa la sensibilidad del sistema frente a:

- Distancias de transporte;
- Disponibilidad de operadores;
- Restricciones de movilidad;
- Mantenimiento de unidades, y

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

- Costos de combustible.

Asimismo, la eficiencia logística depende directamente del factor de utilización de la flota y de la existencia de rutas operativas eficientes entre el punto de suministro y el usuario final.

En el caso del GNL, aunque la mayor densidad energética permite reducir la frecuencia de viajes, persisten riesgos asociados al transporte criogénico y disponibilidad de unidades especializadas.

De igual forma, la saturación de corredores industriales o limitaciones de acceso en determinadas regiones puede afectar los tiempos de entrega y elevar los costos operativos del sistema.

Otro elemento relevante corresponde a la disponibilidad efectiva de suministro dentro de los sistemas de transporte y distribución de gas natural. La instalación de infraestructura de compresión o licuefacción requiere acceso operativo continuo a molécula, lo que depende directamente de la ubicación de la planta y de la capacidad disponible dentro de los ductos interconectados.

En proyectos conectados directamente a sistemas de distribución, el suministro suele integrar tanto la disponibilidad física de gas como los servicios asociados de comercialización y distribución. Sin embargo, cuando la infraestructura se conecta a sistemas de transporte por ducto, puede ser necesario contratar suministro con comercializadores que cuenten con capacidad reservada o capacidad base firme dentro de dichos sistemas.

En este sentido, la disponibilidad de capacidad efectiva en ductos de transporte puede representar una limitante logística relevante, particularmente en regiones con saturación parcial, restricciones de interconexión o alta demanda industrial.

Asimismo, la dependencia de terceros para garantizar suministro continuo o acceso a capacidad de transporte puede afectar la estabilidad operativa y limitar la escalabilidad de determinados proyectos de ducto virtual.

12.3. Riesgos económicos y de mercado

La viabilidad económica de los proyectos de ducto virtual depende de variables altamente sensibles como:

- Precios internacionales del gas natural;
- Costos de electricidad;
- Precios de combustibles;
- Distancia operativa;
- Utilización de infraestructura, y
- Continuidad de consumo.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Confidencial

En particular, los proyectos de GNC muestran alta sensibilidad frente a variaciones en costos logísticos y combustibles, mientras que los sistemas de GNL presentan una mayor exposición al costo energético de los procesos criogénicos.

Asimismo, proyectos con bajos factores de utilización o consumos intermitentes pueden enfrentar dificultades para diluir costos fijos de infraestructura, reduciendo la competitividad económica del modelo.

Otro riesgo relevante corresponde a la dependencia de clientes ancla o usuarios de alto consumo, particularmente en mercados regionales donde la base de consumidores puede encontrarse concentrada en pocos usuarios industriales.

Adicionalmente, la competencia con otras fuentes energéticas como GLP, diésel o combustóleo puede afectar la velocidad de adopción del gas natural en determinadas regiones o segmentos industriales.

12.4. Riesgos de infraestructura y acceso a la molécula

La disponibilidad de infraestructura energética y acceso eficiente a molécula constituye uno de los factores más relevantes para el desarrollo de proyectos de ducto virtual en México.

En distintas regiones del país persisten limitaciones relacionadas con:

- cobertura parcial de sistemas de transporte;
- falta de infraestructura de distribución;
- restricciones de interconexión;
- saturación de ductos;
- disponibilidad limitada de capacidad;
- ausencia de estaciones de acondicionamiento, y
- restricciones de acceso a corredores energéticos.

Estas condiciones pueden incrementar significativamente los costos logísticos y limitar la viabilidad económica de determinadas configuraciones operativas.

Asimismo, la distancia entre las fuentes de suministro y los centros de consumo puede modificar sustancialmente la competitividad entre modelos GNC y GNL, particularmente en regiones alejadas de la infraestructura troncal de gas natural.

En proyectos que dependen de infraestructura de terceros, la disponibilidad de acceso a puntos de entrega, estaciones de recepción o capacidad de distribución puede convertirse en un factor crítico para garantizar continuidad operativa y escalabilidad regional.

De igual forma, la expansión de infraestructura energética requiere inversiones relevantes en estaciones de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación y transporte especializado, lo que puede representar barreras operativas en mercados de menor escala o demanda dispersa.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

12.5. Interdependencia de los distintos riesgos

En conjunto, los riesgos operativos, logísticos, económicos y de infraestructura asociados al ducto virtual reflejan la alta interdependencia existente entre suministro de molécula, disponibilidad de infraestructura, eficiencia logística y estabilidad de demanda dentro del mercado mexicano de gas natural. A diferencia de los sistemas tradicionales de transporte por ducto, los esquemas de ducto virtual requieren una coordinación continua entre múltiples etapas operativas, actores y condiciones regionales para garantizar viabilidad y continuidad de suministro.

Asimismo, la sensibilidad del modelo frente a variables como acceso a capacidad en ductos, utilización de infraestructura, distancia operativa, disponibilidad de equipos especializados y comportamiento de la demanda convierte al ducto virtual en un negocio altamente dependiente de la correcta integración entre logística, infraestructura y planeación comercial. En este contexto, la viabilidad de los proyectos no depende únicamente de la existencia de demanda energética, sino también de la capacidad para asegurar acceso eficiente a molécula, continuidad operativa y escalabilidad regional dentro de mercados con condiciones técnicas y económicas diferenciadas.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

13.Identificación de oportunidades

13.1. Regiones prioritarias

El análisis conjunto de demanda potencial, infraestructura existente, oferta efectiva de servicios de gas natural y distribución geográfica de usuarios susceptibles de adoptar el energético permitió identificar diferencias relevantes entre las regiones analizadas. Si bien existen oportunidades en distintas zonas del país, las condiciones de mercado, infraestructura y logística no son homogéneas, por lo que la viabilidad de los esquemas de ducto virtual debe evaluarse considerando las características específicas de cada región.

Con base en estos criterios, se identificaron cuatro regiones con potencial para el desarrollo de proyectos de ducto virtual: Bajío y centro del país, Península de Yucatán, Occidente y Norte. Cada una presenta características particulares en términos de demanda industrial, disponibilidad de infraestructura, competencia, accesibilidad a molécula y requerimientos logísticos, lo que influye directamente en la configuración operativa más adecuada para su atención.

En términos de demanda, el Bajío y la región centro del país concentran una de las mayores densidades de establecimientos industriales susceptibles de utilizar gas natural, particularmente en corredores asociados a manufactura, transformación de materiales, alimentos y bebidas, procesos térmicos industriales y parques industriales. Adicionalmente, esta región presenta cercanía relativa a infraestructura de transporte y distribución de gas natural, lo que permite acceder a molécula sin requerir desarrollos extensivos de infraestructura troncal. Sin embargo, persisten usuarios localizados fuera de las redes principales de distribución, generando condiciones favorables para esquemas complementarios de suministro mediante ducto virtual.

Por su parte, la Península de Yucatán presenta condiciones distintas. Aunque la región registra crecimiento industrial, turístico y energético, las restricciones históricas de infraestructura y las mayores distancias logísticas generan un entorno donde los esquemas asociados a GNL pueden resultar competitivos para determinados proyectos de mayor escala o usuarios con necesidades relevantes de almacenamiento energético. No obstante, la profundidad de mercado observada y la disponibilidad de oferta efectiva identificada en la región resultan inferiores a las observadas en el Bajío.

En el caso de Occidente y ciertas regiones del Norte del país, se identificaron oportunidades asociadas a corredores industriales específicos; sin embargo, la heterogeneidad de condiciones observadas entre estados, la presencia de infraestructura existente y la variabilidad en los perfiles de consumo dificultan establecer una configuración única para toda la región. En estos casos, la viabilidad de proyectos de ducto virtual depende en mayor medida de las características particulares de cada corredor industrial o usuario potencial.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

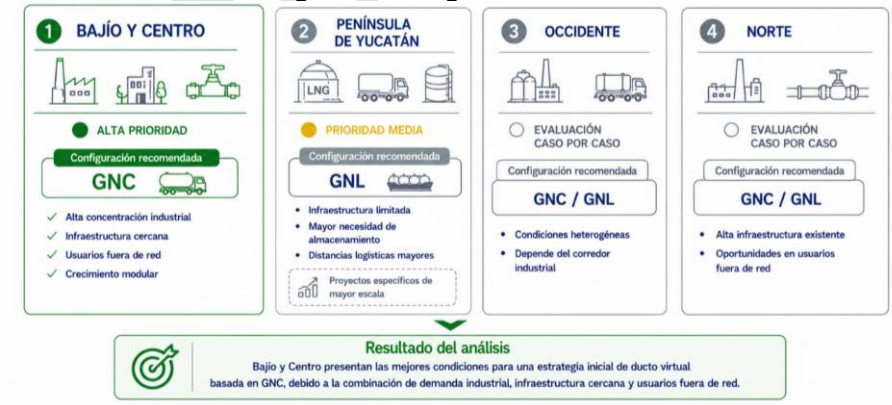
A partir de los criterios de evaluación desarrollados para este estudio, el Bajío y la región Centro presentan el balance más favorable entre demanda potencial, disponibilidad relativa de infraestructura, accesibilidad a molécula y oportunidades de atención a usuarios fuera de red. Asimismo, las características observadas en la región favorecen configuraciones asociadas a GNC, debido a la combinación de distancias logísticas moderadas, demanda industrial distribuida y posibilidades de crecimiento progresivo mediante infraestructura modular.

Dentro de esta región, las oportunidades más atractivas se concentran particularmente en los corredores industriales de Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí. Estas entidades combinan una elevada concentración de establecimientos manufactureros potencialmente consumidores de gas natural, presencia de infraestructura asociada a gas natural comprimido y cercanía relativa a puntos de acceso a molécula. En conjunto, estos estados concentran más de 2,500 establecimientos identificados mediante el análisis DENUE-SCIAN realizado para el presente estudio, destacando actividades asociadas a autopartes, manufactura metálica, plásticos industriales, componentes automotrices, hule y otros procesos industriales con requerimientos energéticos relevantes.

Tabla 44. Evaluación regional para la selección de esquemas de GNC y GNL

Variable	Bajío y Centro	Península de Yucatán	Occidente	Norte
Demanda potencial observada	Alta	Media	Media-Alta	Alta
Cercanía a infraestructura de gas natural	Media-Alta	Baja	Media	Media-Alta
Usuarios fuera de red identificados	Alta	Media	Media	Baja-Media
Necesidad de almacenamiento energético	Media	Alta	Media	Media
Oferta efectiva identificada	Alta	Baja	Media	Alta
Distancias logísticas predominantes	Cortas-Medias	Medias-Largas	Medias	Variables

Imagen 17. Regiones prioritarias para el desarrollo de proyectos de ducto virtual y configuración energética recomendada



El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

13.2. Segmentos de mercado objetivo

Una vez identificadas las regiones con mejores condiciones para el desarrollo de proyectos de ducto virtual, resulta necesario determinar los segmentos de mercado que presentan mayor potencial para adoptar esquemas de suministro de gas natural fuera de sistemas convencionales de distribución.

El análisis de demanda realizado permitió identificar que las oportunidades más relevantes se concentran en establecimientos industriales con requerimientos energéticos continuos, capacidad para comprometer consumos recurrentes de largo plazo y procesos productivos donde el gas natural representa una ventaja económica frente a otros combustibles. Asimismo, se observó que los segmentos con mayor potencial suelen localizarse en corredores industriales consolidados, parques industriales o zonas con actividad manufacturera relevante que no necesariamente cuentan con acceso directo a redes de distribución de gas natural.

Particularmente, los sectores de alimentos y bebidas, manufactura general, metalmecánica, vidrio, cerámica y otros usuarios térmicos industriales presentan condiciones favorables para la adopción de gas natural debido a la intensidad energética de sus procesos, la recurrencia de su consumo y la posibilidad de generar ahorros operativos mediante la sustitución de combustibles alternativos. En varios de estos casos, la localización de los establecimientos fuera de las redes principales de distribución genera oportunidades para el desarrollo de esquemas de ducto virtual que permitan ampliar el acceso al energético sin requerir extensiones de infraestructura convencional.

No obstante, las condiciones de adopción no son homogéneas entre segmentos. Variables como el volumen de consumo, la concentración geográfica de usuarios, la frecuencia de abastecimiento requerida, las necesidades de almacenamiento y la distancia respecto a la infraestructura existente influyen directamente en la configuración logística más adecuada para atender cada oportunidad. Por ello, la evaluación de los segmentos objetivo debe realizarse considerando tanto sus características operativas como las condiciones regionales identificadas previamente.

on base en estos criterios, los segmentos que presentan mejores condiciones para una estrategia inicial de desarrollo corresponden principalmente a actividades manufactureras con elevada intensidad energética ubicadas en los corredores industriales de Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí. Dentro de los establecimientos identificados mediante el análisis DENUE-SCIAN destacan actividades relacionadas con autopartes, componentes automotrices, manufactura metálica, plásticos industriales, productos de hule, cartón y empaques, así como otros procesos industriales con requerimientos relevantes de energía térmica. Estos segmentos presentan condiciones favorables para la adopción de esquemas de suministro mediante ducto virtual debido a la recurrencia de su consumo energético, su concentración geográfica y la existencia de establecimientos localizados fuera de las redes principales de distribución de gas natural.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 45. Evaluación de segmentos potenciales para proyectos de ducto virtual

Segmento	Consumo térmico	Concentración regional	Presencia fuera de red	Potencial de adopción de gas natural
Alimentos y bebidas	Alta	Alta	Alta	Alta
Manufactura general	Media-Alta	Alta	Alta	Alta
Metalmecánica	Alta	Alta	Media	Alta
Cerámica	Alta	Media	Media	Media-Alta
Vidrio	Muy alta	Baja	Media	Media
Otros usuarios térmicos industriales	Variable	Alta	Alta	Alta
Generación eléctrica aislada	Muy alta	Baja	Baja	Baja-Media

Las características observadas en estos segmentos son consistentes con las condiciones que favorecen esquemas asociados a GNC, particularmente debido a la combinación de consumos energéticos recurrentes, ubicación en corredores industriales y requerimientos de suministro compatibles con configuraciones modulares de ducto virtual.

13.3. Escenarios de entrada

El análisis conjunto de la demanda potencial, la infraestructura disponible, la competencia, el marco regulatorio, los requerimientos de inversión y los costos de operación permitió identificar que el desarrollo de un proyecto de ducto virtual en el Bajío puede estructurarse mediante dos configuraciones regulatorias viables. La primera consiste en integrar las actividades de Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión, mientras que la segunda se basa en Distribución por Medios Distintos a Ducto complementada con infraestructura de Descompresión. Ambas alternativas permiten suministrar gas natural a usuarios industriales localizados fuera de las redes convencionales de distribución; sin embargo, presentan diferencias relevantes en términos de requerimientos regulatorios, inversión inicial, costos de operación, estructura del negocio y obligaciones de cumplimiento.

