

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028





PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2014



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Cesar Emilio Hernández Ochoa
Subsecretario de Electricidad

María de Lourdes Melgar Palacios
Subsecretaria de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández
Oficial Mayor

Rafael Alexandri Rionda
Director General de Planeación e Información Energéticas

Víctor Manuel Avilés Castro
Director General de Comunicación Social



RESPONSABLES DE LA ELABORACIÓN DE PROSPECTIVAS Y CONTACTO:

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas
(ralexandri@energia.gob.mx)

Luis Gerardo Guerrero Gutierrez

Director de Integración de Prospectivas del Sector
(lguerrero@energia.gob.mx)

Fabiola Rodríguez Bolaños

Subdirectora de Integración de Política Energética
(frodriguez@energia.gob.mx)

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera

Subdirectora de Políticas de Combustibles
(aubaldo@energia.gob.mx)

Ana Lilia Ramos Bautista

Jefa de Departamento de Política Energética
(aramos@energia.gob.mx)

Francisco Rueda Moreno

Jefe del Departamento de Programas Sectoriales
(frueda@energia.gob.mx)

Portada

Diseño de portada: Karimi Anabel Molina Garduño. (Jefa del Departamento de Diseño Gráfico).

Apoyo administrativo: María de la Paz León Femat, Maricela de Guadalupe Novelo Manrique.

2014. Secretaría de Energía



AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades, organismos e instituciones para la integración de esta prospectiva:

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Comisión Reguladora de Energía

Dirección Corporativa de Finanzas de PEMEX

Dirección Corporativa de Operaciones de PEMEX

Dirección de Integración de Estrategias

Dirección General de Gas L.P., Secretaría de Energía

Director General de Transformación Industrial de Hidrocarburos

Energía Costa Azul

Gas del Litoral

Gas Natural México de Monterrey

Instituto Mexicano del Petróleo

PEMEX Corporativo

PEMEX Exploración y Producción

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

PEMEX Petroquímica

PEMEX Refinación

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Subsecretaría de Hidrocarburos

Terminal KMS de GNL

ÍNDICE

ÍNDICE	8
Índice de Figuras	9
Índice de Cuadros	11
Presentación	13
Introducción	15
Resumen Ejecutivo	17
1. Capítulo Uno. Marco regulatorio del Gas Natural y Gas L.P.	23
1.1. Reforma Energética.....	23
1.2. Leyes Secundarias.....	27
1.2.1. Ley de hidrocarburos.....	27
1.3. Fortalecimiento Institucional.....	30
2. Capítulo Dos. Mercado internacional de gas natural y gas L.P.	33
2.1. Demanda de gas natural y gas L.P.....	33
2.2. Producción de gas natural y gas L.P.....	36
2.3. Reservas de gas natural.....	39
2.4. Comercio exterior de gas natural y gas L.P.....	41
3. Capítulo Tres. Mercado nacional de gas natural y gas L.P.	45
3.1. Demanda Nacional.....	45
3.1.1. Demanda Sectorial.....	46
3.1.2. Demanda Regional y Estatal.....	50
3.2. Oferta Nacional.....	54
3.2.1. Reservas de gas natural.....	54
3.2.2. Producción de gas natural.....	56
3.2.3. Producción de gas L.P.....	58
3.2.4. Infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento.....	59
3.2.5. Comercio Exterior.....	66
3.3. Precios.....	68
3.4. Balance nacional 2003-2013.....	71
4. Capítulo Cuatro. Prospectivas de gas natural y gas L.P.	75
4.1. Demanda Nacional.....	75
4.1.1. Demanda Regional y Estatal.....	88
4.2. Producción Nacional.....	91
4.2.1. Producción de gas natural en proyectos de PEMEX y de PEMEX más asociaciones.....	92
4.3. Infraestructura de gas natural y gas L.P.....	99
4.4. Comercio Exterior.....	103
4.5. Balance Nacional.....	105
Anexos	111
Glosario	147
Factores de conversión	152
Abreviaturas	157



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1.	Nuevo modelo de la industria de gas natural.....	27
Figura 1. 2.	Nuevo diseño institucional.....	30
Figura 2. 1.	Consumo mundial de gas natural, 2013.....	35
Figura 2. 2.	Consumo por región de gas L.P., 2003-2013.....	35
Figura 2. 3.	Producción de Gas Natural.....	38
Figura 2. 4.	Producción por región de gas L.P., 2003-2013.....	38
Figura 2. 5.	Comercio exterior de gas natural.....	42
Figura 2. 6.	Exportaciones de gas L.P. de Estados Unidos de América.....	43
Figura 2. 7.	Principales exportadores de gas L.P.....	44
Figura 2. 8.	Exportaciones de gas L.P. de Arabia Saudita.....	44
Figura 3. 1.	Demanda nacional de combustibles, 2013.....	45
Figura 3. 2.	Demanda nacional de gas natural y gas L.P. por sector.....	46
Figura 3. 3.	Demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico, 2013.....	47
Figura 3. 4.	Demanda de combustibles en el sector industrial, 2013.....	48
Figura 3. 5.	Demanda nacional de combustibles en el sector petrolero, 2013.....	49
Figura 3. 6.	Demanda Nacional de combustibles del sector residencial, 2013.....	49
Figura 3. 7.	Demanda nacional de combustibles del sector servicios, 2013.....	50
Figura 3. 8.	Demanda regional de gas natural, 2013.....	51
Figura 3. 9.	Reservas remanentes totales de gas natural por categoría*.....	55
Figura 3. 10.	Producción de gas natural asociado y no asociado, 2003-2013.....	57
Figura 3. 11.	Infraestructura de gas natural, 2013.....	61
Figura 3. 12.	Infraestructura para transporte y distribución de gas L.P.....	65
Figura 3. 13.	Capacidad de almacenamiento de gas L.P., 2013.....	66
Figura 3. 14.	Puntos de importación y exportación de gas natural, 2013.....	67
Figura 3. 15.	Comercio exterior de gas L.P en México, 2013.....	68

Figura 3. 16. Precios de referencia (venta de primera mano en Reynosa) de gas natural, 2010-2013.....	69
Figura 3. 17. Precios de VPM y público de gas L.P, 2003-2013.....	71
Figura 4. 1. Demanda de gas natural 2003-2028.....	76
Figura 4. 2. Demanda de gas natural por sector 2013 y 2028.....	76
Figura 4. 3. Demanda de gas L.P.2003- 2028.....	77
Figura 4. 4. Demanda de gas L.P. por sector 2013 y 2028.....	77
Figura 4. 5. Demanda de gas natural por rama 2013 y 2028.....	81
Figura 4. 6. Demanda industrial de gas L.P. y PIB de la industria manufacturera, 2013-2028...82	
Figura 4. 7. Ahorro de gas L.P. en el consumo residencial por mejoras técnicas y cambio en los patrones de consumo, 2013-2028.....	85
Figura 4. 8. Ahorro de gas natural en los sectores residencial y servicios (base=2002), 2013-2028.....	87
Figura 4. 9. Ahorro de gas L.P. en el sector servicios por tipo de equipo, 2013-2028.....	87
Figura 4. 10. Produccion de gas natural por origen 2014-2028.....	92
Figura 4. 11. Produccion de gas natural por tipo 2014-2028.....	93
Figura 4. 12. Produccion de gas natural por región 2014-2028.....	94
Figura 4. 13. Escenario de producción de gas natural por grandes proyectos,.....	95
Figura 4. 14. Escenario de producción de gas natural por etapa1 de ciclo de vida de los proyectos, 2014-2028.....	96
Figura 4. 15. Escenario de gas natural enviado por la EPS de exploración y producción a la eps de transformación industrial (antes pgbp), 2014-2028.....	97
Figura 4. 16. Escenario de oferta de gas seco de la EPS de transformación industrial (antes PGPB), 2014-2028.....	97
Figura 4. 17. Producción de gas L.P. de la EPS de transformación industrial (antes PGPB) por CPG, 2013-2028.....	98
Figura 4. 18. Producción de gas L.P. de la EPS de transformación industrial (antes PR) por refinería, 2013-2028.....	99
Figura 4. 19. Importaciones de gas natural, 2013-2028.....	103
Figura 4. 20. Importaciones de gas natural licuado, 2013-2028.....	104
Figura 4. 21. Importaciones de gas L.P., 2013-2028.....	105



ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2. 1. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2013	40
Cuadro 3. 1. Demanda de combustibles en el sector autotransporte, 2003-2013.....	47
Cuadro 3. 2. Ventas internas de gas L.P. por región Y estado, 2013	53
Cuadro 3. 3. Reservas remanentes totales de gas natural 2003-2014	54
Cuadro 3. 4. Reservas remanentes totales de gas natural descubiertos en 2013.....	56
Cuadro 3. 5. Extracción de gas natural por región, 2003-2013.....	57
Cuadro 3. 6. Proceso de gas natural, producción de gas seco1	58
Cuadro 3. 7. Producción de gas L.P. en PGPB, 2003-2013	59
Cuadro 3. 8. Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural.....	60
Cuadro 3. 9. Datos y compromisos quinquenales de los permisionarios de distribución, al cierre de 2013.....	63
Cuadro 3. 10. Permisos de almacenamiento de GNL, 2013	64
Cuadro 3. 11 Permisos de distribución de gas L.P.otorgados por la sener*	64
Cuadro 3. 12. Balance nacional de gas natural, 2003-2013	72
Cuadro 3. 13. Balance nacional de gas L.P., 2003-2013	73
Cuadro 4. 1. Demanda de combustibles del sector eléctrico público 2013 - 2028.....	79
Cuadro 4. 2 Demanda de combustibles del sector eléctrico PRIVADO 2013 - 2028	79
Cuadro 4. 3 Demanda de combustibles del sector industrial 2013 - 2028	80
Cuadro 4. 4. Demanda de combustibles del sector petrolero 2013-2028	83
Cuadro 4. 5. Demanda de gas natural de EPS-transformación industrial (PPQ)1,.....	83
Cuadro 4. 6. Ventas de gasolinas, gas L.P. carburante y gas natural comprimido en el sector autotransporte, 2013-2028	84
Cuadro 4. 7. Consumo de combustibles en el sector Residencial 2013-2028	85
Cuadro 4. 8. Consumo de combustibles en el sector servicios 2013-2028	86



Cuadro 4. 9. Consumo regional de gas natural por estado, 2013-2028	89
Cuadro 4. 10. Ventas internas de gas l.p. por región y entidad federativa, 2013-2028.....	90
Cuadro 4. 11. Producción prospectiva de gas Natural 2015-2028	91
Cuadro 4. 12. Proyectos del plan de gasoducto 2015-2018	100
Cuadro 4. 13. Principales proyectos de inversión de la EPS de transformación industrial (antes PGPB).....	101
Cuadro 4. 14. Principales contratos de servicio de la EPS de transformación (antes PGPB).....	102
Cuadro 4. 15. Balance nacional de gas natural, 2013-2028.	106
Cuadro 4. 16. Proyectos de cogeneración	108
Cuadro 4. 17. Balance nacional de gas L.P, 2013-2028.....	109

PRESENTACIÓN

Actualmente una de las prioridades del gobierno del presidente Enrique Peña Nieto, es aprovechar los recursos energéticos con los que se cuenta de forma racional, sustentable y con apego a los principios de soberanía nacional, eficiencia económica y utilidad social. Es por esto que el 20 de diciembre de 2013 se aprobó la Reforma en materia de energía, con la cual se pretende impulsar el desarrollo de todo el sector energético y tener como resultado mayores beneficios a la Nación.

Las actividades de la industria de hidrocarburos han tenido una gran importancia para el país, no sólo desde el punto de vista económico y de finanzas públicas, sino desde la perspectiva de seguridad energética. Por lo que, con la aprobación de la Reforma, se presenta un nuevo diseño institucional y un nuevo modelo de la industria de gas natural con el que se busca incrementar la seguridad energética, desarrollar nueva infraestructura en todos los estados para garantizar la disponibilidad de hidrocarburos, atender incrementos en la demanda y evitar futuras crisis, tener acceso abierto a la red y mejores condiciones de seguridad en el suministro de gas.

En materia de gasoductos se prevé que su extensión se incrementará en más de 6 mil kilómetros hacia 2018. Esta cifra, sin precedentes para el sector energético nacional, beneficiará a 17 entidades federativas y a un estimado de 16 millones de habitantes. El sistema de gasoductos que se construye en el norte del país, aumentará los volúmenes de suministro hacia el Bajío, centro y occidente, y llevará los beneficios del gas natural a la región del sur sureste, con lo que se favorecerá a los estados de Chiapas, Guerrero y Oaxaca. Con ello, el Gobierno Federal contribuirá a disminuir la desigualdad del desarrollo económico e industrial entre el norte y el sur del país.

El suministro de gas natural por ductos promoverá el crecimiento económico y la creación de empleos, la formación de cadenas productivas y las exportaciones, y hará posible abatir los precios de la electricidad para los consumidores. Asimismo, la expansión de la infraestructura de gasoductos del país ofrecerá a millones de mexicanos el acceso a un combustible limpio y con menor emisión de gases de efecto invernadero, en comparación con la situación actual, en la que se usan otros petrolíferos e incluso la leña, la cual afecta considerablemente la salud de las mujeres y niños campesinos.

Por otra parte, la importancia del gas licuado de petróleo (gas L.P.) en el consumo en los hogares mexicanos hace necesario el desarrollo de nuevos proyectos que garanticen el acceso a este combustible y el buen funcionamiento de la industria de gas L.P.

Actualmente, las condiciones del mercado de la industria del gas natural y gas L.P. están cambiando rápidamente, por lo que es necesario contar con herramientas de planeación que consideren las condiciones actuales del mercado y evalúen los posibles escenarios, realizando una proyección de su comportamiento que permita la toma de decisiones en el mediano y el largo plazo. El sector energético es un sector productivo con características particulares que exige una visión de largo plazo, en este sentido, la Secretaría de Energía trabaja en una solución para hacer frente a esta necesidad.

Cabe señalar que este documento es el resultado de un esfuerzo coordinado, entre las diversas entidades del sector, en el que se presentan los roles tanto de gas natural como de gas L.P. que son fundamentales para el sector energético



INTRODUCCIÓN

La importancia del gas natural y gas L.P. en México hace que sea necesario tener un documento en el que se muestre la evolución del mercado en los próximos años. Es por esto que la Secretaría de Energía con fundamento en el Artículo 24, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, debe elaborar los documentos prospectivos de gas natural y gas L.P. con rigor metodológico a partir de la información más actualizada y confiable.

En este documento se presenta información del mercado de gas natural y gas L.P. con respecto al comportamiento histórico y prospectivo en un horizonte de planeación de quince años, de acuerdo a esto el documento se integra por cuatro capítulos.

El primer capítulo describe las regulaciones de las actividades de la cadena de valor de gas natural y gas L.P. y las atribuciones del Estado, específicamente, de la Secretaría de Energía (SENER), de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Así como la creación del Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS).

El segundo capítulo explica el mercado Internacional de gas natural y gas L.P., y describe los temas de demanda, producción y reservas, así como el comercio de estos gases en el periodo de 2003-2013.

El tercer capítulo contiene un análisis de los componentes de los mercados nacionales de gas natural y gas L.P., en el que se describe, además de las reservas de gas natural, la demanda, oferta, infraestructura, precios de referencia, comercio y, el balance nacional histórico de estos gases.

En el capítulo cuatro se describe el comportamiento esperado de la demanda y oferta de gas natural y gas L.P. así como de las reservas de gas natural. Se describe también el desarrollo de los nuevos proyectos de infraestructura planeados para los próximos años y finalmente se presenta el balance prospectivo de gas natural y gas L.P.



RESUMEN EJECUTIVO

Marco regulatorio de Gas Natural y Gas L.P.

En diciembre de 2013, el país trazó un nuevo rumbo modificando las bases para el desarrollo de una de las actividades más estratégicas. La Reforma Energética, impulsada desde el ejecutivo, y aprobada por el H. Congreso de la Unión, permitirá a México impulsar el desarrollo de todo el sector energético y dará como resultado mayores beneficios a la Nación.

El pasado 20 de diciembre de 2013, se promulgó la Reforma Energética en la cual se establecen las bases de un modelo eficiente y sostenible a través del cual el Estado podrá llevar a cabo las actividades de exploración y extracción en un entorno favorable tanto para Pemex como para la inversión privada. Por lo que en materia energética se modificaron los artículos 25, 27 y 28 constitucionales.

El artículo 25 Constitucional estipula que la Nación llevará a cabo las actividades relacionadas a la planeación y control de las actividades relacionadas con la explotación y extracción de hidrocarburos, estas actividades se realizarán mediante la asignación a Empresas Productivas del Estado (EPE¹) o mediante contratos realizados con éstas o con empresas privadas, en términos de la Ley Reglamentaria.

En el artículo 27 Constitucional se menciona que la Nación tendrá la propiedad del petróleo, así como de los hidrocarburos líquidos, sólidos y gaseosos, y ésta será inalienable e imprescriptible, y no se otorgaran concesiones. Sin embargo, con el fin de obtener ingresos para el Estado, las actividades de exploración y extracción se realizarán mediante asignaciones a las EPE o a través de contratos realizados con éstas o con particulares, en términos de la Ley Reglamentaria. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

En el artículo 28 Constitucional, se establece la creación de un fideicomiso público llamado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, que tendrá por objeto la recepción y ejecución de los pagos de las asignaciones y/o contratos para la exploración y producción, además de administrar los ingresos provenientes del petróleo e hidrocarburos, estableciendo el destino y uso de los recursos generado a favor de la Nación.

A raíz de las modificaciones constitucionales derivadas de la Reforma Energética, se formularon leyes secundarias que complementan el marco regulatorio y legal del sector, y en las que se especifica cómo debe funcionar en la práctica la relación del Estado con las EPE y empresas privadas. Dentro de estas leyes se reformaron 12 y se expidieron nueve entre las que se encuentra la Ley de Hidrocarburos, en la cual se materializa un nuevo modelo de actividades de explotación y extracción de hidrocarburos, actividades de procesamiento de gas, ventas de primera mano, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización.

Además, se tiene un nuevo diseño institucional con el cual se fortalece a los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, como son: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Éstos tendrán personalidad jurídica propia y autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria. Los Organismos estarán regulados por la Secretaría de Energía y otras dependencias del Ejecutivo Federal a través de un Consejo de Coordinación del Sector Energético.

Se establece la creación de un Centro Nacional de Control del Gas Natural, que se encargará de administrar y coordinar la operación del Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento de gas natural, con el fin de garantizar la continuidad y seguridad del servicio de transporte y almacenamiento de dicho combustible, así como suministrar gas natural a todo el territorio nacional.

¹ Petróleos Mexicanos y Comisión Federal de Electricidad.

Mercado Internacional de Gas Natural y Gas L.P. Gas Natural

A nivel mundial la demanda de gas natural en 2013 fue de 323,891.9 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), 1.4% mayor a la registrada en 2012. En general, todas las regiones tuvieron un incremento en la demanda de este combustible a excepción de la región de Europa y Euroasia, cuya demanda en 2013 fue 1.4% menor en comparación con el año anterior, no obstante se mantiene como la mayor consumidora de gas natural con un volumen de 103,016.2 mmpcd. Le sigue Norteamérica con 89,347.2 mmpcd, Asia-Pacífico con 61,840.5 mmpcd, Medio Oriente 41,438.1 mmpcd, Sudamérica 16,315.9 y finalmente África con 11,934.0 mmpcd.

En cuanto a la producción mundial de gas natural, en 2013 creció un 1.1%, lo que representó un aumento menor al promedio que se había presentado en los últimos 10 años de 2.5%. Con excepción de la región de África, todas las regiones tuvieron un incremento en su producción, en este sentido, la región con mayor producción fue Europa con una participación de 31.7% de la producción mundial, seguida de Norteamérica con 27.0%, Medio Oriente 17.0%, Asia 14.0%, África 6.0% y finalmente Sudamérica con 5.0%. En Estados Unidos de América la producción se incrementó 1.3%, destaca que este país fue el principal productor a nivel mundial con 66,525.6 mmpcd, seguido de Rusia con 58,511.2 mmpcd. En el caso de Nigeria e India, estos dos países tuvieron las mayores disminuciones volumétricas 16.4% y 16.3% respectivamente.

Las reservas probadas de gas natural a nivel mundial, sin incluir los recursos no convencionales², ascendieron a 6,557.8 billones de pies cúbicos (bpc) en 2013. De este total, cerca del 80% se concentran en diez países. El país con mayores reservas probadas fue Irán con 1,192.9 bpc que representa el 18.2% de las reservas probadas totales, seguida de Rusia y Qatar con 1,103.6 bpc y 871.5 bpc respectivamente. México ocupa el lugar 35 en reservas probadas con 12.3 bpc y una participación de 0.2%.

En cuanto al volumen de gas natural destinado al comercio exterior, éste se incrementó 1.8 % en 2013, llegando a un total de 100,229.8 mmpcd. Las importaciones de gas natural por ducto se ubicaron en 68,753.8 mmpcd, lo que representó 2.3% adicional a las registradas en 2012, mientras que las importaciones de gas natural licuado (GNL) alcanzaron 31,475.9 mmpcd. La región que tuvo el mayor comercio de gas natural fue Europa con 56,594.5 mmpcd. En Norteamérica, Estados Unidos de América y Canadá disminuyeron sus importaciones de GNL, mientras que México tuvo un incremento de 18.4% en sus importaciones mediante ductos provenientes de Estados Unidos de América.

Gas L.P.

El consumo de gas L.P. a nivel mundial se ubicó en 265.0 millones de toneladas (mmt) en 2013. En general, todas las regiones registraron un crecimiento³. La región de Asia-Pacífico representó el 35.0% del consumo mundial, esto debido a la mayor utilización en el sector residencial y servicios con 60.0%, seguido del sector industrial con 17.0% y transporte con 10.0%.⁴

En 2013, la producción mundial de Gas L.P. fue de 280.0 mmt. Los principales incrementos se originaron en Medio Oriente y Estados Unidos de América, además de que se espera que en los próximos tres años África, Australia, Rusia y China aumenten su participación. En el caso de este último país, el incremento se encuentra vinculado a la ampliación de sus refinerías. En contraste la región de Centro y Sudamérica tuvieron disminución en sus producciones.

² Los recursos no-convencionales existen en acumulaciones diseminadas a través de grandes áreas y no son afectadas por influencias hidrodinámicas. Entre los ejemplos de lo anterior se pueden mencionar el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), gas y aceite de lutitas (shale gas/oil), hidratos de metano, arenas bituminosas y depósitos de aceite en lutitas. Típicamente, estas acumulaciones requieren de tecnología especializada para su explotación, por ejemplo, deshidratado del gas del carbón, programas de fracturamiento hidráulico masivo, inyección de vapor o solventes, etc. (Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México 1 de enero de 2014).

³ Statistical Review of Global LP Gas.

⁴ The Oxford Institute for Energy Studies, The US Shale Revolution and the changes in LPG Trade Dynamics: A Threat to the GCC?. July 2014.

En el caso del comercio de gas L.P., los volúmenes comercializados por los principales exportadores han disminuido debido a la caída de la demanda de gas L.P, a excepción de las exportaciones de los Estados Unidos de América, cuyo volumen paso de 0.41 Mt en 2012 a 0.86 Mt en 2013.

Mercado Nacional de Gas Natural y Gas L.P.

Gas Natural

En 2013 la demanda nacional de gas natural fue de 6,952.4 mmpcd. Con respecto a otros combustibles la demanda de gas natural tuvo una participación de 41.8%, seguido de la gasolina y diésel con 22.7% y 13.5% respectivamente. El sector eléctrico público (centrales legadas y externas legadas) fue el mayor consumidor en ese año con un volumen de 2,892.5 mmpcd, le siguen el sector petrolero con 2,272.2 mmpcd, industrial con 1,239.9 mmpcd, eléctrico privado con 430.2 mmpcd, residencial con 86.7 mmpcd, servicios y autotransporte con 28.5 mmpcd y 2.4 mmpcd respectivamente.

Las reservas remanentes totales de gas natural al 1° de Enero de 2014 se estimaron en 59,664.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), cifra que representa una disminución del 5.6% respecto al año anterior. Estas reservas se concentraron principalmente en la región Norte con 53.7% del total de este tipo de reservas, seguido de la región Marina Suroeste con 24.5%, la región Sur con 14.7% y finalmente la región Marina Noreste con 7.2%⁵.

Las reservas remanentes totales de gas natural están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles. Las primeras presentaron un volumen de 16,548.5 mmmpc, equivalentes al 27.7%; las reservas probables fueron de 16,715.6 mmmpc, es decir, 28.0% de la reservas remanentes totales; y finalmente las reservas posibles fueron las que presentaron un volumen mayor con 26,400.7 mmmpc, 44.2% del total.

En 2013, la extracción de gas natural fue de 6,370.6 mmpcd, cifra que representó una disminución de 0.2% respecto al año anterior. La producción de gas ha presentado un decremento en los últimos años debido a sus bajos precios, que inciden en una rentabilidad mucho menor de los proyectos de gas no asociado en comparación con los proyectos de crudo. La región Norte fue la mayor productora de gas con un volumen de 2,061 mmpcd, seguido de la Sur con 1,571 mmpcd, y las regiones Marina Noreste y Suroeste con 1,412 mmpcd y 1,327 mmpcd respetivamente.

El procesamiento de gas natural en 2013 fue de 4,404.0 mmpcd, 0.5 % más que en 2012. De los cuales 3,330.0 mmpcd fueron de gas húmedo amargo y 1,074.0 mmpcd de gas húmedo dulce. El gas seco proveniente de los centros procesadores de gas (CPG), alcanzó un volumen procesado de 3,693.0 mmpcd, 1.8% mayor a la del año 2012, principalmente por una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce en Burgos⁶, mientras que el gas proveniente directamente de los campos presentó una disminución de 19.1% con un volumen de 737.0 mmpcd.

Hasta 2013 se tenían 23 permisos de transporte de acceso abierto, de los cuales 18 se encuentran operando y cinco en construcción. La totalidad de estos suman una longitud de 13,889.8 km y un volumen promedio de 37,536.4 mmpcd, de este volumen, 32,289.4 mmpcd pertenecen a permisos en operación. De éstos, PGPB cuenta con 9,043 kilómetros de ductos de transporte y una capacidad de transporte de 5,055.2 mmpcd de los cuales 4,945.3 mmpcd se transportan por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y 109.9 mmpcd por el Sistema Naco-Hermosillo (SNH). Actualmente estos sistemas se encuentran saturados⁷.

En cuanto a los permisos de distribución al cierre de 2013 se tenían 22 permisos, con una longitud de red de 49,181 km y una inversión de 2.2 millones de dólares. Por otra parte se tenían tres permisos de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) con un volumen de 920,000 metros cúbicos (m³).

⁵ Los porcentajes pueden no sumar el 100% debido a redondeo.

⁶ Petróleos Mexicanos, informe anual 2013.

⁷ Principales elementos del plan de negocios de Pemex y sus Organismos subsidiarios 2014-2018.

Las importaciones totales en 2013 fueron de 2,516.6 mmpcd es decir 18.1% mayor que el año anterior, durante el periodo 2003-2013 éstas presentaron una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 9.7%. Del total de las importaciones, el 69.8% se realizó mediante ductos, a través de los cuáles se transportó un volumen de 1,755.5 mmpcd. Las importaciones de GNL en 2013 fueron de 761.1 mmpcd, 66% más que el año anterior.

El gas natural continúa siendo el combustible de menor precio relativo en el mercado. En 2013, el precio promedio de referencia internacional (sur de Texas) del gas natural (ventas de primera mano Reynosa) fue de 3.51 dólares por millón de BTU, lo que representó un incremento de 0.82 dólares respecto a 2012.

Gas L.P.

Las ventas internas en 2013 presentaron una caída respecto a 2012, llegando a un volumen de 283.9 miles de barriles diarios (mbd), con una tasa media de crecimiento (tmca) de -1.4% en el periodo de estudio. A excepción de la región Noreste, todas las regiones tuvieron disminución en su ventas internas. Las mayores ventas internas las presentó la región Centro con 114.8 mbd, seguida de la Centro-Occidente con 64 mbd, Noreste 42.7 mbd, Sur-Sureste con 37.7 mbd y finalmente la región Noreste con 24.7 mbd.

En 2013 la producción nacional de gas L.P. fue de 207.0 mbd, de los cuales PGPB produjo un volumen de 177.7 mbd, el SNR registró una producción de 26.1 mbd, mientras que la producción del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción fue de 3.3 mbd.

En lo que se refiere al transporte de gas L.P. mediante ductos, la CRE tiene registrados cuatro permisos, los permisionarios son: TDF, S, de R.L de C.V., Penn Octane de México, S. de R.L. de C.V., Ductos del Altiplano S.A. de C.V., y el permiso de PGPB (SNGLP). En cuanto a permisos de distribución de gas L.P. se tienen cuatro permisos otorgados a las compañías: Compañía de Gas Tijuana, S.A. de C.V., Gas Butano Propano de Baja California S.A. de C.V., Asociación de Colonos de La Herradura A.C. y Gas del Caribe, S.A. de C.V.

En lo que respecta a los permisos de distribución, mediante planta y estaciones de gas L.P. para carburación, la Secretaría de Energía es la entidad responsable de conceder estos permisos. A septiembre de 2014 se tenían otorgados 3,467 permisos, de los cuales 933 son permisos de distribución mediante planta y 2,534 permisos mediante estaciones de gas L.P. para carburación.

Las importaciones fueron de 79.5 mbd, volumen inferior en 6.2 mbd con respecto a 2012. Las importaciones marítimas de gas L.P. representaron el 53.6% del total de la importación nacional con un volumen de 42.6 mbd. Por otra parte las importaciones a través de ductos tuvieron un volumen de 27.9 mbd lo que representa el 35.1%. Finalmente las importaciones terrestres solo representaron el 11.3% con un volumen de 9 mbd.

Desde hace diez años, para mantener el control de precios, el Gobierno Federal destina un subsidio al precio del gas y está determinado por la Secretaría de Economía y no por el mercado (como ocurre en el caso de gas natural). Durante 2013, el precio de venta de primera mano (VPM) fue 8.32 pesos por kilogramos de gas L.P, lo que representó, un incremento del 12.8% con respecto a 2012.

Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P.

El panorama actual del sector energético es de fuerte optimismo. Con el apoyo de las once recientes reformas estructurales se tiene como principal objetivo aumentar la productividad y el crecimiento económico del país. Con ello, la actividad económica en México muestra claros signos de recuperación ante la desaceleración cíclica experimentada en los últimos años.

En el año 2013, el crecimiento económico se ubicó en 1.1%, lo que se tradujo en un crecimiento más débil de lo esperado en los primeros trimestres del año 2014, posponiendo así la anticipada recuperación económica y derivando en un ajuste a la baja de las perspectivas de crecimiento. Pese a esto, se espera que en los próximos años la trayectoria mantenga su comportamiento sin afectación alguna ya que la economía es capaz de ajustarse perfectamente a las variaciones internacionales, como las recientes variaciones del precio del petróleo en fechas recientes.

La alta volatilidad presente en el precio del petróleo genera que muchas de las economías más intensivas en el uso de este hidrocarburo, consideren como un buen momento para la búsqueda de combustibles alternos, entre ellos, el gas natural, aún a pesar de los bajos precios registrados en fechas recientes.

Gas Natural

Se espera que la demanda de gas natural en 2028 sea de 11,595.2 mmpcd, lo que representará un incremento de 4,642.9 mmpcd respecto a 2013, esto debido a la incorporación de nuevos consumidores y proyectos, asociados en gran parte a una mayor infraestructura de transporte mediante ductos y al mayor consumo de gas en el sector eléctrico el cual se estima sea de 6,344.6 mmpcd, debido a los nuevos proyectos de generación eléctrica. Le siguen los sectores industrial con 2,630.0 mmpcd, Petrolero con 2,455.6 mmpcd, residencial 116.1 mmpcd, servicios 46.1 mmpcd y autotransporte con 2.9 mmpcd.

Se espera que la producción total de gas natural en 2028 sea de 10,540.0 mmpcd, de los cuales 6,261.2 mmpcd los producirá la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Explotación y Producción (antes PEP), incluyendo proyectos en los que se asocie, y 4,278.8 mmpcd serán producidas empresas privadas. Esta estimación incluye la producción prevista de las licitaciones futuras (rondas). En 2028 se tiene contemplada una inversión de 329.4 miles de millones de pesos.

Para el 2028, la región Norte será la mayor productora con un volumen de 2,810.3 mmpcd, seguida de la región Marina Suroeste con 2,252.3 mmpcd, la región Sur con 967.1 mmpcd y finalmente la región Marina Noreste con 231.6 mmpcd.

Con el fin de ampliar y fortalecer la capacidad de transporte de gas natural por medio de ductos y, dada la importancia de promover el acceso y suministro de gas natural para el desarrollo de la industria y la generación de electricidad, se ha desarrollado una estrategia integral para incrementar la capacidad de transporte de este combustible por medio de una expansión de la red de gasoductos. En este sentido, el Programa Nacional de Infraestructura tiene contemplados 18 proyectos, los cuales beneficiarán a los estados de Chihuahua, Nuevo León, Zacatecas, Durango, Sonora, Baja California Sur, Sinaloa, Tamaulipas, Veracruz, Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco, San Luis Potosí, Chiapas, Oaxaca, Michoacán, Guerrero, Quintana Roo y Yucatán. Este plan representa la mayor expansión en longitud y capacidad de transporte de gas natural en varias décadas.

La EPS de Transformación Industrial tiene contemplados proyectos con respecto al aumento de la capacidad de proceso de gas, asimismo, contempla un incremento en la capacidad de transporte de gas a través de nuevos gasoductos o ampliación de la potencia, esto con el fin de agilizar la creación de infraestructura, capturar las oportunidades de negocio y responder a los ajustes presupuestales⁸.

Las importaciones totales de gas natural en 2028 presentarán un volumen de 4,600.4 mmpcd, del cual el 98.3 % será importado mediante ductos y el restante será de GNL. Se espera que las importaciones mediante ductos tengan un incremento de casi 157.7% respecto a 2013, mientras que las importaciones de GNL tengan una disminución del 89.9%. En este sentido las mayores importaciones de GNL se presentarán durante los primeros años del periodo prospectivo, y en 2016 tendrá una disminución de casi 95% respecto a 2013, manteniéndose en los mismos niveles después de 2020.

En cuanto a las exportaciones, se pronostica que alcanzarán un volumen de 753.9 mmpcd. Las exportaciones de GNL a Centroamérica comenzarán a partir del año 2018 con un volumen de 14.1 mmpcd, y a partir de 2021 también se realizarán exportaciones a Asia con un volumen aproximado de 640.0 mmpcd. Gas L.P.

En el caso de gas L.P. la demanda esperada en 2028 será de 286.9 mbd, y presentará una tmca de 0.01%, resultado del comportamiento del sector residencial, en el cual se tendrán mayores eficiencias en calentadores, así como una mayor penetración de gas natural. Se espera que el sector residencial tenga una

⁸ Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus organismos subsidiarios 2015 – 2019.

demanda de 160.4 mbd, le sigue el sector servicio con 45.6 mbd, autotransporte 36.0 mbd, Industrial 31.6 mbd, agropecuario y petrolero con 7.4 mbd y 5.8 mbd.

En 2028 se espera que la oferta total de gas L.P. sea de 363.4 mbd, lo que representará 75.5% más que en 2013, y durante el periodo 2013-2028 presentará una tmca de 3.8%. De esta oferta 214.7 mbd provendrán de la EPS de Transformación Industrial (antes PGPB), 43.8 mbd de la EPS de Transformación Industrial (antes PR) y finalmente la EPS de Exploración y Producción con 0.0007 mbd y 104.9 mbd los producirán particulares.

Las variaciones en la demanda de gas L.P. y su ubicación han reducido la flexibilidad en ductos y terminales de distribución, lo que hace necesario adecuar y optimizar el uso de la infraestructura con el fin de contar con el transporte y almacenamiento suficiente para abastecer el mercado nacional y garantizar con ello la seguridad energética del país en materia de gas L.P. Para esto se tiene contemplado un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas L.P. en domos salinos en la zona de Shalapa, que se encuentra cerca de la Terminal Refrigerada Pajaritos, en Coatzacoalcos, Ver., y del LPG ducto Cactus-Guadalajara.