Desde una perspectiva operativa, ambas configuraciones aprovechan las condiciones identificadas en el Bajío, caracterizadas por una elevada concentración de demanda industrial, cercanía relativa a infraestructura de transporte de gas natural, disponibilidad de usuarios fuera de red y distancias logísticas compatibles con esquemas basados en Gas Natural Comprimido (GNC). Estas condiciones permiten desarrollar proyectos modulares aprovechando la infraestructura existente y favoreciendo un crecimiento gradual conforme se incorporan nuevos usuarios industriales.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En ambos modelos, el acceso a la molécula puede estructurarse mediante contratos de suministro con empresas que cuentan con permisos vigentes y presencia activa en el mercado mexicano. La selección del proveedor deberá considerar aspectos como la disponibilidad regional de gas natural, las condiciones comerciales ofrecidas, la capacidad de suministro y la flexibilidad contractual, independientemente de la configuración regulatoria seleccionada.

Si bien ambos esquemas permiten desarrollar un proyecto de ducto virtual técnicamente viable, las diferencias regulatorias, económicas y operativas identificadas a lo largo del presente estudio hacen necesario comparar integralmente ambas alternativas antes de definir la estrategia de entrada más conveniente. Con este propósito, en el apartado siguiente se presenta una matriz comparativa que sintetiza las principales ventajas y desventajas de cada configuración.

13.4. Ventajas competitivas potenciales

Con el propósito de evaluar de manera integral las dos configuraciones identificadas para el desarrollo de un proyecto de ducto virtual, se realizó un análisis comparativo considerando las principales variables que inciden en su factibilidad técnica, regulatoria, económica y operativa. Entre ellas se incluyen la facilidad para la obtención de permisos, los tiempos estimados de implementación, la carga de cumplimiento regulatorio, los derechos y aprovechamientos, los requerimientos de inversión (CAPEX), los costos de operación (OPEX), la dependencia de terceros, la escalabilidad del negocio, el riesgo regulatorio y el desempeño económico esperado bajo un escenario de consumo representativo.

Esta evaluación permite identificar las principales ventajas y limitaciones de cada alternativa, proporcionando elementos objetivos para la definición de la estrategia de entrada más conveniente.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 46. Matriz comparativa de escenarios de entrada para el desarrollo de un esquema de ducto virtual basado en GNC (continúa)

Variable	Proyecto 1 (COM + TRA/OM + DESC)	Proyecto 2 (DIS/OM + DESC)	Explicación
Obtención de permisos	Desfavorable	Favorable	Actualmente no se están otorgando permisos de Comercialización de Gas Natural por la vía administrativa. Como referencia, en petrolíferos diversos permisos se han obtenido mediante juicio, por lo que esta alternativa podría explorarse para gas natural. El permiso de Distribución por Medios Distintos a Ducto continúa otorgándose normalmente.
Tiempo estimado de implementación	Medio	Medio	El Proyecto 1 requiere resolver la obtención del permiso de Comercialización; el Proyecto 2 evita esa incertidumbre, pero requiere construir y poner en operación infraestructura propia de distribución, la cual tarda entre 1 y 2 años; por tal motivo, el tiempo en ambos casos es similar.
Carga de cumplimiento regulatorio	Alto	Alto	Aunque el Proyecto 1 administra tres permisos con obligaciones permanentes, el Proyecto 2 incorpora infraestructura propia de distribución, por lo que debe cumplir con obligaciones adicionales como MIA, LAU y MIS.
Derechos y aprovechamientos	$248,022 MXN	$181,210.14 MXN	El Proyecto 1 requiere tramitar tres permisos (COM, TRA/OM y DESC), mientras que el Proyecto 2 únicamente dos (DIS/OM y DESC). La diferencia en derechos asciende aproximadamente a $66,811.51 MXN.
CAPEX estimado	USD $820,000 a USD $1,150,000	USD $2,100,000 a USD $2,650,000	El Proyecto 1 aprovecha infraestructura de compresión existente mediante contratos con terceros y concentra la inversión en transporte y descompresión. El Proyecto 2 requiere desarrollar infraestructura propia de distribución, incrementando significativamente la inversión inicial.
OPEX estimado	$3,840,000 MXN	$6,960,000 MXN	El Proyecto 1 incorpora el pago por servicios de compresión contratados a terceros, mientras que el Proyecto 2 elimina esa dependencia, pero asume los costos permanentes de operación y mantenimiento de la planta de distribución.
Dependencia de terceros	Mayor	Menor	El Proyecto 1 depende de infraestructura de compresión operada por terceros. El Proyecto 2 integra esa etapa mediante infraestructura propia.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 46. Matriz comparativa de escenarios de entrada para el desarrollo de un esquema de ducto virtual basado en GNC

Variable	Proyecto 1 (COM + TRA/OM + DESC)	Proyecto 2 (DIS/OM + DESC)	Explicación
Escalabilidad	Alta	Media	El Proyecto 1 puede incorporar nuevos clientes sin desarrollar infraestructura adicional de distribución. El Proyecto 2 requiere ampliar infraestructura conforme aumenta la cobertura territorial.
Riesgo regulatorio	Alto al inicio	Bajo al inicio	El principal riesgo del Proyecto 1 se concentra en la obtención del permiso de Comercialización. El Proyecto 2 presenta menor incertidumbre para iniciar operaciones.

Desde una perspectiva regulatoria, ambas configuraciones presentan fortalezas y retos distintos. El **Proyecto 1**, basado en Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión, enfrenta como principal limitante la obtención del permiso de Comercialización de Gas Natural, el cual actualmente no se ha venido otorgando por la vía administrativa. No obstante, tomando como referencia la experiencia observada en el mercado de petrolíferos, donde diversos permisos han sido obtenidos mediante procedimientos judiciales, esta alternativa podría explorarse para el desarrollo del proyecto. En contraste, el **Proyecto 2**, basado en Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión, presenta una mayor certeza para la obtención de permisos; sin embargo, incorpora infraestructura propia de distribución, lo que incrementa las obligaciones regulatorias asociadas al cumplimiento ambiental, de seguridad industrial y operación de las instalaciones. Como resultado, aunque ambos proyectos presentan una carga regulatoria relevante, ésta responde a factores distintos: en el primer caso, al riesgo asociado con la obtención del permiso de Comercialización y, en el segundo, a las obligaciones derivadas de la infraestructura regulada.

Desde la perspectiva económica, el **Proyecto 1** presenta menores requerimientos de inversión inicial y menores costos de operación, al aprovechar infraestructura de compresión existente mediante contratos con terceros y concentrar la inversión en las actividades de transporte y descompresión. Por el contrario, el **Proyecto 2** requiere desarrollar infraestructura propia de distribución, lo que incrementa significativamente el CAPEX y el OPEX, aunque reduce la dependencia operativa de terceros y otorga un mayor control sobre la cadena de suministro.

Finalmente, desde una perspectiva operativa y estratégica, ambas configuraciones ofrecen ventajas diferenciadas. El **Proyecto 1** presenta una mayor escalabilidad, ya que permite incorporar nuevos clientes con menores inversiones adicionales y facilita una expansión gradual conforme crece la demanda. En contraste, el **Proyecto 2** requiere ampliar infraestructura para incrementar su capacidad, pero ofrece una mayor integración vertical al controlar directamente la infraestructura de distribución, reduciendo la dependencia de terceros para el abastecimiento. En consecuencia, la elección entre ambos esquemas no depende únicamente de una variable regulatoria o económica aislada, sino del equilibrio entre las características particulares del proyecto, las condiciones de implementación y los objetivos de negocio que se persigan.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

La determinación de la viabilidad económica de ambas configuraciones requiere información que actualmente no se encuentra disponible. En el **Proyecto 1** resulta indispensable conocer la tarifa efectiva de compresión bajo la cual podría contratarse el servicio, toda vez que este concepto constituye uno de los principales componentes del costo operativo y no existe información pública que permita estimarlo con precisión. Por su parte, en el **Proyecto 2**, el elemento crítico corresponde al volumen de consumo comprometido por el cliente ancla, ya que de éste depende la capacidad para amortizar la inversión adicional requerida en infraestructura propia y alcanzar niveles adecuados de rentabilidad. En consecuencia, mientras no se cuente con estos elementos, no es posible determinar con el grado de certeza requerido la viabilidad económica de ninguna de las dos configuraciones, por lo que la evaluación definitiva deberá realizarse una vez que se conozcan las condiciones comerciales del proyecto y sea posible desarrollar un modelo financiero específico.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

13.5. Estrategia recomendada

El análisis desarrollado a lo largo del presente estudio permitió identificar que ambas configuraciones regulatorias constituyen alternativas técnicamente viables para desarrollar un proyecto de ducto virtual basado en Gas Natural Comprimido (GNC). Tanto el esquema integrado por Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión, como el basado en Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión, permiten suministrar gas natural a usuarios industriales localizados fuera de las redes convencionales de distribución y cuentan con fundamentos regulatorios y operativos suficientes para su implementación.

No obstante, la comparación realizada también demuestra que la selección de la alternativa más conveniente no puede determinarse únicamente a partir del análisis regulatorio, técnico o de costos desarrollado en el presente estudio. La viabilidad económica de cualquiera de los dos proyectos depende, en gran medida, de las características del cliente ancla que dará origen al proyecto, particularmente de variables como el volumen de consumo comprometido, la duración del contrato de suministro, la estabilidad esperada de la demanda, la distancia logística respecto al punto de abastecimiento y las condiciones comerciales que finalmente se negocien. En ausencia de esta información, no es posible desarrollar una corrida financiera que permita determinar de manera concluyente cuál de las dos configuraciones ofrece la mayor rentabilidad económica.

A partir de la evidencia analizada, es posible identificar escenarios donde cada configuración presenta ventajas competitivas distintas. Cuando el proyecto se sustenta en un cliente ancla con elevados volúmenes de consumo y contratos de suministro de largo plazo, el esquema basado en Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión puede representar una alternativa económicamente más atractiva. Si bien este modelo requiere una inversión inicial considerablemente mayor y presenta costos de operación superiores, la estabilidad del flujo de ingresos reduce el riesgo asociado a la recuperación del capital invertido y favorece la amortización de la infraestructura propia. Bajo estas condiciones, la mayor integración operativa del proyecto permite capturar una mayor proporción de la cadena de valor y fortalecer la rentabilidad del negocio en el largo plazo.

Por el contrario, cuando el cliente ancla presenta volúmenes de consumo moderados, incertidumbre respecto a la permanencia del contrato o una menor visibilidad sobre la evolución futura de la demanda, resulta más conveniente adoptar un esquema basado en Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión. Esta configuración reduce significativamente la inversión inicial al aprovechar infraestructura de compresión existente mediante contratos con terceros, disminuyendo la exposición financiera durante las primeras etapas del proyecto y permitiendo una incorporación gradual de nuevos clientes conforme se consolida la operación. Desde una perspectiva de administración del riesgo, este modelo ofrece una mayor flexibilidad para ingresar al mercado cuando todavía no existe certeza suficiente sobre la estabilidad de la demanda.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En consecuencia, la decisión definitiva entre ambos modelos deberá sustentarse en una evaluación financiera específica para el proyecto que se pretenda desarrollar, una vez que se conozcan las características del cliente ancla y las condiciones comerciales de suministro. Para ello, será necesario elaborar un modelo económico que incorpore, entre otros elementos, la inversión requerida, los costos de operación, los ingresos esperados, el costo de oportunidad del capital y la estructura de financiamiento, con el propósito de calcular indicadores como el Retorno sobre la Inversión (ROI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión.

Para construir dicho modelo será indispensable contar con información que actualmente no es de acceso público, particularmente las tarifas efectivamente negociadas para los servicios de descompresión en la región del Bajío, las cuales constituyen uno de los principales determinantes de los costos operativos del proyecto. Asimismo, será necesario conocer las condiciones comerciales bajo las cuales los potenciales clientes satisfacen actualmente sus necesidades energéticas, incluyendo los costos de suministro de los combustibles que utilizan, con el propósito de establecer el nivel de precios con el que deberá competir la oferta de gas natural. En este sentido, se recomienda desarrollar un estudio de mercado que integre ambas variables como insumos para la construcción del modelo financiero y la evaluación de la rentabilidad esperada de cualquiera de las dos configuraciones.

Confidential

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

14. Conclusiones

El mercado mexicano de gas natural se integra por distintas actividades permisionadas que permiten llevar la molécula desde su punto de origen hasta el usuario final. Dentro de esta cadena participan la importación, comercialización, almacenamiento, transporte por ducto, transporte por medios distintos a ducto, distribución por ducto, distribución por medios distintos a ducto, compresión, descompresión, licuefacción y regasificación. Cada actividad cumple una función específica dentro del sistema y presenta distintos niveles de inversión, complejidad operativa, infraestructura requerida y alcance regional.

En este contexto, la infraestructura de ductos constituye el principal mecanismo de suministro para grandes volúmenes; sin embargo, existen regiones con cobertura parcial o limitada donde el acceso al gas natural requiere configuraciones complementarias. En dichas regiones, los esquemas basados en GNC y GNL permiten extender el alcance del suministro hacia usuarios industriales fuera de red mediante modelos integrados de suministro basados en GNC y GNL, donde actividades como comercialización, transporte por medios distintos a ducto, descompresión y regasificación se articulan para entregar gas natural al usuario final fuera de las redes convencionales.

De esta forma, el ducto virtual no debe entenderse únicamente como una solución temporal frente a la ausencia de infraestructura, sino como un modelo complementario dentro de la cadena de valor. Su función es atender corredores industriales regionales donde la expansión de infraestructura troncal dedicada puede resultar económicamente menos eficiente, operativamente más compleja o sujeta a mayores tiempos de implementación.

El gas natural mantiene una ventaja económica relevante frente al gas LP. El costo entregado en planta mediante ducto virtual se ubica en un rango aproximado de 4.5 a 9.0 USD/MMBtu, considerando molécula y servicios logísticos, mientras que el GLP presenta niveles equivalentes cercanos a 7.8 a 8.3 USD/MMBtu. Esto implica que el gas natural puede competir favorablemente frente al GLP cuando el suministro opera en condiciones eficientes de distancia, utilización logística y escala regional.

La principal ventaja económica del ducto virtual se concentra en el extremo bajo de su rango de operación, particularmente en corredores industriales con cercanía a infraestructura troncal y demanda relativamente consolidada. En estos casos, el gas natural puede ubicarse por debajo del costo energético equivalente del GLP, mientras que en configuraciones con distancias largas, baja utilización de flota o demanda dispersa, la ventaja puede reducirse o desaparecer.

En términos regionales, las mejores condiciones relativas se presentan en zonas con acceso parcial a infraestructura de transporte y concentración industrial, como el Bajío y corredores manufactureros del Centro del país. Estas regiones combinan demanda energética relevante, cercanía a puntos de suministro y posibilidad de operar rutas logísticas competitivas, lo que favorece modelos de ducto virtual basados en GNC para el suministro regional de usuarios industriales fuera de red.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Asimismo, los esquemas asociados a GNC presentan mejores condiciones para recorridos cortos y medios, debido a su menor complejidad tecnológica y menor intensidad de inversión relativa. Por su parte, las configuraciones con GNL pueden resultar competitivas en proyectos de mayor escala, recorridos logísticos más extensos o usuarios energéticos intensivos, donde la mayor densidad energética permite compensar parcialmente los mayores costos asociados a licuefacción, transporte criogénico y regasificación.

Las principales oportunidades para el desarrollo de esquemas regionales de suministro flexible se concentran en corredores industriales con actividad manufacturera relevante y cobertura parcial de infraestructura de gas natural. Particularmente, regiones del Bajío y corredores industriales del Centro del país presentan condiciones favorables debido a la concentración de actividad industrial, presencia de usuarios térmicos intensivos, crecimiento manufacturero regional, cercanía parcial a infraestructura troncal y existencia de usuarios localizados fuera de las redes principales de distribución.

Asimismo, existen oportunidades relevantes en regiones con actividad industrial dispersa donde la expansión convencional mediante ductos puede enfrentar restricciones asociadas a inversión, tiempos de desarrollo o viabilidad económica, favoreciendo configuraciones regionales de ducto virtual capaces de integrar acceso a molécula, logística e infraestructura de entrega al usuario final.

En términos sectoriales, los segmentos con mayores condiciones para adoptar esquemas regionales de suministro flexible corresponden principalmente a manufactura, alimentos y bebidas, vidrio, cerámica, metalmecánica, generación eléctrica regional y usuarios térmicos industriales, debido a sus necesidades continuas de consumo energético y sensibilidad frente a costos de combustibles sustitutos como gas LP.

El mercado mexicano de gas natural presenta una concentración relevante en un número reducido de grupos con presencia en múltiples actividades de la cadena de valor. SIMSA concentra la mayor participación relativa de permisos asociados a grupos de interés económico con presencia multiactividad, con 10.3% del total analizado, seguido por Igasamex con 4.9%, Sempra con 4.4%, Naturgy con 3.4% y ENGIE México con 2.9%.

Lo anterior refleja un mercado relativamente fragmentado, donde incluso el grupo con mayor presencia concentra poco más del 10% de los permisos asociados a grupos multiactividad, evidenciando que todavía existe espacio para nuevos participantes especializados en regiones o actividades específicas.

La revisión de los principales actores muestra que los modelos de negocio no se estructuran alrededor de actividades permisionadas aisladas, sino mediante configuraciones integradas de suministro diseñadas para resolver necesidades específicas de los usuarios. En este contexto, los permisos representan los componentes regulatorios que habilitan la operación, mientras que el producto comercializado corresponde al suministro continuo de gas natural.

Asimismo, el mercado presenta una combinación entre jugadores con infraestructura

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

troncal de alcance amplio y empresas con modelos predominantemente regionales orientados a corredores industriales específicos o soluciones logísticas flexibles. En configuraciones asociadas a GNC y GNL, gran parte de los participantes operan bajo esquemas regionales donde la viabilidad depende directamente de distancias logísticas, acceso a infraestructura y concentración de demanda industrial.

Esta estructura refleja un mercado heterogéneo donde la integración vertical se encuentra presente, aunque no generalizada, coexistiendo grupos con alta capacidad operativa e infraestructura extensa junto con participantes enfocados en nichos regionales o actividades específicas de la cadena de valor.

El mercado mexicano de gas natural opera bajo una estructura altamente regulada en la que participan distintas autoridades dependiendo de la actividad desarrollada. La SENER, la CNE y la ASEA intervienen en procesos asociados a permisos, regulación técnica, seguridad operativa, impacto ambiental y desarrollo de infraestructura vinculada a importación, comercialización, transporte, distribución, almacenamiento, compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural.

Asimismo, el desarrollo de infraestructura energética requiere procesos regulatorios asociados a autorizaciones, evaluaciones técnicas, permisos ambientales, análisis de seguridad y cumplimiento operativo, particularmente en actividades vinculadas a sistemas de transporte, almacenamiento e infraestructura fija de gran escala.

No obstante, existen configuraciones de suministro que presentan menores niveles relativos de complejidad regulatoria e intensidad de inversión, particularmente aquellas sustentadas en comercialización, transporte por medios distintos a ducto y descompresión, las cuales permiten desarrollar modelos progresivos de entrada al mercado mediante menores requerimientos de infraestructura troncal dedicada y mayor flexibilidad operativa.

En términos operativos, uno de los elementos regulatorios y comerciales más relevantes para la viabilidad del suministro corresponde al acceso a molécula y disponibilidad de capacidad en sistemas de transporte, particularmente en regiones con saturación parcial de infraestructura troncal. En este contexto, la contratación de capacidad firme y la estructuración adecuada de acceso a suministro representan factores críticos para garantizar continuidad operativa y disponibilidad regional de gas natural.

El análisis de 32 proyectos reales de infraestructura de gas natural desarrollados en México permitió confirmar que los requerimientos de inversión presentan diferencias sustanciales entre las distintas actividades de la cadena de valor. Los proyectos revisados abarcan desde **estaciones de descompresión con inversiones cercanas a USD 219 mil hasta sistemas troncales de transporte superiores a USD 3,291 millones**, evidenciando que la intensidad de capital depende principalmente del nivel de infraestructura requerido y del grado de integración de cada proyecto. En este contexto, las estaciones de descompresión constituyen una de las alternativas con menores barreras de inversión para el desarrollo de esquemas de ducto virtual, mientras que las actividades de transporte, distribución, licuefacción y regasificación demandan inversiones significativamente mayores.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Asimismo, la revisión de los expedientes regulatorios permitió identificar la estructura promedio del CAPEX en proyectos de descompresión, observándose que aproximadamente 58% de la inversión se concentra en los equipos principales, 18% en obra civil, 8% en instalaciones mecánicas, 7% en sistemas eléctricos e instrumentación, 5% en ingeniería e instalación y 4% en sistemas de seguridad e infraestructura auxiliar. Esta distribución proporciona una referencia práctica para la planeación financiera de nuevos proyectos, al permitir identificar desde etapas tempranas los rubros que concentrarán la mayor parte de los requerimientos de capital.

Los casos analizados muestran que los esquemas de ducto virtual basados en **Gas Natural Comprimido (GNC)** presentan una estructura de inversión significativamente más accesible que los proyectos asociados a transporte por ducto, distribución o infraestructura criogénica de GNL. Asimismo, evidencian que el aprovechamiento de infraestructura existente y la contratación de servicios especializados permiten reducir los requerimientos iniciales de capital, favoreciendo modelos de crecimiento gradual y escalable conforme se incorpora nueva demanda industrial.

En materia operativa, los proyectos revisados muestran que los principales componentes de costo corresponden a **consumo energético, operación y supervisión de instalaciones, mantenimiento especializado, cumplimiento ambiental y seguridad industrial**. Los expedientes analizados reportan costos explícitos de operación y supervisión de entre **MXN 35 mil y MXN 72 mil mensuales**, así como programas de vigilancia ambiental cercanos a **MXN 25 mil trimestrales**. Considerando adicionalmente requerimientos de energía auxiliar, instrumentación, monitoreo y mantenimiento, se estima que una estación industrial de descompresión presenta costos operativos recurrentes del orden de **MXN 90 mil a MXN 180 mil mensuales**, dependiendo de su capacidad y nivel de utilización.

La **viabilidad económica de un proyecto de ducto virtual** está determinada principalmente por la capacidad para consolidar demanda industrial recurrente, maximizar la utilización de la infraestructura y optimizar las rutas logísticas de suministro. En este sentido, los **corredores industriales** con elevada concentración de establecimientos manufactureros y distancias logísticas competitivas **ofrecen las mejores condiciones para alcanzar economías de escala y desarrollar proyectos con mejores perspectivas de rentabilidad**.

Los principales riesgos para el desarrollo de este tipo de proyectos se concentran en la disponibilidad de molécula, el acceso a capacidad de transporte dentro de los sistemas existentes y, principalmente, en la capacidad para asegurar un cliente ancla con un volumen de consumo suficiente y condiciones contractuales que justifiquen la inversión requerida. De manera complementaria, variables como los costos energéticos, la disponibilidad de flota, la estabilidad de la demanda y el nivel de utilización de los activos pueden modificar de manera significativa el desempeño económico del proyecto.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.
Confidencial

Con base en el análisis de demanda, infraestructura y accesibilidad a la molécula, se concluye que los **corredores industriales de Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí constituyen la región con mayor potencial** para el desarrollo de proyectos de ducto virtual basados en Gas Natural Comprimido (GNC). En conjunto, **estas entidades concentran más de 2,500 establecimientos potencialmente** consumidores de gas natural, destacando los sectores de autopartes, componentes automotrices, manufactura metálica, plásticos industriales, productos de hule, cartón y empaques, los cuales representan el mercado objetivo con mejores condiciones para una etapa inicial de desarrollo.

El análisis regulatorio, técnico, operativo y económico desarrollado a lo largo del presente estudio permitió confirmar la existencia de **dos configuraciones regulatorias viables** para implementar proyectos de ducto virtual basados en Gas Natural Comprimido (GNC). La primera se sustenta en la integración de las actividades de **Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**, mientras que la segunda considera un esquema basado en **Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**. Ambas alternativas cuentan con fundamentos regulatorios suficientes para su implementación; sin embargo, presentan diferencias relevantes en materia de permisos, requerimientos de inversión, costos de operación, integración de infraestructura y dependencia de terceros.

Desde la perspectiva regulatoria, el principal elemento diferenciador corresponde al **permiso de Comercialización de Gas Natural**. Actualmente no se observa el otorgamiento de este tipo de permisos por la vía administrativa; no obstante, la experiencia reciente del mercado de petrolíferos demuestra que diversos permisos de comercialización han sido obtenidos mediante procedimientos judiciales, por lo que esta alternativa podría explorarse también para proyectos de gas natural, sin que ello constituya una garantía de éxito. Por su parte, el esquema basado en **Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión** mantiene plena viabilidad regulatoria al continuar otorgándose este tipo de permisos por la vía ordinaria.

El comparativo realizado permitió identificar **fortalezas diferenciadas** para cada configuración. Mientras el esquema basado en **Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión** presenta menores requerimientos de inversión y una menor exposición de capital al aprovechar infraestructura existente, el modelo basado en **Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión** demanda una mayor inversión inicial, pero ofrece una integración operativa superior mediante infraestructura propia y un mayor control sobre la cadena de suministro.

El análisis demuestra que la selección entre ambas configuraciones no puede establecerse de manera general, sino que debe realizarse en función de las características comerciales y económicas de cada proyecto en particular. La rentabilidad depende de variables que únicamente pueden definirse durante la estructuración comercial, entre las que destacan el volumen de consumo comprometido por el cliente ancla, la duración del contrato de suministro, las condiciones comerciales negociadas y otros elementos que inciden directamente en la recuperación de la inversión y en la rentabilidad esperada.

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

En términos generales, **un cliente ancla con elevados volúmenes de consumo y contratos de largo plazo favorece un esquema basado en Distribución por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**, mientras que proyectos con menor certidumbre comercial o contratos de menor duración presentan mejores condiciones para desarrollarse mediante un esquema de **Comercialización, Transporte por Medios Distintos a Ducto y Descompresión**, siempre que resulte viable obtener el permiso de Comercialización por la vía legal correspondiente.

En consecuencia, **la recomendación del estudio consiste en concentrar los esfuerzos comerciales en los corredores industriales de Guanajuato, Querétaro y San Luis Potosí**, priorizando industrias con alto potencial de consumo de gas natural, particularmente los sectores de autopartes, componentes automotrices, manufactura metálica, plásticos industriales, productos de hule, cartón y empaques.

Finalmente, **la selección definitiva entre ambas configuraciones deberá realizarse una vez identificado el cliente ancla**, desarrollando un modelo financiero específico que incorpore indicadores como el **Retorno sobre la Inversión (ROI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión**. Asimismo, será recomendable complementar dicho análisis mediante un **estudio de mercado** que permita identificar las tarifas efectivamente negociadas para los servicios de compresión y descompresión, así como los costos de suministro de los combustibles que actualmente utilizan los potenciales clientes, con el propósito de caracterizar el entorno competitivo, estimar el potencial de sustitución hacia gas natural y seleccionar la configuración regulatoria que maximice la rentabilidad esperada del proyecto.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

Anexo A

En el presente anexo, se incluye el catálogo de empresas participantes en el mercado de gas natural en México, el cual contempla información general de contacto y páginas web corporativas. Este apartado tiene como objetivo identificar a los principales actores del sector y facilitar la consulta de información comercial, operativa y técnica relacionada con las distintas actividades de la cadena de valor del gas natural.

Tabla 47. Catálogo de empresas participantes en el mercado de gas natural (continúa)

Empresa	Página web	Correo electrónico	Teléfono
3EGAS	ND	ND	ND
Accesgas	ND	ND	ND
Ammper	https://www.ammper.com	contacto@ammper.com	(558) 851-2200
Applied LNG	https://www.appliedlng.com/	info@appliedlng.com	ND
Arguelles	ND	ND	ND
AV Energía	https://avenergia.com/	info@avenergia.com	ND
BAFAR	https://grupobafar.com/rse/b-energy/	servicioalcliente@bafar.com.mx	(61) 443-9001
Baja Gas	https://bajagas.com/home	atencionyservicio@bajagas.com	664 102 2222
Benzin	https://www.benzin.mx	contacto@benizn.mx	(559) 131-9472
BSQ Global	https://bsqglobal.com/	ND	(818) 363-2850
Carso	https://www.carso.com.mx/unidades_negocio/	inversionistas@gcarso.com.mx	(555) 249-8900
CENAGAS	https://www.gob.mx/cenagas	atencionciudadana@cenagas.gob.mx	(555) 018-5400
CH4	https://corporacionch4.com/	ND	ND
CIMAGAS	https://cimagas.mx/	ND	ND
Comercial y Transporte GNC	https://www.gasnaturalgnc.mx/	ND	ND
Comsustenta	https://www.comsustenta.com/	atencion@comsustenta.com	(556) 286-5322
CONAGAS	https://www.conagas.com/	ND	(878) 782-2500
ECA	https://ecalng.com/	caruiz@ecalng.com; jfelix@ecalng.com	(646) 222-2900
ENA	https://ena.com.mx/	ND	(656) 215-8148
Enagas	https://www.enagas.es/	ND	(91) 709-9200
ENCO GNV	https://www.encognv.com/	ND	(557) 005-8549
Energía de Occidente	ND	ND	ND
Enerpres	https://enerpres.mx/	atencionaclientes@enerpres.mx	(563) 085-6317
Énestas	https://www.enestas.com/	ventas@enestas.com	(556) 832-0752
Engie	https://www.engiemexico.com/	contacto@mx.engie.com	(555) 284-4000
Esentia	https://esentiaenergy.com/	aguajardo@esentia-energy.com	55 5148 6700
Fenix Energía	https://www.fenixenergia.com.mx/	contacto@fenixenergia.com.mx	ND

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

Tabla 47. Catálogo de empresas participantes en el mercado de gas natural (continúa)