En cuanto a las importaciones, éstas tendrán un volumen de 41.7 mbd en el 2028, lo que representa una disminución de 37.7 mbd respecto a 2013, mientras que las exportaciones tendrán un aumento de 118 mbd al final del periodo prospectivo. Estas exportaciones se realizarán en la región Sur-Sureste asociado a una mayor producción.



1. MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.

Históricamente, las actividades relacionadas con la industria de hidrocarburos han tenido una gran relevancia para el país, no sólo desde el punto de vista económico y de finanzas públicas, sino desde la perspectiva de seguridad energética. En este sentido, en diciembre de 2013, se realizó una Reforma Energética que permitirá a México dinamizar la industria de petróleo, gas natural y eléctrica, incrementar la eficiencia y complementar las inversiones, con lo cual se espera revertir las tendencias negativas que se han presentado en los últimos años. Esto dará como resultado un mayor desarrollo y beneficios a la Nación.

Previo a la Reforma Energética de 2013, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) establecía en su artículo 27 Constitucional que la exploración y extracción de los hidrocarburos, así como su transformación, eran actividades exclusivas de la Nación, mismas que realizaba a través de Petróleos Mexicanos (Pemex). Por el tipo de yacimientos que habían sido explotados, Pemex adquirió amplia experiencia en yacimientos en aguas someras y costa adentro; sin embargo, el principal reto al que se enfrenta el país en materia de exploración y producción es que los yacimientos son cada vez más complejos y en zonas de difícil acceso como aguas profundas y ultraprofundas, campos de lutitas⁹ y campos maduros. Por ello, es necesaria la participación de nuevas empresas, tecnologías, experiencias e inversión para tener un mejor desarrollo en la industria petrolera y obtener así mayores ganancias en beneficio del país. En este sentido, el pasado 20 de diciembre de 2013, se promulgó la Reforma Energética en la cual se establecen las bases de un modelo eficiente y sostenible a través del cual el Estado podrá llevar a cabo las actividades de exploración y extracción en un entorno favorable para Pemex y para la inversión privada.

En este capítulo se describen las regulaciones de las actividades de la cadena de valor de gas natural y gas L.P. y las atribuciones del Estado, específicamente, de la Secretaría de Energía (SENER), Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Así como la creación del Centro Nacional de Control de Gas Natural.

1.1. Reforma Energética

La Reforma Energética establece un nuevo marco regulatorio, el cuál posibilita la participación de empresas privadas en las diferentes actividades que integran el sector energético nacional. Entre las actividades en donde se podrá complementar la inversión del Estado con inversión privada se incluyen las actividades estratégicas de exploración y extracción de petróleo y gas natural, a la vez que mantiene y fortalece la rectoría del Estado sobre la industria petrolera y conserva para la nación la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo.

En materia de energía, se modificaron los Artículos 25, 27 y 28 constitucionales, con el objetivo de modernizar a la industria nacional de hidrocarburos, al permitir la participación del sector privado en todas las actividades del sector energético. En el siguiente cuadro se hace un comparativo de los cambios que sufrieron éstos.

⁹ Rocas que contienen gas y petróleo que requieren fracturarse para obtenerlos.

ARTÍCULO 25 CONSTITUCIONAL:

Texto anterior

Texto vigente

(publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013)

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

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

...

Bajo criterios de equidad social y productividad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

...

Bajo criterios de equidad social, productividad y **sustentabilidad** se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

...

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.

...

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial **sustentable** que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.

La Nación tendrá la planeación y el control de las actividades de explotación y extracción de hidrocarburos. Estas actividades se realizarán mediante asignación a Empresas Productivas del Estado o a través de contratos con éstas o empresas particulares, en términos de la Ley Reglamentaria. Además, se fomentará mayor transparencia y rendición de cuentas en las actividades del sector de hidrocarburos.

ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL

Texto anterior	Texto vigente (publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013)
<p>En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y substancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva. Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.</p> <p>...</p>	<p>En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y substancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose de minerales radiactivos no se otorgarán concesiones. Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.</p> <p>Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a Empresas Productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.</p> <p>...</p>

Con la Reforma Energética se tendrá mejor desarrollo en la industria petrolera y se obtendrán mayores ganancias en beneficio del país. Para ello, se permitirá que empresas privadas complementen la inversión de Pemex mediante contratos para la exploración y extracción del petróleo y gas.

ARTÍCULO 28 CONSTITUCIONAL

Texto anterior

Texto vigente

(publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013)

...

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

(Se deroga el párrafo quinto)

...

El estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento.

...

...

...

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; **la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como** las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

...

El estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento. **El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Financiera será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.**

...

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

...

En materia de hidrocarburos, la Reforma Constitucional establece la creación de un fideicomiso público llamado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. A través de este fideicomiso, la Nación podrá participar en determinados proyectos de exploración y extracción de Hidrocarburos. El objetivo de éste fideicomiso es garantizar el manejo responsable y transparente del uso de los ingresos petroleros de la Nación para el beneficio de todos los mexicanos. Por una parte el fideicomiso servirá como medio de recepción y ejecución de los pagos en las asignaciones y/o contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos y también administrará los ingresos provenientes del petróleo y demás hidrocarburos estableciendo el destino y uso de los recursos generados a favor de



la nación. Además, con esta Reforma se moderniza la industria nacional de hidrocarburos, ya que fortalece al arreglo institucional al aplicar reglas claras así como funciones específicas e interacción entre las dependencias para asegurar mecanismos eficientes a lo largo de todo el proceso de la cadena de valor.

1.2. Leyes Secundarias

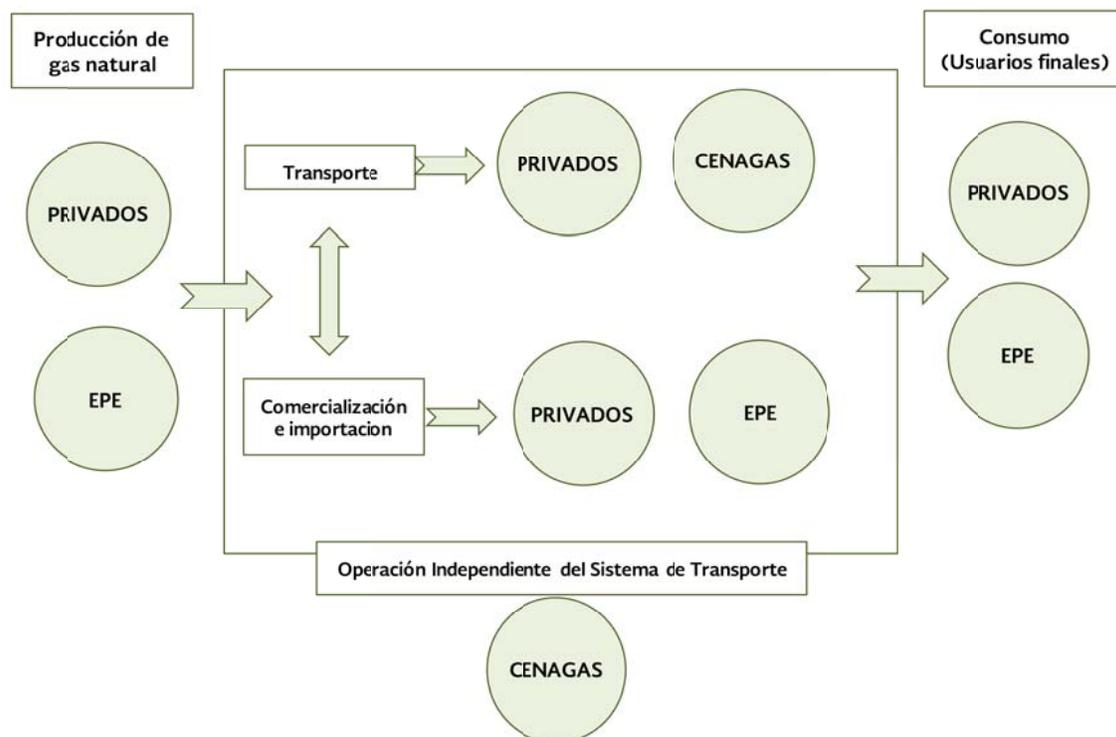
La importancia de las leyes secundarias, con respecto al sector energético, radica en que en ellas se especifica cómo debe funcionar en la práctica la relación del Estado con las empresas privadas del sector de acuerdo a las modificaciones constitucionales derivadas de la Reforma Energética. En cuanto a las Leyes expedidas relacionadas con el nuevo marco constitucional del sector, se reformaron 12 leyes existentes y se expidieron nueve dentro de las cuales se encuentra la **Ley de Hidrocarburos**, en la cual se materializa el nuevo modelo en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se establece en la constitución.

1.2.1. Ley de hidrocarburos

Las principales características de este nuevo modelo en materia de hidrocarburos son que las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos permanecen como actividades estratégicas y estarán a cargo exclusivamente del Estado, por lo que no se otorgarán concesiones. Sin embargo la Nación podrá realizar asignaciones y contratos con las empresas productivas del estado y empresas privadas.

Otro punto importante es que el resto de las actividades de la cadena de valor, en las que se incluye la transformación y logística de los hidrocarburos, dejan de ser estratégicas, por lo que podrán participar empresas particulares, mediante permisos otorgados por la autoridad correspondiente. (Figura 1).

FIGURA 1. 1. NUEVO MODELO DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL



Fuente: SENER, Leyes Secundarias.

Los objetivos de este nuevo modelo son: incrementar la seguridad energética, desarrollar nueva infraestructura en todos los estados para garantizar la disponibilidad de hidrocarburos, atender incrementos en la demanda y evitar futuras crisis, tener acceso abierto a la red y tener mejores condiciones de seguridad en el suministro de gas.

Exploración y Producción

Anteriormente, la Constitución establecía que las actividades de exploración y extracción correspondían únicamente a la Nación quien las realizaba a través de Pemex Exploración y Producción. A partir de las modificaciones a la Constitución, derivadas de la Reforma Energética, se abre la posibilidad de que en estas actividades, participen empresas particulares, con lo que se busca atraer mejor tecnología y experiencia, incrementando así el aprovechamiento de los recursos en materia de energía, como lo es una mayor disponibilidad de gas.

Con el fin de obtener ingresos para el Estado que ayuden al desarrollo de la Nación, ésta realizará las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a través de la asignación de recursos petroleros a las EPE mediante la Ronda Cero¹⁰ y través de contratos con las EPE o empresas particulares que se realizarán en rondas posteriores. Estos contratos se realizarán mediante procesos de licitación y se otorgarán a las empresas que ofrezcan las mejores condiciones para el Estado. En estos casos las EPE o los particulares que tengan un contrato con el Estado podrán reportar para efectos contables y financieros la asignación o contrato y sus beneficios esperados, siempre y cuando se afirme en las asignaciones o contratos que el petróleo y todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo, son propiedad de la Nación.

Procesamiento de Gas

Antes de la Reforma Energética, las actividades de procesamiento de gas, a partir del cual se obtiene gas seco y gas L.P., se realizaba de manera exclusiva en los Complejos Procesadores de Gas y en las Refinerías de Pemex. La reforma constitucional parte de la necesidad de facilitar la integración de la industria dedicada a la transformación y procesamiento del petróleo y del gas, por lo que México podrá atraer nuevos capitales y crear nuevas zonas de transformación de hidrocarburos, aprovechando la posición geográfica que se tiene para convertir al país en una potencia de la industria petrolera.

Con la Reforma, Pemex podrá asociarse, posibilitando la modernización de su infraestructura y elevando la producción de combustibles en el país, lo que permitirá elevar su disponibilidad de combustibles, así como mejores precios y aumento en los ingresos fiscales del Estado.

Ventas de Primera mano

En el caso de las ventas de primera mano (VPM)¹¹ éstas sólo podían llevarse a cabo por Petróleos Mexicanos a través de su organismo subsidiario Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), bajo los términos y condiciones que se estipulaban dentro de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y su reglamento. Con la Reforma Energética la CRE sujetará las VPM a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos, mientras se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien un desarrollo eficiente y competitivo del mercado.

¹⁰ La ronda cero es la asignación a Petróleos Mexicanos de los recursos petroleros para asegurar un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sostenible, los cuales representan los recursos con los que Petróleos Mexicanos inicia esta nueva era del sector energético nacional.

¹¹ La venta de primera mano se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos. Dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, ductos de internación o en los puntos de inyección de los hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción. Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, así como cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, podrán comercializar Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos siempre que desagregue los distintos servicios que preste y el precio de venta de primera mano del producto de que se trate

La regulación de las VPM tanto de gas natural como gas L.P, incluirá la aprobación y expedición de los términos y condiciones generales, así como la expedición de la metodología para el cálculo de sus precios. En esta materia, se podrá observar la práctica común en mercados desarrollados de hidrocarburos y los precios deberán reflejar las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional.

Transporte, almacenamiento y distribución

Antes de la Reforma energética, en lo que se refiere al transporte y distribución, ambas actividades se realizaban a través de Pemex y particulares, los cuales llevaban el gas natural a los diferentes usuarios bajo la regulación que emite la CRE. En el caso de PGPB éste contaba con dos sistemas de transporte, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Sistema Naco-Hermosillo (SNH), los cuales llevaban el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior de éstas, estaba a cargo de empresas privadas de distribución. En el caso del almacenamiento de gas natural que consiste en recibir, almacenar en depósitos en instalaciones fijas y entregar el gas, también estaba regulada por la CRE.

Con la Reforma Constitucional se creará un organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), el cual estará encargado de la gestión, administración y operación del sistema nacional de ductos de transporte y el almacenamiento de este hidrocarburo.

En el caso de gas L.P. el transporte lo realiza PGPB mediante dos sistemas de transporte, el LPG ducto Cactus-Guadalajara y el ducto Hobbs-Méndez, éstos transportan el gas hasta sus terminales terrestres de distribución donde se almacenan y se realizan las VPM a los distribuidores privados, quienes se encargan de llevar el gas a los consumidores finales.

Las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos, tanto para ductos como para otros medios de distribución, se realizarán mediante permisos otorgados por la CRE. Los permisionarios de transporte y distribución mediante ductos tendrán la obligación de dar acceso abierto a sus instalaciones y servicios, sujeto a la capacidad de su sistema, en términos de la regulación emitida por la CRE.

Con esto se pretende que la industria, la calidad, seguridad y continuidad del suministro de gas opere con eficiencia. Además, con esta regulación se impedirán que se pongan barreras de entrada, se evite el acaparamiento y posibles conflictos que inhiban el adecuado desarrollo y crecimiento del subsector.

Comercialización

Las actividades relacionadas con la comercialización de gas natural eran llevadas a cabo tanto por Pemex como por particulares y no estaban sujetas a regulación por parte de ninguna instancia. A partir de la Reforma Energética, se establece una regulación en donde se obliga a los comercializadores que participen en estas actividades a transparentar los costos de los servicios que ofrezcan a sus usuarios.

Para el caso de la comercialización de aquellos hidrocarburos que resulte de los contratos de utilidad compartida y de producción compartida, el Estado, a través de la CNH, podrá contratar a las EPE o a otras personas morales para realizar dicha actividad. La selección del comercializador se realizará a través de una licitación pública.

Cabe señalar que una de las restricciones previstas en la Reforma Energética, es que los permisionarios de transporte por ductos de gas natural no podrán comercializar el hidrocarburo. Con esto, se busca eliminar el posible conflicto de interés entre las actividades de comercialización y transporte, el cual puede presentarse cuando el permisionario de transporte de gas natural por ducto compite con las empresas de comercialización a las que debe garantizar el acceso a su infraestructura.

Para realizar actividades de comercialización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en territorio nacional se requerirá de permiso. Teniendo por obligación: a) realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Expendio; b) cumplir con las

disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la SENER; c) entregar la información que la CRE requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y d) sujetarse a los lineamientos aplicables a los Permisionarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que formen parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.

En el caso del precio de gas L.P., se realizará una apertura gradual, mientras se implementa un programa de apoyos focalizados a los consumidores, los precios máximos al público serán establecidos por el Ejecutivo Federal mediante acuerdo, considerando las diferencias relativas por costos de transporte y las modalidades de distribución y expendio al público, así como mecanismos de ajuste consistentes con la evolución del mercado internacional.

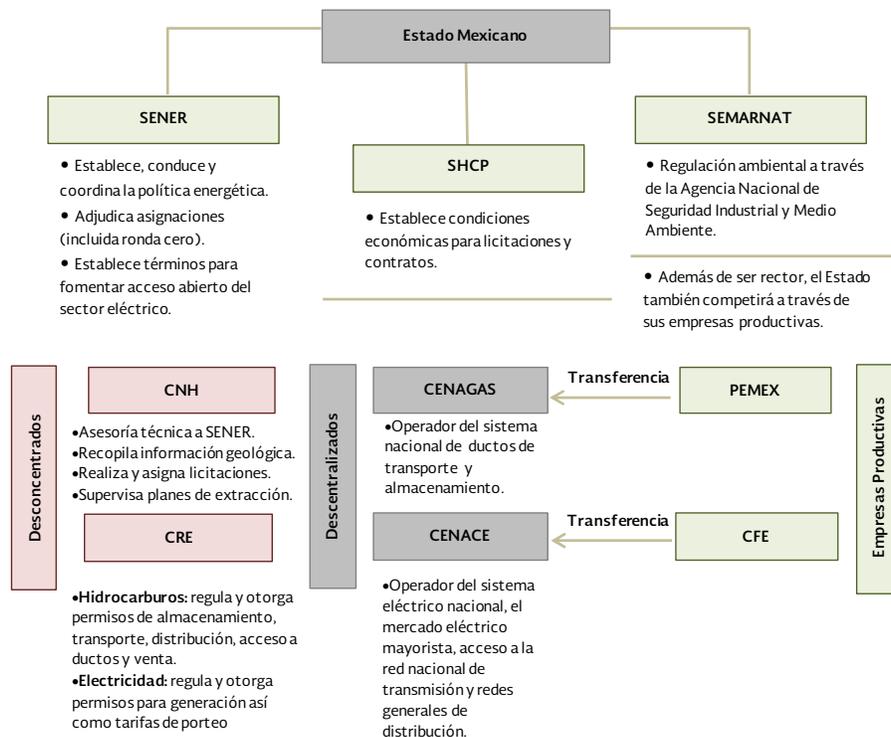
1.3. Fortalecimiento Institucional

Ante una nueva Reforma Energética modernizadora de la industria de hidrocarburos se debe fortalecer a los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía, de manera específica la CNH y la CRE, las cuales tendrán personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria, para poder llevar a cabo la regulación y la supervisión de las actividades del sector de manera coordinada.

Estos Órganos deberán estar coordinados con la SENER y demás dependencias del Ejecutivo Federal, a través de un Consejo de Coordinación del Sector Energético, cuyo propósito es alinear sus objetivos y actividades en favor del cumplimiento de la política energética.

De acuerdo a la reforma el nuevo diseño institucional queda de la siguiente manera:

FIGURA 1. 2. NUEVO DISEÑO INSTITUCIONAL



Fuente: Comisión de Energía del Senado.

Secretaría de Energía (SENER)

Con la Reforma Energética la SENER se mantendrá como la cabeza del sector y tendrá entre sus principales facultades: definir la política energética, adjudicar asignaciones a Pemex y seleccionar las áreas que podrán ser objeto de contratos para la exploración y extracción de petróleo y gas, para garantizar el suministro de los hidrocarburos. En materia energética y como parte de la regulación y las disposiciones de política, la SENER podrá instruir la adopción y observancia de estándares técnicos internacionales.

En materia energética corresponde a la SENER regular y supervisar, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para las siguientes actividades:

- Tratamiento y refinación de petróleo;
- Procesamiento del gas natural;
- Transporte y almacenamiento, que no se encuentren vinculados a ductos, de gas licuado de petróleo, así como su distribución y expendio al público.
- Exportación e importación de Hidrocarburos, Gas Licuado de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos de acuerdo a la Ley de Comercio Exterior y con el apoyo de la Secretaría de Economía

La SENER emitirá un plan quinquenal de expansión y optimización de la infraestructura de Transporte por ducto y almacenamiento a nivel nacional, con la asistencia técnica de la CRE, y considerando las propuestas del CENAGAS y los usuarios¹². Asimismo, dictará los planes de emergencia para la continuidad de las actividades en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, para lo cual considerará las opiniones que emitan la CRE y CENEGAS; también determinará las medidas aplicables a los niveles de almacenamiento requeridos por el país para el gas natural, las gasolinas y el gas licuado de petróleo, con la finalidad de proteger los intereses y la seguridad nacionales.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

La CNH deberá ejercer sus funciones procurando que los proyectos se realicen bajo premisas que permitan elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de hidrocarburos en el largo plazo. Asimismo deberá de impulsar la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantía de la seguridad energética de la Nación, y utilizar la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Para poder llevar a cabo estas acciones la CNH tiene las siguientes facultades:

- Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento.
- Licitación y suscribir los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
- Administrar, en materia técnica, las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
- Prestar asesoría técnica a la Secretaría de Energía.

¹² Artículo 80 de la Ley de hidrocarburos.

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

En materia energética, la CRE será la autoridad encargada de emitir los permisos para las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos que aplicarán tanto para ductos como para otros medios de distribución, y establecerá los precios de venta de primera mano de los hidrocarburos, mientras no haya condiciones de competencia que permitan que los precios se rijan por las condiciones de mercado.

La CRE tendrá la facultad de realizar las siguientes acciones:

- Emitir permisos en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos y expendio al público de petrolíferos.
- Regular la venta de primera mano mientras no hay condiciones de competencia
- Establecer los principios que regirán el acceso abierto a la infraestructura de ductos y de almacenamiento y aprobará las tarifas correspondientes a dichos servicios.
- Sancionar el incumplimiento de términos y condiciones que se establezcan en los permisos que haya otorgado.
- Aprobar la creación de sistemas integrados y licitaciones que realice el Centro Nacional de Control de Gas Natural
- Determinar las zonas geográficas para la distribución por ducto de Gas Natural
- Promover la competencia del sector.

Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

La Reforma Constitucional prevé la creación del CENEGAS, el cual será un organismo público descentralizado, encargado de administrar y coordinar la operación del Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento de dicho combustible. El objetivo de este centro será el de garantizar la continuidad y seguridad del servicio de transporte y almacenamiento, y así suministrar gas natural a todo el territorio nacional, así como tener reglas claras y transparentes, y nivelar el precio de competencia para poder participar en esta industria.

En este sentido, este centro tendrá que realizar las siguientes acciones:

- Administrar la infraestructura y los contratos que Pemex le transfiera.
- Facilitar el acceso y reserva de capacidad de transporte a productores, comercializadores y consumidores finales.
- Instruir a los permisionarios de transporte por ducto y almacenamiento vinculado a ducto, para que tanto las operaciones diarias, como las de mediano y largo plazo se realicen de acuerdo a las obligaciones de acceso abierto
- Proponer a la SENER, previa opinión de la CRE, un plan quinquenal de expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural.
- Licitación proyectos estratégicos de infraestructura a través de procesos transparentes y competitivos con el apoyo de las EPE.



2. MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL Y GAS L.P

El gas natural desempeñará un papel cada vez más importante en la satisfacción de las necesidades energéticas mundiales. Los servicios públicos, la industria y otros consumidores están optando por este combustible, ya que tiene múltiples aplicaciones, es fácil de manejar, su precio es bajo con respecto a otros combustibles y produce emisiones relativamente bajas.

En este capítulo se describirán los elementos más importantes del mercado internacional de gas natural y de gas L.P, así como los aspectos más relevantes para México en referencia a consumo y disponibilidad de éstos gases en el mundo.

2.1. Demanda de gas natural y gas L.P.

Gas Natural

A nivel mundial la demanda de gas natural en 2013 fue de 323,891 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), 1.4% mayor a la registrada en 2012¹³.

En Norteamérica el consumo de gas natural llegó a 89,347.2 mmpcd, lo que significó un crecimiento de la demanda de 2.7%. Este incremento se debe al consumo de varios sectores, el industrial que representa el 65.0%, seguido del residencial con 20.0% y el comercial con 15.0%. En la región, este combustible presenta un comportamiento estacional, incrementando su demanda en la temporada invernal, cuando la demanda del sector industrial se ve afectada directamente por las condiciones económicas, mientras que la demanda residencial y comercial por las necesidades de calefacción¹⁴.

En cuanto a la participación de cada uno de los países que integran esta región, Estados Unidos de América es el mayor demandante con un volumen total de 71,328.7 mmpcd, que representan 94.1% del consumo en la región y 22.2% del total mundial, seguido de Canadá con 3.4% y finalmente México con 2.5% de participación total. En el caso de México se espera que los próximos años el gas natural siga incrementando su competitividad en comparación con otros combustibles, lo que resultará en un aumento de su demanda. De acuerdo con la AIE, se espera que el consumo de gas natural continúe expandiéndose hasta el 2035, además de que, siendo el combustible menos contaminante, se vería menos afectado por políticas que busquen reducir las emisiones de gases de efecto invernadero¹⁵.

En el caso de Sudamérica, la demanda de gas natural en 2013 fue de 16,315.9 mmpcd, es decir, un incremento de 4.2 % con respecto a 2012. En general, el consumo de gas natural en la región ha aumentado, principalmente como consecuencia del uso de este combustible en las plantas de generación de electricidad, mismo que representa el 42.0% del aumento de la demanda total¹⁶. En cuanto al consumo por país, el mayor consumidor de gas natural fue Argentina con un volumen de 4,645.1 mmpcd. Sin embargo, el mayor crecimiento en la demanda se presentó en Brasil con un 19.8% respecto a 2012. Este último país mantuvo una demanda alta debido al incremento de sus necesidades energéticas para la organización del Mundial de Fútbol 2014¹⁷. En el caso de Chile, este país tuvo la mayor disminución en su consumo de gas natural, -19.4% respecto a 2012.

¹³ BP Statistical Review of World Energy, June 2014.

¹⁴ NORTH AMERICAN NATURAL GAS MARKET: 2013-2014 HEATING SEASON OUTLOOK.

¹⁵ Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

¹⁶ IV CONGRESO CUBANO DE PETROLEO Y GAS (PETROGAS' 2013).

¹⁷ <http://www.paginasiete.bo/economia/2014/2/27/bolivia-facturo-6059-millones-brasil-argentina-natural-2013-15072.html>

Con respecto a la región de Medio Oriente, la demanda de gas natural se incrementó pasando de 39,838.1 mmpcd a 41,438.1 mmpcd de 2012 a 2013, lo que representa un crecimiento de 4.0%. Los mayores consumidores de gas natural en esta región son Irán con 15,691.0 mmpcd y Arabia Saudita con 9,966.5 mmpcd. Destaca el caso de Israel, país que, aunque presenta la menor demanda de entre los países que conforman la región, tuvo un incremento importante pasando de 247.0 mmpcd en 2012 a 663.7 mmpcd en 2013, lo que representa un 168.7 % de crecimiento. En esta región el aumento de gas se encuentra asociado al incremento en el uso de este combustible en el sector de energía. Este comportamiento se debe a distintos factores entre los que destacan: económicos (precio de gas menor que el del petróleo), y ambientales (menor contaminación con uso de gas natural)¹⁸.

En la región de Asia-Pacífico, la demanda aumentó 1,330.2 mmpcd con respecto a 2012, llegando a 61,840.5 mmpcd. El principal consumidor fue China seguido de Japón con 15,636.5 y 11,307.3 mmpcd respectivamente, por otra parte India tuvo una disminución en la demanda de 692.4 mmpcd, lo que representa 12.2% menos con respecto a 2012. En general en la región de Asia-Pacífico, el petróleo y el carbón han sido los principales recursos energéticos y representan el 80.0% del consumo total de energía primaria. Se espera que la participación del gas natural en el consumo total de energía aumente en el futuro, esto se debe a dos razones principales, la primera es porque existe una gran presión sobre China e India para cumplir algunos de los objetivos ambientales. En segundo lugar, el aumento del consumo de gas natural servirá para tener una seguridad energética en la región, ya que con mayor participación de gas se tendrán contratos a largo plazo con lo que se tendrá energía sostenible y segura a largo plazo¹⁹.

En lo que respecta a la región de África, ésta tuvo un crecimiento en la demanda de gas natural de 0.6% con respecto a 2012, el total de la demanda fue de 11,934.0 mmpcd. En esta región, Egipto es el mayor consumidor de petróleo y gas natural, el consumo de este país representó cerca del 20.0% del total de petróleo y 40.0% del de gas natural en África. El rápido crecimiento en el consumo de estos hidrocarburos en las últimas décadas ha sido impulsado por el aumento de la producción industrial, el crecimiento económico, el alto consumo energético en los proyectos de extracción de petróleo y gas, el crecimiento demográfico, el aumento de las ventas de vehículos privados y comerciales, y el subsidio de energía²⁰.

Finalmente la región Europea tuvo una disminución de 1.4 % con respecto a 2012, quedando en 103,016.2 mmpcd. En general esta disminución se debe al alto precio en comparación con el carbón y al aumento del uso de energías renovables, por lo que hacen que la demanda futura del gas natural en Europa sea incierta²¹. En esta región, uno de los principales consumidores fue Alemania, este país presentó el mayor incremento respecto a 2012, demandando 531.7 mmpcd adicionales, seguido muy por debajo por Kazajistán y Holanda con 96.9 mmpcd y 71.3 mmpcd. En esta región Rusia fue el país con mayor demanda con un volumen de 40,004.9 mmpcd y es el segundo mayor consumidor a nivel mundial. La demanda y la participación de cada región se presentan en la siguiente figura.

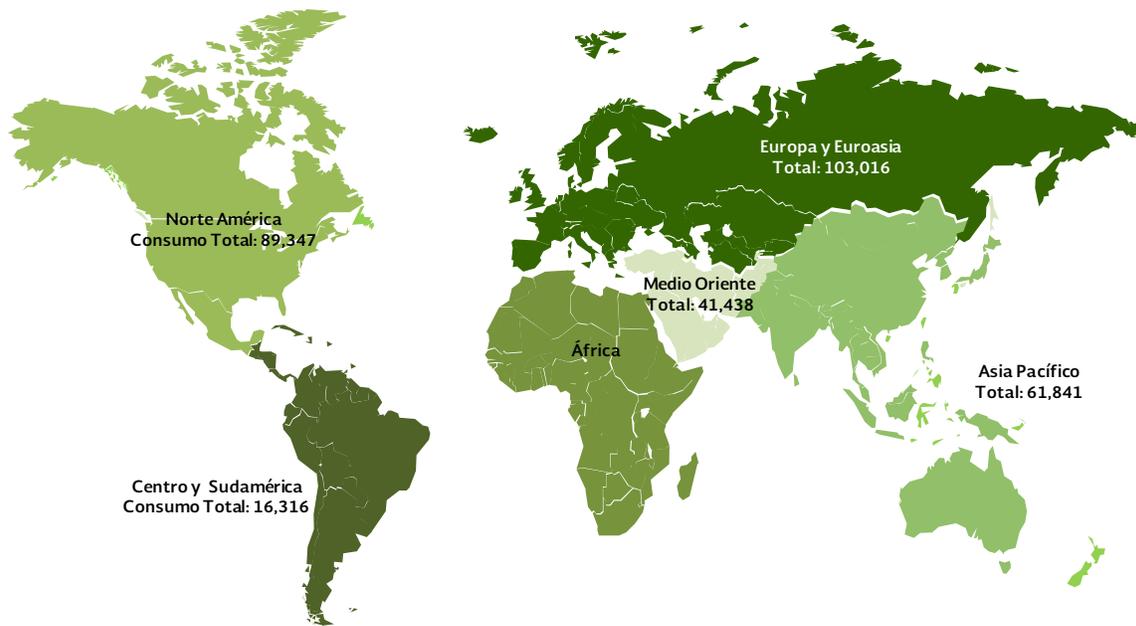
¹⁸ <http://www.al-monitor.com/pulse/business/2014/07/middle-east-oil-consumption-exceed-production-iea-study.html#>

¹⁹ Some perspectives on Asia Pacific Natural Gas Market.

²⁰ EIA, Country Analysis Brief: Egypt.

²¹ Oil and Gas Journal.

FIGURA 2. 1. CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2013
(Millones de pies cúbicos diarios)

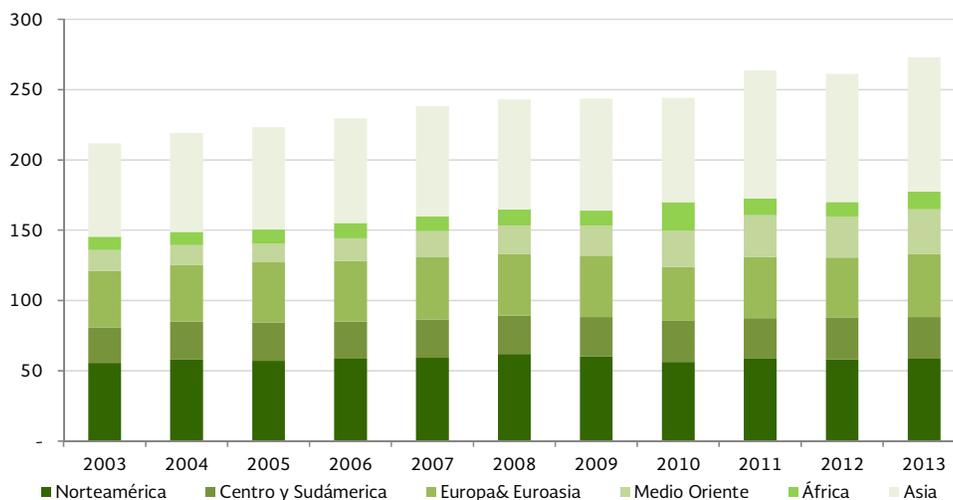


Fuente: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy.

Gas L.P.

En el caso de gas L.P. el consumo mundial fue de 265 mmt en 2013. En general, todas las regiones registraron un crecimiento²². En la siguiente figura se muestra el consumo de gas L.P. en cada región.

FIGURA 2. 2. CONSUMO POR REGIÓN DE GAS L.P., 2003-2013
(Millones de toneladas)



Fuente: SENER con información de Statistical Review of Global LP Gas 2013.

²² Statistical Review of Global LP Gas 2013

En el caso de la región de Norteamérica, el crecimiento fue de aproximadamente 1.0% con respecto al año anterior. En los próximos años, el ritmo de crecimiento dependerá del desarrollo y el aumento en los mercados de motores a gas, así como en la industria petroquímica en la que se espera una expansión en la demanda de propano. Este crecimiento permitirá compensar la constante disminución en el sector residencial y otros mercados tradicionales²³.

En el caso de la región de Asia-Pacífico la demanda en 2013 representó casi 35.0% del consumo mundial. El consumo estuvo asociado principalmente a que hubo una amplia utilización en el sector residencial y comercial, alrededor de 60.0%, seguido del sector industrial y transporte con 17.0% y 10.0% respectivamente. En el caso del sector residencial se utilizó para la calefacción y cocción de alimentos ya que, en muchos países asiáticos, el gas L.P. utilizado en los hogares es subsidiado dando lugar a nuevos aumentos en la demanda. Por otra parte en el sector petroquímico, el aumento en el suministro de gas L.P. ha conducido al aumento en el uso de la tecnología de deshidrogenación para producir propileno a partir de propano y butadieno a partir de butano²⁴.

En la región de África (excepto Sudáfrica) se consume más de 110 mil toneladas de gas L.P. anuales, la mayor parte de éste es importado, principalmente del sur de África, Europa y otras partes del mundo. Sin embargo, existe una grave escasez e inconsistencia en el suministro de gas que ha limitado el consumo en la región. Lo anterior podría cambiar por los esfuerzos llevados a cabo por Angola y Namibia ya que la planta de gas natural licuado que se encuentra en Angola envió su primer cargamento de gas L.P. en enero del 2014, lo que podría introducir en el mercado del sur de África 110,000 toneladas²⁵.