Empresa	Página web	Correo electrónico	Teléfono
FINSA	https://www.finsaenergeticos.net/about_us	info@finsa.net	(868) 810-0124
FL Fuel	ND	ND	ND
Fletera de Líquidos GAAL	https://flgaal.com/	ND	ND
Ganamex	https://ganamex.com/	nfo@ganamex.com	(811) 409-7747
Gas Natural Infra	https://www.gasnaturalinfra.com.mx/industrias/	ND	ND
Gas Natural Potosino	ND	ND	ND
Gas Natural Tlaxcala	https://www.facebook.com/gasnaturaltlax/	armentamarco025@gmail.com	(241) 119-1977
Gasoducto de Tamaulipas	ND	ND	ND
Gasoducto del Rio	ND	ND	ND
GN Energéticos	https://grupoenergeticos.com/	compras@grupoenergeticos.com	(818) 126-8800
GNC Hidrocarburos	ND	ND	ND
GNG Energy	https://gngenergy.org/	info.gngcontracting@gmail.com	ND
GNJ	https://www.gasnn.com/juarez/	ND	(800) 015-1616
Grupo Celanice	https://celanice.mx/	info@celanice.mx	(238) 251-3206
Grupo Mex Gas	https://www.grupomexgas.com/	contacto.grupomexgas@grupomexgas.com	ND
GS3	https://gs3gas.com.mx/	contacto@gs3gas.com.mx	(334) 566-7824
IGASAMEX	https://www.igasamex.com.mx/	servicioalcliente@igasamex.com.mx	(555) 550-5100
INFRA	https://grupoinfra.com/	atencionaclientes@infra.com.mx	(800) 712-2525
Infraestructura Energética Monarca	ND	ND	ND
Kinder Morgan	https://www.kindermorgan.com/	ND	ND
KNG Ultra	https://kng.com.mx/	sergio.suzan@ultragasmexico.com	(331) 043-3207
Lokale Energía	https://lokale.com.mx/	x.montaño@lokale.mx	(332) 339-1835
Luxem Energía	https://www.luxem.mx/	contacto@www.luxem.mx	(555) 129-8001
Maxx Gas	ND	ND	ND
Mexi-Gas	ND	ND	ND
Midstream de México	ND	ND	ND
Natgas	https://www.natgas.com.mx/	atencionalcliente@natgas.com.mx	(442) 217-3434
Natgasmex	ND	ND	ND
Naturgy	https://www.naturgy.com.mx/	ND	(556) 260-6260
Navarres Gas	https://navarres.com.mx/	controlgas@navarres.com.mx	(555) 161-2289
NEG	https://negnatural.com/es/	ND	(818) 748-1111
Neomexicana	https://neomexicana.com.mx/	info@neomexicana.com.mx	(555) 062-1300
New Fortress Energy	https://www.newfortressenergy.com/		(555) 280-2062

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

Tabla 47. Catálogo de empresas participantes en el mercado de gas natural (continúa)

Empresa	Página web	Correo electrónico	Teléfono
NGL	ND	ND	ND
NMX Transportes	https://monitorenergetico.com.mx/tag/nmx-transportes/	ND	ND
Pemcorp	ND	ND	ND
Rino Energy	https://www.rinoenergy.com.mx/	info@rinoenergy.com.mx	(844) 366-0880
Sarreal	ND	ND	ND
Sempra	https://www.semprainfrastructure.com/	ND	(559) 138-0100
SIMSA	https://www.simsamexico.com.mx/	valeria.martinez@gruposimsa.com.mx	(871) 750-6131
Solensa	https://www.solensa-gas.com/es/solensa	armando.esquivel@solensa-gas.com	(818) 335-9284
Sparkle	ND	ND	ND
Strata BPS	https://www.stratabps.com/	info@stratabps.com	(818) 051-9960
TC Energy	https://www.tcenergy.com/	ND	(551) 100-2900
Terminal KMS	http://www.terminalkms.com/	info@terminalkms.com	(314) 331-3400
TLA	https://grupotla.com/	contacto@grupotla.com	(559) 775-9994
Tractebel	https://tractebel-engie.com/	ND	(818) 073-0016
Trancoso	https://transportadoradegasdetrancoso.com/	ND	(492) 931-2009
Transneyno	https://transneyno.com.mx/	ND	(555) 583-2411
Transportadora Fuentes	http://trafusa.com.mx/	trafusa@trafusa.com.mx	(871) 719-1013
Transportadora Zeta	https://zetatransportes.com/	esteban.canseco@zetatransportes.com.	(271) 712-9930
Trion Corporation	ND	ND	ND
Twin Eagle	https://www.twineagle.com/	ND	ND
VBG Energética	https://vbgenergetica.com/	contacto@vbgenergetica.com	(722) 542-5355
VIM	ND	ND	ND
Vitol Energy	https://www.vitol.com/	ND	ND
VPM	https://www.vpm.mx/	contacto@vpm.mx	(444) 459-8122

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

PETRO PI Intelligence

Anexo B

En el presente anexo, se incluyen las tablas de CAPEX de los diferentes proyectos revisados.

i. Mexico Pacific Land Holdings, S. de R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Pitiquito, Puerto Libertad, Sonora.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 48. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Preparación del Sitio (Movimiento tierras)	-	Despalme, corte y relleno	$18,400,000 USD
Villa de Alojamiento (Campamento)	1	Capacidad pico: 7,300 personas	$14,600,000 USD
Generadores Eléctricos y Subestación	1	Equipos a base de diésel con subestación integrada	$2,800,000 USD
Circuito de Caminos Pavimentados	1	Caminos de asfalto, base y subbase	$1,950,000 USD
Almacenes Climatizados	8	Estructuras armables de 100-500 m^2 c/u	$1,280,000 USD
Planta de Concreto	1	Superficie compactada para suministro de obra	$850,000 USD
Circuitos de Caminos de Terracería	1	Interconexión interna entre áreas T1 y T2	$620,000 USD
Almacenes de Residuos Peligrosos	8	Estructuras modulares, piso de concreto de 10 cm	$480,000 USD
Talleres de Mantenimiento	6	Estructuras armables (grandes y pequeños)	$450,000 USD
Área de Mantenimiento de Equipo Pesado	1	Superficie compactada en Área T2	$380,000 USD
Resguardo de Equipos Criogénicos/Proceso	1	Superficie compactada (tanques GNL y recipientes)	$350,000 USD
Obras de Drenaje Pluvial	1	Canalizaciones, cunetas y tecnología *Shoreblock*	$320,000 USD
Tanques de Almacenamiento de Combustible	6	Tanques de acero al carbón para diésel/gasolina	$270,000 USD
Oficinas Principales	3	Módulos para constructores y contratistas	$240,000 USD
Remolques de Regaderas para Baño	4	Equipos móviles integrales para trabajadores	$180,000 USD
Carpas de Comedores	4	Estructuras armables climatizadas	$160,000 USD
Superficies de Depósito de Materiales	3	Áreas compactadas (varilla, grava, arena, cemento)	$150,000 USD
Torre y Edificio de Telecomunicaciones	1	Estructuras armables en Área T1	$140,000 USD
Áreas de Planificación (Frentes de trabajo)	3	Oficinas modulares armables	$120,000 USD
Sistemas de Distribución de Agua de Servicio	2	Redes de distribución provisionales	$110,000 USD
Sistemas de Suministro Eléctrico Provisional	2	Redes de distribución provisionales	$95,000 USD
Taller de Vehículos Medianos y Ligeros	2	Superficie compactada en Área T2	$90,000 USD
Módulos de Seguridad y Vigilancia	4	Dos casetas en T1 y dos casetas en T2	$64,000 USD
Instalaciones Médicas / Clínicas	2	Estructuras modulares de atención médica	$60,000 USD
Centro de Capacitación	1	Estructura modular en Área T1	$55,000 USD
Total CAPEX			**$45,394,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

ii. ACCESGAS S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Arboledas, Villagrán, Guanajuato.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 49. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Inversión Total del Proyecto	1	Estación de Compresión de Gas Natural (GNC)	$2,140,000 USD
Tren de Compresión Principal	3	Compresor Gemini H302, 3 etapas, motor Caterpillar G3306NA, 120 BHP totales (1 en stand-by)	$1,150,000 USD
Estación de Regulación y Medición (ERM)	1	Superficie 30 m². Capacidad máx 3,000 MCFD. Medidor de placa de orificio TMCO 3" ANSI 300	$320,000 USD
Terreno Particular (Predio)	1	Superficie total de 8,104.82 m² (Área construida: 5,332 m²)	$250,000 USD
Obra Civil y Pisos Firmes	1	Desplantado total con piso firme de concreto o asfalto	$140,000 USD
Sistema de Telecomunicaciones y SCADA	1	Computador de flujo redundante, enlace satelital, protocolo MODBUS PEMEX	$95,000 USD
Área de Carga de Semirremolques	1	Superficie 500 m². Tres tomas con mangueras de despacho y conectores rápidos de alto caudal	$65,000 USD
Cabinas de Oficinas Administrativas	1	Superficie 350 m². Estructuras provisionales modulares equipadas (no obra civil permanente)	$42,000 USD
Ducto de Interconexión y Tramo de Tubería	1	75 m totales de tubería de acero al carbón de 4" (Ced. 80 en succión, Ced. 40 en descarga)	$35,000 USD
Sistema de Filtrado Coalescente	1	Filtro vertical de cartucho de 3" ANSI 600, retención de hasta 25 micrones	$22,000 USD
Sistemas de Seguridad y Monitoreo	1	Detectores de fugas de gas, interruptores de paro de emergencia y circuito de CCTV	$12,000 USD
Área de Carga Vehicular	1	Superficie 100 m². Un poste de carga con manguera de conector normal de mediano caudal	$4,500 USD
Registro de Concreto para Válvula	1	Caja de resguardo de concreto de 4 m x 4 m para protección de válvula en línea viva (*hot-tap*)	$4,500 USD
Total CAPEX			**$2,140,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

iii. Energía Natural Peninsular, S.A. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Mérida, Yucatán.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 50. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Módulos de Almacenamiento Temporal (Skids)	2	Módulos tipo skid con 35 cilindros tipo 2 c/u (Capacidad: 8.4 m^3 por skid)	$246,000 USD
Estación de Medición y Regulación (ERM)	1	Unidad de descompresión y filtrado para conexión a red existente	$77,540 USD
Obra Civil y Cimentaciones Especiales	1	Adecuación de terreno (antiguo estacionamiento) y bases para skids	$94,270 USD
Red de Alta Presión, Tuberías y Conexiones	1	Líneas de acero para interconexión interna de GNC	$22,000 USD
Poste de Descarga de GNC	1	Sistema de descarga con accesorios de alta presión	$15,000 USD
Montaje, Conexión e Instalación Mecánica	-	Mano de obra e ingeniería para habilitación de equipos	$10,000 USD
Sistema de Telemetría y Control	1	Monitoreo de presión y válvulas de seguridad	$1,800 USD
Preparación del Sitio (Limpieza y nivelación)	-	Limpieza, rellenos, deshierbe y compactación (1,300 m^2 de superficie)	$1,200 USD
Total CAPEX			**$506,262 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

iv. GE Gaseco GNV Región Golfo S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Mérida, Yucatán.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 51. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Inversión Total del Proyecto	1	EDS de GNC para uso automotor (3,016.35 m^2)	$15,000,000 MXN
Tren de Compresión Inteligente	2	Compresores SAFE SW185F7-EM (4 etapas, succión 7 bar, entrega 1250 sm^3/h)	$6,200,000 MXN
Cascada Pulmón (Almacenamiento)	1	Sistema vertical de 3 bancos con 56 recipientes metálicos (Capacidad: 4,480 L de agua)	$2,450,000 MXN
Urbanización, Pavimentos y Trincheras	1	Área de circulaciones (2,036.51 m^2) y trincheras de concreto para tuberías de alta presión	$1,850,000 MXN
Canopy (Techumbre de despacho)	1	Estructura metálica de 258.40 m^2, columnas con drenaje pluvial y cimentaciones	$1,100,000 MXN
Surtidores / Dispensarios de GNC	4	Surtidores marca SAFE modelo ESP22/3 con dos mangueras de despacho cada uno	$920,000 MXN
Edificación de Oficinas y Baños Públicos	1	Planta baja de 137.80 m^2 con acabados Interceramic y cimentación de zapatas mixtas	$820,000 MXN
Subestación Eléctrica y Cuarto de Control	1	Transformador trifásico tipo pedestal de 750 kVA y cuarto eléctrico (42.65 m^2)	$640,000 MXN
Instalación de Control Automático (PLC)	1	PLC dedicado, tablero de CCM principal (PLC Maestro) y pantalla táctil Panel View	$380,000 MXN
Preparación del Sitio (Movimiento tierras)	-	Desmonte, despalme, relleno y compactación con médano de banco al 95% Proctor	$210,000 MXN
Estación de Regulación y Medición (ERM)	1	Área de 21.35 m^2 para control y acondicionamiento de gas a 7 bar	$140,000 MXN
Sistema de Acondicionamiento y Secador	1	Secador de gas no regenerativo con material secante y filtros coalescentes	$95,000 MXN
Sistema de Drenaje Sanitario y Pluvial	1	Red de PVC, cisterna de concreto reforzado y biodigestor autolimpiable Rotoplas RP-3000	$85,000 MXN
Chiller (Sistema de Enfriamiento)	1	Intercambiador de calor por transferencia de ventilación forzada para el gas	$45,000 MXN
Tuberías de Proceso (Baja y Alta Presión)	1	Líneas de acero negro al carbón de 3" Ø y líneas de acero inoxidable de ½", ¾" y 1" Ø	$35,000 MXN
Sistemas de Seguridad y Monitoreo	1	Botones de paro de emergencia, válvulas de exceso de flujo y detectores de mezclas LEL	$24,000 MXN
Total CAPEX			**$495,800 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

v. GE Gaseco GNV Región Golfo S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Mérida, Yucatán.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 52. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Tren de Compresión Inteligente	2	Compresores SAFE SW185F7-EM (4 etapas, succión 7 bar, entrega 1250 sm^3/h)	$6,200,000 MXN
Cascada Pulmón (Almacenamiento)	1	Sistema vertical de 3 bancos con 56 recipientes metálicos (Capacidad: 4,480 L de agua)	$2,450,000 MXN
Urbanización, Pavimentos y Trincheras	1	Área de circulaciones (2,036.51 m^2) y trincheras de concreto para tuberías de alta presión	$1,850,000 MXN
Canopy (Techumbre de despacho)	1	Estructura metálica de 258.40 m^2, columnas con drenaje pluvial y cimentaciones	$1,100,000 MXN
Surtidores / Dispensarios de GNC	4	Surtidores marca SAFE modelo ESP22/3 con dos mangueras de despacho cada uno	$920,000 MXN
Edificación de Oficinas y Baños Públicos	1	Planta baja de 137.80 m^2 con acabados Interceramic y cimentación de zapatas mixtas	$820,000 MXN
Subestación Eléctrica y Cuarto de Control	1	Transformador trifásico tipo pedestal de 750 kVA y cuarto eléctrico (42.65 m^2)	$640,000 MXN
Instalación de Control Automático (PLC)	1	PLC dedicado, tablero de CCM principal (PLC Maestro) y pantalla táctil Panel View	$380,000 MXN
Preparación del Sitio (Movimiento tierras)	-	Desmonte, despalme, relleno y compactación con médano de banco al 95% Proctor	$210,000 MXN
Estación de Regulación y Medición (ERM)	1	Área de 21.35 m^2 para control y acondicionamiento de gas a 7 bar	$140,000 MXN
Sistema de Acondicionamiento y Secador	1	Secador de gas no respirable con material secante y filtros coalescentes	$95,000 MXN
Sistema de Drenaje Sanitario y Pluvial	1	Red de PVC, cisterna de concreto reforzado y biodigestor autolimpiable Rotoplas RP-3000	$85,000 MXN
Chiller (Sistema de Enfriamiento)	1	Intercambiador de calor por transferencia de ventilación forzada para el gas	$45,000 MXN
Tuberías de Proceso (Baja y Alta Presión)	1	Líneas de acero negro al carbón de 3" Ø y líneas de acero inoxidable de ½", ¾" y 1" Ø	$35,000 MXN
Sistemas de Seguridad y Monitoreo	1	Botones de paro de emergencia, válvulas de exceso de flujo y detectores de mezclas LEL	$24,000 MXN
Instalaciones Provisionales de Obra	-	Bodega metálica (8x4m), oficina móvil, baños portátiles y zona de comedor	$14,000 MXN
Total CAPEX			**$15,000,000 MXN**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