En el Medio Oriente el mayor productor de gas L.P. es Arabia Saudita, sin embargo la mayor parte de esta producción se consume en el país. Casi el 70% de la producción de gas L.P. se consume en los sectores de petroquímica, industrial y residencial, tan sólo el sector petroquímico consumió el 87.0% del consumo interno de gas L.P.²⁶.

En lo que respecta a Europa y Euroasia, el consumo de gas L.P. mostró una contracción, debido a la caída de la demanda química en Rusia que pasó de 3.2 mmt en 2012 a 2.9 mmt en 2013, lo que refleja varios problemas en las plantas petroquímicas Rusas²⁷.

2.2. Producción de gas natural y gas L.P.

Gas natural

La producción mundial de gas natural en 2013 creció un 1.1%, crecimiento menor al promedio que había presentado en los últimos 10 años de 2.5%. En Estados Unidos de América la producción se incrementó 1.3%, destaca que este país fue el principal productor a nivel mundial con 66,526 mmpcd, seguido de Rusia con 58,511 mmpcd. En el caso de Nigeria e India estos dos países tuvieron las mayores disminuciones volumétricas 16.4% y 16.3% respectivamente.

En la región de Norteamérica, Canadá presentó una disminución del 0.5% en la producción de este hidrocarburo con respecto a 2012. En México la disminución en la producción fue del 0.2%. El crecimiento en la producción de gas natural en Estados Unidos de América se debe al avance en la aplicación de tecnologías para la perforación y extracción de gas de lutitas. Este aumento en la producción ha ocasionado que la

²³ 2013 Propane Market Outlook.

²⁴ The Oxford Institute for Energy Studies, The US Shale Revolution and the changes in LPG Trade Dynamics: A Threat to the GCC?. July 2014.

²⁵ Middle Africa Market Update | Energy, Oil and Gas 24 February 2014.

²⁶ Ídem- The Oxford Institute for Energy Studies, The US Shale Revolution and the changes in LPG Trade Dynamics: A Threat to the GCC?. July 2014.

²⁷ Statistical Review of Global LP Gas, 2014.

producción en Canadá disminuya como resultado de una caída en las exportaciones y a los bajos precios de gas natural que imperan en la región, lo que reduce la rentabilidad de algunos proyectos²⁸.

En Sudamérica la producción de gas natural tuvo un incremento del 1.5% llegando a 17,063.2 mmpcd. Los países con mayor producción fueron Trinidad y Tobago y Argentina con 4,144.5 y 3,437.9 mmpcd respectivamente. Por otro lado, los países que presentaron los mayores incrementos en su producción fueron Bolivia y Brasil con 14.4% y 11.0% respectivamente, estos incrementos se atribuyen al desarrollo de nuevos campos en estos dos países²⁹. En contraste, Argentina y Venezuela tuvieron disminuciones de 5.6% y 3.2% respectivamente, en el caso del primero, se debió a la declinación de campos maduros. En el caso de Venezuela, esta disminución se debe a la inestabilidad política del país y a que no se han tomado decisiones tangibles con respecto al desarrollo de sus importantes campos de gas³⁰.

En el caso del Medio Oriente, éste continúa con el crecimiento en su producción de gas con 4.5%, con lo que se ubicó en 54,979.3 mmpcd. El mayor productor en esta región fue Irán con una producción de 16,114.4 mmpcd que representa el 29.3% de la producción total de esta región, seguido de Qatar y Arabia Saudita con 15,336.2 mmpcd y 9,966.5 respectivamente. Esta región sigue siendo una importante productora de gas y es la que presentó el más rápido crecimiento.³¹

En la región Asia-Pacífico la producción fue de 47,315.0 mmpcd. En cuanto a la producción de los países que integran esta región, China, con un volumen de 11,324.9 mmpcd, fue el mayor productor y el sexto a nivel mundial; además de que fue el que presentó mayor incremento en la producción. En contraste, la mayor disminución la registró India con -16.3% con respecto a 2012.

La región de África presentó una disminución en su producción del 5.3% respecto a 2012. Esta disminución en la región se debe principalmente a las políticas de los principales productores de la región³², y a las secuelas de la llamada "Primavera Árabe"³³. El mayor productor de ésta región fue Argelia con un volumen de 7,604.7 mmpcd, seguido de Egipto y Nigeria con una producción de 5,424.7 y 3,489.8 mmpcd respectivamente. Sin embargo, éste último país presentó la mayor disminución al pasar de 4,176.6 mmpcd en 2012 a 3,489.8 mmpcd en 2013.

En cuanto al comportamiento de la producción en la Región de Europa, ésta presentó un pequeño incremento del 0.7%, llegando a 99,935.8 mmpcd. Se pronostica que en los próximos años la producción de gas disminuirá, en gran medida debido a los cambios en las políticas de gas en Holanda. En esta región, Rusia fue el mayor productor alcanzando 58,511.2 mmpcd, que representó 58.5% del total de la producción de la región. En este país, los niveles de producción se explican por la producción de compañías independientes que han incrementado su participación en el mercado y, por tanto, la competencia, asimismo, la política fiscal ha incentivado la producción posibilitando la venta de gas al por mayor³⁴.

²⁸ NORTH AMERICAN NATURAL GAS MARKET: 2013-2014 HEATING SEASON OUTLOOK.

²⁹ Gas Medium-Term Market Report 2014.

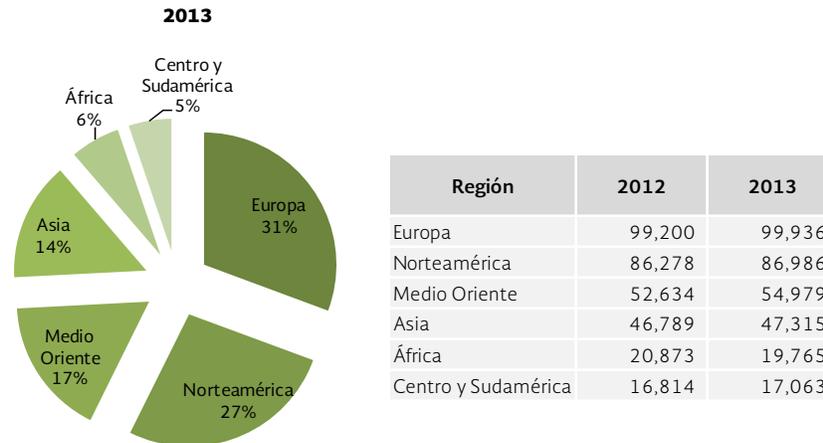
³⁰ Ibidem pág. 125.

³¹ Ibidem pág. 85.

³² Ibidem pág. 120.

³³ También llamada revolución democrática árabe, que es una serie de alzamientos populares en los países árabes acontecidos desde 2010 hasta la actualidad.

³⁴ Ibidem pág. 86.

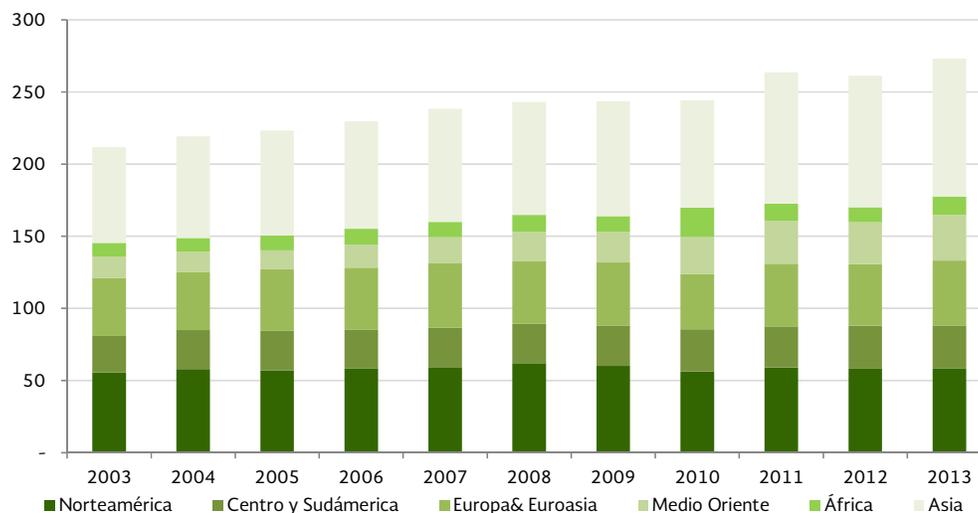
FIGURA 2. 3 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
 (Millones de pies cúbicos)


Fuente: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy.

Gas L.P.

En 2013, la producción mundial de gas L.P. fue de 280 mmt. Los principales incrementos se originaron en Medio Oriente y Estados Unidos de América, además de que se espera que en los próximos tres años África, Australia, Rusia y China incrementen su participación. En el caso de este último país, el incremento se encuentra vinculado a la ampliación de sus refinerías³⁵.

La región de Centro y Sudamérica presentó una disminución de la producción en 2013. En la región del Medio Oriente, la producción alcanzó casi 67 mmt por año, siendo los principales productores Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y Qatar³⁶.

FIGURA 2. 4. PRODUCCIÓN POR REGIÓN DE GAS L.P., 2003-2013
 (Millones de toneladas)


Fuente: SENER con información de Statistical Review of Global LP Gas.

³⁵ Ídem- The Oxford Institute for Energy Studies, The US Shale Revolution and the changes in LPG Trade Dynamics: A Threat to the GCC?. July 2014.

³⁶ Statistical Review of Global LP Gas, 2013.

2.3. Reservas de gas natural

Gas natural

En 2013, las reservas probadas de gas natural a nivel mundial, sin incluir los recursos no convencionales, ascendieron a 6,557.8 billones de pies cúbicos (bpc). De este total, cerca del 80% se concentran en diez países. El país con mayores reservas probadas fue Irán con 1,192.9 bpc que representa el 18.2% de las reservas probadas totales, seguida de Rusia y Qatar con 1,103.6 bpc y 871.5 bpc respectivamente. México ocupa el lugar 35 en reservas probadas con 12.3 bpc.

Las reservas probadas en Norteamérica llegaron a 413.7 bpc lo que representa el 6.3% del total a nivel mundial. De entre los países que conforman la región, Estados Unidos de América es el país con mayor volumen de reservas probadas llegando a 330.0 bpc, y es el quinto con mayor volumen de reservas probadas. Las reservas probadas de gas de la nación han aumentado de manera constante con la expansión de las actividades de exploración y desarrollo en sus formaciones de lutitas³⁷. La base de recursos de gas natural en América del Norte se estima en un total de 4,000 bpc, considerando las reservas no probadas de los recursos de gas descubiertos pero no desarrollados, esta estimación de los recursos puede abastecer los mercados estadounidenses y canadienses de gas para casi 150 años en los niveles de consumo actuales³⁸.

En el caso de Sudamérica las reservas fueron de 270.9 bpc, Venezuela es el país con más reservas probadas en la región con 196.8 bpc en 2013 y tiene la octava mayor reserva del mundo de gas natural. Los campos de gas en el Golfo de Venezuela se están desarrollando con la participación de empresas extranjeras como son Total, Statoil, Chevron y Gazprom, y una gran parte de la producción de gas del país se vuelve a inyectar en los yacimientos de petróleo para una mejor extracción de petróleo crudo³⁹. El segundo país con mayores reservas de la región es Brasil con 15.9 bpc y, en tercer lugar, Perú con 15.4 bpc.

En el Medio Oriente las reservas probadas en 2013 alcanzaron 2,835.4 bpc. En esta región se encuentran cuatro de los diez países con mayores reservas probadas, Irán, Qatar, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos. En el caso de Irán la mayor parte de estas reservas permanecen sin desarrollar debido a las sanciones y los retrasos en el desarrollo del campo internacional. Más del 60% de las reservas de gas natural de Irán se encuentran en alta mar. Los campos de gas no-asociado representan alrededor del 80.0% de las reservas probadas de gas del país. Qatar tiene la tercera reserva de gas natural más grande del mundo que representa alrededor del 13.3% de las reservas totales de gas natural a nivel mundial. Este país es también el mayor proveedor de GNL. Los recursos de gas natural son desarrollados por proyectos integrados en asociación entre QP y extranjeros, incluyendo ExxonMobil, Shell y Total⁴⁰.

En el caso de Arabia Saudita, este país concentra la sexta mayor reserva de gas natural en el mundo con 290.8 bpc. La compañía Saudi Aramco es responsable de la producción de gas en el país y está asociada con empresas extranjeras como Lukoil, Sinopec, Eni y Repsol para la exploración de los recursos de gas no-asociado en tierra, especialmente en Rub al-Khali, el mayor desierto de arena del mundo. Los Emiratos Árabes Unidos tiene la séptima mayor reserva de gas del mundo, la cual llegó a 215.1 bpc en 2013, alrededor del 94% de las reservas probadas de gas natural del país se encuentra en Abu Dhabi. Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), a través de sus subsidiarias ADCO y ADMA-OPCO, lleva a cabo la exploración y producción de recursos de gas⁴¹.

En el caso de la región de Europa y Euroasia, ésta presentó reservas probadas que llegaron a 1,999.5 bpc, lo que representa el 30.5% del total mundial de las reservas probadas totales de gas natural. En esta región se encuentran dos países con las mayores reservas probadas. Por un lado, Rusia es el segundo país con mayores reservas probadas; este país concentra más de la mitad de sus reservas en Siberia, los tres principales campos de esta región representan aproximadamente el 45.0% de las reservas de gas del país.

³⁷ <http://www.hydrocarbons-technology.com/features/feature-the-worlds-biggest-natural-gas-reserves/>

³⁸ North American Midstream Infrastructure through 2035: Capitalizing on Our Energy Abundance.

³⁹ Ídem <http://www.hydrocarbons-technology.com/features/feature-the-worlds-biggest-natural-gas-reserves/>

⁴⁰ Ibídem.

⁴¹ Ibídem.

La compañía de petróleo y gas estatal Gazprom domina la producción de gas aguas arriba y controla más del 65.0% de las reservas probadas. Dentro de esta región se encuentra también Turkmenistán que ocupa el cuarto lugar con reservas probadas de 617.3 bpc, la mayor parte de las reservas probadas de gas se encuentran en la cuenca del Amu Darya en el sureste y en las cuencas Murgab al sur del Caspio. Turkmengaz es una de las cinco empresas estatales para la exploración, desarrollo, producción y distribución de los recursos de hidrocarburos en el país⁴².

En el caso de África esta región tiene reservas probadas de 501.7 bpc de gas natural que representa el 7.6% de las reservas totales del mundo. En esta región se encuentran dos de los diez países con mayor reserva probada que son Nigeria y Argelia, los cuales ocupan los lugares nueve y diez. Con 179.4 bpc Nigeria es el país Africano con el mayor volumen de reserva probada; la mayor parte de las reservas de gas natural del país se encuentran en el delta del Níger. Cabe señalar que gran parte del gas natural del país se quema, ya que la mayoría de los campos de petróleo carecen de la infraestructura para la producción y no existe un mercado de gas natural asociado. En este país Total, Eni y Chevron están entre las grandes empresas extranjeras que participan en la producción de gas. Por otra parte Argelia es el décimo país con mayores reservas probadas con 159.1 bpc, Sonatrach es la empresa líder en la producción de gas en el país, también están Eni, BP, Repsol, GDF Suez y el Grupo BG⁴³.

CUADRO 2. 1. RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL, 2013

(Billones de pies cúbicos)

Posición	País	Reserva probada (bpc)	Participación mundial	Relación R/P (años)
1	Irán	1,192.9	18.2%	> 100.0
2	Rusia	1,103.6	16.8%	51.7
3	Qatar	871.5	13.3%	> 100.0
4	Turkmenistán	617.3	9.4%	> 100.0
5	Estados Unidos	330.0	5.0%	13.6
6	Arabia Saudita	290.8	4.4%	79.9
7	Emiratos Árabes	215.1	3.3%	> 100.0
8	Venezuela	196.8	3.0%	> 100.0
9	Nigeria	179.4	2.7%	> 100.0
10	Argelia	159.1	2.4%	57.3
11	Australia	129.9	2.0%	85.8
12	Irak	126.7	1.9%	> 100.0
13	China	115.6	1.8%	28.0
14	Indonesia	103.3	1.6%	41.6
15	Noruega	72.4	1.1%	18.8
35	México	12.3	0.2%	6.1
Total mundial		6,557.8	100.0%	55.1

Fuente: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy.

⁴² Ídem <http://www.hydrocarbons-technology.com/features/feature-the-worlds-biggest-natural-gas-reserves/>

⁴³ Íbidem.

2.4. Comercio exterior de gas natural y gas L.P.

Gas natural

El volumen de gas natural destinado al comercio exterior se incrementó 1.8 % en 2013 llegando a un total de 100,229.8 mmpcd. Las importaciones por ducto se ubicaron en 68,753.8 mmpcd, lo que representó 2.3% adicional a las registradas en 2012, mientras que las importaciones de gas natural licuado (GNL) alcanzaron 31,475.9 mmpcd.

En cuanto a la desagregación por región, América del Norte es una región importadora de gas natural; en 2013 sus importaciones fueron de 1,111.7 mmpcd de GNL. Estados Unidos de América y Canadá disminuyeron sus importaciones de GNL, lo anterior como consecuencia de un aumento de la producción gracias al desarrollo de gas a partir de lutitas⁴⁴. Se espera que la abundancia de gas permita que se pueda pasar de una importación a una exportación neta de gas natural para el año 2020⁴⁵. Para el caso de México, sus importaciones provienen en su mayoría de Estados Unidos de América⁴⁶; de hecho, durante el último año tuvo un incremento de 18.4% de sus importaciones provenientes de Estados Unidos de América. La razón de este crecimiento es la caída en la producción de gas natural por parte de Pemex, como respuesta a la disminución de precios en Estados Unidos de América y a un constante crecimiento de la demanda en los sectores eléctrico y petrolero⁴⁷. De igual forma, México incremento sus importaciones de GNL pasando de 466.8 mmpcd en 2012 a 754.5 mmpcd en 2013.

En el caso de la región de Sudamérica, el comercio de gas mediante ductos se incrementó en 18.4%, pasando de 1,523.2 mmpcd a 1,803.5 mmpcd en 2013. En esta región el mayor comercio se realizó entre Brasil y Bolivia con 1,034.5 mmpcd, esto se debe a que, a pesar de que la producción de gas natural en Brasil ha sido creciente, dejó de ser auto suficiente desde el año 2000⁴⁸. En lo que se refiere a las importaciones provenientes de otras regiones, éstas fueron de 635.4 mmpcd de GNL, estas importaciones las realizaron principalmente Argentina y Brasil. En esta región Trinidad y Tobago fue el mayor exportador de GNL con un volumen de 1,911.8 mmpcd, del cual 1,258.9 mmpcd se exportaron a países dentro de la misma región y el resto a otras regiones.

La región de África tuvo una disminución en el comercio de gas de -14.6% respecto a 2012, con un volumen total de 8,049.4 mmpcd, del cual 622.7 mmpcd se comercializaron mediante ductos en la misma región. En esta región las exportaciones por ducto a otras regiones fueron de 2,921.5 mmpcd, de los cuales comercializó un volumen total de 2,904.1 mmpcd a la región europea y 17.4 mmpcd a otras regiones. Las exportaciones de GNL fueron de 4,505.2 mmpcd de los cuales 2,103.4 se exportaron a Asia, 2,007.7 mmpcd a la región Europea y el resto (394.1 mmpcd) se enviaron a diferentes regiones. En el caso de Sudáfrica, este país importó gas natural de Mozambique, debido a la necesidad de abastecer la planta Secunda CTL de Sasol y para alimentar algunas plantas eléctricas de gas, aunque Sudáfrica produce un volumen pequeño de gas natural costa afuera, éste se utiliza principalmente para abastecer la planta de GTL Mossel Bay⁴⁹.

En Medio Oriente el gas comercializado fue de 16,434.4 mmpcd, de los cuales 1,924.8 mmpcd se comercializaron dentro de la región mediante ductos y se enviaron principalmente a los Emiratos Árabes Unidos y Omán⁵⁰. En esta región las exportaciones de GNL fueron de 12,980.4 mmpcd, siendo Qatar el mayor exportador con un volumen total de 9,896.0 mmpcd de GNL, del cual el 73.3% fue exportado a Asia, el 22.9% a Europa y el 3.8% a las regiones de América. Con respecto a las importaciones de la región estas sólo fueron de 619.0 mmpcd, 504.2 mmpcd se importaron mediante ductos provenientes de la región europea y 114.8 mmpcd corresponden a GNL provenientes de África

⁴⁴ Annual Energy Outlook 2014.

⁴⁵ ExxonMobil, The Outlook for Energy: A View to 2040, 2014.

⁴⁶ Panorama 2014, Short term trends in the gas industry.

⁴⁷ <http://eleconomista.com.mx/industrias/2013/09/02/marcan-record-importaciones-gas-natural>

⁴⁸ Modificaciones de la demanda de energéticos de América Latina y de los países proveedores: vinculación con la expansión económica de China.

⁴⁹ <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=sf>

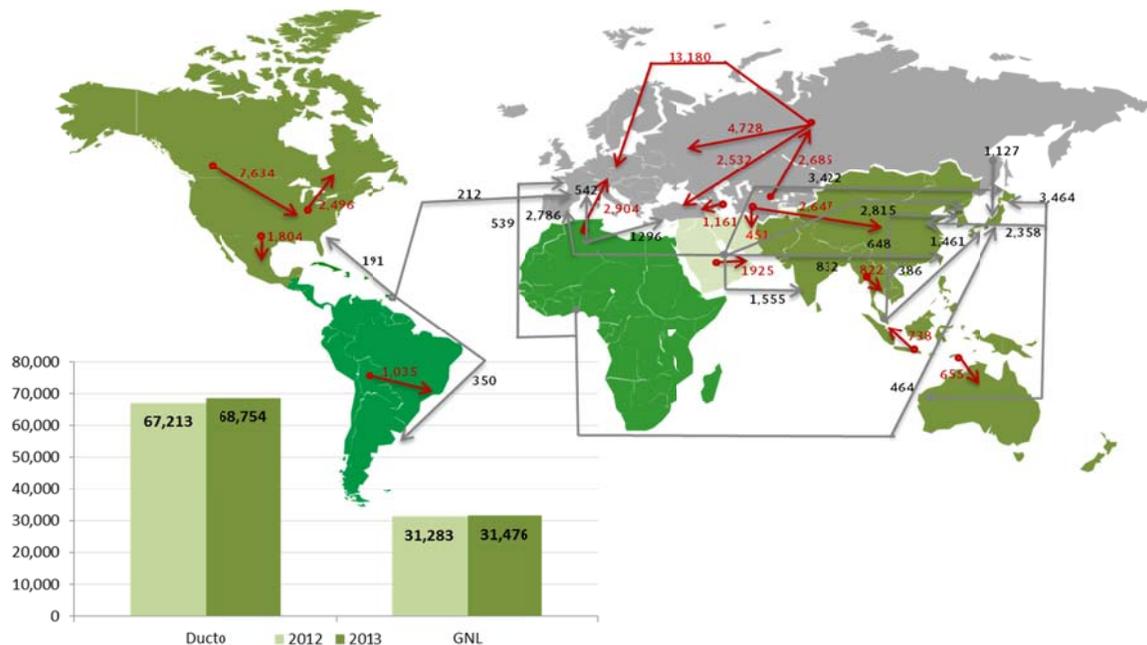
⁵⁰ Qatar, Energy Information Administration.

En cuanto a la región de Asia-Pacífico, esta región tiene un déficit de gas natural. Por lo que las importaciones en la región alcanzaron un volumen de 16,448.8 mmpcd de las cuales 2,647.5 mmpcd fueron importados de la región europea a China mediante ductos y 13,801.4 mmpcd de GNL se importaron de diversas regiones principalmente de Medio Oriente. Con respecto a las exportaciones éstas solo fueron de 41.9 mmpcd de GNL y se exportaron a México. El comercio dentro de la misma región fue de 11,997.0 mmpcd de los cuales 2,757.2 mmpcd se comercializaron mediante ductos y 9,239.8 mmpcd de GNL.

Sin considerar Japón y Corea del Sur, las importaciones de GNL son un fenómeno relativamente nuevo para los países asiáticos, India comenzó en 2005, China en 2006, Tailandia en 2011 e Indonesia y Malasia en 2012, a los que se espera se añadan más países hacia el futuro. En el caso de Japón, éste aumentó sus importaciones debido a que redujo significativamente la generación de electricidad a partir de energía nuclear, sustituyendo esta generación por tecnologías que emplean combustibles fósiles como gas natural, petróleo y carbón⁵¹.

Finalmente la región de Europa y Euroasia fue la que realizó el mayor comercio de gas con un volumen de 56,594.5 mmpcd. El 76.1% es decir 43,066.3 mmpcd fueron comercializados dentro de la misma región y los principales abastecedores en esta zona fueron Rusia y Noruega. Las exportaciones mediante ducto tuvieron un volumen de 3,134.3 mmpcd y éstas fueron exportadas principalmente a Asia, en lo referente a GNL las exportaciones fueron de 1,920.8 mmpcd. Las importaciones totales de la región fueron de 8,473.2 mmpcd, de los cuales 3,814.4 se realizaron mediante ducto provenientes principalmente de África y Medio Oriente, el volumen de GNL importado fue de 4,658.8 mmpcd traídos en su mayoría de Medio Oriente y África.

FIGURA 2. 5. COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL, 2013
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy.

⁵¹ Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia, International Energy Agency.

Gas L.P.

Las exportaciones de gas L.P. alcanzaron más de 94.6 mmt en 2013, impulsadas principalmente por desarrollo de gas a partir de lutitas⁵². Este tipo de formaciones poseen, por lo general, un alto contenido de líquidos. En este sentido, la producción de gas L.P. se relaciona con los líquidos del gas natural (etanos, butanos, propanos y gasolinas naturales). Esto ha generado que, conforme se desarrollan los campos de lutitas, exista un excedente de gas L.P., principalmente en Estados Unidos de América.

Las exportaciones de gas L.P. de Estados Unidos de América han tenido repercusión en la dinámica global del mercado de gas L.P. y en los flujos comerciales. Actualmente este país destina sus exportaciones a América Latina, aunque se espera que tenga más participación en el mercado asiático, ya que éste espera obtener gas L.P. barato y diversificar sus fuentes de suministro. Además en China las empresas petroquímicas han invertido en plantas para obtener propileno, por lo que se necesitara grandes volúmenes de propano²⁶.

En el caso de Estados Unidos de América las exportaciones subieron a 332 mbd, lo que representó un incremento del 69.4% en las exportaciones, se espera que las exportaciones de gas L.P. de los Estados Unidos de América continúen hasta la siguiente década.

Las expectativas de comprar gas L.P. barato proveniente de Estados Unidos de América, se deben al desarrollo de gas a partir de lutitas. En 2013 los precios de costo, seguro y flete (CSF) del gas L.P. importado de los Estados Unidos de América eran más barato que el de otros proveedores importantes, tanto para el propano y el butano⁵³.

FIGURA 2. 6. EXPORTACIONES DE GAS L.P. DE ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA
(Miles de barriles diarios)



Fuente: EIA

Debido a la caída en la demanda, los volúmenes comercializados por los principales países exportadores, en particular de los países del Medio Oriente, disminuyeron con respecto al año anterior. Las exportaciones de Qatar, Los Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita y Kuwait cayeron con respecto al 2012⁵⁴.

La única excepción fueron las importaciones procedentes de Estados Unidos de América, en 2011 las exportaciones eran de solo 0.04 Mt y éstas aumentaron a 0.86 Mt en 2013. Actualmente, Estados Unidos

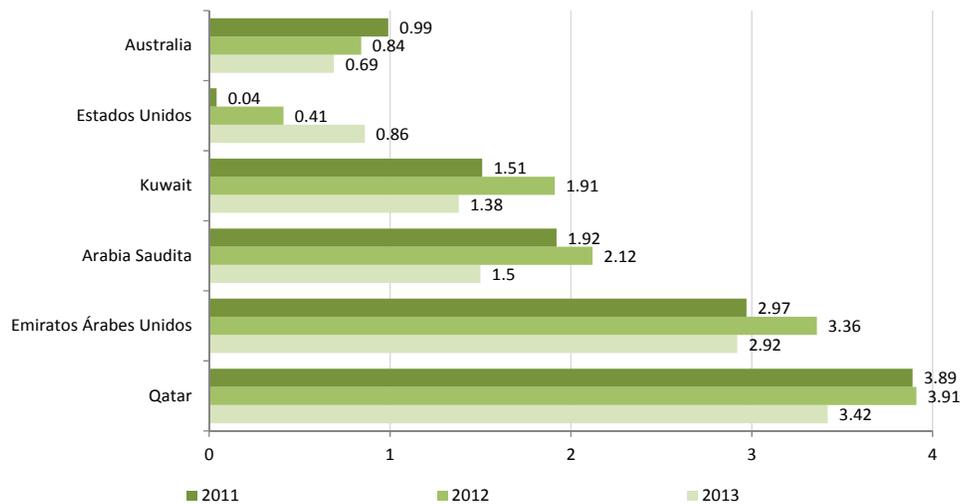
⁵² Statistical Review of Global LP Gas 2014.

⁵³ The Institute of Energy Economic Japan, Increase in LPG imports from the United States due to the Shale Revolution.

⁵⁴ Ibídem.

de América es el mayor exportador de gas L.P. a Japón después de los países del Medio Oriente. Se espera que con la expansión del Canal de Panamá programada para el 2015, se pueda reducir el costo de envío de gas L.P. desde Estados Unidos de América a Japón⁵⁵.

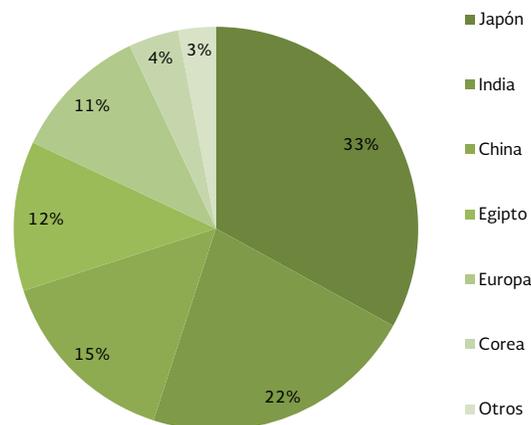
FIGURA 2. 7. PRINCIPALES EXPORTADORES DE GAS L.P.
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: The Institute of Energy Economics Japan.

En lo que se refiere al Medio Oriente, éste tiene una posición especial en el mercado de gas L.P. por su dominio en el comercio de gas. La mayor parte de las exportaciones de gas L.P. del Medio Oriente están destinadas a Asia. En 2012, las exportaciones de Arabia Saudita a Japón, China, India y Corea del Sur representaron casi tres cuartas partes de sus exportaciones totales, mientras que las exportaciones a Europa representaron sólo el 11%.

FIGURA 2. 8. EXPORTACIONES DE GAS L.P. DE ARABIA SAUDITA
(Miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de The Oxford Institute for Energy Studies.

⁵⁵ Ibidem.



3. MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL Y GAS L.P.

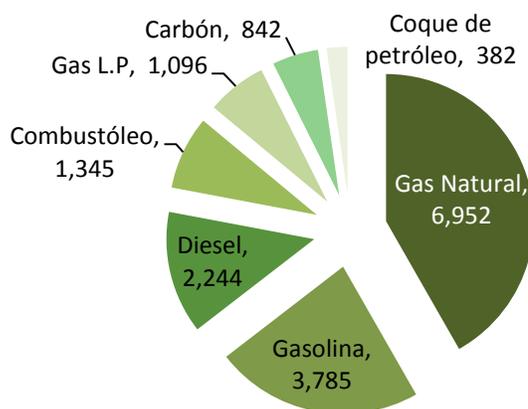
En este capítulo se presentarán la participación de gas natural y gas L.P. en el mercado nacional, así como los aspectos relevantes como son la demanda sectorial y por región, así como la oferta, comercialización y sus respectivos balances.

En general, la participación del gas natural con respecto a otros combustibles se sigue incrementando en los diferentes sectores, principalmente en el sector eléctrico. Por otro lado, la participación del gas L.P. se está incrementando en el sector residencial. La demanda de gas L.P. está fuertemente influenciada por el crecimiento de la población, sin embargo, este energético no crecerá en el mismo nivel en el largo plazo, debido a que continuará el proceso de sustitución de gas L.P. por gas natural, las mejoras en la eficiencia de los calentadores de agua y una mayor penetración del uso de calentadores solares. Estas acciones contrarrestarán, en buena parte, el efecto del aumento de la población.

3.1. Demanda Nacional

La demanda nacional de gas natural se compone por la demanda atendida por PGPB y la demanda atendida por importaciones que realizan terceros, como empresas particulares y CFE. Esta demanda muestra un crecimiento del 4.1% respecto a 2012, pasando de 6,678.4 a 6,952.4 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en 2013, la participación de gas natural con respecto a otros combustibles es del 41.8%, seguido de gasolina y diésel con 22.7% y 13.5 % respectivamente (Figura 3.1)

FIGURA 3. 1. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2013
(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

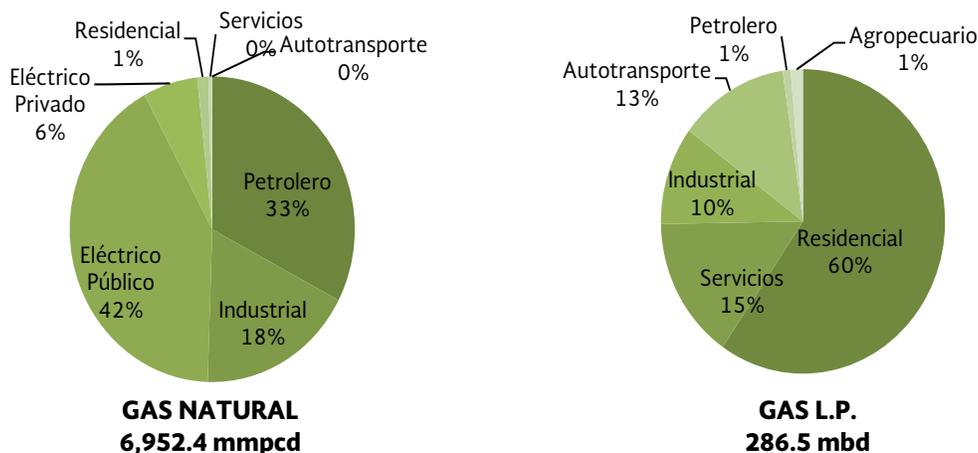


Fuente: SENER, con base en información de IMP.

El sector eléctrico continuará siendo el mayor consumidor de gas natural, con una participación del 47.8% de la demanda nacional total. La mayor parte de este consumo se destina para la generación en el servicio eléctrico público. El siguiente mayor consumidor es el sector petrolero con 32.7% de la demanda nacional total. La demanda en el sector industrial representa el 17.8%, destacando la demanda en las ramas de metales básicos (acceras), química y la rama de alimentos. El sector residencial presenta una participación de 1.2 %, mientras que la del sector servicios es de 0.4% y finalmente el sector autotransporte representa apenas el 0.03% del total.

En el caso de gas L.P. el mayor consumidor sigue siendo el sector residencial con una participación del 59.6% del total de la demanda de este combustible, sin embargo la demanda de gas L.P. en este sector tuvo una disminución de 5.0% respecto a 2012. El segundo mayor consumidor fue el sector servicios con 15.2%, seguido del sector autotransporte con 12.5% (Figura 3.2).

FIGURA 3. 2. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL Y GAS L.P. POR SECTOR
(Participación porcentual)



Fuente: SENER, con base en información de IMP.