vi. Gas Natural de Tlaxcala S. de R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Zapata, Veracruz.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 53. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Tren de Compresión Eléctrico	1	Compresor ANGI NG-300-E, cuadro Ariel JGQ/2, 2 etapas, motor eléctrico de 250 HP y atenuador acústico (79 dBA)	$1,450,000 USD
Estación de Regulación y Medición (ERM)	1	Superficie 31.85 m^2. Capacidad máx 3,182.50 m^3/hr. Presión de salida regulada a 602 psig	$380,000 USD
Subestación Eléctrica Dedicada	1	Acometida aérea-subterránea en Alta Tensión (13.8 kV) y transformador tipo pedestal de 300 kVA	$115,000 USD
Área de Carga de Semirremolques	1	Superficie 206.63 m^2. Bahía de carga reforzada para el posicionamiento de unidades móviles	$78,000 USD
Edificación de Oficinas y Estacionamiento	1	Superficie 580.07 m^2. Módulos operativos y patio de resguardo vehicular	$75,000 USD
Obras de Circulación y Patios	1	Superficie 1,666.47 m^2. Pavimentación, guarniciones y áreas de rodamiento vehicular pesado	$68,000 USD
Ducto de Interconexión (Línea Viva)	1	101 m de tubería de acero al carbón API 5L X52 de 4" D.N. mediante interconexión *Hot-Tap* a ducto de 48"	$58,000 USD
Poste de Carga de Alta Presión	1	Marca ANGI, medidor de flujo másico Micromotion, 1 vía de alimentación, base sobre isla de concreto	$45,000 USD
Tuberías de Proceso Internas y Trincheras	1	9.63 m de tubería de 3" (baja presión) y 26.70 m de tubing de acero inoxidable 316 de 1" (alta presión)	$24,000 USD
Sistemas de Seguridad y Control (CCM/PLC)	1	Gabinete NEMA 4, HMI con monitoreo remoto ANGIComm CP-400 y válvulas de corte automático	$18,000 USD
Sistema de Filtración y Separadores	1	Filtros intermedios de fusión gruesa y filtración final coalescente fina para remoción de aceite	$16,000 USD
Medidas de Seguridad en Poste de Carga	1	Válvulas *Break-Away* (667 N), manguera flexible 5CNG de 4.88 m y postes de protección contra impactos	$6,500 USD
Fosa Séptica Prefabricada	1	Sistema de desagüe sanitario bajo la norma NOM-006-CONAGUA-1997	$3,500 USD
Instalaciones Provisionales de Obra	-	Sanitario portátil, área de recolección de residuos y acopio de materiales (10.38 m^2 totales)	$1,500 USD
Preparación del Sitio (Terreno previamente impactado)	-	Limpieza menor y afinación del predio rústico (No requiere desmonte ni remoción forestal)	$1,000 USD
Total CAPEX			**$2,339,500 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

vii. 3EGASV, S. de R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Lázaro Cárdenas, Vista Hermosa, Michoacán.
b. **El proyecto es de** compresión de gas natural.

Tabla 54. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Estación de Descompresión de Gas Natural	1	Sistema con presión de entrada de 254.92 kg/cm² y salida regulada a 4 kg/cm²	$140,000 USD
Obra Civil de Bahías y Planchas de Concreto	-	Plancha para descompresora y puertos de recepción para camiones tipo *Titan*	$45,000 USD
Tubería de Conexión de Alta Presión	1	33.2 m de tubería de acero API 5L X42 de 2" D.N. (Cédula 40, espesor 0.34 mm)	$15,000 USD
Obras de Cercado, Techado y Señalización	1	Perímetro de seguridad, cubierta de estación y señalética restrictiva oficial	$12,500 USD
Red de Distribución Interna (HDPE)	1	Interconexión de polietileno de alta densidad desde la descompresora a la red de la planta	$8,500 USD
Equipos de Medición y Regulación	1	Instrumentación de control de flujo y caída de presión	$7,500 USD
Fosa Séptica Prefabricada e Hidrosanitario	1	Sistema tipo Rotoplas con servicio de recolección periódico contratado	$3,500 USD
Preparación del Sitio (Fase previa)	-	Limpieza, nivelación, trazo, relleno y compactación del terreno	$2,000 USD
Terreno Industrial Interno (Uso de Suelo)	1	Superficie de 192 m² delimitada dentro de Ganadería Integral Monarca	$0 USD
Total CAPEX			**$234,000 USD**

Confidential

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

viii. ACCESGAS S.A.P.I.

a. **La ubicación del proyecto es** Ensenada, Baja California.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 55. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Sistema Intercambiador de Calor	1	Sistema eléctrico con dos tinas inundadas interconectadas, dos bombas de recirculación y sensores automáticos	$142,500 USD
Gabinete Metálico de Descompresión	1	Estructura exterior de acero al carbón con recubrimiento y protección de pintura epóxica	$85,000 USD
Módulos Reguladores de Alta y Baja Presión	2	Tren de alta (250 a 10 bar) y tren de baja (3 a 4 bar) con válvulas de corte y alivio	$64,000 USD
Obra Civil (Planchas de concreto)	1	Losas de concreto reforzado para fijación de la EDGN y zona de rodamiento de semirremolques	$38,000 USD
Tablero de Comando y Sistema de Control	1	Sistema automatizado con PLC, interfaz HMI Delta, switch general y botones de paro	$26,500 USD
Medidor de Flujo por Desplazamiento	1	Medidor rotatorio de lóbulos con contador mecánico de 8 dígitos conectado a computador de flujo	$18,500 USD
Filtro Coalescente (Filtro Pulmón)	1	Cartucho para retención de sólidos >3 micras y pulmón amortiguador de picos de demanda	$14,000 USD
Poste de Descarga y Mangueras	1	Manguera termoplástica 5CNG de 1" Ø y acoplamientos herméticos de desconexión rápida Oasis 3600	$9,500 USD
Instalación Eléctrica, Tierras y Pararrayos	1	Acometida desde planta, red de tierras y pararrayos según normas NOM-001-SEDE y NMX-J-549	$7,200 USD
Dispositivos Mecánicos de Seguridad	-	Válvulas de seguridad *Break-Away*, válvulas check de flujo unidireccional y válvulas de globo manuales	$3,800 USD
Señalamientos, Pintura Vial y Protecciones	-	Delimitación perimetral, postes de contención tubulares, topellantas y rombos NFPA/SGA	$2,200 USD
Obras y Preparación del Sitio (Preliminar)	-	Trabajos de trazo, despalme, nivelación de terreno y suministro de agua por pipas	$1,800 USD
Total CAPEX			**$411,500 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

ix. CORPORACIÓN C H 4, S.A. DE C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Emiliano Zapata, Villamar, Michoacán.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 56. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Módulo de Reducción de Presión (PRM)	1	Unidad IMW-PRS WC1008414 / WC1008687 con capacidad nominal de 2,000 Nm^3/h	$220,000 USD
Módulo de Control de Calentamiento (HCM)	1	Unidad IMW-PRS WC1008415 / WC1008686 para control térmico de expansión	$110,000 USD
Obra Civil (Adecuación de Plancha de Concreto)	1	Superficie total de 421.20 m^2 para soporte de equipos y andenes	$85,000 USD
Área de Andenes para Distribución Móvil	2	Bahías de posicionamiento y desacople para Módulos de Almacenamiento Móvil (MAM)	$65,000 USD
Postes de Descarga de Alta Presión	2	Equipados con 2 mangueras c/u, válvulas de seguridad, manómetros y accesorios	$38,000 USD
Líneas y Tendido de Alta Presión	1	Tuberías de acero calculadas para interconexión bajo la norma NOM-010-ASEA-2016	$14,500 USD
Caseta de Operación y Gabinete de Control	1	Módulo de resguardo y monitoreo para el personal operativo de CH4	$12,000 USD
Sistemas de Seguridad y Paros de Emergencia	-	Kit absorbente de derrames, extintores certificados y SPE en PRM, HCM y postes	$4,200 USD
Infraestructura de Almacenamiento de Residuos	-	Contenedores de acero y plástico de 50 L con tapas herméticas y etiquetado normativo	$2,800 USD
Señalamientos Viales e Informativos	-	Letreros preventivos NOM-018-STPS-2015, guías de operación y rombos de riesgo	$1,500 USD
Preparación del Sitio (Fase Preliminar)	-	Limpieza menor de superficie, trazo, nivelación y riegos para control de polvos	$1,000 USD
Total CAPEX			**$554,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

x. CORPORACIÓN C H 4, S.A. DE C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Emiliano Zapata, Villamar, Michoacán.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 57. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Módulo de Regulación de Presión (PRU)	1	Unidad de descompresión y filtros de proceso para abasto continuo de 2,000 Nm^3/h	$220,000 USD
Módulo de Control de Calentamiento	1	Unidad termo-mecánica para evitar congelamiento por caída de presión	$110,000 USD
Obra Civil (Fabricación de Losas y Firmes)	1	Tendido de planchas de concreto para soporte de equipos pesados	$48,000 USD
Área de Andenes de Resguardo	2	Bahías acondicionadas para posicionamiento de Módulos de Almacenamiento Móvil (MAM)	$35,000 USD
Postes de Descarga con Accesorios	2	Unidades equipadas con dos mangueras de alta presión c/u y válvulas de seguridad	$28,000 USD
Tendido de Tuberías de Alta Presión	1	Líneas de conducción calculadas e interconectadas bajo la norma NOM-010-ASEA-2016	$12,500 USD
Caseta de Operaciones e Instrumentación	1	Módulo físico de control y supervisión para personal técnico	$10,000 USD
Dispositivos y Redes de Bloqueo Eléctrico	-	Sistemas de interrupción de acometidas y paros de emergencia en PRM/HCM	$3,500 USD
Sistemas de Mitigación y Extintores	-	Kit absorbente para derrames en piso y extintores con programa de inspección	$2,200 USD
Infraestructura de Almacenamiento Temporal	-	Tambos metálicos y contenedores de plástico de 50 L con tapas herméticas	$1,800 USD
Señales de Riesgo y Protecciones	-	Letreros preventivos NOM-018-STPS-2015 y avisos de precaución visibles	$1,200 USD
Preparación del Sitio (Planicie o Valle)	-	Trabajos preliminares de trazo, limpieza de área y riegos constantes de agua	$1,000 USD
Fracción de Parcela Arrendada (Uso Suelo)	1	Superficie de 246.00 m^2 delimitada dentro de la molinera industrial	$0 USD
Total CAPEX			**$473,200 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xi. Energía Natural Peninsular, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Mérida, Yucatán.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 58. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Estación de Regulación y Medición (ERM1)	1	Unidad Huamai Brand modelo HYTJ-300. Reducción en 2 etapas (250 a 10 bar / 10 a 4 bar), flujo nominal 300 Nm^3/h	$115,000 USD
Módulos de Almacenamiento (Skid)	2	Contenedores tipo 1AA con 35 cilindros tipo 2 c/u (30CrMo + fibra de carbono). Capacidad total de 8,400 L de agua por módulo	$92,000 USD
Intercambiador de Calor de Alta Presión	1	Sistema integrado Huamai serie HYTJ con bobina de acero inoxidable 304 (diseño a 27.5 MPa) y tina de inundación por agua	$65,000 USD
Ductos de Distribución Interna e Interconexión	1	Líneas de proyecto en acero al carbono de 2" Ø (API 5L X42 Cédula 40) hacia red existente y calderas de vapor	$14,500 USD
Cabina Eléctrica y Sistema de Control PLC	1	Panel con protección IP40, PLC integrado, enlace físico RS232, pantalla HMI y transformadores de aislamiento	$11,000 USD
Poste de Descarga de Doble Línea (Banca)	1	Terminal de descarga PT-01 con líneas de operación conjunta o independiente y boquillas de acople rápido hembra de 1"	$9,500 USD
Medidor de Flujo Rotatorio y Corrector	1	Instrumentación para cuantificación volumétrica acoplada posterior a la segunda etapa de regulación	$8,500 USD
Filtro de Alta Presión	1	Filtro de alta finura para remoción de impurezas previo al regulador, presión nominal de 32 MPa	$4,800 USD
Sistema Contra Descargas Atmosféricas	1	Pararrayos central con dispositivo de cebado activo, cable de bajada y red de puesta a tierra física	$4,500 USD
Sistema Automatizado Fuego y Gas	1	Gabinetes de supresión de flamas c/ liberación de CO_2, sensores automáticos LEL y válvulas neumáticas de corte rápido	$3,800 USD
Mangueras Termoplásticas de Llenado	2	Mangueras Parker 5 CNG de 1" D.N. (secciones de 4.5 m y 30 cm) con acoplamientos rápidos clasificados a 6,000 psi	$2,400 USD
Dispositivos Mecánicos de Alivio y Ruptura	-	Válvulas de seguridad *Break-Away* mecánicas, discos de ruptura GB16918 y válvulas de relevo calibradas (14 y 4.4 bar)	$1,800 USD
Extintores Portátiles del Proyecto	9	6 extintores portátiles de CO_2 (para skids y ERM1) y 3 extintores de PQS tipo ABC para la caseta de control	$1,200 USD
Medidas Ambientales de Preparación del Sitio	-	Limpieza menor de la plataforma, trazo, nivelaciones internas y aplicación de gel antioxidante en mallas	$800 USD
Total CAPEX			**$329,800 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xii. Energía Natural Peninsular, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Mérida, Yucatán.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 59. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Equipo principal y accesorios mecánicos	-	Suministro de ERM1 (HYTJ-300), 2 módulos de cilindros tipo 2 (8.4 m^3 c/u) y poste PT-01	$4,620,000 M.N.
Obra civil, mecánica y eléctrica	-	Pavimentación de losa de concreto armado, bases de fijación, trincheras y cableado	$2,215,000 M.N.
Ingeniería, Estudios y Permisos	-	Elaboración de planos de detalle, MIA particular, Estudio de Riesgo y gestiones regulatorias	$1,150,000 M.N.
Líneas de interconexión y Red de Alta Presión	1	Tubería 1" API 5L X42 Ced 160 y nuevas líneas de 2" Ced 40 hacia calderas	$380,000 M.N.
Sistemas de seguridad, automatización y control	1	Cabina con PLC, HMI, lazo de aislamiento, sensores LEL, CO_2 y válvulas neumáticas	$120,000 M.N.
Fase preliminar (Limpia y preparación del sitio)	-	Deshierbe, retiro de escombros, trazo, excavación y compactación al 90% Proctor	$0 M.N.
Terreno Industrial Interno (Uso de Suelo)	1	Superficie asignada de 1,300 m^2 sin vegetación dentro de la planta IASSA	$0 M.N.
TOTAL CAPEX PROYECTO		Estación de Descompresión GNC IASSA Mérida	$8,485,000 M.N.
Sistema Contra Descargas Atmosféricas	1	Pararrayos central con dispositivo de cebado activo, cable de bajada y red de puesta a tierra física	$4,500 USD
Sistema Automatizado Fuego y Gas	1	Gabinetes de supresión de flamas c/ liberación de CO_2, sensores automáticos LEL y válvulas neumáticas de corte rápido	$3,800 USD
Mangueras Termoplásticas de Llenado	2	Mangueras Parker 5 CNG de 1" D.N. (secciones de 4.5 m y 30 cm) con acoplamientos rápidos clasificados a 6,000 psi	$2,400 USD
Dispositivos Mecánicos de Alivio y Ruptura	-	Válvulas de seguridad *Break-Away* mecánicas, discos de ruptura GB16918 y válvulas de relevo calibradas (14 y 4.4 bar)	$1,800 USD
Extintores Portátiles del Proyecto	9	6 extintores portátiles de CO_2 (para skids y ERM1) y 3 extintores de PQS tipo ABC para la caseta de control	$1,200 USD
Medidas Ambientales de Preparación del Sitio	-	Limpieza menor de la plataforma, trazo, nivelaciones internas y aplicación de gel antioxidante en mallas	$800 USD
Total CAPEX			**$329,800 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xiii. GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Villa de Tezontepec, Hidalgo.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 60. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Sistema Modular de Reducción de Presión (PRM)	1	Modelo PRS-2000-250-4, capacidad 2,000 Sm^3/h. Regulación de 2 etapas (250 a 4 bar), monitor de ruido y medidor de fluido oscilante	$235,000 USD
Módulo de Control de Calentamiento (HCM)	1	Unidad termo-mecánica tipo boiler para circuito de agua-glicol. Evita el congelamiento por caída Joule-Thomson (500,000 Btu/h)	$118,000 USD
Plataforma de Descarga y Patio de Maniobras	1	Pavimentación asfáltica reforzada (470.4 m^2), terracerías, nivelación +20 cm y radios de giro para remolques viales pesados	$62,000 USD
Obras Civiles y Edificaciones Técnicas	1	Área de servicios (29 m^2) a base de muros de block de 15 cm, cimentación corrida y losa de concreto incombustible	$21,500 USD
Panel de Decantación (Decanting Post)	1	Conexión simultánea para 2 remolques de 11,000 m^3 (3,600 Psi), con colectores rápidos, mangueras rojas y válvulas check	$14,000 USD
Ductos de Interconexión y Cabezal Principal	1	Tubería aparente de acero al carbón de 3" Ø (Ced. 40, API 5L Gr. B) sobre trinchera perimetral hacia la Estación de Medición	$11,500 USD
Línea de Succión de Alta Presión	1	Tubería estructural de acero al carbón de 1 ½" a 2" Ø de espesor extra pesado (Cédula XXS) clasificada para 253 kg/cm^2	$8,200 USD
Acometida Eléctrica y Transformador Pedestal	1	Transformador de jardín de 10 kVA, acometida trifásica de 480 V, tableros de distribución de fuerza y alumbrado general	$7,500 USD
Sistema Automatizado de Control PLC	1	Tablero con PLC inteligente para monitoreo continuo de presión, temperatura, alarmas LEL y paros de emergencia	$6,800 USD
Trincheras Pluviales y Rejilla Irving	-	Canalizaciones de 0.6 m de ancho x 0.5 m de profundidad con rejilla de alta resistencia al impacto vehicular	$4,200 USD
Postes de Protección de Equipos	-	Tubos de acero Ced 40/80 de 4" Ø rellenos de concreto, enterrados a 0.90 m y pintados con franjas diagonales amarillo/negro	$3,200 USD
Malla de Tierra Física y Pararrayos	1	Sistema de protección contra descargas atmosféricas e instrumentación para áreas con clasificación de riesgo explosivo	$2,800 USD
Malla Perimetral de Seguridad	1	Delimitación física con altura mínima de 2.00 m para restricción de accesos según la norma NOM-010-ASEA-2016	$2,100 USD
Total CAPEX			**$495,800 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xiv. Igasamex Bajío, S. de R. L. de C. V.

a. **La ubicación del proyecto es** Tepojaco, Tizayuca, Hidalgo.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 61. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Paquete Modular Patín JTM (Descompresor)	1	Sistema TRUXX-2iHG/20G, Clase 1 Div 2. Doble etapa de descompresión (3,600 a 30 psig) con bypass de gas frío	$245,500.00 USD
Intercambiador de Calor Fuego Indirecto	1	Sistema tipo baño maría para contrarrestar el efecto expansión térmica Joule-Thompson	$115,000.00 USD
Ingeniería, Trámites y Gestión de Permisos	-	Actividades administrativas, elaboración de MIA Particular y certificación eléctrica UVIE	$38,400.00 USD
Medidor de Flujo Másico de Custodia	1	Medidor tipo Coriolis de 1" Ø, protocolo PROFIBUS, 300# C1D2, modelo Promass 80E Endress+Hauser	$26,500.00 USD
Poste de Carga y Mangueras de Conexión	2	Sets de mangueras de 9 m (4,000 psig de operación, 1" NPT) con acoplamientos rápidos Oasis	$18,500.00 USD
Tuberías de Proceso de Alta Presión	1	Líneas de acero inoxidable e interconexión bajo criterios de diseño ASME B31.3 y soldadura Sección IX	$12,500.00 USD
Tablero de Control Automatizado PLC	1	Sistema de control distribuido (PLC), interfaz HMI táctil para monitoreo de variables y lazos de alarmas	$11,200.00 USD
Válvula de Corte y Transferencia Custodia	1	Válvula de bola color rojo de 1" Ø para acoplamiento directo a la red interna del industrial	$4,800.00 USD
Instalación Eléctrica e interruptores NEMA	1	Cableado subterráneo de 120 VCA, interruptores y arrancadores confinados en gabinete NEMA 1	$2,800.00 USD
Equipos Contra Incendio y Señalética	-	Extintores NOM-002-STPS-2010 y letreros restrictivos ("Apague Motor", "No Fumar") NOM-003-SEGOB	$1,600.00 USD
Sistema ANTI-TOW y Seguridad Operativa	1	Válvula neumática de bloqueo de frenos en remolques y lazo mecánico de protección contra tirones	$985.66 USD
Total CAPEX			**$477,285.66 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xv. NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** San Miguel el Alto, Jalisco.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 62. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Gabinete y Equipo CompactPRS (Descompresor)	1	Unidad compacta con puntos de izaje, masa de 550 kg. Gabinete de acero al carbón con recubrimiento epóxico	$135,000 USD
Sistema Eléctrico Modular de Calentamiento	1	Intercambiador eléctrico de serpentín con control automatizado PLC. Consumo: 8.5 Amp a 440 V	$48,000 USD
Estación de Medición Industrial Completa	1	Unidad equipada con medidor de tipo émbolo rotatorio y un electrocorrector de presión y temperatura	$26,000 USD
Ingeniería de Detalle, Permisos y Dictamen	-	Elaboración de MIA, modelado SIGEIA, planes de contingencia y trámite de la certificación eléctrica UVIE	$14,500 USD
Losa de Cimentación de Alta Capacidad	1	Plancha de concreto armado diseñada estructuralmente para resistir cargas pesadas de hasta 2,000 kg	$8,200 USD
Malla Ciclónica Perimetral de Seguridad	1	Cierre perimetral (altura min 2 m) con pilar redondo negro, barra plana 1 ½"x5/6" y disparo a tierra física	$6,500 USD
Centro de Carga y Canalización NEMA 3	1	Potencia 15 kW (480V trifásico/3 fases), transformador 1KVA (480 a 127V), pastillas termomagnéticas individuales	$5,400 USD
Mangueras Flexibles y Conexión Rápida	-	Línea de succión 1" Ø (Ced XXS) para 250 bar y línea de interconexión intermedia de 1.5" Ø hacia la EM	$4,800 USD
Tubería Conduit y Accesorios Antiexplosión	1	7 m de Conduit enterrado de acero galvanizado pared gruesa roscado NPT y sellos EYS (Art. 500/501 NOM-001)	$3,200 USD
Malla de Tierra Única y Pararrayos	1	Red de sistema de tierras en malla cerrada unida por soldaduras CADWELL con factor de utilización de 0.85	$2,800 USD
Bahía de Semirremolques y Topellantas	2	Cajoneras de 11 m de largo con topellantas de concreto armado (+20 cm), chaflán y barras de tierra física	$2,400 USD
Iluminación e Instrumentación de Intemperie	-	Sistema de alumbrado perimetral nocturno a base de luminarias de tipo proyector con aditivos metálicos	$1,800 USD
Señalamientos Normativos y Teléfono Emergencia	-	Avisos perimetrales informativos, restrictivos (No Fumar) y rombos homologados NFPA-704 / SGA	$1,200 USD
Fase Preliminar (Movimiento de tierras)	-	Excavación en caja a máquina (30 a 40 cm), trazo, nivelación y relleno con material inerte al 95% Proctor	$600 USD
Terreno Industrial Interno (Uso de Suelo)	1	Área total de 209 m^2 ubicada en el patio interno entre la báscula y los equipos de la planta forrajera	$0 USD
Total CAPEX			**$260,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xvi. NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Tepatitlán de Morelos, Jalisco.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 63. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Gabinete y Equipo CompactPRS (Descompresor)	1	Unidad compacta con puntos de izaje, masa de 550 kg. Gabinete de acero al carbón con recubrimiento epóxico	$135,000 USD
Sistema Eléctrico Modular de Calentamiento	1	Intercambiador eléctrico de serpentín con control automatizado PLC. Consumo: 8.5 Amp a 440 V	$48,000 USD
Estación de Medición Industrial Completa	1	Unidad equipada con medidor de tipo émbolo rotatorio y un electrocorrector de presión y temperatura	$26,000 USD
Ingeniería de Detalle, Permisos y Dictamen	-	Elaboración de MIA, modelado SIGEIA, planes de contingencia y trámite de la certificación eléctrica UVIE	$14,500 USD
Losa de Cimentación de Alta Capacidad	1	Plancha de concreto armado diseñada estructuralmente para resistir cargas pesadas de hasta 2,000 kg	$8,200 USD
Malla Ciclónica Perimetral de Seguridad	1	Cierre perimetral (altura min 2 m) con pilar redondo negro, barra plana 1 ½"x5/6" y disparo a tierra física	$6,500 USD
Centro de Carga y Canalización NEMA 3	1	Potencia 15 kW (480V trifásico/3 fases), transformador 1KVA (480 a 127V), pastillas termomagnéticas individuales	$5,400 USD
Mangueras Flexibles y Conexión Rápida	-	Línea de succión 1" Ø (Ced XXS) para 250 bar y línea de interconexión intermedia de 1.5" Ø hacia la EM	$4,800 USD
Tubería Conduit y Accesorios Antiexplosión	1	7 m de Conduit enterrado de acero galvanizado pared gruesa roscado NPT y sellos EYS (Art. 500/501 NOM-001)	$3,200 USD
Malla de Tierra Única y Pararrayos	1	Red de sistema de tierras en malla cerrada unida por soldaduras CADWELL con factor de utilización de 0.85	$2,800 USD
Bahía de Semirremolques y Topellantas	2	Cajoneras de 11 m de largo con topellantas de concreto armado (+20 cm), chaflán y barras de tierra física	$2,400 USD
Iluminación e Instrumentación de Intemperie	-	Sistema de alumbrado perimetral nocturno a base de luminarias de tipo proyector con aditivos metálicos	$1,800 USD
Fase Preliminar (Movimiento de tierras)	-	Excavación en caja a máquina (30 a 40 cm), trazo, nivelación y relleno con material inerte al 95% Proctor	$600 USD
Total CAPEX			**$260,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xvii. NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Toluca de Lerdo, Estado de México.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 64. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Estación de Descompresión RCU 2000	1	Estructura de acero perfilado con 3 mesas de descarga para semirremolques LUXI 40", doble etapa de reducción (250 a 4-10 bar)	$4,450,000.00 M.N.
Sistema de Calentamiento Casco-Tubo	1	Intercambiador de calor de alta presión alimentado por el propio GNC para mitigar congelamiento Joule-Thomson	$2,250,000.00 M.N.
Tubería de Red Interna de Interconexión	1	15 m de tubería de acero al carbón de 4" Ø, clase #150, soldada bajo especificaciones ANSI 150 y NOM-002-SECRE	$620,000.00 M.N.
Mano de Obra y Montaje Electromecánico	-	Descarga de RCU con grúa de 10 toneladas, fijación a losa con tornillos de ½" y parabolts de ⅜" x 3"	$380,000.00 M.N.
Líneas de Distribución e Interconexión de Agua	4	Tubos de acero al carbón galvanizado de 1" Ø Ced 80 (ASME B31.3) revestidos en polietileno expandido a 100°C	$140,000.00 M.N.
Patín o Unidad de Medición de Flujo	1	Dispositivo electrónico integrado para cuantificación de volumen y transferencia de custodia hacia el parque	$95,000.00 M.N.
Sistema Neumático de Alimentación	2	Compresores de aire de 3 Hp interconectados en la misma línea con operación en etapas subsecuentes (6 a 8 bar)	$85,000.00 M.N.
Ingeniería, Estudios Ambientales y Trámites	-	Elaboración de Manifestación de Impacto Ambiental, Análisis de Riesgo ASEA y trámites de uso de suelo industrial	$54,000.00 M.N.
Soportes Unicanal y Pasos de Gato	-	Soportes espaciados a un máx de 2.4 m pintados en AZUL RAL 5005 y pasos de gato en Amarillo Tráfico (H=23 cm)	$22,000.00 M.N.
Tanque Hidroneumático de Agua Suavizada	1	Capacidad de 1000 litros, incluye suministro inicial de agua desmineralizada con anticorrosivo y etilglicol	$14,500.00 M.N.
Sistema de Respaldo Eléctrico (UPS)	1	Unidad de respaldo UPS con capacidad nominal de 1 KVA a una tensión de operación de 127 V	$6,174.00 M.N.
Total CAPEX			**$8,116,674.00 M.N.**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xviii. NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Tehuacán, Puebla.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 65. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Unidad Modular de Control y Reducción RCU 500	1	Tren simple de regulación de 2 etapas (250 a 4 bar), flujo de 500 m^3/h, estructura de acero y cierre lateral tipo slider	$114,000 USD
Intercambiador de Calor Casco-Tubo (Agua-Gas)	1	Unidad termo-mecánica que utiliza el propio GNC como combustible para evitar el congelamiento Joule-Thomson	$48,000 USD
Estación de Medición Externa y Turbina G100	1	Unidad equipada con medidor de tipo turbina G100 de 3" DN ANSI 150 con transmisor de pulsos de baja frecuencia	$21,500 USD
Líneas de Distribución y Recirculación de Agua	4	Tubos de acero al carbón negro de 2" Ø Sch 80 (ASME B31.3), longitud 12 m, aislados con Polietileno Expandido a 100°C	$14,500 USD
Computador de Flujo e Instrumentación Eagle	1	Unidad XARTU/1B en gabinete NEMA 4X, corrector de volumen AGA-7 (NX-19), módem celular GPRS e interfaz LCD	$8,200 USD
Ingeniería, Permisos y Estudios Especializados	-	Elaboración de MIA Particular, Análisis de Riesgo ASEA y trámites de dictaminación urbana local	$6,500 USD
Línea de Succión de GNC (Alta Presión)	1	Tubería de acero al carbón Cédula 160 clasificada para pruebas de hermeticidad hidrostática a 375 bar con bridas ANSI 1500	$5,800 USD
Mangueras de Alta Presión y Acoples Parker	4	Mangueras flexibles fijas de 1" Ø modelo 5CNG-16 con conectores rápidos Parker aptos para operar a 5,000 psi	$4,600 USD
Ductos Conduit Eléctricos y de Datos (SCD 40)	-	Tubería de acero galvanizado ASTM A-197M de 1" y 2" Ø a prueba de explosión roscada NPT (Longitud total: ~37 m)	$3,600 USD
Tren de Filtración Coalescente y Seco (90°)	2	1 filtro seco inicial (99.5% eficiencia en ≥2 micras) con manómetro diferencial Minder 0-10 psi y 1 filtro de salida	$3,400 USD
Sistema de Alimentación Fotovoltaica y Baterías	1	Panel solar independiente de 20W, tarjeta controladora de carga automatizada y batería de respaldo de 12V 26AHr	$2,100 USD
Sistema de Respaldo UPS Integrado	1	Suministro e instalación de un módulo UPS de 500 VA (600 W) cableado al interior del tablero principal de control	$1,200 USD
Soportes Unicanal y Pasos de Gato	-	Soportería de 10 cm con neopreno (máx 2.4 m) y 1 paso de gato peraltado a 23 cm pintados en Amarillo Tráfico	$900 USD
Topellantas Metálicos y Amarres de Tierra	2	Estructuras en forma de "U" ancladas al asfalto existente y conectadas a la red de tierras del complejo	$700 USD
Total CAPEX			$234,000 USD