3.1.1. Demanda Sectorial

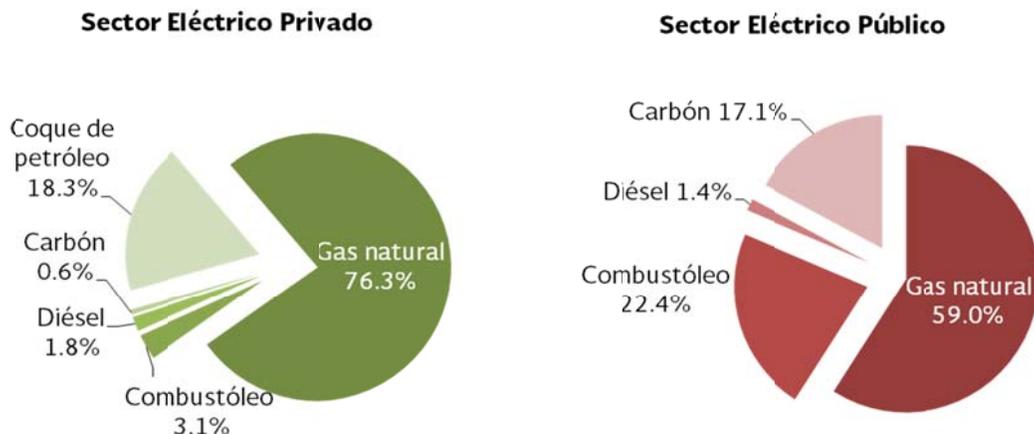
Sector Eléctrico

La participación del gas natural en el sector eléctrico privado y público, es mayor respecto a otros combustibles utilizados para la generación de electricidad. La demanda total de combustibles fue de 5,463.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), del cual la demanda total de gas natural en este sector ascendió a 3,322.7 mmpcd.

En el caso del sector eléctrico privado la demanda de gas natural fue de 430.2 mmpcd que representa el 76.3% de la demanda total de combustibles en éste sector (Figura 3.3), también se utiliza coque de petróleo, combustóleo, diésel y carbón para la generación de energía. En el caso de diésel y coque de petróleo aumentaron su participación con 11.3% y 2.2% respecto a 2012, mientras que el combustóleo y carbón tuvieron una disminución en su demanda de 18.9% y 11.4% respectivamente.

En el sector eléctrico público la mayor demanda de combustible fue de gas natural con 2,892.5 mmpcd (59.0%), seguido de combustóleo y carbón con 1,097.5 mmpcdgne y 838.9 mmpcdgne respectivamente, en último lugar se encuentra el diésel con 70.4 mmpcdgne. Destaca que, con excepción del gas natural, todos tuvieron una disminución en su demanda.

FIGURA 3. 3. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2013
(Participación porcentual)



Fuente: SENER, con base en información de IMP.

Sector Autotransporte

La demanda de combustibles en este sector tuvo una disminución del 1.8% respecto a 2012, pasando de 1,221.1 a 1,199.6 miles de barriles diarios de gasolina equivalente (mbdgc). La participación del gas natural comprimido en el sector autotransporte llegó a 0.13 mbdgc, lo que representa el 0.01% de la demanda del total de combustibles en este sector. Este volumen representó un incremento de 30.7%, debido al aumento de vehículos que lo utilizan (Anexo Cuadro A.1). En la tabla 3.1 puede observarse que el combustible más utilizado en este sector es la gasolina seguida de diésel y gas L.P.

En el caso de gas L.P., aunque la demanda es baja comparada con los demás combustibles, ésta tuvo un incremento de 9.5% respecto a 2012, con un volumen de 26.1 mbdgc, lo que representa el 2.1% del total de la demanda en este sector, ésto se debe principalmente a la disminución del número de vehículos que lo utilizan como combustible alterno.

CUADRO 3. 1. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2003-2013
(Miles de barriles diarios de gasolina equivalente)

Año	Gas L.P	Gas Natural Comprimido	Gasolina	Diésel	total
2003	28.8	0.11	600.5	277.3	906.8
2004	28.8	0.11	636.1	294.1	959.1
2005	25.8	0.10	671.5	315.4	1,012.7
2006	20.4	0.11	718.3	343.9	1,082.7
2007	22.1	0.10	760.3	364.0	1,146.5
2008	20.5	0.09	792.0	386.0	1,198.6
2009	19.5	0.08	791.9	365.7	1,177.2
2010	19.3	0.07	801.6	376.8	1,197.9
2011	21.2	0.08	799.1	382.4	1,202.9
2012	23.9	0.10	803.2	394.0	1,221.1
2013	26.1	0.13	786.9	386.4	1,199.6
TMCA 2003-2013	- 1.0	1.7	2.7	3.4	2.8

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

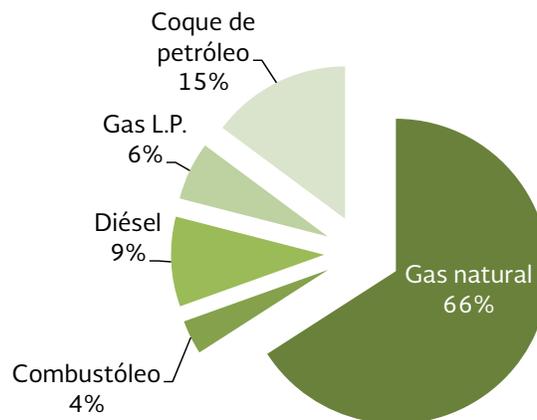
Sector Industrial

La demanda de combustibles del sector industrial fue de 1,882.0 mmpcdgne lo que presentó un incremento de 3.3% respecto a 2012. El gas natural es el combustible más utilizado con un volumen de 1,239.9 mmpcd, es decir, 65.9% del total de combustibles demandados en el sector, seguido del coque de petróleo con 278.7 mmpcdgne y diésel con 179.1 mmpcdgne.

El gas natural se utiliza principalmente en las ramas de Metales Básicos con 326.1 mmpcd, seguido de la rama Química con 170.0 mmpcd y la rama de Alimentos con 125.7 mmpcd (Anexo Cuadro A.2). Esto se debe a la apertura de nuevos mercados de gas natural a clientes ubicados en zonas alejadas de los gasoductos actuales, aprovechando las tecnologías disponibles de gas natural comprimido para su transporte por ruedas, lo que ha permitido abastecer estados que no contaban con suministro de gas, tales como Morelos y Zacatecas.

En el caso de gas L.P. la demanda únicamente tuvo una participación del 6.2% con un volumen de 29.9 miles de barriles diarios (mbd) es decir 116.1 mmpcdgne. (Anexo Cuadro A.3).

FIGURA 3. 4. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2013
(Participación porcentual)



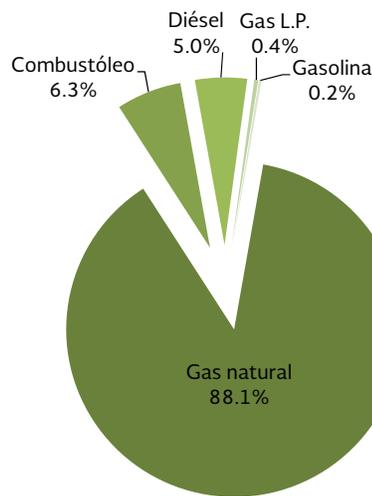
Fuente: SENER, con base en información de IMP.

Sector Petrolero

La demanda de combustibles del sector petrolero se ubicó en 2,578.9 mmpcdgne, lo que equivale aproximadamente a 664.4 miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente (mbdglpe), y representó un incremento del 0.7% respecto a 2012. En el caso de gas natural, éste tuvo una participación del 88.1% del total de los combustibles demandados en el sector, con un volumen de 2,272.2mmpcd (585.4 mbdglpe) (Anexo Cuadro A.4). El principal uso del gas natural en el sector petrolero es para autoconsumo de las mismas subsidiarias, en este sentido Pemex Exploración y Producción (PEP) es el mayor demandante con un volumen de 1,288.8 mmpcd, seguido de Pemex Petroquímica (PPQ) y Pemex Refinación (PR) con 349.1 mmpcd y 348.8 mmpcd respectivamente (Anexo Cuadro A.5).

En lo que refiere a gas L.P., éste únicamente tuvo una participación del 0.4%, es decir 2.5 mbd, este volumen representa una disminución del 41.9% respecto a 2013, en este caso PR fue el mayor consumidor con 2.2 mbd. (Anexo Cuadro A.6).

FIGURA 3. 5. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2013
(Participación porcentual)

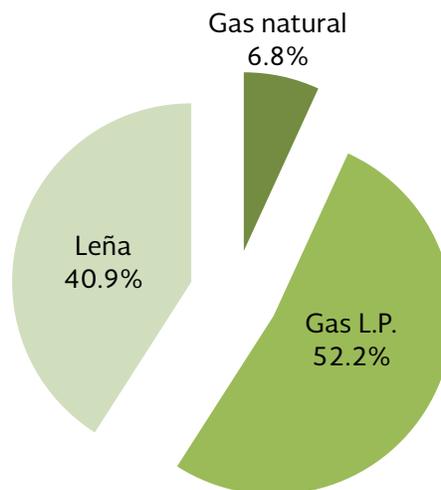


Fuente: SENER, con base en información de IMP.

Sector Residencial y Servicios

La demanda de combustibles en el sector residencial fue de aproximadamente 1,268.3 mmpcdgne, equivalente a 326.8 mbdglpe. En este sector el principal combustible utilizado es el gas L.P. con una participación del 52.2%, seguido de Leña con 40.9% y finalmente gas natural con 6.8%. Aunque el gas L.P. es el más utilizado, éste, al igual que la leña, tuvieron una disminución en su demanda de 5.0% y 0.6% respectivamente. Lo anterior es consecuencia de la sustitución de gas L.P. por gas natural, al incremento en el número de calentadores de agua y a la penetración de paneles solares (Anexo Cuadro A.7). En este sector el gas natural tuvo un incremento del 3.1% respecto a 2012 con un volumen de 86.7 mmpcdgne (22.3mbdglpe).

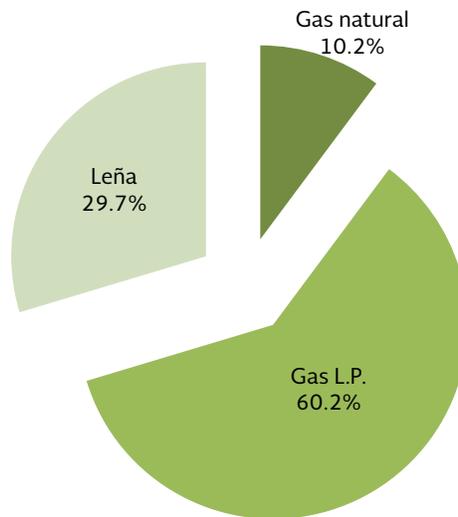
FIGURA 3. 6. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2013
(Participación porcentual)



Fuente: SENER, con base en información de IMP.

En el sector servicios la demanda total de combustibles fue de 280.1 mmpcdgne, lo que equivale a 72.2 mbdglpe. El combustible más utilizado fue el gas L.P. seguido de leña y gas natural, la participación en términos de porcentaje se muestra en la figura 3.7. En el caso de gas natural y gas L.P. tuvieron un incremento en su demanda del 5.5% y 1.9% respectivamente respecto a 2012, mientras que la leña tuvo una disminución del 0.6%, debido a la mayor participación de gas natural en este sector. Las tablas con datos históricos de los sectores residencial y de servicios se presentan en el Anexo Cuadro A.8 y Cuadro A.9.

FIGURA 3. 7. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2013
(Participación porcentual)



Fuente: SENER, con base en información de IMP.

3.1.2. Demanda Regional y Estatal

Gas natural

Para su estudio, el país se divide en cinco regiones: Noroeste, Noreste, Centro, Centro-Occidente y Sur-Sureste. Los estados que conforman cada región se presentan en la Figura 3.8.

La demanda en todas las regiones presentó un incremento a excepción de la región Noroeste, la cual disminuyó 1.7% respecto a 2012. Los mayores incrementos se presentaron en las regiones Centro-Occidente y Centro con 11.5% y 8.5% respectivamente. La región con mayor demanda fue la Sur-Sureste, seguida de la región Noreste y la Centro-Occidente.

La región que tuvo la mayor demanda de gas natural fue la Sur-Sureste con un volumen de 2,553.1 mmpcd, que representa el 36.7% de la demanda nacional. En el periodo 2003-2013 esta región presentó una tasa media de crecimiento anual (tmca) de su demanda de 1.6%. El estado con mayor demanda fue Veracruz con 951.9 mmpcd, seguido de Tabasco con 702.2 mmpcd. También se incluye en la región la demanda de aguas territoriales utilizada en el sector petrolero que fue el tercer demandante de gas con un volumen de 596.1 mmpcd.

La región Noreste tuvo una demanda de 2,263.2 mmpcd, lo que equivale a 32.6% de la demanda total nacional. En el periodo 2003-2013, esta región presentó una tmca de 6.0% en su demanda. En esta región Tamaulipas fue el estado que presentó la mayor demanda con un volumen de 886.0 mmpcd, un incremento del 3.6% respecto a 2012; en contraste, Durango presentó una disminución en su demanda de -15.5%.

En la región Centro-Occidente la demanda de gas natural fue de 880.3 mmpcd con una tmca de 5.9% durante el periodo 2003-2013, Querétaro y Jalisco fueron los estados que tuvieron una disminución en su demanda de -10.4% y -0.3% respectivamente, Colima tuvo un incremento significativo pasando de 53.6 mmpcd en 2012 a 125.9 mmpcd en 2013. El estado de Zacatecas presenta su primera demanda en 2013 con un volumen de 1.6 mmpcd.

La región Centro presentó una demanda en 2013 de 818.0 mmpcd, lo que representa el 11.8% de la demanda nacional y una tmca de 2.3% en el periodo de 2003-2013. En ésta región el estado con mayor demanda fue el Estado de México con un volumen de 341.2 mmpcd, seguido de Hidalgo y Puebla con 205.3 mmpcd y 162.1 mmpcd respectivamente, sin embargo el mayor incremento lo tuvo el estado de Morelos que pasó de una demanda de 1.2 mmpcd en 2012 a una demanda de 8.4 mmpcd en 2013.

La demanda de la región Noroeste tuvo una disminución del 1.7% respecto al año 2012 con un volumen de 437.7 mmpcd y una tmca en el periodo 2003-2013 de 5.5%. En esta región los únicos estados que presentan demanda de gas natural son Baja California y Sonora, en el caso del primero, éste tuvo una disminución de 3.6%, pasando de 317.6 mmpcd a 306.1 mmpcd, mientras que Sonora tuvo un incremento del 3.1% con un volumen de 131.6 mmpcd.

Las demandas de cada estado así como las tmca correspondientes, se presentan en el anexo en el Cuadro A.10.

FIGURA 3. 8. DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2013

(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: SENER, con base en información de IMP.



Gas L.P.

En el caso de gas L.P. las ventas internas en las diferentes regiones se presentan en el Cuadro 3.2. En este cuadro se observa que todas las regiones presentaron una disminución en las ventas internas, con tmca negativas durante el periodo 2003-2013

Por región, el mayor consumo correspondió a la región Centro, con un volumen de 114.8 mbd, lo que representa el 40.4% de las ventas internas del país; el segundo mayor consumidor fue la región Centro-Occidente seguido de la región Noreste con 64.0 mbd y 42.7 mbd.

Aunque la región Centro fue la que presentó la mayor demanda, a lo largo del periodo de estudio, presentó una tmca de -1.2%. En esta región todos los estados que la conforman tuvieron una disminución en sus ventas internas que van desde 0.5% hasta 4.2% respecto a 2012.

En la región Centro-Occidente, el mayor consumidor fue Jalisco con 20.7 mbd, que representaron el 32.4% de las ventas internas de la región. El segundo mayor consumidor fue el estado de Guanajuato con un volumen de 12.9 mbd, y en tercer lugar el estado de Michoacán con un volumen de 10.8 mbd. Estos tres estados representaron aproximadamente el 70% de las ventas internas de la región.

El porcentaje de participación de la región Noreste fue del 15.0% de las ventas internas del país. En esta región Coahuila fue el mayor consumidor con un volumen de 12.7 mbd, seguido de Tamaulipas y Nuevo León con 10.1 mbd y 8.4 mbd.

En la región Sur-Sureste el estado con mayor consumo fue Veracruz con un volumen de 14.5 mbd, es decir el 38.4% de las ventas internas de la región; en contraste, el estado de Campeche fue el menor consumidor de la región con un volumen de 1.0 mbd, sin embargo el estado de Guerrero fue el que presentó la mayor disminución, 30.5% respecto a 2012.

La región Noroeste es la menor consumidora de gas L.P. con una participación del 8.7 % de las ventas internas del país. En esta región el estado de Baja California fue el mayor consumidor con un volumen de 9.4 mbd, sin embargo fue el único estado de la región que presentó una disminución, 2.8%.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO 3. 2. VENTAS INTERNAS DE GAS L.P. POR REGIÓN Y ESTADO, 2013
 (Miles de barriles diarios)

Región / Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TMCA 2003-2013	
Noroeste	28.5	28.9	27.8	26.7	26.1	25.1	24.0	24.0	24.3	24.4	24.7	-	1.4
Baja California	10.5	11.2	11.1	11.1	11.3	10.8	10.4	10.2	9.8	9.6	9.4	-	1.1
Baja California Sur	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	1.7	1.8	2.0	1.9	2.0	-	2.0
Sinaloa	7.4	7.3	6.9	6.4	6.0	5.8	5.8	5.7	5.8	6.0	6.6	-	1.2
Sonora	8.9	8.8	8.1	7.5	6.9	6.6	6.2	6.2	6.7	6.8	6.8	-	2.6
Noreste	51.3	51.3	47.5	44.4	43.5	40.0	38.1	41.0	40.7	41.8	42.7	-	1.8
Coahuila	13.2	13.8	12.8	12.3	12.2	11.4	11.1	12.4	12.4	12.5	12.7	-	0.3
Chihuahua	11.5	11.2	10.1	9.2	8.8	8.0	7.6	8.2	7.7	8.1	8.1	-	3.5
Durango	3.6	3.9	3.9	3.6	3.5	3.1	2.7	3.0	3.3	3.5	3.4	-	0.6
Nuevo León	13.3	12.8	11.7	10.7	9.3	7.7	7.1	7.2	6.7	7.8	8.4	-	4.5
Tamaulipas	9.8	9.6	9.0	8.8	9.6	9.9	9.6	10.2	10.7	9.8	10.1	-	0.4
Centro-Occidente	76.7	74.9	71.5	70.2	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	-	1.8
Aguascalientes	4.9	4.2	3.9	3.5	3.4	3.4	3.1	3.1	3.0	3.3	3.5	-	3.3
Colima	1.6	1.6	1.7	1.6	1.7	1.8	1.6	1.8	2.9	3.0	3.1	-	6.9
Guanajuato	14.4	13.8	13.4	13.7	13.7	13.6	13.0	13.8	13.9	12.9	12.9	-	1.1
Jalisco	24.7	25.8	24.6	23.9	23.5	22.8	22.2	22.5	21.3	20.7	20.7	-	1.7
Michoacán	12.5	12.0	11.5	11.4	11.4	10.3	10.1	10.3	10.1	10.1	10.8	-	1.4
Nayarit	2.5	2.6	2.5	2.4	2.4	2.3	2.1	2.3	2.2	2.3	2.2	-	1.6
Querétaro	5.3	4.7	4.1	3.8	3.5	3.2	2.4	2.3	2.5	2.4	2.2	-	8.3
San Luis Potosí	5.8	5.5	5.5	5.4	5.5	5.4	5.4	5.5	5.3	5.3	4.6	-	2.4
Zacatecas	4.9	4.8	4.4	4.5	4.5	4.9	4.5	4.4	4.3	4.4	3.9	-	2.4
Centro	128.9	130.8	126.3	124.6	122.6	120.3	118.8	120.1	117.3	117.5	114.8	-	1.2
Distrito Federal	35.5	35.8	34.4	33.9	32.7	30.7	29.1	28.6	27.9	26.7	25.6	-	3.2
Hidalgo	9.4	9.6	9.2	9.2	8.9	8.4	8.0	7.9	7.7	8.3	8.1	-	1.6
México	55.5	56.8	55.3	55.3	54.3	51.7	49.6	49.5	48.8	49.2	48.2	-	1.4
Morelos	6.4	6.5	6.3	6.3	6.1	5.8	5.5	5.5	5.4	5.5	5.4	-	1.7
Puebla	18.4	18.4	17.6	16.7	17.2	19.7	22.2	23.8	22.9	23.1	22.9	-	2.2
Tlaxcala	3.6	3.6	3.5	3.3	3.4	3.9	4.5	4.8	4.6	4.7	4.7	-	2.6
Sur-Sureste	42.1	42.3	40.9	40.1	39.5	38.9	36.6	37.9	37.9	38.4	37.7	-	1.1
Campeche	1.1	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	-	0.6
Chiapas	5.7	5.8	5.6	5.3	5.2	5.1	4.9	5.0	5.2	5.1	4.7	-	1.9
Guerrero	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6	3.3	3.2	3.2	2.9	2.5	1.7	-	8.1
Oaxaca	4.3	4.4	4.3	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.9	-	1.3
Quintana Roo	1.7	2.2	2.4	2.5	3.0	3.3	3.1	3.4	3.5	3.6	3.7	-	8.0
Tabasco	4.3	4.4	4.1	4.1	3.6	3.6	3.6	3.8	3.8	3.8	3.9	-	0.9
Veracruz	16.9	16.8	15.9	15.5	15.4	15.1	13.4	14.1	14.1	14.7	14.5	-	1.5
Yucatán	4.0	3.9	3.9	3.7	3.5	3.3	3.0	3.2	3.1	3.1	3.2	-	2.4
Total nacional	327.5	328.2	314.1	306.0	301.3	292.1	281.8	288.8	285.8	286.5	283.9	-	1.4

Fuente: SENER, con base en información de IMP.

3.2. Oferta Nacional

3.2.1. Reservas de gas natural

Las reservas remanentes totales de gas natural al 1° de Enero de 2014 se estimaron en 59,664.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), cifra por debajo en 3,564.7 mmmpc a la reportada en el año anterior, que representa una disminución del 5.6%. Las reservas de gas natural, desglosadas en gas asociado y en gas no asociado también son presentadas en el cuadro 3.2.

Las reservas remanentes totales se concentraron principalmente en la región Norte con 53.7% del total de este tipo de reservas, seguido de la región Marina Suroeste con 24.5%, la región Sur con 14.7% y finalmente la región Marina Noreste con 7.2%⁵⁶.

La reserva remanente total de gas natural asociado representa el mayor volumen con 41,768.0 mmmpc, es decir el 70.0% del total, mientras que para el gas no asociado el volumen fue de 17,896.7 mmmpc, lo que representa el 30.0% restante. La región Norte es la que presenta el mayor volumen de reservas de gas asociado, contribuyendo con el 64.1%; es decir 26,760.4 mmmpc. En cuanto a las reservas totales de gas no asociado los mayores volúmenes se localizan en la región Marina Suroeste con 10,711.6 mmmpc, equivalentes al 59.9%.

CUADRO 3. 3. RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL 2003-2014
(Miles de millones de pies cúbicos)

Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur
2003	Asociado	52,011	6,920	3,628	32,659	8,805
	No asociado	13,422	-	2,774	6,087	4,561
2004	Asociado	50,413	6,437	3,481	32,366	8,129
	No asociado	13,480	-	2,679	6,608	4,193
2005	Asociado	49,432	6,037	3,575	32,373	7,447
	No asociado	14,447	58	3,049	7,210	4,131
2006	Asociado	48,183	6,131	2,962	31,727	7,364
	No asociado	14,172	58	2,709	7,329	4,076
2007	Asociado	47,403	5,659	3,280	31,437	7,027
	No asociado	15,642	58	4,682	7,474	3,429
2008	Asociado	46,067	5,325	3,163	30,594	6,985
	No asociado	15,292	58	5,106	6,952	3,176
2009	Asociado	44,710	4,835	3,233	29,884	6,758
	No asociado	15,664	58	6,339	6,619	2,648
2010	Asociado	44,047	4,482	3,263	29,499	6,804
	No asociado	17,189	58	8,964	5,825	2,342
2011	Asociado	43,295	4,699	2,933	28,963	6,700
	No asociado	17,980	58	10,315	5,669	1,938
2012	Asociado	43,710	4,381	3,594	29,028	6,707
	No asociado	17,930	58	11,021	4,930	1,922
2013	Asociado	44,402	4,378	3,833	29,103	7,088
	No asociado	18,827	58	12,169	4,646	1,955
2014	Asociado	41,768	4,220	3,887	26,760	6,901
	No asociado	17,897	58	10,712	5,276	1,851

Nota: Las cifras son al 1° de Enero de cada año.
Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México.

⁵⁶ Los porcentajes pueden no sumar el 100% debido a redondeo.

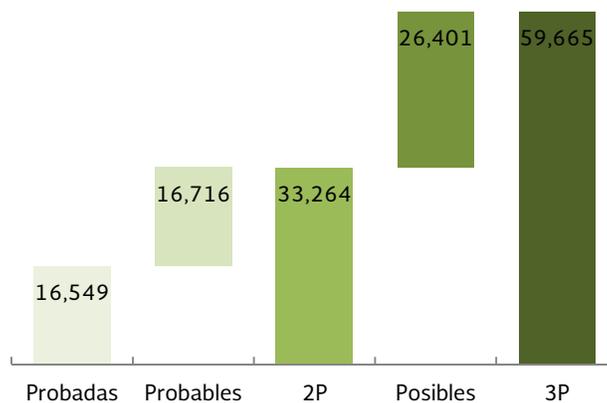
Las reservas remanentes totales de gas natural están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles. Las primeras presentaron un volumen de 16,548.5 mmmpc, equivalentes al 27.7%; las reservas probables fueron de 16,715.6 mmmpc, es decir, 28.0% de las reservas remanentes totales; y finalmente las reservas posibles fueron las que presentaron un volumen mayor con 26,400.7 mmmpc, 44.2% del total.

En el caso de las reservas probadas, éstas se concentraron principalmente en la región Sur con un volumen de 6,029.6 mmmpc, 36.4% del total de las reservas probadas en el país; la región Marina Suroeste fue la segunda que presentó mayores reservas probadas con 4,298.2 mmmpc, seguida de la región Norte y Marina Noreste con 3,510.8 mmmpc y 2,709.9 mmmpc.

Las reservas probables se ubicaron principalmente en la región Norte con un porcentaje de participación del 64.7% y un volumen de 10,809.4 mmmpc; le sigue la región Marina Suroeste, que presentó un volumen de 3,814.8 mmmpc, es decir, el 22.8%; en tercer lugar de reservas probables se encuentra la región Sur que tuvo una participación del 7.2% y finalmente la región Marina Noreste con el 5.3%.

El mayor volumen de las reservas posibles la presentó la región Norte con un volumen de 17,716.7 mmmpc, es decir el 67.1%, seguido de la región Marina Suroeste con 25% y un volumen de 6,485.1 mmmpc, y finalmente las regiones Sur y Marina Noreste con 1,515.2 y 683.7 mmmpc⁵⁷.

FIGURA 3. 9. RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA*
(Miles de millones de pies cúbicos)



* Las cifras son al 1° de Enero de cada año.
Fuente: PEP.

Reservas descubiertas en 2013

Los trabajos de exploración realizados por Pemex Exploración y Producción dieron resultados satisfactorios ya que durante el año 2013 se terminaron 36 pozos exploratorios y 2 delimitadores, se adquirieron 3,646 kilómetros de sísmica 2D, 13,991 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y se realizaron estudios geológicos y geofísicos para proyectos exploratorios y de delimitación. Estas actividades permitieron incorporar reservas totales o 3P por 1,163.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y reservas de gas natural por 2,046.3 miles de millones de pies cúbicos, el mayor aporte se dio en la Región Norte⁵⁸. Las reservas descubiertas de gas natural durante el año 2013 se presentan en el cuadro 3.3.

⁵⁷Todos los porcentajes de participación pueden no sumar el 100% debido a redondeo.

⁵⁸ Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1° de Enero de 2014.

En la región Norte los pozos que tuvieron mayores aportaciones a las reservas posibles fueron Maximino -1 y Exploratum-1 con 758.6 y 625.4 mmpc de gas natural, estos pozos se encuentran ubicados en aguas ultraprofundas del Golfo de México. En esta misma región, el pozo Eltreinta-1 del Activo de Producción Veracruz adicionó reservas 3p de 82.6 mmpc. En lo que refiere al Activo Integral Burgos, los pozos con mayor aportación fueron Nuncio-1 (gas seco) y Chucla-1 (gas húmedo) con 135 y 81 mmpc de reservas 3p⁵⁹.

CUADRO 3. 4. RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL DESCUBIERTOS EN 2013
(Miles de millones de pies cúbicos)

Cuenca	Región	1P	2P	3P
Total		207.4	265.0	2,046.3
Burgos		23.6	47.8	291.7
	Región Norte	23.6	47.8	291.7
Golfo de México Profundo		0.0	0.0	1,384.0
	Región Norte	0.0	0.0	1,384.0
Sureste		46.6	114.3	253.4
	Región Marina Noreste	0.0	5.2	16.1
	Región Marina Suroeste	32.7	73.4	105.3
	Región Sur	13.9	35.8	132.1
Veracruz		89.3	102.8	117.1
	Región Norte	89.3	102.8	117.1

Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México 2013, PEMEX.

3.2.2. Producción de gas natural

La producción de gas natural en 2013 fue de 6,370.3 mmpcd, cifra lo que representó una disminución de 0.2% respecto al año anterior. La producción de gas ha presentado un decremento en los últimos años debido a los bajos precios del gas, que inciden en una rentabilidad mucho menor de los proyectos de gas no asociado en comparación con los proyectos de crudo.

La región Norte fue la mayor productora de gas, con 2,060.6 mmpcd que representaron el 32.3% de la producción total de gas; sin embargo, se tuvo una disminución del 3.7% con respecto al año anterior. En esta región el activo de Burgos fue el mayor contribuidor con un volumen de 1,286.6 mmpcd es decir 62.4% de la producción de la región.

La segunda región con mayor producción fue la Sur con un porcentaje de participación del 24.7% es decir 1,570.5 mmpcd. Los activos que tienen la mayor producción en esta región fueron Samaria-Luna y Macuspana-Muspac con 606.3 y 515.1 mmpcd. Cabe destacar que en la región la producción de gas estuvo acompañada por 88 mmpcd de nitrógeno proveniente de los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna.

La región Marina Noreste contribuyó con 1,412 mmpcd lo que representa un incremento del 5.9% respecto a 2012. En la región el mayor contribuidor fue el activo de Cantarell con una participación del 71.3% de la producción, ésta producción estuvo acompañada de 603 mmpcd de nitrógeno. Finalmente la región Marina Suroeste tuvo una participación del 20.8% con un volumen total de 1,327 mmpcd, los activos Litoral de Tabasco y Abkatun-Pol-Chuc presentaron una producción de 748 y 579 mmpcd (anexo Cuadro A.11).

⁵⁹ Ibídem, pág. 42.

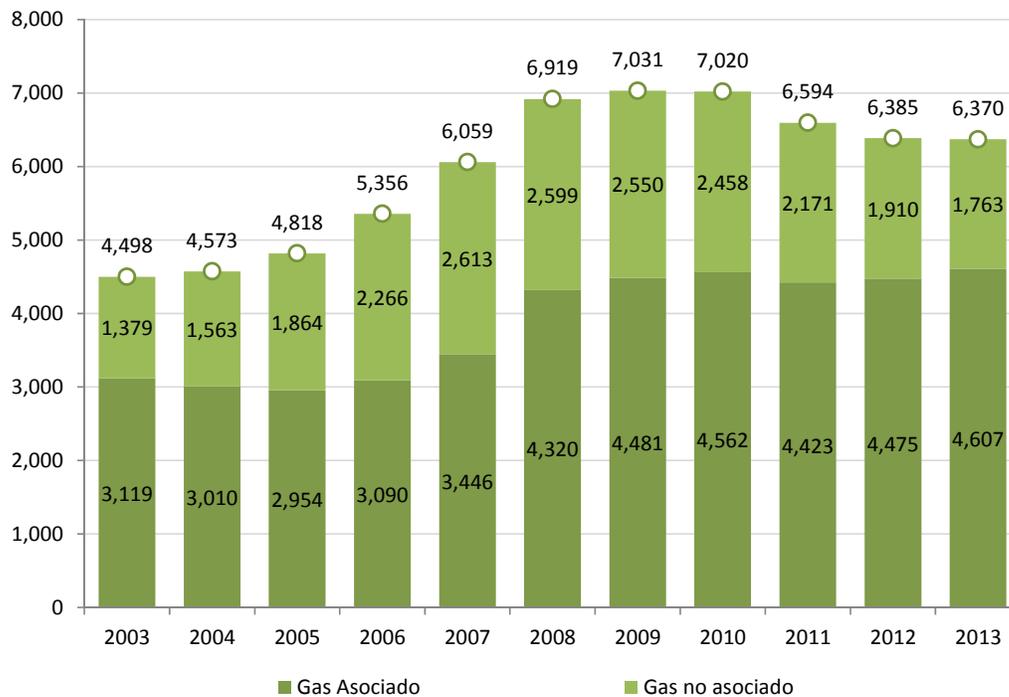
CUADRO 3. 5. EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 2003-2013
(Millones de pies cúbicos diarios)

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca 2003-2013
Producción de gas con nitrógeno												
Extracción total	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	7,031	7,020	6,594	6,385	6,370	3.7
Marina Noreste	940	947	928	920	1,157	1,901	1,782	1,584	1,406	1,334	1,412	4.8
Marina Suroeste	581	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259	1,327	7.3
Sur	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,765	1,692	1,652	1,571	-0.3
Norte	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139	2,061	5.4
Producción de gas hidrocarburo sin nitrógeno												
Extracción total	4,498	4,573	4,818	5,356	5,915	6,289	6,534	6,337	5,913	5,676	5,679	2.5
Marina Noreste	940	947	928	920	1,014	1,272	1,286	1,007	821	732	809	-1.3
Marina Suroeste	581	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259	1,327	7.3
Sur	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,659	1,596	1,545	1,482	-1.0
Norte	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139	2,061	5.4

Fuente: PEP.

Del total de la producción de gas natural, la de gas asociado representó 72.3%, mientras que el gas no asociado el 27.7% restante. La reducción en los volúmenes producidos se debe principalmente a la menor producción de gas no asociado, debido a la reducción de las actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz de la Región Norte, así como en el Activo Integral Macuspana de la Región Sur⁶⁰, en respuesta al comportamiento de los precios del gas en el mercado Norteamericano.

FIGURA 3. 10. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL ASOCIADO Y NO ASOCIADO, 2003-2013
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013 Pemex.

⁶⁰ Principales elementos del plan de negocios de Pemex y sus Organismos subsidiarios 2014-2018.

El procesamiento de gas natural en 2013 fue de 4,404.0 mmpcd 0.5 % más que en 2012. De éstos, 3,330.0 mmpcd fueron de gas húmedo amargo y 1,074.0 mmpcd de gas húmedo dulce. Con lo que respecta a gas seco proveniente de los centros procesadores de gas (CPG's), el volumen procesado fue de 3,693.4 mmpcd, 1.8% mayor a la del año 2012, principalmente por una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce en Burgos⁶¹. El gas proveniente directamente de los campos presentó una disminución de 19.1% con un volumen de 737.0 mmpcd.

En 2013, la producción de gas seco se realizó principalmente el centro procesador de Nuevo Pemex con un volumen de 925.2 mmpcd, es decir, 25.0% del gas seco procesado, seguido de los CPG's de Burgos y Cactus con volúmenes de 906.4 y 745.9 mmpcd.

En lo que se refiere al proceso de endulzamiento de gas amargo, la capacidad total instalada para el endulzamiento de gas fue de 4,503.0 mmpcd, con lo que la utilización de ésta se ubicó en 74% del total. En 2013 el mayor volumen se procesó en el CPG de Cactus 1,672.4 mmpcd, volumen que representó 50.2% del gas amargo procesado. Este volumen significó la utilización 85.3% de la capacidad instalada en éste CPG. El segundo mayor procesador fue el CPG de Cd. Pemex con un volumen de 862.4 mmpcd, seguido de Nuevo Pemex con 530.4 mmpcd (Anexo Cuadro A.12).