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xix. Virtual Pipelines de México S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** San Juan Sin Agua, Guadalcázar, San Luis Potosí.
b. **El proyecto es de** descompresión de gas natural.

Tabla 66. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Descompresora Modular IMW PRS 2000-4000	1	Unidad habilitada en Skid con panel de descarga de dos (2) posiciones (DESC - VPM... pp. 14, 18). Flujo máximo de 2,000 Sm^3/hr	$2,209,900.00 M.N.
Obra Civil General del Predio	1	Limpieza inicial, adecuaciones estructurales y construcción de la caseta de operación técnica a base de ladrillo y cemento	*($110,000.00 USD)*
Obra Mecánica de Alta y Baja Presión	1	Tendido de tuberías de gas natural, accesorios, radiografías y pruebas de hermeticidad normativas	$832,383.46 M.N.
Obra Civil del Complejo PRS	1	Adecuación del terreno, fabricación de la losa o plancha de concreto y colocación de la reja perimetral	$271,590.20 M.N.
Obra Eléctrica y Sistemas Atmosféricos	1	Implementación de red de tierras, sistema de pararrayos (Franklin France active 1D-06), acometida y luminarias	$234,734.00 M.N.
Caseta Móvil Operativa	1	Infraestructura móvil acondicionada para el resguardo de los operadores de combustible	$160,000.00 M.N.
Proyecto Ejecutivo de Detalle	-	Ingeniería de detalle y desarrollo de la documentación técnica y planos de rampa	$92,800.00 M.N.
Equipamiento de Seguridad y Señalética	-	Gatos hidráulicos, calzas de camión, conos reflectivos, eslingas, extintores de 9 kg y letreros restrictivos	$80,000.00 M.N.
Total CAPEX			**$4,381,407.66 M.N.**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xx. ENESTAS, S.A. DE C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Puebla.
b. **El proyecto es de** regasificación de gas natural.

Tabla 68. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Tanque Criogénico de Guarda de GNL	1	Unidad horizontal, estacionaria montada sobre ruedas. Capacidad de 54.5 m^3 de GNL (en litros de agua a 20°C). Diseño de doble pared	$245,000 USD
Vaporizador Natural Ambiental	1	Unidad de regasificación criogénica con una capacidad nominal de entrega de 1,414.83 m^3/h	$65,000 USD
Sistema Economizador de Gas de Venteo	1	Dispositivo de seguridad diseñado para derivar la fase gaseosa interna (boil-off gas) hacia la línea de salida del proceso productivo	$12,500 USD
Líneas de Proceso, Valvulería y Conexiones	1	Tuberías criogénicas de interconexión, válvulas de aislamiento general, economización y lazos de descarga	$8,400 USD
Válvulas de Alivio y Desfogue de Emergencia	-	Componentes mecánicos de apertura calibrada para la prevención de sobrepresión según norma NOM-013-SECRE-2012	$3,600 USD
Malla Perimetral de Resguardo Técnico	1	Cerca de seguridad para la delimitación e infraestructura del recinto de guarda criogénica	$2,200 USD
Estudios Ambientales, de Impacto y Riesgo	-	Elaboración del Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) y el Estudio de Riesgo con modelación de radios de afectación	$6,250 USD
Mano de Obra, Montaje y Anclajes	-	Servicios especializados para posicionamiento de equipos, maniobras e ingeniería de anclaje de rampa (12 días de obra)	$4,500 USD
Total CAPEX			$336,700 USD

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxi. NFE PACIFICO LAP, S. DE R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** La Paz, Baja California Sur.
b. **El proyecto es de** regasificación de gas natural.

Tabla 69. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Central de Generación Eléctrica Integrada	1	Planta con capacidad aproximada de 105 MW, compuesta por tres (3) turbogeneradores alimentados por gas natural	$84,500,000 USD
Módulos y Trenes de Vaporización (Regasificación)	2	Módulos de vaporización continua que transforman el GNL de fase líquida a fase gaseosa mediante intercambiadores de calor	$4,850,000 USD
Línea de Transmisión Eléctrica (LT) de 115 kV	1	Infraestructura de evacuación dividida en una sección aérea de 170.25 m y una sección subterránea de 213.24 m hacia la CFE	$1,650,000 USD
Logística de Interconexión y Tanques de Regulación	1	Sistema de transición directa para la conexión de rampa de ISO Contenedores terrestres hacia las líneas de descompresión	$820,000 USD
Circuito Cerrado de Calentamiento (Agua/Glicol)	2	Sistemas integrados a las turbinas que utilizan la refrigeración por aire de admisión para transferir calor al proceso de regasificación	$740,000 USD
Subestación Eléctrica de Maniobras	1	Patio de alta tensión con transformadores y equipos de control remotos para la entrega formal de energía a la termoeléctrica	$680,000 USD
Pavimentación y Patio de Tráfico Pesado	1	Urbanización de rampa apta para camiones con ISO Contenedores, incluyendo accesos, áreas de carga y patio de maniobras	$410,000 USD
Sistema de Almacenamiento de Agua Industrial	3	1 tanque de agua potable, 1 tanque de agua desmineralizada (DEMI) para procesos y 1 tanque de agua contra incendios	$290,000 USD
Edificaciones de Control y Mantenimiento	3	Construcción civil del Cuarto de Control centralizado, Edificio de Mantenimiento operativo y Caseta de Seguridad perimetral	$185,000 USD
Vaporizador Ambiental de Reserva (Arranque)	1	Unidad independiente de respaldo mecánico utilizada para contingencias operativas y procesos iniciales de arranque	$115,000 USD
Estudios Ambientales, de Impacto y Riesgo	-	Elaboración integral de la MIA de Modalidad Particular con Riesgo (MIA-P) y el Análisis de Riesgo Técnico para la ASEA	$650,000 M.N.
Preparación del Sitio (Fase de Acondicionamiento)	1	Obras de nivelación topográfica y relleno de un terreno con desnivel de 1.5 a 2 m utilizado históricamente como salina	$380,000 M.N.
Total CAPEX			$94,240,000 USD

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxii. NFE PACIFICO LAP, S. DE R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** La Paz, Baja California Sur.
b. **El proyecto es de** regasificación de gas natural.

Tabla 70. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Infraestructura Modular de Regasificación	1	Planta con dos módulos de vaporización continua (1,100,000 SCFH) interconectados a turbogeneradores	$14,500,000 USD
Tanque Criogénico Búfer de Proceso	1	Recipiente de acondicionamiento de GNL que mantiene una alimentación constante a las bombas de alta presión (lazo al 85%)	$280,000 USD
Patín de Bombas de Descarga de GNL	2	Bombas independientes con capacidad de desalojo de 200 a 250 GPM; operan a una temperatura operativa ≤ -160°F	$195,000 USD
Módulos de Bombas de Alta Presión	-	Unidades de desplazamiento positivo a pistones con capacidad de entrega de 221 GPM a presiones de 300 a 650 psig	$165,000 USD
Pavimentos de Concreto Tipo A (Espesor: 40 cm)	1	Losa civil reforzada para bahías de descarga y patio de tránsito pesado; incluye canastillas y pasajuntas de acero	$142,000 USD
Losa de Concreto de Acceso Tipo B/C (20-25 cm)	1	Vialidades secundarias y patios de tráfico ligero con pendientes de drenaje del 1 al 3% y concreto MR=38 kg/cm²	$95,000 USD
Tanques de Almacenamiento de Agua	3	Unidades dedicadas: 1 de agua potable, 1 de agua desmineralizada (DEMI) y 1 tanque contra incendios con red integrada	$85,000 USD
Oficinas Modulares y Cabina de Seguridad	2	Infraestructura administrativa, cuarto de control de procesos centralizado y cabina perimetral de vigilancia	$64,000 USD
Red de Tuberías Criogénicas e Interconexiones	1	Tuberías soldadas en línea con inspección radiográfica (rayos x), protección catódica y aislamiento térmico	$58,000 USD
Vaporizador Ambiental de Reserva	1	Unidad independiente de calentamiento utilizada para el arranque del sistema y soporte en paros de mantenimiento	$45,000 USD
Materiales Pétreos de Banco (Sub-base y Base)	-	Suministro de 30,000 m³ de relleno común, 30,000 m³ de sub-base hidráulica y 30,000 m³ de base premezclada	$1,850,000 M.N.
Estudios Ambientales y Cambio de Uso de Suelo	-	Elaboración del Documento Técnico Unificado (DTU), Estudio de Riesgo y gestiones de tramitología forestal	$450,000 M.N.
Emulsión Asfáltica y Sello de Gravilla	-	Aplicación de 15,000 m² de riego de liga y 150 m³ de gravilla para control de polvo en terracerías	$210,000 M.N.
Reja y Cerca Perimetral de Alambre	1	Malla perimetral de alambre galvanizado para el resguardo de la poligonal de la terminal (60 días de instalación)	$140,000 M.N.
Mano de Obra y Movilización (Fase Constructiva)	-	Contratación de cuadrillas civiles, topografía, soldadores y movilización de maquinaria pesada (209 días)	$120,000 M.N.
Total CAPEX			**$15,624,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxiii. AMIGO LNG, S.A. DE C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Guaymas, Sonora.
b. **El proyecto es de** licuefacción de gas natural.

Tabla 71. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Barcaza Fija de Licuefacción y Energía	1	Unidad modular marítima. Integra tres (3) trenes de licuefacción paralelos e independientes con capacidad de 1.7 MTPA c/u (5.1 MTPA total) y sistema *End Flash Gas*. Incluye dos (2) turbogeneradores de gas de alimentación	$1,850,000,000 USD
Unidades Flotantes de Almacenamiento (FSU)	2	Buques de almacenamiento de GNL atracados de forma fija. Capacidad neta de 145,000 m^3 c/u. Equipados con sistemas de contención criogénica de membrana	$480,000,000 USD
Barcaza Fija de Pretratamiento de GNL	1	Unidad modular marítima. Equipada con cuatro (4) trenes de proceso paralelos (1.4 MTPA c/u) para separación de líquidos, remoción de mercurio, remoción de humedad y compresión	$320,000,000 USD
Infraestructura de Muelle y Atracaderos	1	Estructura marítima de pilotes con una longitud de 1,500 metros lineales en aguas profundas. Dispone de 4 posiciones de atraque fijo para barcazas/FSU y zona para 2 buques metaneros de hasta 266,000 m^3	$145,000,000 USD
Estación de Recepción y Medición Terrestre	1	Componente de frontera y transferencia de custodia (P01) para recibir el gas natural de alta presión proveniente del ducto principal	$2,400,000 USD
Planta de Tratamiento de Aguas (PTAR)	1	Infraestructura terrestre (P02) clasificada para el acondicionamiento, neutralización y depuración biológica de descargas operativas	$1,850,000 USD
Subestación Eléctrica de Distribución	1	Infraestructura interna (U06) para la interconexión, control y suministro de baja/media tensión a las edificaciones terrestres y racks	$950,000 USD
Complejo de Edificaciones y Talleres	6	Edificio administrativo (A1001), Cuarto de Control operativo (A1002), Almacén general (A1004), Caseta de acceso (A1005), Talleres y Garaje (A1006)	$840,000 USD
Estación Contra Incendios Terrestre	1	Edificación especializada (A1003) equipada con banco de bombeo de alta capacidad y sistema de dosificación de espuma química AFFF	$450,000 USD
Área de Carga de Camiones Cisterna	1	Terminal interna (J01) con brazos de carga criogénicos para la distribución local y terrestre de GNL y subproductos condensados	$380,000 USD
Sistemas Auxiliares y Tanques Terrestres	-	Tanques de almacenamiento temporal de agua tratada (U02), servicios de muelle (U03), estanque de colecta pluvial (U04) y generador de nitrógeno (U05)	$310,000 USD
Estudios Regionales y Riesgo Ambiental	-	Elaboración integral de la Manifestación de Impacto Ambiental Regional (MIA-R), Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) y modelaciones SIG	$1,850,000 M.N.
Obras Temporales, Campamento y Logística	1	Instalaciones provisionales de alojamiento para trabajadores, patio de descarga de materiales, accesos de terracería y logística de rampa	$1,200,000 M.N.
Total CAPEX			**$2,803,380,000 USD**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxiv. Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Acuña, Coahuila.
b. **El proyecto es de** distribución de gas natural.