**CUADRO 3. 6.PROCESO DE GAS NATURAL, PRODUCCIÓN DE GAS SECO¹
Y GAS DIRECTO DE CAMPOS, 2003-2013**
(Millones de pies cúbicos diarios)

Tipo de gas	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	% de variación con respecto a 2012
Gas húmedo procesado	3,853	3,963	3,879	4,153	4,283	4,240	4,436	4,472	4,527	4,382	4,404	0.5
Gas húmedo amargo	3,360	3,349	3,153	3,203	3,162	3,188	3,381	3,422	3,445	3,395	3,330	-1.9
Gas húmedo dulce	492	614	726	950	1,120	1,052	1,055	1,050	1,082	987	1,074	8.8
Gas seco de CPG's	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572	3,618	3,692	3,628	3,693	1.8
Gas directo de campos	763	815	998	1,152	1,334	1,382	1,325	1,312	1,045	911	737	-19.1

Nota. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

¹ Incluye gas húmedo dulce a ductos y a bombeo neumático (PEP)

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013 Pemex

3.2.3. Producción de gas L.P.

En 2013 la producción nacional de gas L.P. fue de 207.0 mbd, de los cuales PGPB produjo un volumen de 177.7 mbd lo que representó un incremento del 0.9% respecto a 2012 (no incluye el gas licuado del Sistema Nacional de Refinación (SNR), ni el del campo Nejo de PEP), este aumento se debió al incremento en la oferta de gas húmedo dulce en Burgos. El gas licuado producido en el SNR fue 26.1 miles de barriles diarios, mientras que la producción del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción fue de 3.3 miles de barriles diarios de gas licuado⁶².

⁶¹ Petróleos Mexicanos, informe anual 2013.

⁶² Ibídem, pág. 150.

El CPG Nuevo Pemex fue el que tuvo mayor producción con un volumen de 42.2 mbd y, sin embargo, tuvo una tmca en el periodo de 2003-2013 de -4.8%. El CPG Morelos presentó una producción de 40.7 mbd, es decir, una participación del 22.9% del total de la producción. El CPG Cangrejera tuvo una producción de gas L.P. de 39.2 mbd, 8.9% menos que el año anterior.

Con respecto a la producción del SNR, la refinería de Tula fue la que tuvo mayor producción con un volumen de 10.8 mbd, 7.5% menor a la de 2012. La refinería que tuvo la mayor disminución en la producción de gas L.P. fue Minatitlán con -27.6%, pasando de 8.0 mbd a 5.8 mbd de gas L.P. producidos. En contraste, la refinería de Salamanca fue la que tuvo el mayor incremento en su producción de gas L.P. con 44.4% más que en 2012, alcanzando un volumen de 2.4 mbd (Anexo Cuadro A.13).

CUADRO 3. 7. PRODUCCIÓN DE GAS L.P. EN PGPB, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

CPG*	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TMCA 2003-2013
Total	212.1	224.9	215.4	215.3	198.9	182.4	180.6	184.2	185.4	176.0	177.7	-1.8
Burgos	-	6.3	9.9	14.5	17.0	18.0	20.0	19.9	19.8	18.2	19.5	n.a.
Cactus	45.7	48.8	40.2	45.0	35.5	27.1	27.0	32.7	31.7	32.0	28.9	-4.5
Cangrejera	37.9	43.7	43.6	44.1	39.1	43.4	43.4	39.6	45.0	43.0	39.2	0.3
Matapionche	2.3	2.4	2.2	2.2	2.1	1.8	1.5	1.1	1.0	0.8	0.9	-8.4
Morelos	48.8	41.2	42.1	46.3	41.8	39.8	46.6	47.6	38.9	41.1	40.7	-1.8
Nuevo Pemex	68.9	75.7	70.4	57.8	57.8	48.2	38.9	39.8	44.2	35.5	42.2	-4.8
Poza Rica	2.0	2.2	2.7	2.3	3.0	2.7	3.1	3.4	4.7	5.4	6.1	11.7
Reynosa	6.6	4.5	4.4	3.2	2.6	1.5	0.1	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

* Complejo procesador de gas.

Fuente: PGPB.

3.2.4. Infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento.

Infraestructura da gas natural

Hasta 2013 se tenían 23 permisos de transporte de acceso abierto, de los cuales 18 se encuentran operando y cinco en construcción. La totalidad de estos suman una longitud de 13,889.8 kilómetros (km) y un volumen promedio de 37,536.4 mmpcd, 32,289.4 mmpcd pertenecen a permisos en operación. En el siguiente cuadro se muestran los permisos al cierre de 2013.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

**CUADRO 3. 8. PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL
A DICIEMBRE DE 2013**

	Permisionario	Localización	Inicio operaciones	Longitud (km)	Volumen Promedio mm ³ d	Volumen promedio mmpcd	Inversión (millones de dólares) ¹	Estatus
1	Gasoductos de Chihuahua	San Isidro - Samalayuca	dic-97	37.7	5,663.4	200.0	15.7	Operando
2	Igasamex San José Iturbide	Huimilpan - San Luis Potosí	mar-98	3.0	13,643.5	482.0	-	Operando
3	FINSA Energéticos	Matamoros, Tamaulipas	jun-98	8.4	36.2	1.3	0.9	Operando
4	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco - Hermosillo, Son.	mar-99	339.0	3,113.0	109.9	22.1	Operando
5	Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sectores Cárdenas, Minatitlán, Veracruz, Cd.Mendoza, Tlaxcala, V. de Carpio, Salamanca, Guadalajara, Madero, Reynosa, Monterrey, Torreon y Chihuahua	jun-99	8,704.0	140,035.1	4,945.3	1,430.3	Operando
6	Energía Mayakan	Tabasco, Chiapas, Campeche, Valladolid, Yucatán	sep-99	710.0	4,247.0	150.0	303.0	Operando
7	Transportadora de GN de Baja California	Otay, San Diego -Rosarito, Baja California	jun-00	45.0	26,621.0	940.0	64.8	Operando
8	Gasoductos del Bajío	Salamanca - Aguascalientes	abr-01	204.0	606,529.0	21,419.3	39.5	Operando
9	Gasoducto Rosarito	Los Algodones - Baja California	sep-02	302.0	40,610.0	1,434.0	275.1	Operando
10	Gasoducto Agua Prieta	Frontera México - EUA - Naco, Sonora	dic-02	13.0	5,664.0	200.0	7.7	Operando
11	Tejas de Gas de Toluca	Palmillas - Toluca, Edo de México	feb-03	123.2	77.0	2.7	31.0	Operando
12	Kinder Morgan	Cd. Mier, Tamaulipas - Huinalá, Nuevo León	mar-03	137.0	10,479.3	370.0	4.1	Operando
13	Gasoductos del Río	Frontera México - EUA- CCC Rio Bravo II, III y IV y Portes Gil, Tamaulipas	ago-03	57.9	11.6	0.4	39.3	Operando
14	Gasoductos de Tamaulipas	Reynosa - San Fernando	nov-03	114.0	28,317.0	1,000.0	222.0	Operando
15	Conceptos Energéticos Mexicanos	Cerretera Federal Mexicali-Tijuana	dic-03	1.8	13,779.0	486.0	-	Operando
16	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	Naranjos Veracruz-Tamazunchale, S.L.P.	dic-06	127.0	5,097.0	180.0	181.0	Operando
17	Manzanillo-Colima-Guadalajara, Jalisco	Manzanillo-Colima-Guadalajara, Jalisco	jun-11	307.0	8,495.1	300.0	360.0	Operando
18	Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V.	Cd. Juárez-Chihuahua	jul-13	389.0	1,940.0	68.5	368.8	Operando
19	Tejas Gas de la Península	Valladolid, Campeche-Nizuc, Quintana Roo	n/a					En construcción
20	Gasoducto de Morelos	Esperanza-Venta de Carpio y Cempoala-Santa Ana		1,142.0	9,542.0	337.0	246.0	En construcción
21	Gasoducto del Noreste, S. de R.L. de C.V.,	Agua Dulce-Los Ramones	1 ^{ra} etapa: dic 14 2 ^{da} Etapa: dic 15	116.8	83,283*	3,100*	587.0	En construcción
22	Gasoducto de Aguaprieta	Sasabe-Puerto Libertad Puerto Libertad-Guaymas Guaymas-El Oro	oct-14 oct-15 ago-16	220.0 285.0 328.0	21,806.4 14,443.2 14,443.2	770.0 510.0 510.0	172.6 196.1 83.7	En construcción
23	Transportadora de Gas Natural de Zacatecas	Aguascalientes-Calera, Zacatecas	jul-14	175.0	566.0	20.0	70.0	En construcción
Total nacional				13,889.8	1,058,442.0	37,536.4	4,720.9	

1: a millones de dólares de 2014.

* 1ra etapa: 28,317; 2da etapa 54,966.

** 1ra etapa 1,000; 2da etapa 2,100.

Nota: Los datos asociados a los permisos cuyo estatus es en Construcción" son proyectados, toda vez que el permiso aún no está en operación.

Fuente: CRE.

Actualmente se ejecutan proyectos para incrementar la capacidad de transporte desde la frontera con Estados Unidos de América hacia el Centro-Occidente del país, a través de cuatro gasoductos: Ramones fase I, Ramones fase II Norte y Sur, Agua Dulce-Frontera y Tucson-Sásabe.

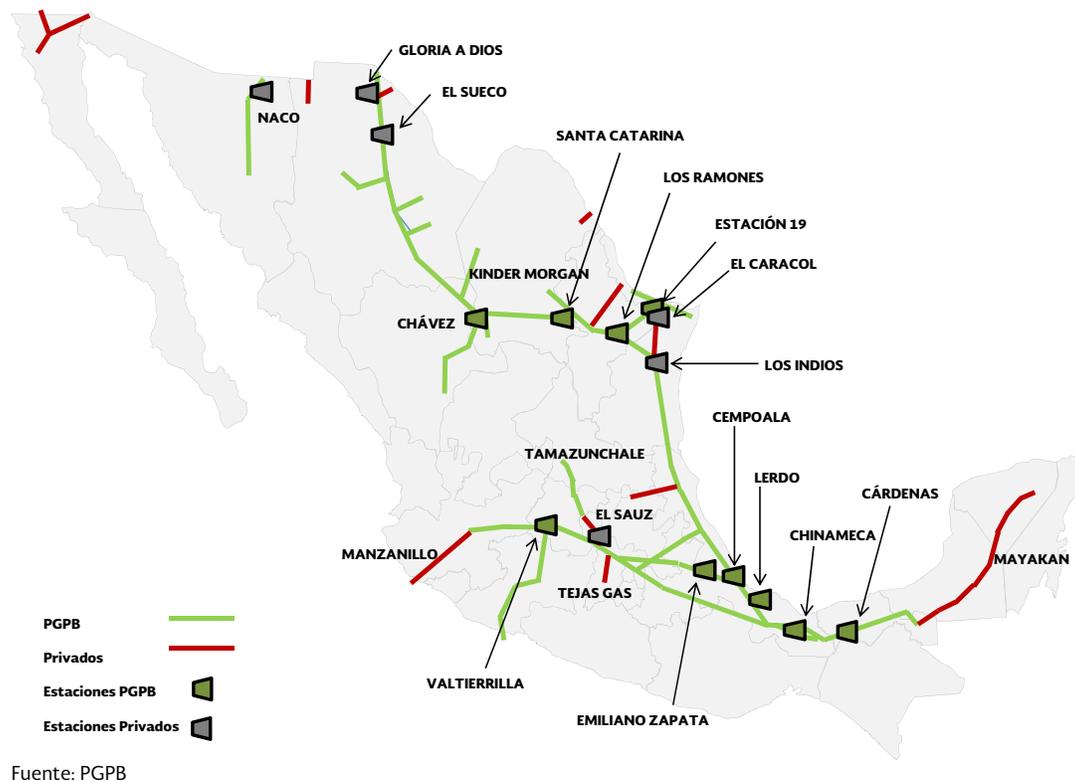
Los resultados de esta estrategia comenzaron a materializarse durante 2014, con la entrada en operación de los gasoductos Los Ramones fase I, Agua Dulce - Frontera y Tucson - Sásabe, en conjunto con las estaciones de compresión Altamira y Soto La Marina que está construyendo CFE. Es importante señalar que además de las acciones descritas se requiere el desarrollo de infraestructura adicional de importación y de transporte.

El sistema de transporte de gas natural de PGPB se integra por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y por el sistema aislado de Naco-Hermosillo (SNH). Este sistema cuenta con 9,043 km de ductos de transporte y una capacidad de transporte de 5,055.2 mmpcd de los cuales 4,945.3 mmpcd se transportan por el SNG y 109.9 mmpcd por el SNH. Actualmente estos sistemas se encuentran saturados⁶³.

En el caso de las estaciones de compresión, al cierre de 2013 se tenían nueve pertenecientes a PGPB, con una capacidad de potencia instalada de 265,725.0 caballos de fuerza (Hp), mientras que las estaciones de compresión privadas fueron seis con capacidad de potencia instalada de 136,390.0 Hp (Anexo Cuadro A.14).

El transporte total de gas natural en 2013, se ubicó en 4,880.4 mmpcd, volumen superior en 226.5 mmpcd respecto al año anterior. El principal incremento se presentó en el gas natural transportado en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), el cual se ubicó en 4,804 mmpcd, superior en 230 mmpcd a lo realizado en 2012. Por su parte, el ducto Naco-Hermosillo, que está conectado a Estados Unidos de América, transportó 76.4 mmpcd, cifra inferior en 4% con respecto a 2012⁶⁴.

FIGURA 3. 11. INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL, 2013



⁶³ Principales elementos del plan de negocios de Pemex y sus Organismos subsidiarios 2014-2018.

⁶⁴ Ídem-Petróleos Mexicanos, informe anual 2013,pág. 601.



El consumo regional de gas natural está estrechamente relacionado con la localización de la infraestructura, así como con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras, puntos de generación de electricidad y concentración poblacional. Estos factores son los que han desarrollado el mercado de gas natural en México, En 2013 el número de usuarios atendidos fue de 2.2 millones, es decir 2.8% más que en 2012 (Anexo Cuadro A.15)

Parte de la distribución de gas natural a los diferentes consumidores está a cargo de empresas privadas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas geográficas del país por parte de la CRE. Hasta el cierre de 2013 se otorgaron 22 permisos de distribución con una red de distribución longitud de red acumulada al cierre de 2013 de 49,181.0 km, con una inversión de 2.2 millones de dólares.

CUADRO 3. 9. DATOS Y COMPROMISOS QUINQUENALES DE LOS PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN, AL CIERRE DE 2013

		Al cierre de su quinquenio			Cobertura de usuarios	Inversión (miles de dólares) ¹	Al cierre de 2013	
		Localización	Longitud (km)	Volumen promedio MMpcd			Gas natural conducido MMpcd	Longitud de red acumulada (km)
Total nacional			85,984	992	2,563,484	527,913	939	49,181
Total Región Noreste			29,410	451	1,352,414	154,912	450	31,690
1	Cía. Nacional de Gas Q3/	Piedras Negras	695	5	12,656	881	10	727
2	Ecogas México (antes DGN de Chihuahua) Q3/	Chihuahua	1,933	29	72,047	21,571	32	2,031
3	Gas Natural de México (Saltillo) Q3/	Saltillo-Ramos Arispe-Arteaga	2,833	26	89,510	14,208	26	2,487
4	Cía. Mexicana de Gas Q3/	Monterrey	2,550	43	114,843	5,766	52	2,653
5	Gas Natural de México Nvo. Laredo) Q3/	Nuevo Laredo, Tamaulipas	1,068	4	35,381	8,264	3	1,140
6	Gas Natural de Juárez Q3/	Ciudad Juárez	4,362	32	228,584	38,039	26	4,656
7	Tractebel GNP Q3/	Río Pánuco	917	25	44,583	1,255	27	815
8	Distribuidora de Gas Natural Noreste 2/	Río Pánuco	302	37	10,062	20,841	16	22
9	Tamauligas Q3/	Norte de Tamaulipas	976	9	23,336	8,524	10	997
10	Gas Natural México (Monterrey) Q3/	Monterrey	12,812	230	696,800	32,538	237	15,209
11	Ecogas México (DGN La Laguna Durango) Q3/	Torreón-Gómez Palacio-Ciudad Lerdo-Durango	963	10	24,612	3,025	11	953
Total Región Centro			49,485	367	953,007	251,659	300	10,501
12	Gas Natural México (Toluca) Q3/	Toluca	812	27	26,941	4,088	37	843
13	Comercializadora Metrogas Q3/	Distrito Federal	4,359	65	380,393	45,250	67	3,725
14	Consorcio Mexi-Gas Q3/	Valle Cuautitlán- Texcoco	4,758	134	260,793	58,451	131	4,172
15	Distribuidora de Gas Natural México Q2/	Valle Cuautitlán- Texcoco	421	11	28,921	27,373	9	137
16	NATGASMEX Q3/	Puebla-Tlaxcala	2,390	47	93,307	5,814	55	1,622
17	Gas Natural del Noroeste Morelos 2/	Morelos	221	56	26,806	26,842	-	2
	Gas Natural del Noroeste Veracruz 2/	Veracruz	36,524	27	135,846	83,841	-	-
Total Región Centro - Occidente			5,408	156	220,100	78,842	164	5,988
18	Tractebel Digaqro Q3/	Querétaro	1,766	59	73,119	44,594	58	1,560
19	Gas Natural México (Bajío) Q3/	Zona Bajío Norte, Silao-León-Irapuato	2,266	45	92,590	17,249	53	3,185
20	Tractebel DGJ Q3/	Guadalajara	1,376	52	54,391	16,999	53	1,243
Total Región Noroeste			1,681	19	37,963	42,500	25	1,002
21	Ecogas México (DGN de Mexicali) Q3/	Mexicali	502	12	13,055	1,693	21	507
22	Gas Natural del Noroeste Q3/	Hermosillo	1,179	7	24,908	40,807	4	495

1 miles de dólares a diciembre de 2013.

2 Datos al otorgamiento del permiso.

Q2 Empresas que se encuentran en el segundo periodo de cinco años.

Q3 Empresas que se encuentran en el tercer periodo de cinco años.

Fuente: CRE.

Al cierre de 2013, se tenían en operación tres permisos de almacenamiento de gas natural licuado. La capacidad de almacenamiento fue 920,000 metros cúbicos repartidos en tres terminales ubicadas en Tamaulipas, Baja California y Colima, adicionalmente se tiene un permiso de un proyecto de ampliación de la terminal de Ensenada con un monto de inversión de 1,000 millones de dólares (Ver cuadro 3.10)

En 2013 se recibieron 83 cargamentos, principalmente en la terminal Manzanillo que incremento el número de cargamento recibidos durante el 2013 con un total de 42, la terminal de Altamira recibió 37 y Ensenada 4.

CUADRO 3. 10. PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL, 2013

Nombre de la empresa	En operación			En proyecto
	Terminal de GNL de Altamira	Energía Costa Azul	Terminal KMS de GNL	Energía Costa Azul, Ampliación
Localización	Altamira, Tamaulipas	Ensenada, Baja California	Manzanillo, Colima	Ensenada, Baja California
Capacidad de regasificación (mMMpcd)	0.50 - 0.76	1.00 - 1.30	0.5	1.0 - 1.3
Capacidad de almacenamiento de la terminal (m3)	300,000	320,000	300,000	
Inversión (millones de dólares)	\$396.00	\$875.00	\$783.00	\$1,000.00
Entrada en operación	30-sep-06	14-may-08	17-ago-12	Indefinida

Fuente: CRE.

Infraestructura da gas L.P.

La CRE tiene cuatro permisos de distribución de gas L.P. mediante ducto, éstos se encuentran ubicados en los estados de Baja California (Compañía de Gas Tijuana, S.A. de C.V. y Gas Butano Propano de Baja California S.A. de C.V.), Estado de México (Asociación de Colonos de La Herradura A.C.) y Quintana Roo (Gas del Caribe, S.A. de C.V).

En lo que respecta a los permisos de distribución, mediante planta y estaciones de gas L.P. para carburación, la Secretaria de Energía es la entidad responsable de conceder estos permisos. A septiembre de 2014 se tenían otorgados 3,467 permisos, de los cuales 933 son permisos de distribución mediante planta y 2,534 permisos mediante estaciones de gas L.P. para carburación. Los permisos por región se presentan en el siguiente cuadro.

CUADRO 3. 11 PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS L.P. OTORGADOS POR LA SENER*

Región	Estación de gas L.P. para carburación	Planta de distribución
Centro	547	166
Centro-Occidente	739	238
Noreste	646	260
Noroeste	312	93
Sur-Sureste	290	176

** Número de permisos septiembre de 2014.

Fuente: SENER con información de la Dirección General de Gas L.P.

En lo que se refiere al transporte de gas L.P. mediante ductos la CRE tiene registrados cuatro permisos, los cuales están ubicados en los estados de Nuevo León (TDF, S, de R.L de C.V) y Tamaulipas (TDF, S, de R.L de C.V y Penn Octane de México, S. de R.L. de C.V.), Veracruz (Ductos del Altiplano S.A. de C.V), y el permiso de PGPB (SNGLP) que abarca los estados de Jalisco, Guanajuato, Puebla, Querétaro, Hidalgo, Estado de México, Tlaxcala, Veracruz, Tabasco y Chiapas.

En México el transporte depende en gran medida del ducto troncal Cactus-Guadalajara (LPG ducto) que actualmente cuenta con una capacidad de transporte máxima de 242 mbd y 1,231 km de longitud. El promedio de almacenamiento disponible para ventas es de 2.4 días a nivel país y el de las plantas interconectadas al LPG ducto de 1.3 días, lo que permite un margen de maniobra estrecho⁶⁵.

El volumen total transportado de gas L.P. fue de 196.1 mbd, lo que representó un decremento marginal de 3.9 Mbd respecto a 2012. En el ducto Cactus-Guadalajara se transportaron 180.4 mbd, volumen ligeramente inferior al reportado el año anterior. El menor transporte está relacionado con problemas operativos en el ducto y con tres alertas críticas ocasionadas por tomas clandestinas. En el ducto Hobbs-Méndez se transportaron 15.7 mbd, lo que representó un volumen similar al transportado en 2012⁶⁶.

FIGURA 3. 12. INFRAESTRUCTURA PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS L.P.



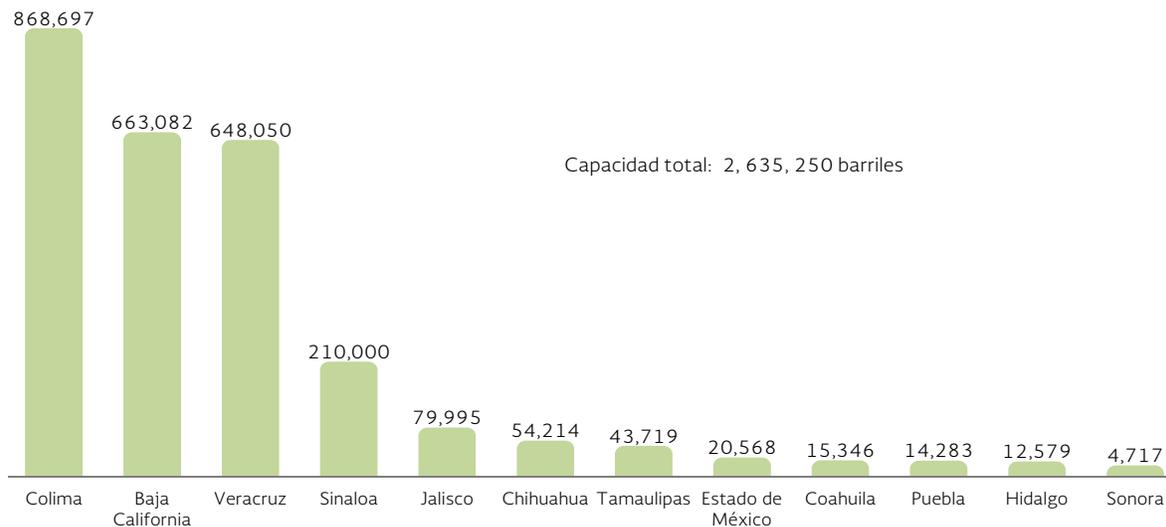
Fuente: CRE.

⁶⁵ *Ibidem*– Principales elementos del plan de negocios de Pemex y sus Organismos subsidiarios 2014-2018, pág. 106.

⁶⁶ *Ibidem*–Petróleos Mexicanos, informe anual 2013, pág. 602.

Al cierre de 2013 la CRE capacidad del sistema de almacenamiento de gas L.P. fue de 2,635,250 barriles repartidos en 12 estados de la República. Colima es el estado con mayor capacidad de almacenamiento con un volumen de 868,696.7 barriles, seguido de Baja California y Veracruz con 663,081.9 y 648,049.6 barriles.

FIGURA 3. 13. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS L.P., 2013
(Barriles)



Fuente: CRE.

3.2.5. Comercio Exterior

Comercio de gas natural

Durante 2013, debido a la menor disponibilidad de gas directo de campos que entrega PEP fue necesario incrementar las importaciones de gas natural. Adicionalmente, desde marzo se inyectó gas natural licuado (GNL) al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) por la terminal de Manzanillo.

Las compras ocurrieron mientras industrias en el país enfrentaron cortes o racionamientos de ese energético por escasez, lo cual se ha llamado “alertas críticas de gas natural”, agudizadas en el 2012 y continuadas en el 2013. Las alertas críticas significaron una solicitud por parte de Pemex a los usuarios finales para reducir su consumo de gas natural en cierto periodo y por un porcentaje del consumo. Aunque se afectó a diversas regiones del país, la zona Centro-Occidente tuvo mayores repercusiones.

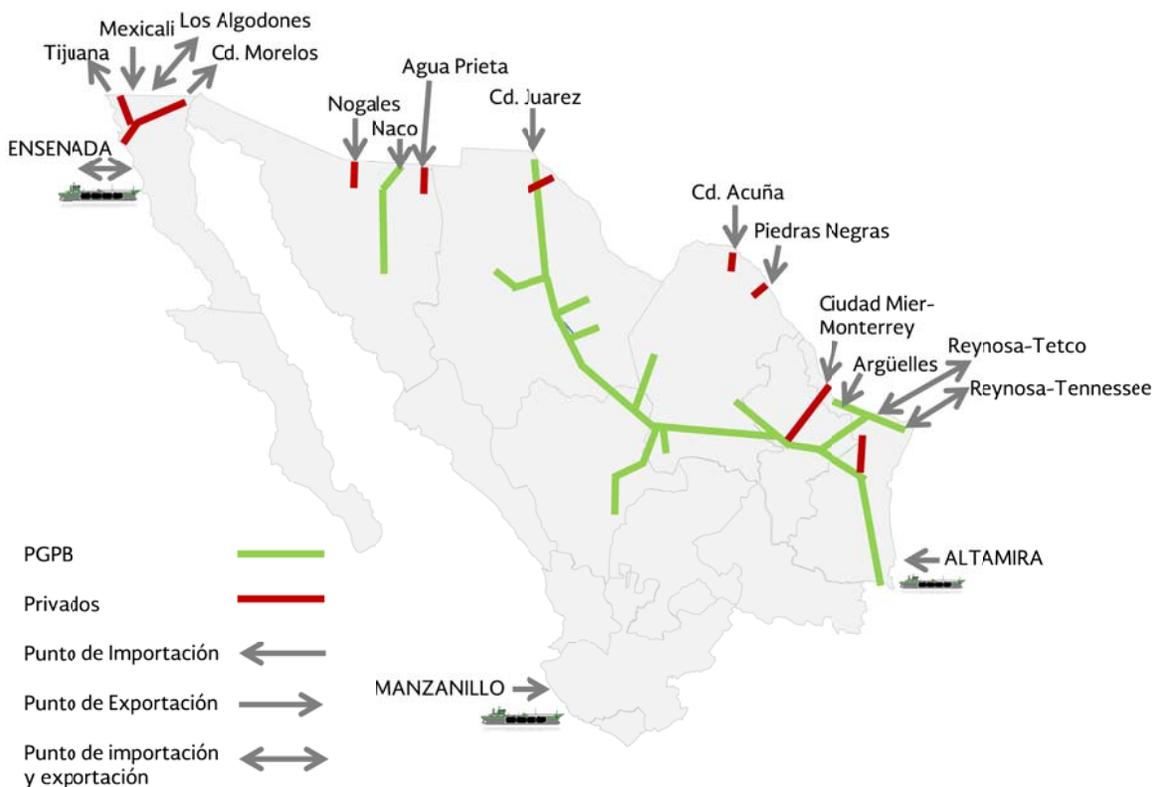
Las importaciones totales en 2013 fueron de 2,516.6 mmpcd es decir 18.1% mayor que el año anterior, durante el periodo 2003-2013 éstas presentaron una tmca de 9.7%. Del total de las importaciones, el 70% se realizó mediante ductos, a través de los cuáles se transportó un volumen de 1,755.5 mmpcd. De este volumen, PGPB importó 1,175.4 mmpcd, empresas particulares 266.2mmpcd y el sector eléctrico público 313.9 mmpcd⁶⁷.

En lo que se refiere a las importaciones de GNL en 2013, éstas fueron de 761.1 mmpcd, 66.2% más que el año anterior. Del total de las importaciones, el sector eléctrico público importó un volumen de 612.8 mmpcd, PGPB importó 114.3 mmpcd y empresas particulares 34.0 mmpcd. La terminal de Manzanillo fue la que recibió el mayor volumen de las importaciones de GNL pasando de 95.2 mmpcd a 370.3 mmpcd, es decir un incremento cercano al 300%. La terminal de Altamira recibió 356.8 mmpcd y la terminal de Ensenada recibió 34.0 mmpcd. (Anexo. Cuadro A.16).

⁶⁷ Incluye Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Productores Independientes de Energía (PIE's).

El total de los cargamentos fueron 83, esto se debe a que la terminal Manzanillo incremento el número de cargamento recibidos durante el 2013 con un total de 42, la terminal de Altamira recibió 37 y Ensenada 4. Estos cargamentos provinieron de países como Indonesia, Nigeria, Noruega, Perú, Qatar, Trinidad y Tobago y Yemen.

FIGURA 3. 14. PUNTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL, 2013



Fuente: SENER con base en CRE, IMP y PGPB.

Comercio de gas L.P.

El transporte de gas licuado se realiza a través de ductos, buque-tanque, autotanque, semirremolques y vehículos de reparto. En el caso de ductos, PEMEX cuenta con dos sistemas: el tramo Hobbs-Méndez para la importación del combustible a Ciudad Juárez y el de mayor longitud que corresponde al trayecto Cactus-Guadalajara.

Las importaciones de gas L.P., además de compensar el déficit del hidrocarburo, tienen como objetivo minimizar los costos logísticos, debido a que resulta más económico importarlo que trasladarlo hasta los puntos de consumo alejados de los centros productores.

El transporte por ducto de gas L.P. ha venido enfrentando retos importantes derivados de la reducción paulatina de la demanda, ocasionando que algunos tramos se encuentren cerca del nivel operativo mínimo de diseño⁶⁸. Como resultado de la contracción en la demanda de gas L.P., las importaciones fueron de 79.5 mbd, volumen inferior en 6.2 mbd con respecto a 2012.

⁶⁸ Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018.

Las importaciones marítimas de gas L.P. representaron el 53.6% del total de la importación nacional con un volumen de 42.6 mbd. El mayor volumen de gas L.P. importado mediante buques fue de 28.1 mbd y se recibió en la terminal de Pajaritos.

Por otra parte las importaciones a través de ductos tuvieron un volumen de 27.9 mbd lo que representa el 35.1%. Los principales puntos de internación de gas se realizaron en Cd. Juárez con un volumen de 18.9 mbd y en Matamoros con un volumen de 9.0 mbd. Finalmente las importaciones terrestres solo representaron el 11.3% con un volumen de 9.0 mbd, del cual 3.4 mbd se importaron por Tijuana, seguido de Piedras Negras con un volumen de 2.7 mbd y Mexicali y Nogales con 2.1 y 0.8 mbd.

En lo referente a las exportaciones de gas L.P. estas se realizaron de Cactus a Belice con un volumen total de 0.2 mbd, es decir el doble de lo que se exportó en 2012.

FIGURA 3. 15. COMERCIO EXTERIOR DE GAS L.P. EN MÉXICO, 2013
(Miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex y Sener.

3.3. Precios

Precio de gas natural

En la región de Norteamérica, el gas natural tiene un precio atractivo en comparación con los demás energéticos; mientras que el precio del petróleo obedece a la oferta y demanda mundial, el del gas natural se determina de acuerdo a la oferta y demanda que prevalece localmente. Por ello, a partir del descubrimiento y exploración de pozos de Shale gas en Estados Unidos de América, se han incrementado las reservas y

expectativas de la región, dando como resultado que, desde el 2009, exista una tendencia a la baja de los precios de gas, manteniendo hasta la fecha un precio promedio de entre 4 y 5 dólares por millón de BTU⁶⁹.

En 2013, el precio promedio de referencia internacional (sur de Texas) del gas natural (ventas de primera mano de Reynosa) fue de 3.51 dólares por millón de BTU, lo que representó un incremento de 0.82 dólares respecto a 2012, esto como consecuencia de una reducción en el ritmo de crecimiento de la producción en contraste con los mayores crecimientos de la demanda. El gas natural continúa como el combustible de menor precio relativo en el mercado.

FIGURA 3. 16. PRECIOS DE REFERENCIA (VENTA DE PRIMERA MANO EN REYNOSA) DE GAS NATURAL, 2010-2013
(Dólares por millón de BTU)



Fuente. CRE.

Durante 2013, los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios de referencia fueron:

- La producción de Estados Unidos de América fue 66.9 miles de millones de pies cúbicos diarios, 1.9% superior al promedio de 2012, lo que representó el nivel más alto históricamente por tercer año consecutivo. Esto se explica por la producción de fuentes no convencionales (Shale Gas), que representó 14.3% del total de la producción, al pasar de un promedio de 29.3 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2012 a 33.4 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2013.
- La demanda en el sector eléctrico fue 22.4 miles de millones de pies cúbicos diarios, con una disminución de 9.8% respecto al año anterior. Esta reducción se explica por los mayores precios del gas natural, consecuencia de temperaturas menores a las de 2012, así como por un menor nivel de interrupciones en las operaciones de plantas de generación de nucleoelectricas, con lo que se redujo la necesidad de cubrir los faltantes con generación a través de gas natural.

⁶⁹ British Thermal Unit.

Los bajos precios de gas natural han impulsado su consumo, principalmente en el sector de generación de energía eléctrica, y es que la CFE ha procurado remplazar la generación a partir de combustóleo por la generación mediante gas natural, además de ser un combustible que presenta bajas emisiones de contaminantes a la atmosfera.

En cuanto a los precios al público para las diferentes zonas de distribución, éstas se presentan en el anexo cuadro A.17. En el caso del precio para el sector residencial, éste promedio 13.6 US\$ por millón de BTU, para el sector servicio o comercial 8.0 US\$ por millón de BTU y, finalmente, para el sector industrial 6.5 US\$ por millón de BTU.

En el caso de los precios del sector residencial, la zona de distribución que presentó el precio más alto fue La Laguna-Durando con un precio de 21.2 US\$ por millón de BTU, mientras que la zona con el menor precio fue Cd. Juárez con 8.8 US\$ por millón de BTU. Para el sector servicio el precio más alto se dio en la zona de Río Panuco con 9.9 US\$ por millón de BTU y el más bajo fue en la zona de Puebla-Tlaxcala con 5.8 US\$ por millón de BTU. Finalmente en el sector industrial el precio más bajo se presentó en la zona de Saltillo con 5.2 US\$ por millón de BTU y el precio más alto fue de 9.5 US\$ por millón de BTU en la zona de Río Panuco.

Precio de gas L.P.

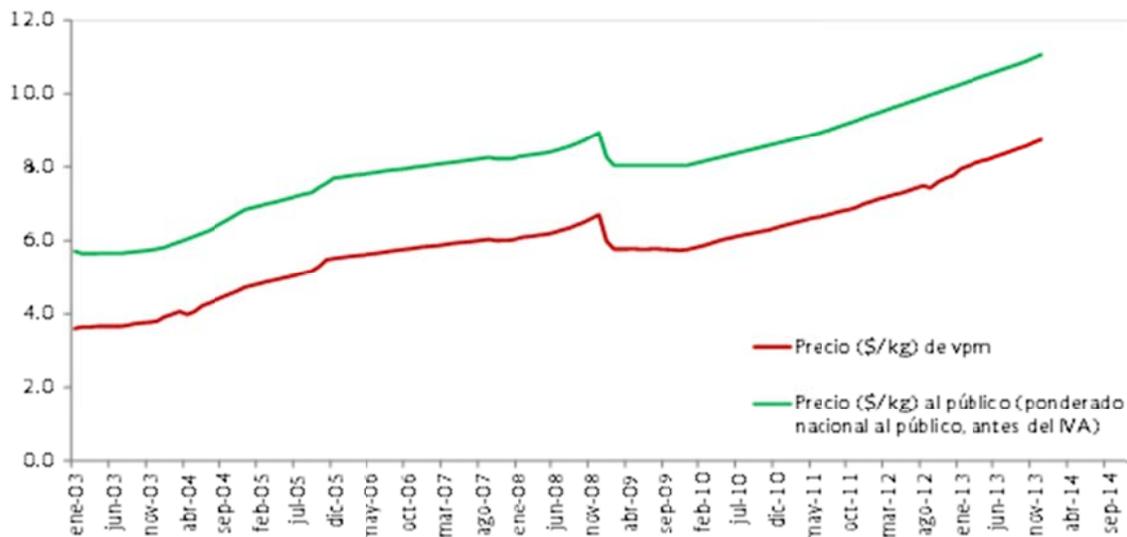
Costo de oportunidad de venta del gas L.P. en territorio nacional, se calcula a partir del diferencial entre el precio de referencia internacional y el precio máximo al público fijado por decreto presidencial, es decir, la Secretaría de Economía determina el precio por kilogramo de gas y no el mercado (como ocurre en el caso de gas natural). Desde hace diez años, para mantener este control de precios el Gobierno Federal destina un subsidio al precio del gas.

Durante 2013, el precio de Ventas de primera mano (VPM) de 8.32 pesos por kilogramos de gas L.P, es decir, un incremento del 12.8% con respecto a 2012. En el primer cuatrimestre de 2013 PGPB registró un impacto económico positivo por el diferencial en el precio máximo de VPN y el de compra de importación más el correspondiente a la compra de condensados. Sin embargo en el total del año el impacto fue negativo por \$960,413, es decir 85% menor en comparación con 2012⁷⁰.

En 2013 se tuvo un incremento de 7.9% en el precio ponderado de gas L.P. al usuario final, que pasó de \$10.25/kg a \$11.06/kg en el periodo de enero a diciembre de 2013. Desde el mes de noviembre del 2013, el incremento mensual en el precio ponderado al usuario final paso de \$0.07/kg a \$0.09/kg, como parte del aumento para la actualización de la infraestructura asociada al transporte y distribución del gas licuado.

⁷⁰ Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2013, PGPB.

FIGURA 3. 17. PRECIOS DE VPM Y PÚBLICO DE GAS L.P., 2003-2013
(Pesos por kilogramo)



Fuente: CRE.

Al cierre de 2013, el precio de gas L.P. administrado superó los precios de gas natural residencial y de servicios en 33.6% y 182.9% respectivamente. Con respecto al precio con base en costo de oportunidad, éste superó en 6.9% al precio administrado. Los precios de gas natural residencial, gas natural Industrial, gas L.P. administrado y gas L.P. con base en costo de oportunidad se presentan en el anexo figura A.1.

3.4. Balance nacional 2003-2013

Balance de Gas natural

El balance nacional muestra que la producción nacional tuvo una tmca de 1.4% durante el periodo 2003-2013; sin embargo, ésta tuvo una disminución del 2.4% respecto al año 2012, esto debido principalmente a la disminución de producción de gas directo de campos.

Aunado a esto la demanda nacional tuvo un incremento de 4.1% entre 2012 y 2013 y una tmca en el periodo de 3.6%. Este diferencial entre producción y demanda, hace necesario recurrir a importaciones mediante ductos interconectados con Estados Unidos de América, principalmente.

En lo que se refiere al volumen de las importaciones estas tuvieron una tmca en el mismo periodo de 9.7% esto debido al aumento en el volumen de las importaciones de GNL que tuvieron un incremento del 66.2% respecto al año 2012 y que se recibió principalmente en las terminales de Manzanillo y Altamira. Los balances de gas natural de cada región se presentan en el Anexo cuadros A.18-A.22.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO 3. 12. BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TMCA 2003-2013
Origen	4,893.8	5,194.8	5,149.2	5,703.4	6,070.6	6,256.1	6,228.7	6,462.9	6,562.1	6,732.9	7,009.0	3.7
Producción nacional	3,897.8	4,070.5	4,243.7	4,685.0	4,967.0	4,919.9	4,971.0	5,004.0	4,812.7	4,603.1	4,492.4	1.4
Producción de plantas	3,029.4	3,144.1	3,146.9	3,444.5	3,546.4	3,461.3	3,572.1	3,618.2	3,691.6	3,628.3	3,693.4	2.0
Directo de campos	762.7	814.5	997.8	1,152.2	1,333.6	1,382.3	1,325.3	1,311.8	1,045.3	911.1	737.5	-0.3
Etano inyectado a ductos	95.4	107.7	94.0	87.4	87.0	76.4	73.7	74.0	75.8	63.7	61.6	-4.3
Otras corrientes	10.3	4.2	4.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Importación	996.0	1,124.2	905.5	1,018.4	1,103.6	1,336.1	1,257.7	1,458.9	1,749.4	2,129.8	2,516.6	9.7
Importaciones por logística	469.0	609.4	656.1	772.5	776.0	852.5	819.1	684.9	904.9	933.4	949.4	7.3
PGPB	229.9	250.8	231.0	283.8	307.5	322.5	324.3	308.9	339.5	350.5	369.3	4.9
Particulares	239.1	358.6	425.1	488.8	468.5	530.0	494.8	376.1	565.4	582.9	580.1	9.3
Importaciones por balance PGPB	527.0	514.8	249.4	167.1	78.1	127.9	97.7	226.9	451.3	738.5	806.1	4.3
Importación de gas natural licuado	0.0	0.0	0.0	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1	393.2	457.9	761.1	n.a.
PGPB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.3	n.a.
Particulares	0.0	0.0	0.0	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1	393.2	457.9	646.8	n.a.
Destino	4,858.6	5,167.5	5,111.5	5,705.7	6,064.6	6,217.2	6,170.6	6,424.2	6,536.4	6,686.2	6,964.8	3.7
Demanda nacional	4,858.6	5,167.5	5,087.6	5,672.9	5,925.9	6,109.9	6,104.0	6,340.9	6,512.2	6,678.4	6,952.4	3.6
Sector petrolero	1,998.0	2,052.5	2,030.0	2,159.6	2,125.4	2,174.9	2,149.4	2,236.6	2,186.2	2,273.1	2,272.2	1.3
Pemex Exploración y Producción	1,195.5	1,241.5	1,240.2	1,324.8	1,251.2	1,236.4	1,239.8	1,289.4	1,240.9	1,313.8	1,288.8	0.8
Pemex Refinación	264.9	260.8	274.9	279.5	282.4	306.0	299.3	337.8	332.9	343.5	348.8	2.8
Pemex Gas y Petroquímica Básica	251.6	254.8	250.9	262.9	268.4	287.6	291.4	289.0	292.0	274.8	213.4	-1.6
Pemex Petroquímica	285.4	295.0	263.5	292.0	322.9	344.5	318.4	319.9	320.0	340.6	349.1	2.0
Pemex Corporativo	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	-7.0
Cogeneración Nuevo Pemex	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	71.8	n.a.
Sector industrial	924.1	956.5	935.2	1,014.0	1,040.1	1,026.6	912.8	1,054.3	1,129.2	1,181.1	1,239.9	3.0
Sector eléctrico	1,834.7	2,050.3	2,013.3	2,389.6	2,645.9	2,794.0	2,932.8	2,936.3	3,088.4	3,111.5	3,322.7	6.1
Público	1,590.6	1,738.4	1,679.7	2,021.3	2,278.4	2,404.4	2,550.4	2,570.2	2,717.4	2,716.2	2,892.5	6.2
Comisión Federal de Electricidad	932.5	813.6	733.0	836.5	872.4	895.9	991.1	982.1	1,012.7	1,076.5	1,198.4	2.5
Luz y Fuerza del Centro	32.8	28.7	28.8	30.3	56.9	50.0	59.6	50.7	63.8	57.4	60.8	6.4
Productores Independientes de Energía	625.3	896.2	917.9	1,154.4	1,349.1	1,458.4	1,499.7	1,537.3	1,640.9	1,582.2	1,633.4	10.1
Privado	244.1	311.9	333.7	368.3	367.5	389.6	382.3	366.1	371.0	395.3	430.2	5.8
Autogeneración de electricidad	191.9	222.8	216.6	232.9	245.5	244.1	246.9	265.5	265.6	265.7	302.1	4.6
Autoabastecimiento*	116.2	130.8	127.7	136.1	147.0	150.7	155.3	167.4	171.2	181.1	194.8	5.3
Cogeneración	75.7	92.0	88.9	96.8	98.5	93.4	91.6	98.2	94.4	84.7	107.3	3.6
Exportación de electricidad	52.2	89.0	117.1	135.4	122.0	145.5	135.4	100.6	105.4	129.6	128.0	9.4
Sector residencial	81.2	86.5	86.6	84.5	88.5	87.4	82.9	85.7	81.7	84.1	86.7	0.7
Sector servicios	18.6	19.6	20.5	23.3	24.2	25.3	24.5	26.6	25.2	27.0	28.5	4.3
Sector Autotransporte	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9	1.7	1.5	1.4	1.5	1.8	2.4	1.7
Exportación	0.0	0.0	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	35.3	27.3	37.7	-2.3	6.0	38.8	58.2	38.7	25.7	46.7	44.3	2.3

Fuente: IMP, con base en información de CRE, CFE, Pemex, Sener y empresas particulares.

Balance de gas L.P.

En el balance de gas L.P. se muestra la disminución en las tmca en todos los conceptos. En el caso de la oferta la tmca fue de -1.8% en el periodo de 2003-2013, aunque se tuvo un incremento del 15.3 % en la oferta de gas proveniente de PEP.

En lo referente a la demanda, ésta tuvo una tmca de -1.5% durante el mismo periodo, todos los sectores tuvieron tmca negativas a excepción del sector industrial, la mayor disminución en la demanda de gas L.P. fue en el sector petrolero con una disminución del 41.9% respecto al 2012 y el mayor incremento lo tuvieron los sectores autotransporte e industrial con 9.5% y 9.8% respectivamente.

Debido a la disminución de la demanda, el volumen de las importaciones también se redujo pasando de un volumen de 85.6 a 79.5 mbd, es decir 7.2% menos en comparación con el año anterior. Los balances de gas L.P. por región se presentan en el Anexo Cuadros A.23 –A.27

CUADRO 3. 13. BALANCE NACIONAL DE GAS L.P., 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca 2003-2013
Origen	332.6	339.6	320.7	317.4	308.9	298.0	289.6	291.6	292.9	292.0	286.5	-1.5
Oferta interna	247.2	255.0	247.8	241.8	226.0	209.3	209.6	212.8	210.5	206.4	207.0	-1.8
Pemex Gas y Petroquímica Básica	212.1	224.9	215.4	215.3	198.9	182.4	180.6	184.2	185.4	176.0	177.7	-1.8
Pemex Refinación	34.7	28.9	31.4	26.1	26.8	26.4	28.0	26.7	22.7	27.5	26.1	-2.8
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Pemex Exploración Producción	0.5	1.2	1.0	0.3	0.2	0.6	1.0	1.9	2.4	2.9	3.3	21.3
Importación	85.3	84.6	72.9	75.6	82.9	88.7	80.0	78.8	82.4	85.6	79.5	-0.7
Destino	332.8	334.6	320.3	313.3	308.0	297.3	287.8	292.9	291.9	291.0	286.7	-1.5
Demanda interna	332.5	334.3	318.5	311.2	307.0	297.2	286.7	292.9	290.4	290.9	286.5	-1.5
Sector agropecuario	5.7	5.5	6.2	4.2	3.3	4.6	4.4	4.4	4.7	4.1	4.0	-3.5
Sector autotransporte	40.2	39.8	35.4	28.1	30.5	28.3	26.8	26.6	29.2	32.8	35.9	-1.1
Sector industrial	27.5	28.3	28.3	29.8	29.1	27.8	27.4	28.9	27.0	27.4	29.9	0.8
Sector petrolero	5.0	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	-6.6
Sector residencial	208.2	210.1	200.1	198.1	196.0	191.5	183.5	188.3	182.9	179.6	170.6	-2.0
Sector servicios	45.8	44.4	44.1	45.8	42.5	39.9	39.6	40.5	41.9	42.6	43.4	-0.5
Exportación	0.3	0.2	1.8	2.1	1.0	0.1	1.1	0.1	1.5	0.1	0.2	-5.2
Variación de inventarios *	-0.2	5.0	0.4	4.1	0.9	0.7	1.8	-1.3	1.0	1.0	-0.1	n.a.
Nota: El volumen de propano y butanos que se consume como materia prima, se incluye en el sector industrial.	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	

Fuente: IMP, con base en Pemex y Sener.

4. PROSPECTIVAS DE GAS NATURAL Y GAS L.P.

En este capítulo se describe el comportamiento de la demanda y oferta de gas natural y gas L.P. en el mercado nacional, durante el periodo de 2014-2028. Asimismo, se describen los principales factores que afectan la evolución del consumo sectorial y del consumo regional.

Se describe también la producción esperada de gas natural, de acuerdo al escenario de reforma y, de manera más detallada, la producción esperada de PEMEX. Se incluye la descripción de los proyectos de inversión de infraestructura de gas natural y gas L.P. Posteriormente se presenta la tendencia en el comercio exterior, y los balances de gas natural y gas L.P. durante el periodo de análisis.

Panorama Actual

El panorama actual del sector energético es de fuerte optimismo. Con el apoyo de las once recientes reformas estructurales se tiene como principal objetivo aumentar la productividad y el crecimiento económico del país. Con ello, la actividad económica en México muestra claros signos de recuperación ante la desaceleración cíclica experimentada en los últimos años.

En el año 2013, el crecimiento económico se ubicó en 1.1%, lo que se tradujo en un crecimiento más débil de lo esperado en los primeros trimestres del año 2014, posponiendo así la anticipada recuperación económica y derivando en un ajuste a la baja de las perspectivas de crecimiento. Pese a esto, se espera que en los próximos años la trayectoria mantenga su comportamiento sin afectación alguna ya que la economía es capaz de ajustarse perfectamente a las variaciones internacionales, como las recientes variaciones del precio del petróleo en fechas recientes.

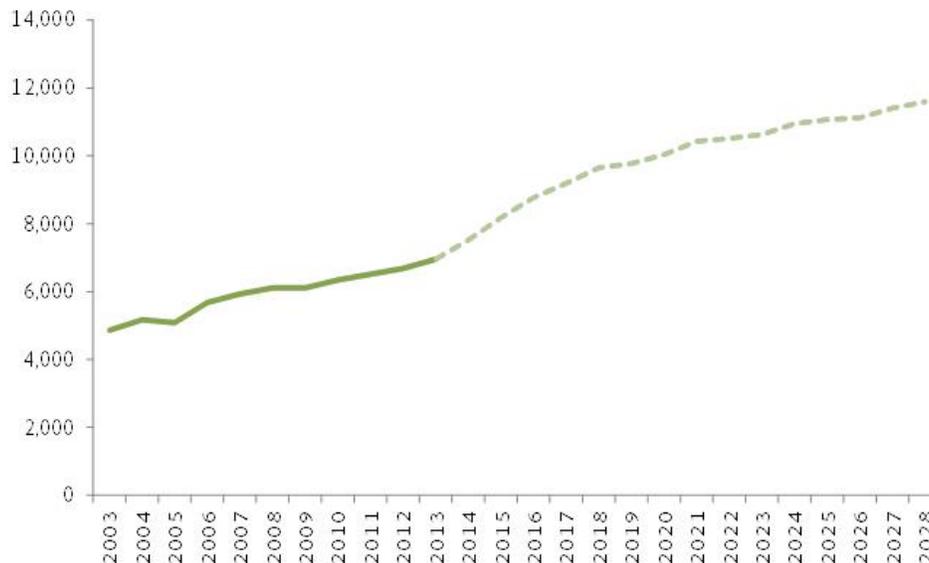
La alta volatilidad presente en el precio del petróleo genera que muchas de las economías más intensivas en el uso de este hidrocarburo, consideren como un buen momento para la búsqueda de energías alternativas, entre ellas el uso de gas natural, aun a pesar de los bajos precios registrados en fechas recientes.

Es importante mencionar que para la realización de esta Prospectiva se consideró sólo un escenario de planeación, esto es debido a que el país se encuentra en una serie de cambios estructurales donde el mercado de gas natural y gas L.P. se enfrenta a un nuevo sistema de mercado abierto, en donde su principal agente, Pemex, dejará de ser el único participante para permitir el paso a la iniciativa privada. Esto implica que el ejercicio mostrado en este documento, aún no considera tales efectos y solo se considere el programa elaborado por Pemex, que es la base medular de esta Prospectiva.

4.1. Demanda Nacional

Se pronostica que la demanda de gas natural en el periodo de 2013-2028 presentará una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 3.5%, pasando de un volumen de 6,952.4 mmpcd en 2013 a 11,595.2 mmpcd en 2028. Este comportamiento se encuentra vinculado a la incorporación de nuevos consumidores y proyectos, asociados en gran parte a la mayor infraestructura de transporte mediante ductos y al mayor consumo de gas en el sector eléctrico.

FIGURA 4. 1. DEMANDA DE GAS NATURAL 2003-2028
(mmpcd)

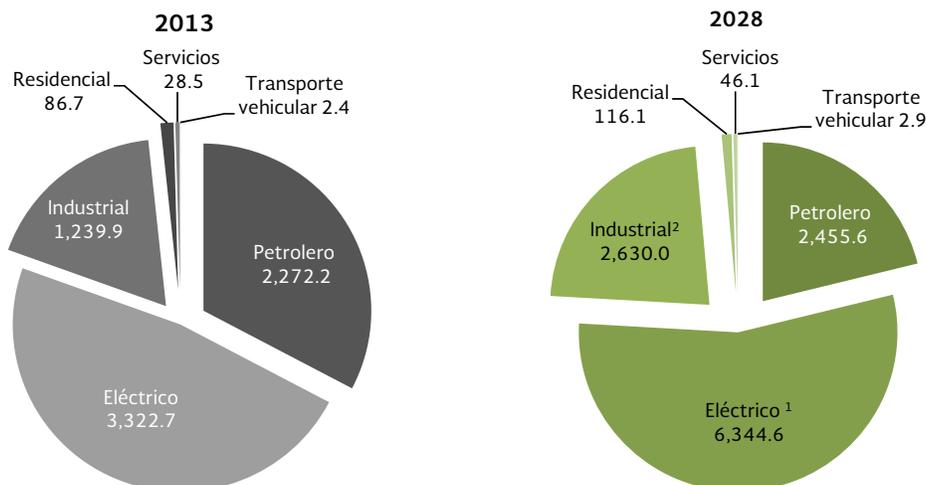


Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

El sector eléctrico será el mayor consumidor de gas natural con una tmca en el periodo 2013-2028 de 4.4%, el segundo mayor consumidor será el industrial con una demanda en 2028 de 2,630.0 mmpcd, seguido de los sectores: petrolero con 2,455.6 mmpcd, residencial 116.1, servicios 46.1 mmpcd y autotransporte con 2.9 mmpcd.

En general todos los sectores aumentarán su demanda en el periodo de estudio, el mayor aumento en la demanda se presentará en el sector industrial el cual tendrá una tmca de 5.1%, es decir, 112.1% respecto a 2013. Por otra parte, el sector petrolero presentará una tmca de 0.5% durante el periodo prospectivo. (Ver anexo Cuadro A.28).

FIGURA 4. 2. DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR 2013 Y 2028
(mmpcd)



¹ Incluye sector público y privado.

² Incluye Proyecto Etileno XXI.

Fuente: IMP, con base en BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En lo que se refiere a la demanda de gas L.P. en los próximos años, ésta presenta una tmca de 0.01% en el periodo de 2013-2028. Estos cambios en la demanda prospectiva se deben principalmente al estancamiento de demanda de gas L.P. en el sector residencial asociado a mayores eficiencias, cambios en hábitos de consumo y una mayor penetración de gas natural.

FIGURA 4. 3. DEMANDA DE GAS L.P. 2003- 2028

(mbd)



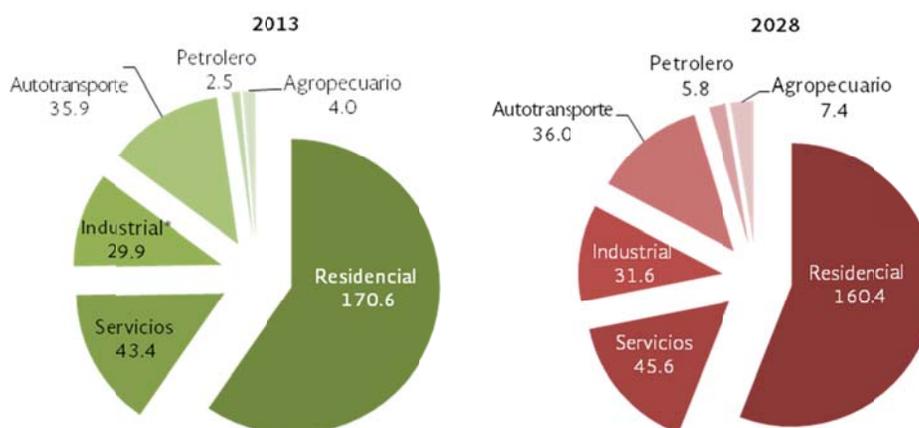
Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

El sector residencial continuará siendo el de mayor consumidor de gas L.P., con niveles de 160.4 mil barriles diarios (mbd) en el periodo 2013-2028. Este nivel de consumo representa una participación del 55.9% de la demanda total, seguido del sector de servicios con 15.9%; el autotransporte con 12.6%; el industrial 11.0%; el sector agropecuario que representará 2.6% y finalmente el sector petrolero con 2.0% del total.

Se espera que los sectores servicios, autotransporte e industrial mantengan casi el mismo nivel de demanda durante el periodo, sin embargo, el sector residencial tendrá una tmca de -0.4%, y los sectores petrolero y agropecuario tendrán una tmca de 5.7% y 4.2% respectivamente (Ver anexo Cuadro A.29).

FIGURA 4. 4. DEMANDA DE GAS L.P. POR SECTOR 2013 Y 2028

(mbd)



*Incluye propano y butanos utilizados como materia prima en el sector industrial.

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Sector Eléctrico

En el sector eléctrico, el gas natural ha cobrado gran importancia principalmente por su uso en los ciclos combinados. Esta tecnología presenta distintas ventajas en comparación con otras que emplean distintos combustibles, tales como una mayor eficiencia térmica, menor volumen de emisiones de CO₂ por kWh, generado y menores costos de operación asociados al precio del gas natural en la región. Lo anterior, aunado a que se tendrá una mayor infraestructura para el abastecimiento de gas natural, y dará como resultado una reducción en la demanda de otros combustibles por parte de este sector, en particular el combustóleo.

Este combustible se utiliza principalmente en las centrales termoeléctricas. Las plantas que emplean combustóleo están localizadas cerca de los puertos o cerca de las refinerías de Pemex para tener un fácil acceso a este combustible.

El diésel se utiliza principalmente en las plantas de turbodiésel que operan en zonas aisladas y, en algunos casos, durante las horas de demanda máxima.

Sector Eléctrico Público

Como parte de los ejercicios empleados para el cálculo de las demandas mostradas en la presente prospectiva se consideran las estimaciones de generación efectuadas por la CFE tanto de sus centrales como de las que se incorporarán a la red de transmisión con objeto de autoabastecimiento. En este sentido, la presente proyección depende del uso de las herramientas de planeación del régimen jurídico previo, por lo que no se pueden ver reflejadas las nuevas dinámicas que generará el mercado eléctrico. Lo anterior es relevante debido a que la demanda total de combustibles del sector eléctrico es la que posee la mayor participación dentro de la demanda total de gas natural en el país.

Este combustible es también el de mayor demanda dentro de este sector, lo que antes de la Reforma se incluía como sector eléctrico público alcanza una demanda total de combustibles de 6,257.7 mmpcdgne, lo que representa una tmca de 1.6% para el periodo de 2013-2028. De este total, cerca de 89.9% es gas natural. Hacia el futuro, la demanda de gas natural prácticamente se duplicará, pasando de 2,892.5 mmpcd en 2013 a 5,624.0 mmpcd en el 2028, esto se debe principalmente a la sustitución de combustóleo a gas natural para ser empleado en plantas de generación con tecnología de ciclo combinado.

La demanda de combustibles como son: combustóleo, diésel y carbón, se reducirá durante el periodo de 2013-2028, la mayor disminución se presentará en el combustóleo. El menor precio del gas natural llevará a que la demanda de combustóleo se reduzca en el sector eléctrico en los próximos años pasando de 1,097.5 mmpcdgne en 2013 a 90.1 mmpcdgne. En cuanto al coque de petróleo, éste se comenzará a utilizar a partir del año 2016 con un volumen de 13.1 mmpcdgne, y al final del periodo reducirá su demanda a 10.9 mmpcdgne.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO 4. 1. DEMANDA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO PÚBLICO 2013 - 2028
(mmpcdgne)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	4,899.3	4,765.1	4,701.8	4,707.8	4,691.8	4,626.4	4,706.4	4,804.4	5,125.2	5,219.5	5,315.3	5,611.1	5,728.7	5,759.2	6,012.1	6,257.7	1.6
CFE	3,264.0	2,901.7	2,771.6	2,673.2	2,507.5	2,165.9	2,072.3	1,864.1	1,853.2	1,864.1	1,823.0	1,789.9	1,735.8	1,732.1	1,775.8	1,883.3	-3.6
PIE	1,635.3	1,863.3	1,930.2	2,034.6	2,184.3	2,460.4	2,634.1	2,940.3	3,272.0	3,355.3	3,492.3	3,821.2	3,992.9	4,027.2	4,236.3	4,374.4	6.8
Carbón	838.9	605.9	523.6	513.5	434.0	296.9	358.3	284.9	276.7	251.8	246.8	279.9	294.3	303.5	350.6	515.9	-3.2
CFE	838.9	605.9	523.6	513.5	434.0	296.9	358.3	284.9	276.7	251.8	246.8	279.9	294.3	303.5	350.6	515.9	-3.2
Combustóleo	1,097.5	898.9	678.0	568.4	415.4	360.6	307.5	262.9	221.7	232.6	233.6	211.2	195.3	196.3	141.5	90.1	-15.4
CFE	1,097.5	898.9	678.0	568.4	415.4	360.6	307.5	262.9	221.7	232.6	233.6	211.2	195.3	196.3	141.5	90.1	-15.4
Diésel	70.4	47.4	44.7	44.3	52.0	59.3	42.3	38.6	26.8	19.8	17.5	17.3	17.2	15.9	16.7	16.9	-9.1
CFE	68.4	33.2	31.8	31.9	39.7	46.9	30.3	27.0	14.7	8.8	6.8	6.9	6.6	6.0	6.7	6.8	-14.3
PIE	1.9	14.2	12.9	12.5	12.3	12.3	12.0	11.6	12.0	11.0	10.7	10.4	10.5	9.9	10.0	10.1	11.7
Coque de petróleo	-	-	-	13.1	14.2	12.1	14.4	13.5	11.5	12.0	12.0	11.5	10.9	12.0	12.0	10.9	n.a.
CFE	-	-	-	13.1	14.2	12.1	14.4	13.5	11.5	12.0	12.0	11.5	10.9	12.0	12.0	10.9	n.a.
Gas natural	2,892.5	3,212.9	3,455.7	3,568.5	3,776.2	3,897.5	3,983.9	4,204.4	4,588.5	4,703.3	4,805.4	5,091.2	5,211.0	5,231.5	5,491.4	5,624.0	4.5
CFE	1,259.1	1,363.8	1,538.4	1,546.3	1,604.2	1,449.4	1,361.8	1,275.8	1,328.5	1,358.9	1,323.8	1,280.5	1,228.6	1,214.3	1,265.0	1,259.6	0.0
PIE	1,633.4	1,849.2	1,917.3	2,022.1	2,172.0	2,448.1	2,622.0	2,928.6	3,260.0	3,344.3	3,481.6	3,810.7	3,982.3	4,017.3	4,226.3	4,364.4	6.8

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

PIE: Productores Independientes de Energía.

Fuente: IMP, con base en información de CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Sector eléctrico privado (proyectos de autoabastecimiento y exportación)

La demanda total de combustibles por parte de estos proyectos alcanzará un volumen de 833.6 mmpcdgne presentando una tmca de 2.6% en el periodo 2013-2028, la autogeneración presentará una tmca de 3.4%, mientras que la generación para la exportación de electricidad tendrá una tmca de -0.7%.

El combustible más utilizado será el gas natural el cual incrementará su demanda pasando de 302.1 mmpcd en 2013 a 606.2 mmpcd, mientras que el coque de petróleo, diésel y carbón se mantendrán prácticamente en sus mismos niveles, en cuanto al combustóleo, éste ya no será utilizado partir del año 2020.

CUADRO 4. 2 DEMANDA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELÉCTRICO PRIVADO 2013 - 2028
(mmpcdgne)

Sector	Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Autogeneración de electricidad	Total	436.0	512.0	562.9	678.3	729.9	726.4	722.9	719.1	719.4	719.4	719.4	719.1	719.4	719.4	719.4	719.1	3.4
	Combustóleo	17.4	21.0	17.5	14.0	10.5	7.0	3.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
	Coque de petróleo	103.1	100.8	100.8	100.5	100.8	100.8	100.8	100.5	100.8	100.8	100.8	100.5	100.8	100.8	100.8	100.5	-0.2
	Diésel	9.9	8.9	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	-0.7
	Carbón	3.5	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	-0.2
	Gas natural	302.1	377.8	432.1	551.4	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2
Exportación de electricidad	Gas natural	128.0	114.5	-0.7														

Fuente: IMP, con base en información de CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Sector Industrial

La demanda de combustibles en el sector industrial alcanzará un volumen de 3,455.1 mmpcdgne lo que equivale aproximadamente a 890.2 mbdglpe en 2028, esta demanda presentará una tmca en el periodo de 2013-2028 de 4.1%.

En este sector la demanda de gas natural tendrá una tmca de 5.1% para el periodo de 2013-2028, comparado con los demás combustibles es el que tiene mayor crecimiento en su demanda. La participación del gas natural en 2028 será de 76.1% del total de la demanda de combustibles del sector. Esto se debe principalmente a factores como: mayor infraestructura de transporte y distribución de gas, incorporación de consumos adicionales de varias empresas, así como nuevos proyectos, y al incremento en la tasa de variación del PIB en algunas de las ramas que consumen gas natural intensivamente, como es el caso de las ramas de química, vidrio y maquinaria y equipo.

En el caso de combustóleo, hacia 2020, éste se dejará de demandar debido a la sustitución por otro tipo de combustibles, al incremento en el uso de bagazo de caña en los ingenios, y al uso moderado de combustóleo en las cementeras, las cuales tendrán mayor acceso a otros combustibles.

En el caso de coque de petróleo, la demanda de éste tendrá una tmca de 3.6% durante el periodo de 2013-2028, pasando de 278.7 mmpcdgne en 2013 a 474.6 mmpcdgne en 2028. Esto se debe al bajo precio de coque comparado con los demás combustibles y al incremento de la demanda en las cementeras.

La demanda de diésel durante el periodo 2013-2028 presentará un incremento del 27.2%, pasando de 179.1 mmpcdgne en 2013 a 227.9 mmpcdgne en 2028, con lo que su participación se ubicará en 6.6% en el total de la demanda de combustibles. Lo anterior es resultado de que este combustible es difícil de sustituir debido a sus usos específicos en la industria.

En lo que refiere al gas L.P. este prácticamente mantendrá una demanda constante, pasando de 29.9 mbd en 2013 a 31.6 mbd en 2028, con una tmca de 0.4% durante el periodo de 2013-2028. En los primeros años del periodo prospectivo su demanda presentará una disminución y, a partir del 2020, volverá a presentar un ligero aumento.

CUADRO 4. 3 DEMANDA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR INDUSTRIAL 2013 - 2028
(mmpcdgne y mbdglpe)

Año	Gas natural		Combustóleo		Gas L.P.		Diésel		Coque de petróleo		Total	
	(mmpcd)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbd)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)
2013	1,239.9	319.5	68.1	17.5	116.1	29.9	179.1	46.2	278.7	71.8	1,882.0	484.9
2014	1,365.9	351.9	43.6	11.2	102.4	26.4	176.1	45.4	291.4	75.1	1,979.4	510.0
2015	1,589.7	409.6	37.5	9.7	99.2	25.6	174.9	45.1	312.3	80.5	2,213.6	570.3
2016	1,712.9	441.3	30.0	7.7	98.4	25.3	176.0	45.4	320.7	82.6	2,338.0	602.4
2017	1,803.7	464.7	22.5	5.8	99.5	25.6	179.5	46.3	332.9	85.8	2,438.2	628.2
2018	1,909.9	492.1	15.0	3.9	100.8	26.0	183.3	47.2	349.7	90.1	2,558.7	659.2
2019	1,973.1	508.4	8.0	2.1	102.3	26.3	187.3	48.3	355.9	91.7	2,626.6	676.7
2020	2,033.2	523.8	0.0	0.0	103.7	26.7	191.1	49.2	361.3	93.1	2,689.4	692.9
2021	2,099.8	541.0	0.0	0.0	105.3	27.1	195.0	50.2	373.9	96.3	2,774.0	714.7
2022	2,166.3	558.1	0.0	0.0	107.1	27.6	199.0	51.3	386.4	99.6	2,858.8	736.6
2023	2,233.6	575.5	0.0	0.0	109.2	28.1	203.3	52.4	400.4	103.2	2,946.4	759.1
2024	2,303.6	593.5	0.0	0.0	111.6	28.7	207.8	53.5	413.7	106.6	3,036.7	782.4
2025	2,382.5	613.8	0.0	0.0	114.3	29.4	212.6	54.8	430.3	110.9	3,139.7	808.9
2026	2,462.3	634.4	0.0	0.0	117.0	30.1	217.6	56.1	445.4	114.8	3,242.3	835.3
2027	2,546.0	655.9	0.0	0.0	119.7	30.8	222.6	57.4	460.6	118.7	3,348.9	862.8
2028	2,630.0	677.6	0.0	0.0	122.6	31.6	227.9	58.7	474.6	122.3	3,455.1	890.2
tmca	5.1		n.a.		0.4		1.6		3.6		4.1	
	76.1%		0.0%		3.5%		6.6%		13.7%		100.0%	

mmpcdgne: millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente.

mbdglpe: miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente.

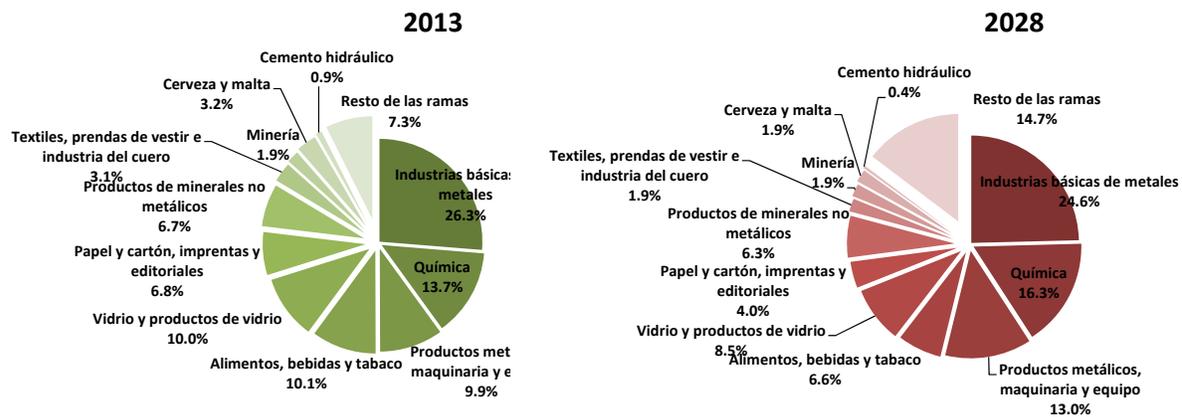
Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

El consumo de gas natural por rama se presenta en la Figura 4.5 en donde se puede observar que la rama de metales básicos es la que presenta la mayor participación en la demanda de este combustible. La demanda de esta rama pasará de 326.1 mmpcd en 2013 a 646.6 mmpcd en 2028, este incremento se debe al mayor consumo en la industria siderúrgica.