Tabla 72. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Red de Distribución Terrestre (HDPE 4")	22,572.91 m	Tuberías de Polietileno de Alta Densidad HDPE-4710 SDR11. Espesor de pared de 0.409". Presión de operación de 100 psig (7 kg/cm^2)	$43,150,000 M.N.
Red de Distribución Terrestre (HDPE 8")	18,636.70 m	Tuberías de Polietileno de Alta Densidad HDPE-4710 SDR11. Espesor de pared de 0.784". Presión de operación de 100 psig (7 kg/cm^2)	$41,200,000 M.N.
Red de Distribución Terrestre (HDPE 2")	12,320.93 m	Tuberías de Polietileno de Alta Densidad HDPE-4710 SDR11. Espesor de pared de 0.216". Presión de operación de 100 psig (7 kg/cm^2)	$19,850,000 M.N.
Red de Distribución Terrestre (HDPE 3")	6,359.25 m	Tuberías de Polietileno de Alta Densidad HDPE-4710 SDR11. Espesor de pared de 0.318". Presión de operación de 100 psig (7 kg/cm^2)	$10,120,000 M.N.
Acometidas Residenciales (HDPE ¾")	2,805.00 m	Tuberías de Polietileno de Alta Densidad HDPE-4710 SDR11. Espesor de pared de 0.094". Presión de operación de 100 psig (7 kg/cm^2)	$2,240,000 M.N.
Estaciones de Regulación y Medición (ERM)	32	Unidades distribuidas en predios de usuarios industriales y comerciales para el acondicionamiento del caudal y la presión	$4,350,000 M.N.
Sistemas de Perforación Direccional (Cruces)	30	Cruces subterráneos automatizados (8 tramos principales de 80 a 320 metros lineales) en canales, vías de FF.CC. y carreteras	$3,280,000 M.N.
City Gate Acuña (Estación de Recepción)	1	Filtros coalescedores verticales (FC-01/02), válvulas Shut-off Actaris ANSI 600, reguladores Working-Monitor y telemetría ROC 407	$2,150,000 M.N.
Ductos de Camisa de Acero al Carbón (Cruce)	-	Camisas protectoras de 12" y 10" Ø A.C. Cédula 20/40 equipadas con sistemas activos de protección catódica	$840,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento de Zona (HDPE)	18	Válvulas de esfera para el aislamiento seguro de la red por zonas o tramos operativos ante contingencias de fuga	$360,000 M.N.
Válvula Troncal de Acero al Carbón	1	Válvula de esfera montada sobre muñón de paso completo en el punto fronterizo internacional con Estados Unidos	$180,000 M.N.
Total CAPEX			$128,014,349.58 M.N.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxv. Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Acuña, Coahuila.
b. **El proyecto es de** distribución de gas natural.

Tabla 73. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Ductos Principales y Ramales (Línea de 8")	44,013.40 m	Tubería de acero al carbono API 5L Grado B/X42. Espesor de pared de 0.322". Protección anticorrosiva tricapa FBE	$61,850,000 M.N.
Ductos de Distribución Regional (Línea de 4")	20,607.21 m	Tubería de acero al carbono API 5L Grado B, espesor Cédula STD. Resistencia hidrostática de 35,500 psi	$28,420,000 M.N.
Ramales Industriales de Entrega (Línea de 2")	3,787.75 m	Tubería de acero al carbono API 5L Grado B, espesor Cédula STD. Conexión final y arreglos de codos para clientes	$4,950,000 M.N.
Estación de Medición y Regasificación (ERMyC-1)	1	Sistema con dos trenes paralelos (8" Ø) al 100% de flujo. Filtros coalescentes y medidores de flujo tipo Coriolis	$2,650,000 M.N.
Estación de Regulación de Presión Axiales	1	Dos trenes en paralelo (6" Ø) con válvulas axiales para reducción mecánica y control continuo de presión a 21 kg/cm²	$1,840,000 M.N.
Sistemas de Perforación (Cruces Especiales)	25	15 cruces de 8" Ø y 6 cruces de 4" Ø para el cruce de caminos, carreteras de la SCT, arroyos y líneas de Ferromex	$1,680,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento de Bloqueo (8")	26	Válvulas de esfera de paso completo compatibles con diablos. Actuador neumático, bypass y bota telescópica de PVC	$780,000 M.N.
Camisas Protectoras de Acero para Cruces	-	Encamisados estructurales de acero en cruces críticos (arroyos y vías férreas) con puenteo de protección catódica	$620,000 M.N.
Trampas de Envío y Recibo de Diablos	2	Unidades de patín estructural (L/R-2004-001/002). Barriles con manómetros, detectores no intrusivos y venteos elevados	$540,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento de Zona (4" y 2")	9	Válvulas de esfera de paso completo de acero al carbono de 4" (8 unidades) y 2" (1 unidad) en ANSI 300 o Cédula 40	$240,000 M.N.
Planta de Distribución y Regulación *City Gate*	1	Superficie de desplante de 78 m² (13m x 16m) localizada a una distancia no mayor a 30 m de la interconexión central	$180,000 M.N.
Estudios e Ingeniería de Detalle (MIA-R)	-	Elaboración del Manifiesto de Impacto Ambiental Regional (MIA-R), Análisis de Riesgo Técnico y cartografía SIG	$150,000 M.N.
Delimitación y Señalización de Seguridad	-	Conos, caramelos, balizas perimetrales y mamparas de control vial para frentes activos de LA CONTRATISTA	$90,000 M.N.
Total CAPEX			$103,940,000 M.N.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxvi. Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Ciénega de Flores, Nuevo León.
b. **El proyecto es de** distribución de gas natural.

Tabla 74. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Instalación Marginal Subterránea (Ducto de 8")	1,714 m	Tubería de acero al carbono API 5L X42 Cédula .406. Conexión marginal en el Derecho de Vía (DDV) de la SCT	$21,650,000 M.N.
Ducto de Alimentación e Interconexión (12")	716 m	Tubería de acero al carbono API 5L X42 Cédula .375. Avanza por terracería hacia el poniente	$11,200,000 M.N.
Estación de Regulación y Control (ER-6000)	1	Sistema con configuración "Activo-Monitor". Dos trenes paralelos (6") al 100% de capacidad y medidores Coriolis	$3,450,000 M.N.
Sistemas de Hincado de Tubería (Cruces)	1	Cruzamiento subterráneo sin zanja bajo el DDV de la Autopista 85D (Km 32+686.00) mediante *Pipe Ramming*	$1,850,000 M.N.
Camisa Protectora de Acero (Cruce Autopista)	80 ml	Camisa de acero estructural de 18 pulgadas de diámetro para alojar y proteger el ducto principal de 12"	$720,000 M.N.
Registros Civiles de Concreto Operativos	3	Estructuras de concreto reforzado de 2.50 m x 2.50 m (2 registros de 5 m^2 cada uno en línea de 8" y 1 en línea de 12")	$480,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento Trunnion (12")	3	Válvulas de esfera tipo Trunnion de paso completo, clase ANSI 300; seccionan el flujo hacia el *City Gate*	$380,000 M.N.
Válvula de Seccionamiento Trunnion (8")	1	Válvula de esfera tipo Trunnion de paso completo, clase ANSI 300; instalada en la salida del Parque Nexxus ADN2	$140,000 M.N.
Estudios Ambientales e Ingeniería (MIA-P)	-	Elaboración integral de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA-P) y gestiones ante la ASEA	$260,000 M.N.
Obras Provisionales y Bodegas de Cartón	-	Oficinas de gabinete y bodegas temporales de madera y lámina de cartón; puestos de vigilancia nocturna	$85,000 M.N.
Total CAPEX			$40,215,000 M.N.

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxvii. Consumidora Industrial de Hidalgo S. de R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Tizayuca, Hidalgo.
b. **El proyecto es de** distribución de gas natural.

Tabla 75. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Línea de Distribución Regular (Por construir)	7,406.75 m	Tubería de acero al carbono API 5L X42 de 4" de diámetro nominal (4.5" exterior). Espesor de pared de 4.77 mm (0.188")	$8,240,000 USD
Línea de Distribución Menor (Por construir)	744.31 m	Tubería de acero al carbono API 5L X42 de 3" de diámetro nominal (3.5" exterior). Espesor de pared de 4.77 mm (0.188")	$680,000 USD
Estaciones de Regulación y Medición (EMR)	5	Unidades prefabricadas (60 m^2 c/u) para nuevos usuarios finales (Textiles, Alurgia, HPP, Nutrimentos y Laminadora)	$410,000 USD
Sistemas de Perforación (Cruces Especiales)	7	Cruces de infraestructura: 3 carreteros (carretera México-Pachuca a 2.0 m prof.), 2 de canales de agua y 1 con CFE	$385,000 USD
Adecuación Física de la EMR de Interconexión	1	Actualización de componentes: Filtro coalescente 1480, medidor 7M1480, reguladores EZR al 60% y válvula de alivio Mercer	$145,000 USD
Ánodos de Sacrificio de Alta Potencia (32 lbs)	-	Dispositivos galvánicos de magnesio distribuidos linealmente a una distancia de 180 metros a lo largo de toda la red	$78,000 USD
Estaciones de Prueba y Control Catódico	10	Registros de intemperie cableados para lecturas periódicas de voltaje tubo/suelo en puntos críticos y cruces	$32,000 USD
Ánodos de Sacrificio de Resguardo (9 lbs)	5	Unidades individuales de magnesio instaladas en la rampa de entrada de cada estación de regulación de usuario	$15,000 USD
Estudios de Riesgo, SASISOPA y MIA Regional	-	Trámite de la MIA-R con actividad altamente riesgosa, Estudio de Riesgo Nivel 0 (Ductos Terrestres) y pólizas de seguro	$450,000 M.N.
Terreno de Acopio y Control de Obra (300 m^2)	1	Predio plano sin cobertura vegetal ni cultivos en pie para resguardo temporal de tuberías protegidas con lonas	$120,000 M.N.
Total CAPEX			$9,985,000 USD

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxviii. Distribuidora de Gas Natural México, S.A. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Ocoyoacac, Estado de México.
b. **El proyecto es de** distribución de gas natural.

Tabla 76. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Línea de Distribución Base (Tubería PE)	4.457 m	Tubería de polietileno de alta densidad (PE-3408) de 3" de diámetro nominal (DIS - Ocoy... pp. 9, 13). Conducción urbana e industrial	$6,240,000 M.N.
Ductos de Conexión de Acero al Carbón	-	Líneas de acero de 6" y 3" de diámetro en Cédula 80 para zonas de alta fricción o interconexión inicial	$2,850,000 M.N.
Estación Reguladora y de Medición *City Gate*	1	Unidad *City Gate Ocoyoacac* con desplante físico de 150 m^2. Regula desde los 21 kg/cm^2 a 7.025 kg/cm^2	$1,200,000 M.N.
Sistemas de Perforación (Cruces Especiales)	7	Cruces de infraestructura: 1 ferroviario direccional, 2 carreteros activos (Ocoyoacac-Amomolulco) y 4 de ríos	$830,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento de Bloqueo (PE)	7	Válvulas de esfera de paso completo de 3" de diámetro fabricadas en polietileno PE-3408 para cortes rápidos	$210,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento de Acero (6")	3	Válvulas de corte de flujo de paso completo en acero al carbono de 6" de diámetro para la rampa de interconexión	$115,000 M.N.
Estudios Ambientales e Ingeniería (MIA-P)	-	Elaboración integral de la Manifestación de Impacto Ambiental, Ingeniería de Detalle y dictamen de Riesgo Nivel 0	$185,000 M.N.
Campamento Base Móvil de Acopio de Obra	1	Módulo de 50 m^2 para el resguardo físico de herramientas, instrumentación secundaria y accesorios de ensamble	$50,000 M.N.
Válvulas de Seccionamiento Secundarias (2")	2	Unidades de corte de 2" de diámetro para el control final en transiciones de ramales de polietileno de alta densidad	$20,000 M.N.
Total CAPEX			**$11,700,000 M.N.**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxix. Transportadora de Gas Sierra Madre, S. de R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Chihuahua.
b. **El proyecto es de** transporte de gas natural.

Tabla 77. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Derecho de Vía Permanente (Ducto Troncal)	800.00 km	Tubería de Acero al Carbón API 5L PSL2 Grado X-70 M. Diámetro nominal continuo de 48"	1,112.63 ha
Ductos de Conexión de Acero al Carbón	-	Líneas de acero de 6" y 3" de diámetro en Cédula 80 para zonas de alta fricción o interconexión inicial	*(Franja de 14 m)*
Derecho de Vía Temporal (Franja de Obra)	800.00 km	Secciones de maniobra civil y acopio de suelo de excavación. Se reintegra post-tapado	880.79 ha
Sistemas de Perforación (Cruces Especiales)	7	Cruces de infraestructura: 1 ferroviario direccional, 2 carreteros activos (Ocoyoacac-Amomolulco) y 4 de ríos	*(Franja de 11 m)*
Estaciones de Compresión (CS-1 a CS-4)	4	Unidades de filtración, regulación y turbocompresión con sistemas de aeroenfriamiento integrados	19.33 ha
Válvulas de Seccionamiento de Acero (6")	3	Válvulas de corte de flujo de paso completo en acero al carbono de 6" de diámetro para la rampa de interconexión	*(Suma total de terrenos)*
Estación EMRyC Puerto Libertad	1	Unidad terminal de Medición, Regulación y Control para la transferencia hacia la planta de licuefacción	3.18 ha
Caminos de Acceso Nuevos a Estaciones	4	Vialidades civiles de terracería y asfalto para el ingreso operativo a las plantas de compresión	5.00 ha
Caminos de Acceso Nuevos a Válvulas	23	Senderos específicos de inspección y mantenimiento para el acceso a las casetas de bloqueo	7.97 ha
Campamentos de Construcción Confinados	8	Módulos de obra de dimensiones variables (ej. 5 ha c/u en matorrales/pastizales; 1 ha en zonas boscosas)	24.00 ha
Cruce Fronterizo Internacional HDD	477.00 m	Perforación Direccional Horizontal (HDD) subsuperficial bajo el lecho del Río Bravo (Chihuahua-Texas)	Punto de transferencia
Válvulas de Seccionamiento de Bloqueo	27	Unidades de corte de flujo rápido del tipo Main Line Valve (MLV). Instaladas bajo distancias de la NOM-007	1.44 ha
Presupuesto de Mitigación Ambiental	-	Fondos etiquetados en el OPEX para el Plan de Restauración, Rescate de Flora/Fauna y Revegetación	$585,928,452.48 M.N.
Total CAPEX			**$65,240,000,000.00 M.N.**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.

xxx. Transportadora de Gas Sierra Madre, S. de R.L. de C.V.

a. **La ubicación del proyecto es** Chihuahua.
b. **El proyecto es de** transporte de gas natural.

Tabla 78. Desagregación de los componentes de inversión

Componente de Infraestructura	Cantidad	Definición	Inversión Estimada
Lote de Suministro Mecánico Integral	-	Compra e importación de tuberías, herrajes de unión, válvulas candado, resinas de termofusión y accesorios	$24,825,862.07 M.N.
Obra Civil, Mecánica y Tendido de Red	-	Apertura de zanjas, hincado HDD, alineación, soldadura estructural de acero y compactación asfáltica	$45,773,275.86 M.N.
Estudios de Ingeniería y Trámites CRE	-	Desarrollo de ingeniería de detalle, topografía, Manifestación de Impacto Ambiental y gestoría federal	$24,228,448.27 M.N.
Total CAPEX			**$110,000,000.00 M.N.**

Confidencial

El presente documento está destinado solamente para el Cliente.
La información contenida es confidencial.