El segundo mayor consumidor es la rama de la química, que incrementará su demanda en 258.0 mmpcdgne, con lo que su participación aumentará en 2.6 puntos porcentuales llegando a 16.3%, cabe señalar que el incremento se debe principalmente a un mayor uso de este combustible en la industria de la petroquímica. Otra de las ramas que presentan un importante aumento en su demanda es la rama de productos metálicos, maquinaria y equipo, el cual pasará de 123.3 mmpcd de gas natural a 340.9 mmpcd.

En general, las demandas en la mayoría de las ramas aumentarán hacia 2028, con excepción de la rama de cemento que disminuirá 6.6% con respecto a 2013. Las demandas durante el periodo 2013-2028, así como las tmca se presentan en el Anexo cuadro A.30.

FIGURA 4.5. DEMANDA DE GAS NATURAL POR RAMA 2013 Y 2028
(Porcentaje de participación)



Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

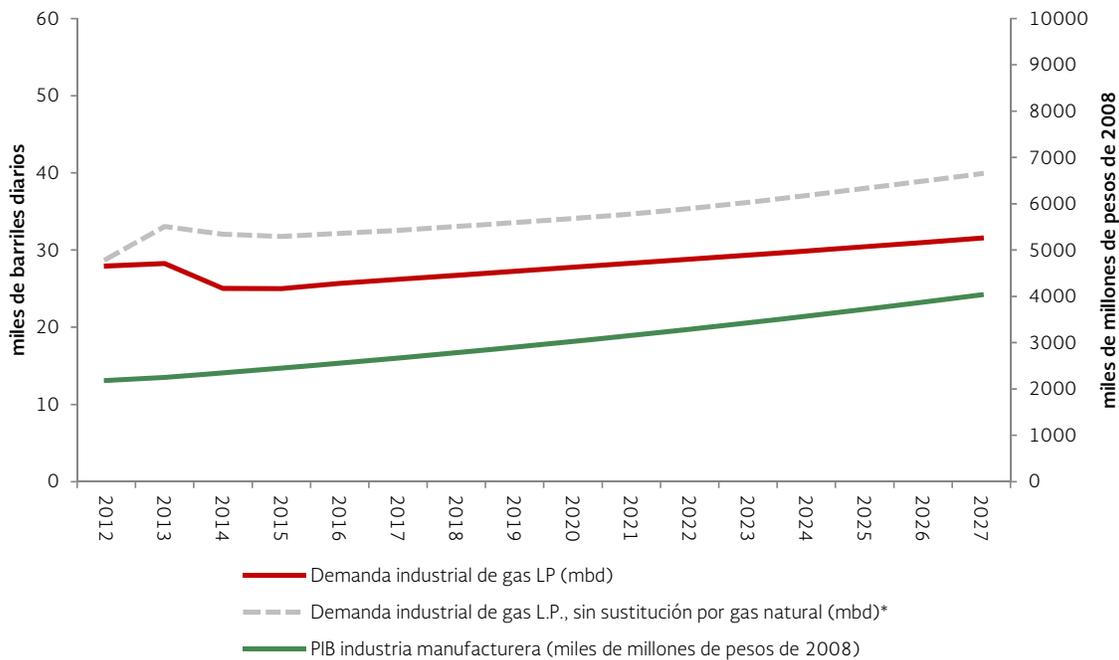
En lo que se refiere a la demanda industrial de gas natural, ésta considera dos componentes de proyección, la demanda tendencial y no tendencial, en la primera se toma en cuenta el crecimiento económico y los precios de los combustibles, mientras que en la segunda se consideran los nuevos proyectos, la infraestructura de transporte, el consumo de GNC y desarrollos de distribución.

En lo que respecta a la demanda tendencial, ésta tendrá una participación del 74.6%, pasando de 1,259.1 mmpcd en 2014 a 1,960.8 mmpcd en 2028. Por otra parte, la demanda no tendencial tendrá una participación del 25.4%, de los cuales la mayor proporción está vinculada a proyectos industriales que pasarán de 61.3 mmpcd a 430.8 mmpcd en 2028. Las demandas tendencial y no tendencial en el periodo de 2014-2028 se presentan en el Anexo cuadro A.31.

La demanda de gas L.P. industrial tendrá una disminución en el corto plazo y, después de 2017, un crecimiento moderado llegando a 30.7 mbd en 2028. Lo anterior es consecuencia de la sustitución de este combustible por gas natural. Los nuevos ductos contemplados en estas proyecciones son el sistema del Noroeste, Aguascalientes-Zacatecas, Manzanillo-Guadalajara y Tlaxcala-Morelos y algunos de los que se presentan en el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018.

Debido a esto se estima que la sustitución de gas L.P. por gas natural será de aproximadamente de 9.2 mbd en 2028.

FIGURA 4. 6. DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS L.P. Y PIB DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA, 2013-2028
(mbd y miles de millones de pesos)



* La sustitución es originada por la nueva infraestructura de transporte y el desarrollo de la distribución de gas natural.
Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CONAGUA, CONUEE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Sector Petrolero

La demanda de combustibles del sector petrolero tendrá un incremento durante el periodo 2013-2028, pasando de 2,578.9 mmpcdgne a 2,628.8 mmpcdgne, lo que equivale 677.3 mbdglpe (Cuadro 4.4). Cabe señalar que este aumento está vinculado al mayor consumo de gas natural y gas L.P., que son los únicos combustibles que presentan incrementos en este sector para el periodo prospectivo.

Tanto el combustóleo, gasolina y diésel tendrán una disminución, presentando tmca negativas en el periodo 2013-2028, la mayor disminución será en la demanda de combustóleo que pasará de 161.9 mmpcdgne en 2013 a 25.6 mmpcdgne, lo que equivale a 136.2 mmpcdgne, seguida de diésel con 8.7 mmpcdgne y gasolina con 1.2 mmpcdgne periodo. En el caso de gas L.P. y gas natural, éstos incrementará su demanda en 128.9% y 8% respectivamente.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO 4. 4. DEMANDA DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR PETROLERO 2013-2028
(mmpcdgne y mbdglpe)

Año	Gas natural		Combustóleo		Diésel		Gas L.P.		Gasolinas		Total	
	(mmpcd)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbd)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)
2013	2,272.2	585.4	161.9	41.7	128.8	33.2	9.9	2.5	6.1	1.6	2,578.9	664.4
2014	2,323.8	598.7	149.6	38.6	117.0	30.1	13.9	3.6	6.3	1.6	2,610.6	672.6
2015	2,462.1	634.3	116.7	30.1	112.8	29.0	14.9	3.8	5.0	1.3	2,711.4	698.6
2016	2,696.8	694.8	44.4	11.4	120.1	30.9	15.6	4.0	5.0	1.3	2,881.8	742.5
2017	2,756.0	710.0	44.4	11.4	120.1	30.9	23.1	5.9	5.0	1.3	2,948.4	759.6
2018	2,986.6	769.5	44.4	11.4	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	3,178.6	819.0
2019	2,955.4	761.4	44.4	11.4	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	3,147.4	810.9
2020	2,932.5	755.5	44.4	11.4	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	3,124.5	805.0
2021	2,876.3	741.1	44.4	11.4	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	3,068.4	790.5
2022	2,778.3	715.8	44.4	11.4	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,970.4	765.3
2023	2,715.8	699.7	44.4	11.4	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,907.8	749.2
2024	2,681.0	690.7	35.0	9.0	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,863.7	737.8
2025	2,595.9	668.8	35.0	9.0	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,778.5	715.9
2026	2,547.6	656.4	25.6	6.6	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,720.9	701.0
2027	2,487.7	640.9	25.6	6.6	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,661.0	685.6
2028	2,455.6	632.7	25.6	6.6	120.1	30.9	22.6	5.8	5.0	1.3	2,628.8	677.3
tmca	0.5		-11.6		-0.5		5.7		-1.4		0.1	

mmpcdgne: millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente.

mbdglpe: miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente.

Fuente: IMP con información de PEMEX.

El mayor demandante de gas natural dentro del sector petrolero será la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Exploración y Producción⁷¹, con un volumen de 756.9 mmpcd en 2028, sin embargo, ésta tendrá una disminución en la tmca de -3.5% en el periodo 2013-2028, Después de la EPS-Exploración y Producción, la EPS de Transformación Industrial⁷², en las actividades relacionadas con refinación y petroquímica, serán los mayores demandantes con 654.5 mmpcd y 419.5 mmpcd, Anexo cuadro A.32.

En lo que respecta a la demanda de gas natural de la EPS de transformación Industrial (PPQ), ésta tendrá una tmca de 1.2% en el periodo 2013-2028. Cabe señalar que el uso de gas natural como combustible tendrá una disminución de 74.2 mmpcd al final del periodo, mientras que el uso como materia prima incrementará su demanda con un volumen de 144.6 mmpcd en 2028 Cuadro 4.5.

CUADRO 4. 5. DEMANDA DE GAS NATURAL DE EPS-TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (PPQ)1, 2013-2028
(mmpcd)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	349.1	357.9	408.7	481.2	480.3	463.2	442.5	422.8	420.1	420.1	420.0	419.6	420.1	420.1	420.0	419.5	1.2
Combustible	349.1	271.9	298.3	336.6	335.4	318.3	297.6	278.2	275.2	275.2	275.1	275.0	275.2	275.2	275.1	275.0	-1.6
Materia prima	0.0	86.1	110.4	144.6	144.9	144.9	144.9	144.6	144.9	144.9	144.9	144.6	144.9	144.9	144.9	144.6	n.a.

1 No incluye el consumo del proyecto Etileno XXI, que forma parte del sector industrial.

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

Sector de Autotransporte

Para el sector transporte se estima que el consumo total de combustibles tendrá una tmca de 3.4% en el periodo de 2013- 2028 con lo que alcanzará un volumen de 1,972.6 miles de barriles diarios de gasolina equivalente (mbdglpe). El gas natural comprimido para vehículos continuará expandiéndose con una tmca de 1.5%, mientras que se pronostica que la demanda de gas L.P. se mantendrá prácticamente constante con una tmca del 0.04% durante el periodo de 2013-2028. En 2028 la participación de estos dos gases solo

⁷¹ Antes Pemex Exploración y Producción (PEP).

⁷² La EPS de transformación Industrial concentrará los anteriores organismos subsidiarios Pemex Refinación (PR), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PPQ).

representará el 1.3% de la demanda total de este sector, mientras que la gasolina y el diésel tendrán una participación del 64.8% y 33.9% respectivamente.

En lo que respecta al parque vehicular, éste tendrá un incremento de 22.6 millones de unidades durante el periodo 2013-2028, llegando a un total de 52.0 millones de unidades. De este total 95.4% utilizarán como combustible gasolina, mientras los vehículos a diésel solo tendrá una participación del 4.1%, los vehículos a gas L.P. el 0.5% y finalmente los vehículos a gas natural comprimido tendrá una participación del 0.005%⁷³ Anexo Cuadro A.33.

CUADRO 4. 6. VENTAS DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2013-2028
(Miles de barriles diarios de gasolina equivalente)

Año	Gasolina	Diesel	Gas LP	Gas natural comprimido	Total
2013	786.9	386.4	26.0	0.1	1,199.5
2014	775.0	395.7	28.0	0.1	1,198.9
2015	772.0	405.9	29.6	0.1	1,207.6
2016	780.3	423.8	30.5	0.1	1,234.7
2017	807.5	444.4	31.2	0.1	1,283.2
2018	839.9	466.5	31.6	0.1	1,338.2
2019	879.0	489.1	32.0	0.1	1,400.2
2020	908.8	508.2	32.0	0.1	1,449.2
2021	958.8	528.5	31.9	0.1	1,519.4
2022	1,016.7	548.8	31.6	0.1	1,597.2
2023	1,079.1	570.3	31.1	0.2	1,680.7
2024	1,119.0	587.1	30.5	0.2	1,736.8
2025	1,169.1	608.5	29.7	0.2	1,807.4
2026	1,214.1	630.4	28.7	0.2	1,873.3
2027	1,253.0	651.0	27.6	0.2	1,931.7
2028	1,278.4	667.8	26.2	0.2	1,972.6
tmca	3.3	3.7	0.0	1.5	3.4

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, Pemex, SEMARNAT, SCT, Sener y empresas privadas.

Sector Residencial

La demanda de combustibles del sector residencial tendrá una disminución de 18.1 mbdglpe, lo que equivale a 72.4 mmpcdgne en el periodo 2013-2028. Esta reducción se encuentra asociada, entre otros factores, al desplazamiento de gas L.P. por hornos de microondas, la mejora gradual en la eficiencia de los calentadores convencionales e introducción de paneles solares y al ahorro por cambio gradual en encendido electrónico en las estufas.

En 2028, el gas L.P. será el combustible que presente la mayor participación en la demanda en este sector con 51.8%, seguido de la leña con 38.5% y finalmente el gas natural con 9.7%. Durante el periodo de estudio la demanda de gas L.P. y leña tendrán una disminución de 10.2 mbdglpe y 15.5 mbdglpe respectivamente, mientras que la demanda de gas natural tendrá un aumento de 7.6 mbdglpe.

⁷³ Los porcentajes pueden no dar 100% debido al redondeo.

CUADRO 4. 7. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL 2013-2028

(mmpcdgne y mbdglpe)

Año	Gas LP		Leña		Gas natural		Total	
	(mmpcdgne)	(mbd)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)	(mmpcd)	(mbdglpe)	(mmpcdgne)	(mbdglpe)
2013	662.3	170.6	525.0	133.4	86.7	22.3	1,274.0	326.4
2014	682.8	175.9	519.8	132.5	87.5	22.5	1,290.1	330.9
2015	670.3	172.7	514.1	131.0	90.3	23.3	1,274.7	327.0
2016	659.7	170.0	506.5	129.1	93.6	24.1	1,259.8	323.2
2017	651.3	167.8	501.1	127.7	96.7	24.9	1,249.1	320.4
2018	644.8	166.1	493.9	125.9	99.7	25.7	1,238.4	317.7
2019	639.7	164.8	486.2	123.9	102.5	26.4	1,228.4	315.1
2020	635.8	163.8	476.6	121.5	105.0	27.1	1,217.5	312.3
2021	632.8	163.0	476.9	121.5	107.3	27.6	1,216.9	312.2
2022	630.4	162.4	475.7	121.2	109.2	28.1	1,215.2	311.8
2023	628.4	161.9	474.2	120.9	110.9	28.6	1,213.5	311.3
2024	626.7	161.5	471.3	120.1	112.3	28.9	1,210.4	310.5
2025	625.3	161.1	470.8	120.0	113.5	29.2	1,209.6	310.3
2026	624.2	160.8	468.8	119.5	114.5	29.5	1,207.5	309.8
2027	623.3	160.6	466.6	118.9	115.3	29.7	1,205.3	309.2
2028	622.7	160.4	462.9	118.0	116.1	29.9	1,201.7	308.3
tmca	-0.4		-0.8		2.0		-0.4	

mmpcdgne: millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente.

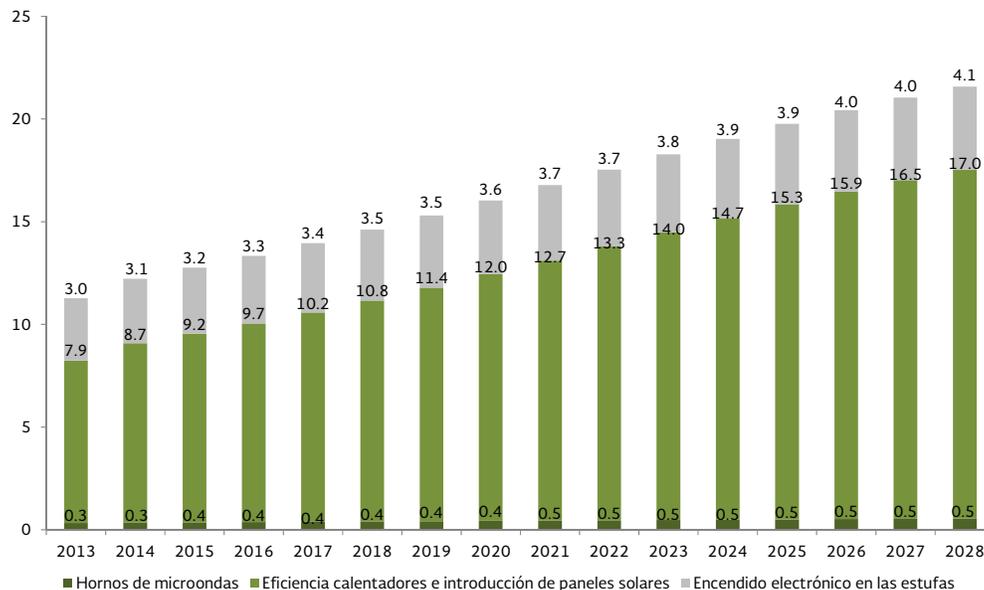
mbdglpe: miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente.

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Dentro del presente ejercicio se considera un ahorro de gas L.P. de 21.6 mbd en 2028 asociado a una mayor eficiencia de calentadores e incorporación de paneles solares, el porcentaje del ahorro total asociado a estas acciones es de 78.7%, 17.0 mbd. En el caso del ahorro por el encendido electrónico en estufas la participación será de 18.8% y, finalmente, la participación en el ahorro por hornos de microondas será de 2.5%.

FIGURA 4. 7. AHORRO DE GAS L.P. EN EL CONSUMO RESIDENCIAL POR MEJORAS TÉCNICAS Y CAMBIO EN LOS PATRONES DE CONSUMO, 2013-2028

(mbd)



Nota: Los ahorros están calculados con respecto al 2001.

Fuente: IMP, con base en ANES, CONAPO, INEGI, PROCALSOL y empresas privadas.

Sector Servicios

La demanda del sector servicios presentará una tmca de 0.4 % durante el periodo 2013-2028 con lo que el último año del periodo se ubicará en 76.4 mbdglpe lo que equivale a 297.3 mmcpd. Al igual que en el sector residencial, el combustible más utilizado seguirá siendo el gas L.P. con una participación de 59.6%, seguido de la leña con 24.9% y finalmente el gas natural con 15.5%,

A pesar de que el uso de gas natural en este sector es mínimo, éste presentará un aumento en su demanda al pasar de 28.5 mmcpd en 2013 a 46.1 mmcpd en 2028, lo anterior se explica debido a que la introducción de gas natural al inicio suele ser lento por el desconocimiento de los consumidores y la falta de infraestructura; posteriormente, comienza un crecimiento importante para llegar después a un nivel de maduración.

Por otro lado, por razones asociadas a mayores eficiencias y a una mayor penetración de gas natural en el consumo del sector, la demanda de gas L.P. presentará una tmca baja de sólo 0.3 %, con lo que su aumento será de 2.2 mbd durante el periodo prospectivo.

En el caso de la demanda de leña esta tendrá una disminución de 2.5 mbdglpe durante el periodo prospectivo. La leña tradicionalmente es usada en zonas rurales del país, en donde el ingreso familiar es limitado y sólo una mejora en el ingreso familiar, o el aumento en el precio relativo en comparación con el gas L.P., harán que este combustible disminuya.

CUADRO 4. 8. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS 2013-2028
(mmcpdgne y mbdglpe)

Año	Gas LP		Leña		Gas natural		Total	
	(mmcpdgne)	(mbd)	(mmcpdgne)	(mbdglpe)	(mmcpd)	(mbdglpe)	(mmcpdgne)	(mbdglpe)
2013	168.6	43.4	84.0	21.4	28.5	7.3	281.0	72.2
2014	159.8	41.2	83.2	21.2	28.9	7.4	271.9	69.8
2015	157.1	40.5	82.3	21.0	29.6	7.6	268.9	69.1
2016	155.2	40.0	81.0	20.7	30.5	7.9	266.7	68.5
2017	154.2	39.7	80.2	20.4	31.5	8.1	265.9	68.3
2018	154.1	39.7	79.0	20.1	32.6	8.4	265.7	68.2
2019	154.8	39.9	77.8	19.8	33.8	8.7	266.4	68.4
2020	156.1	40.2	76.3	19.4	35.1	9.0	267.4	68.7
2021	157.8	40.7	76.3	19.4	36.4	9.4	270.5	69.5
2022	159.9	41.2	76.1	19.4	37.8	9.7	273.8	70.3
2023	162.3	41.8	75.9	19.3	39.1	10.1	277.3	71.2
2024	164.8	42.5	75.4	19.2	40.5	10.4	280.7	72.1
2025	167.6	43.2	75.3	19.2	41.9	10.8	284.8	73.2
2026	170.6	44.0	75.0	19.1	43.3	11.1	288.9	74.2
2027	173.8	44.8	74.7	19.0	44.7	11.5	293.1	75.3
2028	177.2	45.6	74.1	18.9	46.1	11.9	297.3	76.4
tmca	0.3		-0.8		3.3		0.4	

Fuente: IMP, con base información de Banxico, CONAGUA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

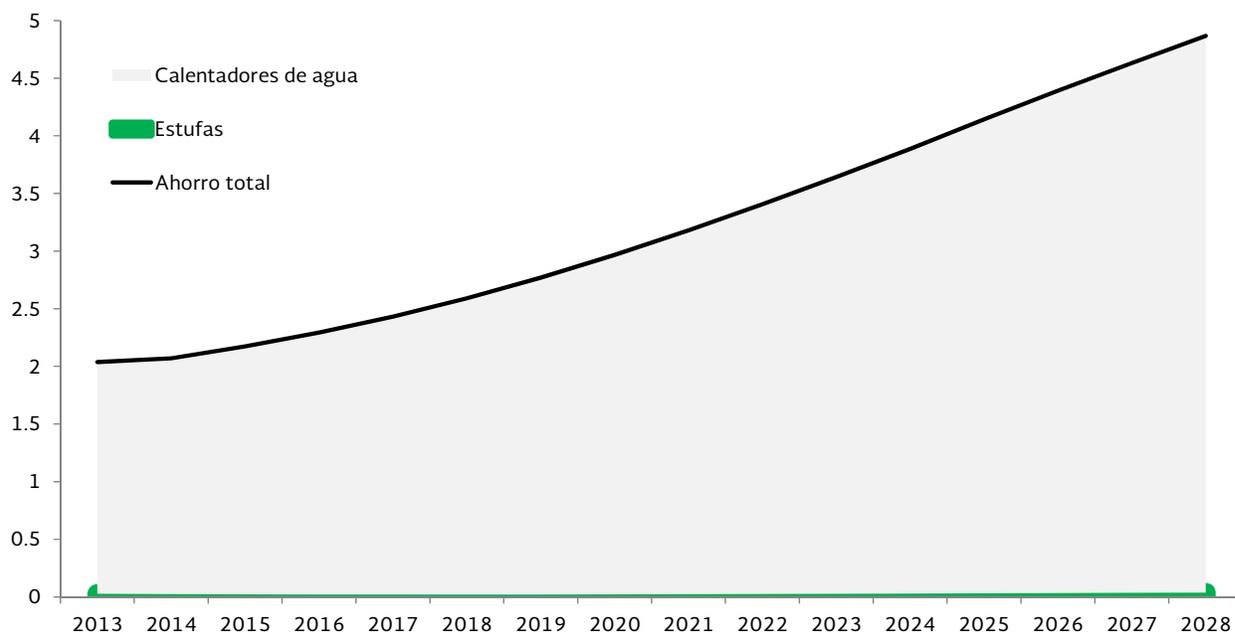
Durante el periodo prospectivo se espera un ahorro para los sectores residencial y de servicios debido a la mejora en eficiencia en calentadores convencionales, este ahorro pasará de 1.6 mbd de gas L.P. en 2013 a 4.9 mbd en 2028, por lo que se tendrán 50.6 mbd de gas L.P. acumulados durante todo el periodo prospectivo. Estos ahorros se encuentran asociados a un incremento en la eficiencia de calentadores de agua 99.2% del total de los ahorros y el 0.8% será por ahorro de gas en encendido eléctrico en estufas.

FIGURA 4. 8. AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS (BASE=2002), 2013-2028
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base información de Banxico, CONAGUA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

FIGURA 4. 9. AHORRO DE GAS L.P. EN EL SECTOR SERVICIOS POR TIPO DE EQUIPO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Nota: Los ahorros están calculados con respecto al 2001.
Fuente: IMP, con base en ANES, CONAPO, INEGI, PROCALSOL y empresas privadas.

4.1.1. Demanda Regional y Estatal

Gas natural

El consumo de gas natural tendrá un incremento de 66.8% pasando de 6,952.4 mmpcd en 2013 a 11,595.2 mmpcd en 2028, lo que representa una tmca de 3.5% durante el periodo prospectivo. En 2028 la mayor demanda de gas natural se presentará en la región Noreste con una participación de 29.9%, seguida de la región Centro-Occidente con 23.1%, la región Sur-Sureste con 21.2%, la región Centro con 13.5%, Noroeste con 9.7% y finalmente aguas territoriales con 2.6%.

La región Noreste tendrá una tmca de 2.9%, el estado que tendrá la mayor demanda en el periodo prospectivo será Nuevo León, con 1,414.2 mmpcd, seguido de Tamaulipas con 860.9 mmpcd y en tercer lugar Chihuahua con 622.5 mmpcd. El aumento en la demanda se explica por el amplio desarrollo manufacturero de las ramas siderúrgica, cementera, química, vidrio, entre otras, que son altamente intensivas en el consumo de energía, principalmente de gas natural.

En la región Centro-Occidente se pronostica una tmca de 7.7%, para el periodo 2013-2028 pasando de 880.3 mmpcd en 2013 a 2,677.1 mmpcd en 2028. El estado de San Luis Potosí será el de mayor demanda alcanzando 825.2 mmpcd, seguido de Guanajuato con 537.8 mmpcd y Colima con 405.3 mmpcd. El aumento en la demanda de gas natural se explica por la realización de los nuevos proyectos de transporte como es el proyecto Los Ramones, con lo que se tendrá mayor infraestructura de transporte de gas natural y mayor acceso a este combustible en esta región.

Se pronostica que la demanda de gas natural en la región Sur-Sureste tendrá una tmca de 1.5 % durante el periodo prospectivo llegando a 2,457.7 mmpcd en 2028. El estado de Veracruz será el principal demandante de gas natural con un volumen de 1,160.8 mmpcd, seguido de Tabasco y Yucatán con 447.3 mmpcd y 326.3 mmpcd respectivamente. El incremento en la demanda de gas natural de la región ha originado la búsqueda de alternativas de solución para contar con un suministro oportuno y suficiente de gas natural, por lo que se aumentará la capacidad de transporte en el gasoducto de 48 pulgadas de Cempoala a Jaltipan, Veracruz, además de contar con infraestructura de almacenamiento de gas natural en cavernas salinas de Shalapa Veracruz⁷⁴.

En la región Centro, la tmca durante el periodo prospectivo será de 4.4%, pasando de 818.0 mmpcd en 2013 a 1,562.1 mmpcd en 2028. En la región, el estado que tendrá el mayor consumo será Hidalgo con un volumen de 606.6 mmpcd, seguido del Estado de México y Puebla con 512.3 mmpcd y 156.8 mmpcd respectivamente. Dada la importancia de impulsar el acceso y suministro de gas natural para el desarrollo de la industria y la generación de electricidad, se promueve un proyecto para incrementar la capacidad de transporte de este combustible por medio de la expansión de la red de gasoductos, por lo que se construirá el gasoducto Tula- Villa de Reyes.

Finalmente, en la región Noroeste la tmca será de 6.5%, con lo que la demanda de gas natural pasará de 437.7 mmpcd en 2013 a 1,123 mmpcd en 2028, el mayor demandante será el estado de Baja California con 441.0 mmpcd, seguido de Sonora y Sinaloa con 321.3 y 245.1 mmpcd respectivamente. En la región se desarrollarán proyectos de infraestructura de transporte de gas natural que brinde acceso y suministro a este combustible, entre estos proyectos se encuentran: Ehrenberg-los Algodones-San Luis Colorado, Suministro de gas natural a Baja California Sur y Samalayuca- Sásabe.

⁷⁴ Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus organismos subsidiarios 2015 – 2019.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO 4. 9. CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2013-2028
(Millones de pies cúbicos diarios)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total nacional	6,952	7,514	8,176	8,771	9,187	9,650	9,772	10,034	10,432	10,518	10,628	10,952	11,068	11,123	11,409	11,595	3.5
Noroeste	438	513	619	645	780	863	941	998	1,020	1,013	1,035	1,061	1,050	1,049	1,091	1,123	6.5
Baja California	306	296	307	312	330	318	314	332	336	342	372	377	385	407	425	441	2.5
Baja California Sur	0	0	0	0	0	0	65	67	72	76	79	83	81	88	103	116	n.a.
Sinaloa	0	0	0	17	64	174	225	258	268	249	242	252	247	234	242	245	n.a.
Sonora	132	217	312	315	386	371	337	341	344	345	342	349	338	319	322	321	6.1
Noreste	2,263	2,445	2,509	2,753	2,944	3,158	3,130	3,112	3,244	3,239	3,273	3,389	3,352	3,326	3,402	3,470	2.9
Chihuahua	337	370	373	456	491	469	469	456	573	504	507	601	536	534	557	622	4.2
Coahuila	202	228	291	296	300	305	311	316	323	329	333	341	347	355	363	373	4.2
Durango	163	209	204	208	210	315	260	254	257	228	213	218	219	214	221	200	1.4
Nuevo León	676	678	677	818	979	1,098	1,134	1,153	1,160	1,279	1,350	1,359	1,374	1,383	1,396	1,414	5.0
Tamaulipas	886	959	964	976	964	970	956	933	931	899	870	870	875	840	865	861	-0.2
Centro - Occidente	880	1,129	1,216	1,269	1,318	1,318	1,390	1,532	1,715	1,873	1,995	2,118	2,278	2,436	2,596	2,677	7.7
Aguascalientes	21	22	23	24	25	26	29	114	156	158	160	161	161	161	228	286	18.9
Colima	126	216	224	219	275	276	211	204	336	425	404	414	394	397	415	405	8.1
Guanajuato	245	316	332	294	290	287	294	289	291	354	488	522	526	528	534	538	5.4
Jalisco	59	63	67	70	71	75	165	209	212	216	218	221	224	223	227	232	9.5
Michoacán	124	159	206	227	227	228	230	232	234	236	237	239	241	242	244	246	4.7
Querétaro	129	123	120	121	116	106	109	109	108	104	102	106	110	112	116	120	-0.5
San Luis Potosí	174	222	228	297	296	303	333	355	358	362	365	434	601	750	809	825	10.9
Zacatecas	2	8	15	18	17	18	18	19	19	20	21	21	22	23	24	24	20.2
Centro	818	776	989	1,065	1,090	1,097	1,149	1,213	1,290	1,322	1,361	1,504	1,557	1,548	1,566	1,562	4.4
Distrito Federal	71	68	63	61	62	64	67	69	72	74	76	77	80	82	84	86	1.2
Hidalgo	205	177	330	385	376	373	380	390	444	483	487	602	640	639	638	607	7.5
México	341	305	310	305	335	358	371	372	384	391	439	467	480	484	494	512	2.7
Morelos	8	17	80	104	103	92	119	171	174	168	157	159	154	142	146	151	21.3
Puebla	162	179	175	176	180	175	176	173	177	166	161	156	159	155	157	157	-0.2
Tlaxcala	30	30	32	33	34	35	36	38	39	40	42	43	45	46	48	49	3.5
Sur-Sureste	1,957	2,020	2,197	2,388	2,405	2,563	2,512	2,529	2,532	2,509	2,451	2,416	2,422	2,405	2,433	2,458	1.5
Campeche	122	136	138	140	136	127	127	126	126	122	120	119	119	119	119	119	-0.2
Chiapas	68	67	73	74	79	196	194	200	191	186	184	183	177	177	176	176	6.5
Oaxaca	0	0	40	90	103	204	206	206	206	206	206	206	206	228	228	228	89.5
Quintana Roo	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	n.a.
Tabasco	702	699	721	740	752	737	729	720	690	650	594	561	523	496	468	447	-3.0
Veracruz	952	991	1,101	1,226	1,213	1,165	1,142	1,131	1,140	1,118	1,117	1,115	1,137	1,113	1,137	1,161	1.3
Yucatán	113	128	124	119	123	114	114	145	179	227	230	232	259	271	304	326	7.3
Aguas territoriales	596	630	647	650	650	650	650	650	630	563	513	464	410	360	320	305	-4.4

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Gas L.P.

Las ventas internas de gas L.P. tendrán una disminución durante el periodo prospectivo llegando a 281.1 mbd, lo que representa una disminución de 2.81 mbd respecto al 2013. La región que tendrá las mayores ventas internas será la Centro, que representará el 40.0% de la ventas internas totales, en segundo lugar la región Centro-Occidente con 21.4%, seguida de la región Sur-Sureste con 14.7%, la región Noreste con 14.6% y finalmente la región Noroeste con 9.3%.

En la región Centro, el estado que tendrá las mayores ventas internas al final del periodo será el Estado de México con 50.4 mbd, esto representa un aumento de 2.2 mbd. En contraste, el menor consumidor será Tlaxcala con 3.7 mbd, lo que representa una disminución de 0.95 mbd al final del periodo. Sin embargo la mayor disminución en ventas internas será de Puebla, con una disminución de 4.14 mbd es decir -18.1% respecto a 2013.

La región Centro-Occidente tendrá una disminución en las ventas internas de 4.0 mbd al final del periodo, el estado que tendrá las mayores ventas internas será Jalisco con un volumen de 18.2 mbd, esto aun cuando presenta una disminución de 2.5 mbd al final del periodo prospectivo. El estado con menor demanda será Querétaro con 2.2 mbd, el cual mantendrá prácticamente en el mismo nivel de ventas internas durante todo el periodo.

La región Sur-Sureste será la que tendrá el mayor aumento en sus ventas internas pasando de 37.7 mbd en 2013 a 41.5 mbd en 2028. En esta región el estado con mayores ventas internas será Veracruz con 14.7 mbd, que permanecerán casi al mismo nivel durante el periodo prospectivo. El estado con menor ventas internas será Campeche con 1.2 mbd, lo que representa un incremento de 17.0% durante todo el periodo prospectivo.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

En la región Noreste el estado con mayores ventas internas será Chihuahua con un volumen de ventas de 12.5 mbd al final del periodo, lo que representa una disminución de 0.2 mbd. En contraste, las menores ventas se registrarán en Durango con un volumen de 3.8 mbd en 2028, es decir un incremento de 0.4 mbd al final del periodo.

La región Noroeste tendrá ventas internas de 26.2 mbd en 2028, es decir un incremento de 1.5 mbd al final del periodo. En la región, Baja California será el que presentará las mayores ventas internas con un volumen de 9.4 mbd. Baja California Sur presentara las menores ventas internas de la región con un volumen de 2.0 mbd en 2028, las ventas de este estado se mantendrán casi en los mismos niveles durante todo el periodo prospectivo.

Las regiones Centro-Occidente, Noreste y Centro mostrarán una disminución en sus ventas internas durante el periodo 2013-2028, aunque éste será muy bajo. Las regiones Noroeste y Sur-Sureste tendrán incremento en las ventas internas.

CUADRO 4. 10. VENTAS INTERNAS DE GAS L.P. POR REGIÓN Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Noroeste	24.7	23.9	23.9	24.0	24.1	24.3	24.5	24.7	24.9	25.1	25.3	25.5	25.7	25.9	26.0	26.2	0.4
Baja California	9.4	9.0	9.0	9.0	9.1	9.1	9.1	9.1	9.2	9.2	9.2	9.3	9.3	9.3	9.4	9.4	0.0
Baja California Sur	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	0.1
Sinaloa	6.6	6.2	6.2	6.2	6.3	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	0.6
Sonora	6.8	6.8	6.8	6.9	6.9	7.0	7.1	7.2	7.2	7.3	7.4	7.4	7.5	7.5	7.6	7.6	0.7
Noreste	42.7	41.1	40.8	40.5	40.4	40.3	40.4	40.5	40.7	40.8	41.0	41.1	41.2	41.2	41.2	41.1	- 0.3
Coahuila	8.1	7.2	7.1	6.9	6.8	6.7	6.6	6.6	6.5	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	6.2	- 1.8
Chihuahua	12.7	12.2	12.1	12.0	12.0	12.0	12.0	12.1	12.2	12.3	12.4	12.5	12.5	12.6	12.6	12.5	- 0.1
Durango	3.4	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	0.8
Nuevo León	8.4	7.9	7.9	8.0	8.0	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	0.2
Tamaulipas	10.1	10.1	10.1	10.0	10.0	10.0	10.1	10.1	10.1	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.0	9.9	- 0.2
Centro-Occidente	64.0	63.9	63.4	62.9	62.5	62.2	61.9	61.6	61.3	61.1	60.8	60.6	60.5	60.3	60.2	60.0	- 0.4
Aguascalientes	3.5	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	- 0.3
Colima	3.1	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.5	- 1.4
Guanajuato	12.9	13.5	13.5	13.4	13.4	13.3	13.2	13.2	13.1	13.0	13.0	12.9	12.8	12.8	12.7	12.6	- 0.2
Jalisco	20.7	20.3	20.0	19.7	19.5	19.3	19.1	18.9	18.8	18.6	18.5	18.4	18.3	18.3	18.3	18.2	- 0.9
Michoacán	10.8	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	- 0.5
Nayarit	2.2	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	0.3
Querétaro	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2	- 0.1
San Luis Potosí	4.6	5.1	5.0	5.0	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	0.7
Zacatecas	3.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	- 0.4
Centro	114.8	119.6	118.1	116.7	115.8	115.1	114.7	114.3	114.0	113.8	113.6	113.4	113.2	112.9	112.7	112.4	- 0.1
Distrito Federal	25.6	31.0	30.5	29.9	29.4	28.9	28.6	28.2	27.9	27.6	27.4	27.1	26.9	26.7	26.5	26.3	0.2
Hidalgo	8.1	7.8	7.7	7.7	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	- 0.4
México	48.2	51.5	51.1	50.8	50.6	50.5	50.5	50.5	50.5	50.5	50.5	50.5	50.5	50.5	50.4	50.4	0.3
Morelos	5.4	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	0.3
Puebla	22.9	19.4	19.1	18.8	18.7	18.6	18.5	18.5	18.6	18.6	18.6	18.7	18.7	18.7	18.7	18.7	- 1.3
Tlaxcala	4.7	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.7	- 1.5
Sur-Sureste	37.7	37.8	37.5	37.5	37.8	38.1	38.5	38.8	39.2	39.6	39.9	40.3	40.6	40.9	41.2	41.5	1.1
Campeche	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1
Chiapas	4.7	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.3	6.4	6.4	2.1
Guerrero	1.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	4.1
Oaxaca	4.9	4.3	4.3	4.2	4.2	4.3	4.3	4.3	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	- 0.5
Quintana Roo	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	3.9	0.4
Tabasco	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	0.4
Veracruz	14.5	13.8	13.6	13.5	13.6	13.7	13.8	13.9	14.0	14.1	14.2	14.3	14.4	14.5	14.6	14.7	1.3
Yucatán	3.2	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	0.1
Total nacional	283.9	286.2	283.7	281.7	280.6	280.0	279.9	280.0	280.1	280.3	280.6	280.8	281.1	281.2	281.3	281.1	- 0.1

Nota. No incluye autoconsumos de PEMEX.

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, Pemex, SEMARNAT, SCT, Sener y empresas privadas.

4.2. Producción Nacional

Gas Natural

Con el fin de garantizar el contar con áreas suficientes en las que se han identificado oportunidades de alto valor, y para sustentar un programa de inversión creciente en exploración y asegurar la producción futura, PEMEX solicitó, mediante la Ronda Cero, áreas para poder operar directamente y asegurar la producción a mediano y largo plazo. Asimismo, PEMEX podrá asociarse con empresas para el desarrollo de campos y participar en rondas subsecuentes que le permitan ampliar sus oportunidades de exploración y producción. La Ronda Cero define los recursos petroleros con los que contará el Estado para multiplicar la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos en el país.

Una vez que se define la Ronda Cero, el Estado promoverá la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos a través de rondas de licitación abiertas a la participación de la industria petrolera, con el fin de incrementar la seguridad energética de México.

Se espera que la producción total de gas natural en el 2028 sea de 10,540.0 mmpcd, de los cuales 6,261.2 mmpcd las producirá Pemex, incluyendo proyectos en los que se asocie, y 4,278.8 mmpcd serán producidos por empresas privadas. Esta estimación incluye la producción estimada de las licitaciones futuras (rondas).

CUADRO 4. 11. PRODUCCIÓN PROSPECTIVA DE GAS NATURAL 2015-2028
(mmpcd)

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción gas natural	5,947	6,177	6,763	8,004	9,636	10,850	11,262	11,341	11,357	11,024	10,488	10,535	10,578	10,540
Pemex	5,783	5,185	5,014	4,984	5,067	5,019	5,034	5,425	5,848	6,185	6,362	6,378	6,358	6,261
Licitaciones (Rondas)	164	992	1,749	3,020	4,569	5,831	6,227	5,916	5,509	4,839	4,126	4,157	4,220	4,279

Fuente: SENER, 2015-2028 Escenario Reforma PEMEX.

Con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos en el corto plazo, en la Ronda Uno se llevarán a cabo las licitaciones para la adjudicación de contratos de nuevas áreas de exploración o campos de extracción que no fueron solicitados u otorgados a Pemex. Es importante señalar que, en esta Ronda, Pemex podrá participar sola o en asociación con otras empresas. Los criterios utilizados para definir esta ronda incluyen el potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en el corto plazo, potencial para incorporar nuevas reservas, y potencial para incrementar los recursos prospectivos de México.

La propuesta de la Ronda Uno consiste en un portafolio balanceado de áreas y de bloques de diversas categorías. Es decir, se combinan oportunidades de exploración en áreas ya productoras, áreas relativamente nuevas o poco exploradas, y áreas con recursos convencionales, así como áreas con yacimientos no convencionales de alto potencial prospectivo. En esta ronda se propone la inclusión de 109 bloques de exploración y 60 campos de extracción que juntos suman una superficie cercana a 28,500 km², de este total, 91% corresponde a áreas de exploración y el restante 9% a campos en extracción, y representan una inversión anual de aproximadamente 8,525 millones de dólares para los próximos cuatro años. Si se incluyen las asociaciones que PEMEX podría realizar, se alcanzaría una inversión anual del orden de 12,625 millones de dólares⁷⁵.

⁷⁵ <http://www.energia.gob.mx/rondauno/9500.html>



4.2.1. Producción de gas natural en proyectos de PEMEX y de PEMEX más asociaciones

La producción de gas natural de la EPS de Exploración y Producción (PEP) en 2028 ascenderá a 6,261.2 mmpcd, de la cual se estima que 4,559.6 será de gas asociado y 1,701.6 mmpcd de gas no asociado. Con esto, la tmca de la producción total de gas natural para el periodo de 2014-2028 será de 0.5%.

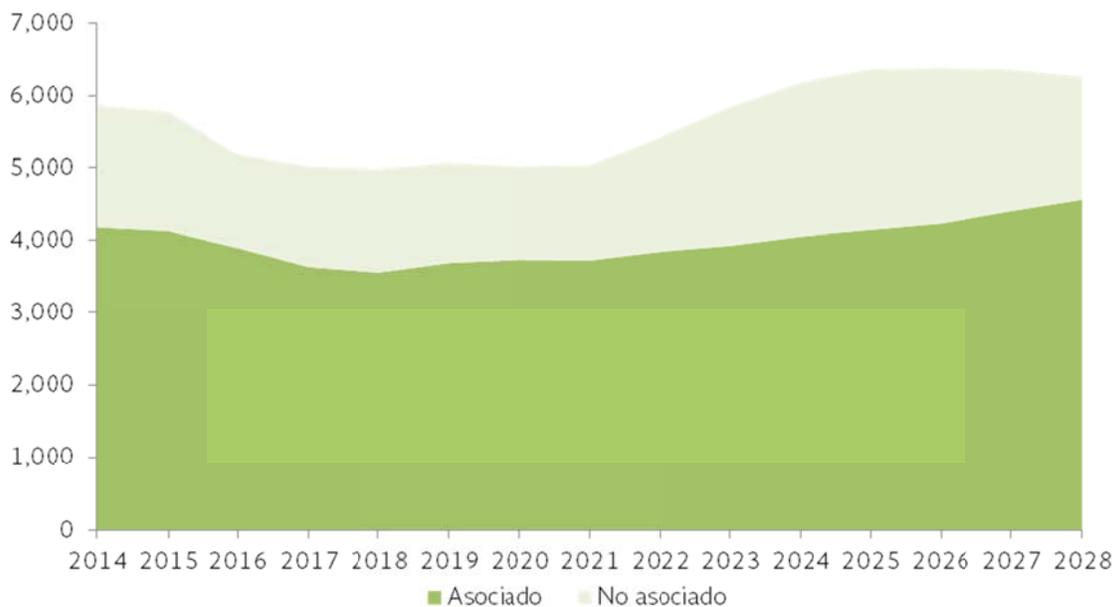
La producción de gas asociado y no asociado disminuirá durante los primeros años del periodo, sin embargo, a partir del 2020 la producción irá en aumento principalmente por el desarrollo de nuevos campos de gas, en los que se incluyen diferentes proyectos para mejorar las tasas de recuperación en la región petrolera del Sureste y del petróleo extraído de yacimiento marinos en la península de Yucatán.

El portafolio de proyectos de la EPS de Exploración y Producción está formado por 29 proyectos de explotación, 17 proyectos de exploración, 2 integrales de explotación y exploración y 30 de infraestructura y soporte. Los proyectos en el portafolio permitirán mantener una plataforma estable de producción de hidrocarburos, aprovechando la experiencia en yacimientos naturalmente fracturados y aguas someras, con costos de desarrollo y producción competitivos⁷⁶.

Las principales cuencas productoras de gas no asociado son Burgos y Veracruz. En el caso de Burgos es necesario optimizar los diseños y costos de los pozos, así como hacer más rigurosa y selectiva la propuesta de localizaciones. En lo que respecta a Veracruz, se elaboró un programa intensivo de adquisición sísmica tridimensional y, a partir de 2013, se ajustó la estrategia hacia un enfoque a encontrar gas húmedo no asociado en ambas cuencas.

Las Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla contienen 41% de los recursos prospectivos del país. Del total de los recursos prospectivos en estas cuencas, 90% corresponde a aceite y gas-condensado y 10% a gas no asociado.

FIGURA 4. 10. PRODUCCION DE GAS NATURAL POR ORIGEN 2014-2028
(mmpcd)

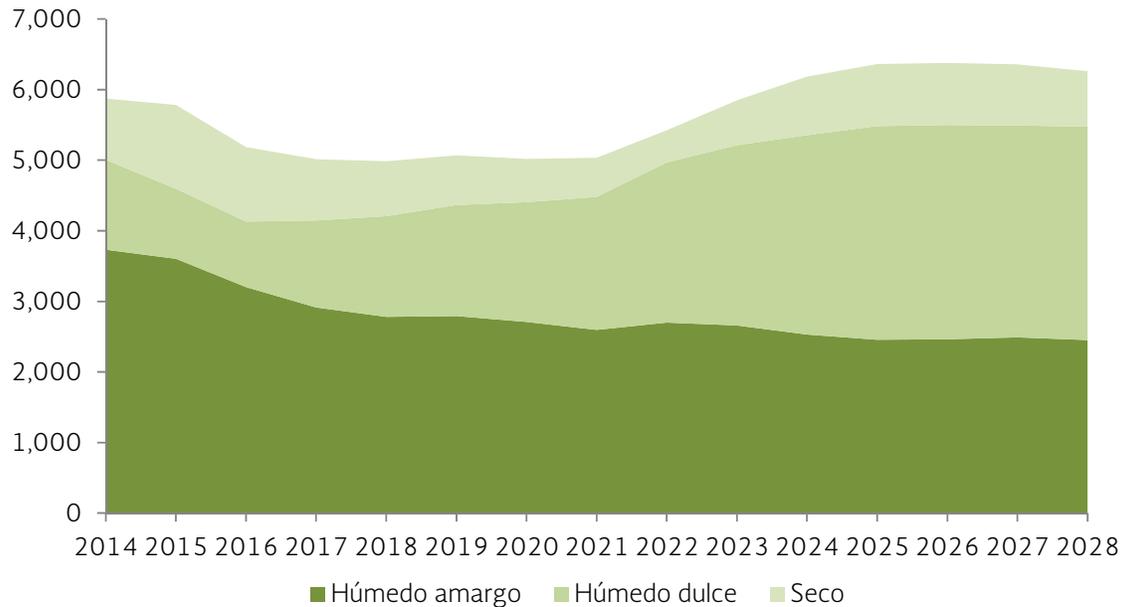


Fuente: Fuente: EPS de Exploración y Producción.

⁷⁶ Principales elementos del plan de negocios de pemex y sus organismos subsidiarios 2014-2018

La producción de gas húmedo dulce tendrá una participación del 48.3% del total de la producción y presentará una tmca de 6.4% durante el periodo de 2014-2028, mientras que la producción de gas amargo tendrá una participación del 39.1% con una tmca de -3.0% en el mismo periodo; finalmente la producción de gas seco tendrá una participación del 12.5% con una tmca de -0.7%.

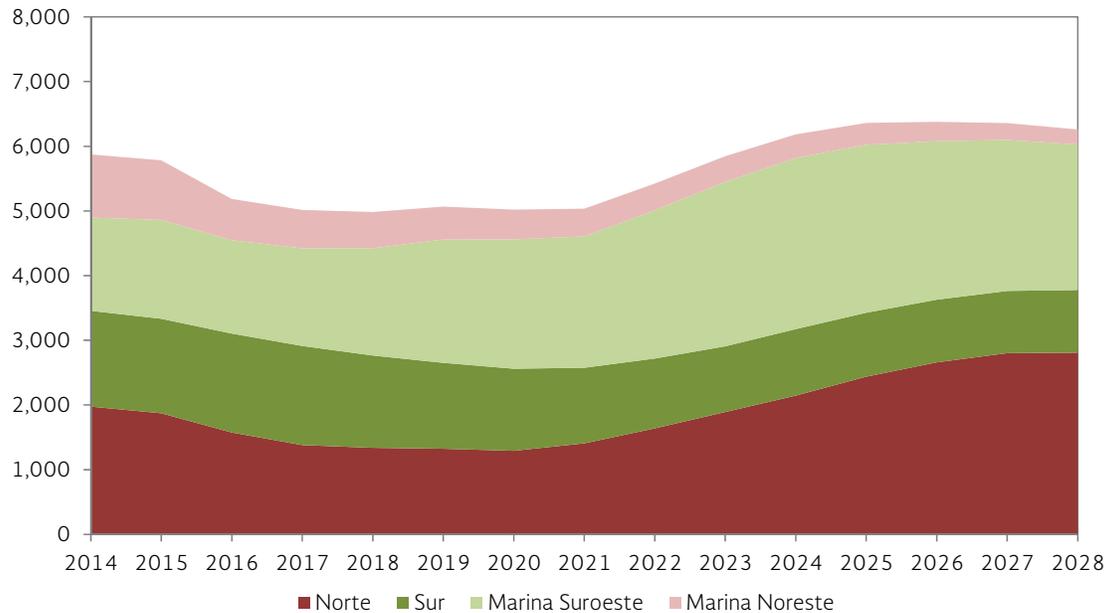
FIGURA 4. 11. PRODUCCION DE GAS NATURAL POR TIPO 2014-2028
(mmpcd)



Nota: La producción de gas natural no incluye nitrógeno.
Fuente: EPS de Exploración y Producción.

En lo que respecta a la producción por región, se espera que en el 2028 la región Norte sea la mayor productora con un volumen de 2,810.3 mmpcd y una tmca de 2.5% durante el periodo 2014-2028. En segundo lugar la región Marina Suroeste con un volumen de 2,252.3 mmpcd y una tmca de 3.2%, le siguen las regiones Sur y Marina Noreste con 967.1 mmpcd y 231.6 mmpcd. Las regiones Marina Suroeste y Sur tendrán una disminución en su producción, en el caso de la primera, ésta tendrá una disminución de 743.2 mmpcd, mientras que la región Marina Suroeste reducirá su producción de 512.5 mmpcd, con respecto a 2013.

FIGURA 4. 12. PRODUCCION DE GAS NATURAL POR REGIÓN 2014-2028
(mmpcd)



Fuente: EPS de Exploración y Producción.

La generación de los escenarios óptimos de los proyectos de explotación parte del análisis integral de variables críticas como la disponibilidad presupuestal, los perfiles de producción de hidrocarburos, la incorporación de reservas, los costos y la capacidad de ejecución⁷⁷. Se estima que la producción de los proyectos de explotación en el 2028 llegará a 2,147.9 mmpcd, lo que representa una disminución de 45.4% al final del periodo.

La producción por proyectos de exploración iniciará en 2016 con un volumen de 57.3 mmpcd, llegando a 1,479.1 mmpcd en 2028. Lo anterior debido a los diferentes proyectos que se tienen; uno de ellos es Burgos, en el que considera un plan de exploración orientado a incrementar las reservas de gas.

En el caso de los proyectos de aguas profundas, el campo Lakach, será el primer campo de gas que se desarrollará y se presenta como una opción viable y atractiva para contribuir a incrementar la oferta de gas natural. El proyecto tendrá diversos componentes que permitirán realizar un desarrollo eficiente y explotación para recuperar las reservas probadas y probables del campo. Se espera que la producción de gas en aguas profundas inicie en 2021 y que, en 2028, la producción llegue a 1,086.1 mmpcd.

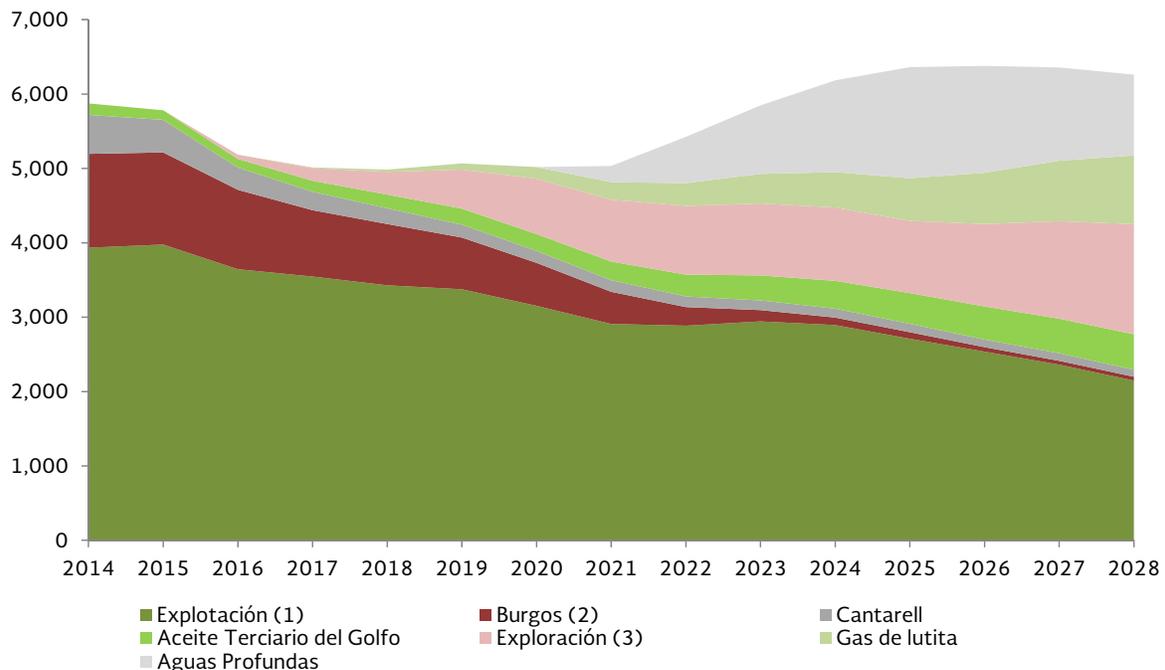
La producción de gas natural del proyecto de Burgos, en los que se consideran los contratos de obra pública financiada, tendrá una disminución importante pasando de 1,260.2 mmpcd en 2013 a 52.3 mmpcd al final del periodo prospectivo. En el caso de la producción de los proyectos de Cantarell, ésta tendrá una disminución llegando en 2028 a 93.8 mmpcd.

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo contempla la operación de mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo y la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de la producción de acuerdo al nivel de conocimiento y desarrollo en cada uno de los campos que lo integran. Se espera que durante el periodo prospectivo la producción se incremente pasando de 152.5 mmpcd en 2013 a 476.5 mmpcd en 2028.

⁷⁷ Plan de negocios Pemex.

En cuanto a la producción de gas de lutitas en el periodo 2014-2028, se espera que ésta inicie en 2017 con un volumen de 10 mmpcd y en 2028 llegue a 925.5 mmpcd, esto debido al desarrollo del proyecto de gas de lutitas, el cual está situado en las provincias de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Este proyecto está enfocado a cuantificar con mayor certeza los recursos prospectivos no convencionales de aceite y gas en lutitas, acelerar la conversión de estos recursos prospectivos en reservas, así como identificar las zonas de mayor potencial productivo y económico cuyo desarrollo permitirá incrementar la producción de hidrocarburos a futuro, así como incrementar la actividad económica en las zonas donde éstos se produzcan ⁷⁸.

FIGURA 4. 13. ESCENARIO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR GRANDES PROYECTOS, 2014-2028
(mmpcd)

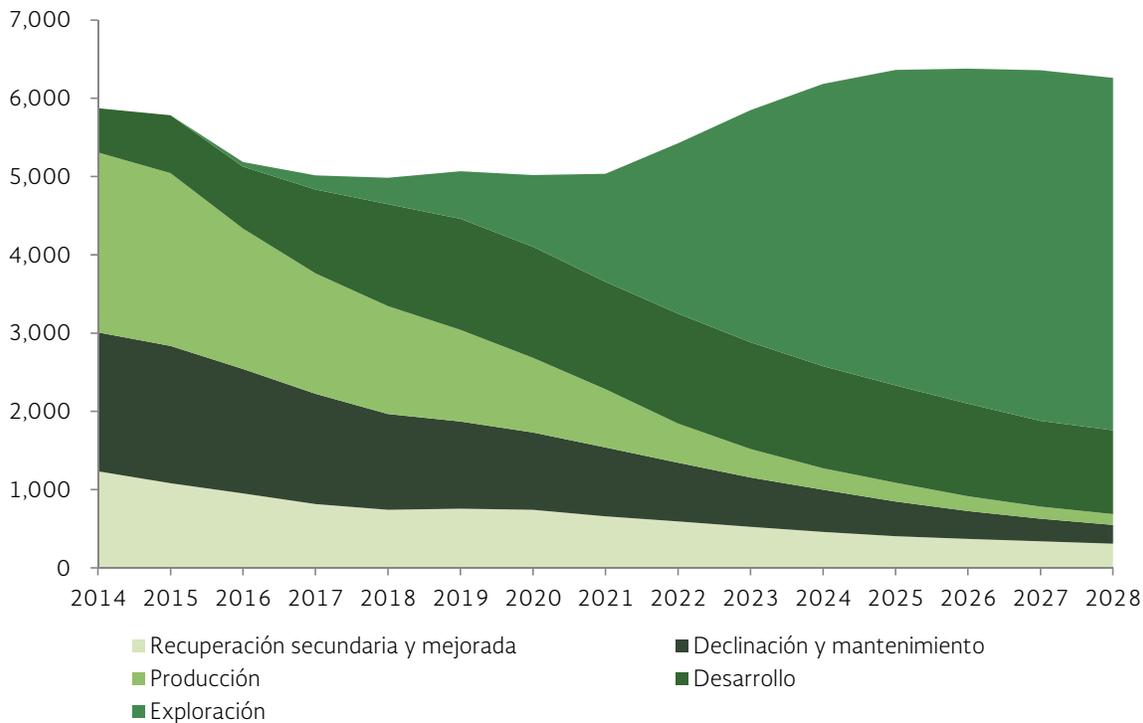


1 Sin Burgos, Cantarell, Aceite Terciario del Golfo y Aguas Profundas.
 2 Incluye producción por medio de Contratos de Obra Pública Financiada.
 3 Sin Aguas Profundas, componente exploratoria de Burgos y gas de lutitas.
 Nota: La producción de gas natural no incluye nitrógeno.
 Fuente: EPS de Exploración y Producción.

En cuanto a la producción de gas por ciclo de vida de los proyectos, se estima que la producción de los proyectos de exploración en 2028 será de 4,503.5 mmpcd, lo que representará el 71.9% del total de la producción, le siguen los proyectos en desarrollo cuya producción será de 1,070.8 mmpcd, es decir 17.1% del total, los proyectos de recuperación secundaria y mejorada con una producción de 309.7 mmpcd, 4.9% de la producción total, los proyectos en declinación y mantenimiento con 239.5 mmpcd, 3.8% y finalmente los proyectos de producción con 137.7 mmpcd, es decir 2.2%.

⁷⁸ Idem Plan de negocios PEMex , pág 273-274.

FIGURA 4. 14. ESCENARIO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ETAPA¹ DE CICLO DE VIDA DE LOS PROYECTOS, 2014-2028
(mmpcd)



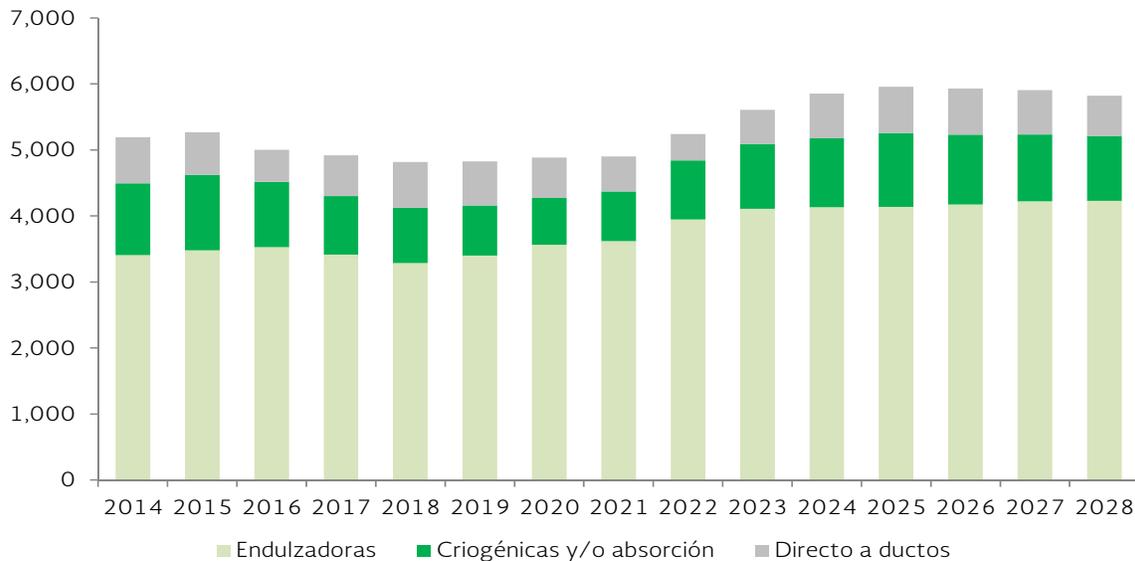
Nota: La producción de gas natural no incluye nitrógeno.

1 Clasificación de los proyectos al 1° de enero de 2014.

Fuente: EPS de Exploración y Producción.

El gas que la EPS de Exploración y Producción tiene destinado para enviar en 2028 a la EPS de Transformación Industrial, en las actividades de lo que antes conformaba PGPB, será de 5,822.6 mmpcd, de los cuales 4,229.7 mmpcd serán enviados a las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo, este volumen representa 72.6% del total de gas enviado a dicha subsidiaria. Se estima que el gas húmedo dulce enviado será de 983.0 mmpcd al final del periodo y éste representará el 16.9% del total enviado; finalmente el gas enviado directo a ductos alcanzará un volumen de 609.9 mmpcd.

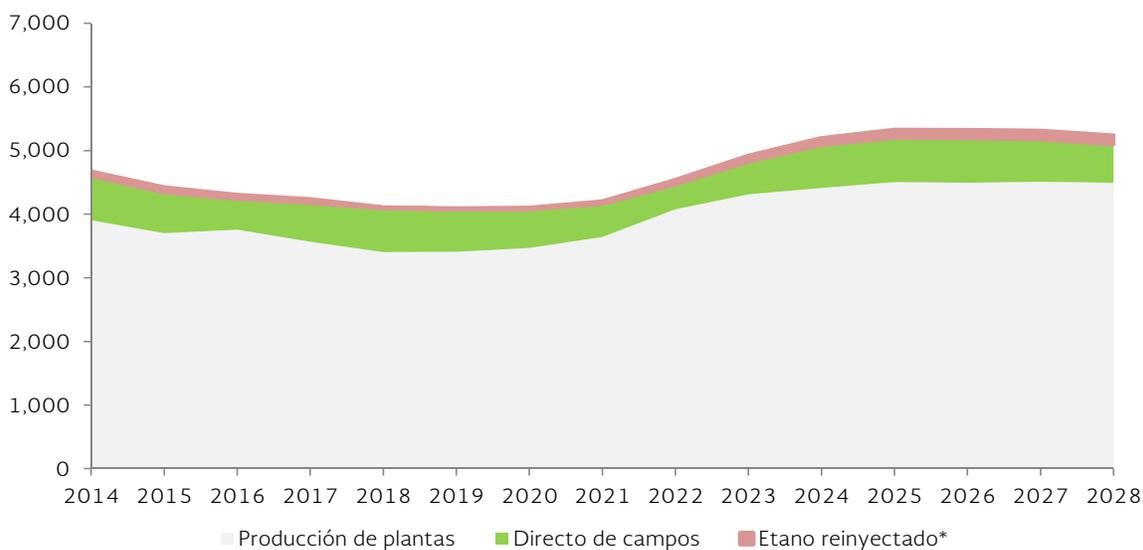
FIGURA 4. 15. ESCENARIO DE GAS NATURAL ENVIADO POR LA EPS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN A LA EPS DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (ANTES PGPB), 2014-2028
(mmpcd)



Nota: La producción de gas natural no incluye nitrógeno.
Fuente: la EPS de Exploración y Producción.

La oferta de gas seco de la EPS de Transformación Industrial alcanzará un volumen de 5,231.9 mmpcd en 2028, de los cuales el 85.9% se producirán en plantas, lo que representa un incremento de 15.1% respecto a 2014, el gas seco proveniente directamente de campos representará el 11.7% del total lo que significa una reducción de 13.5% durante el periodo prospectivo, pasando de 704.9 mmpcd de gas seco a 609.9 mmpcd.

FIGURA 4. 16. ESCENARIO DE OFERTA DE GAS SECO DE LA EPS DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (ANTES PGPB), 2014-2028
(mmpcd)



Fuente: PGPB.

Gas L.P.

La oferta total de gas L.P. en 2028 será de 363.4 mbd, 75.5% más que en 2013, y durante el periodo 2013-2028 presentará una tmc de 3.8%. De ésta oferta 214.7 mbd provendrán de la EPS de Transformación Industrial en las actividades que antes correspondían a PGPB, 43.8 mbd de la EPS de Transformación Industrial en las actividades que antes correspondían a PR, la EPS de Exploración y Producción con 0.0007 mbd y finalmente la producción por particulares será de 104.9 mbd.

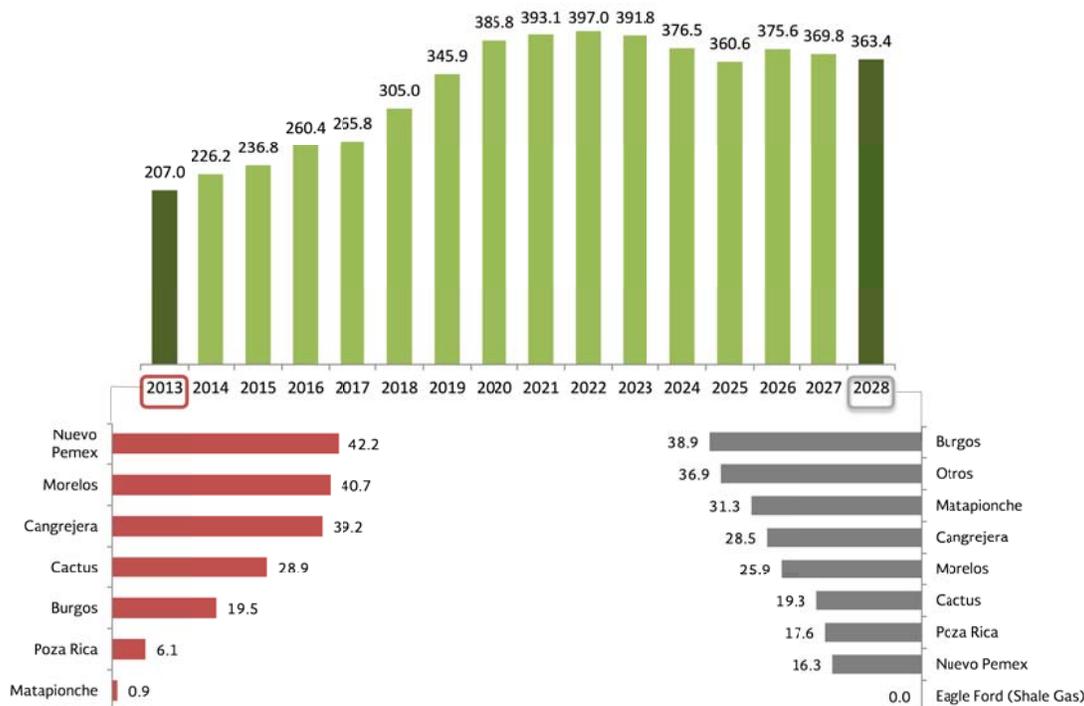
El centro procesador de gas que producirá el mayor volumen de gas L.P. será Burgos con 38.9 mbd lo que representará el 18.1% del total de la producción en 2028, y presentará un incremento de 99.3% respecto a 2013.

El CPG Matapionche presentará un incremento de 30.4 mbd y tendrá una participación de 14.6% en 2028, esto debido a la incorporación de la oferta de shale gas del play Maltrata, y de gas húmedo dulce de Han-Holok (aguas profundas) que se enviará al CPG Matapionche para procesarlo.

En el caso del CPG Poza Rica, este tendrá un incremento en la producción de gas L.P. de 11.5 mbd, llegando a 17.6 mbd en 2028. Lo anterior como resultado de que se concluyó la construcción de la Planta Criogénica de Poza Rica que procesará la producción proveniente del proyecto Aceite Terciario del Golfo.

Se pronostica que la producción de gas L.P. de los CPG Nuevo Pemex, Morelos y Cactus tendrán disminución, siendo la más notable la de Nuevo Pemex con 61.4% menos que en 2013, seguida de Morelos y Cactus con 36.5% y 33.4%. En el caso del CPG Cangrejera, éste tendrá una disminución de 27.3% respecto a 2013, pasando de 39.2 mbd en 2013 a 28.5 mbd en 2028.

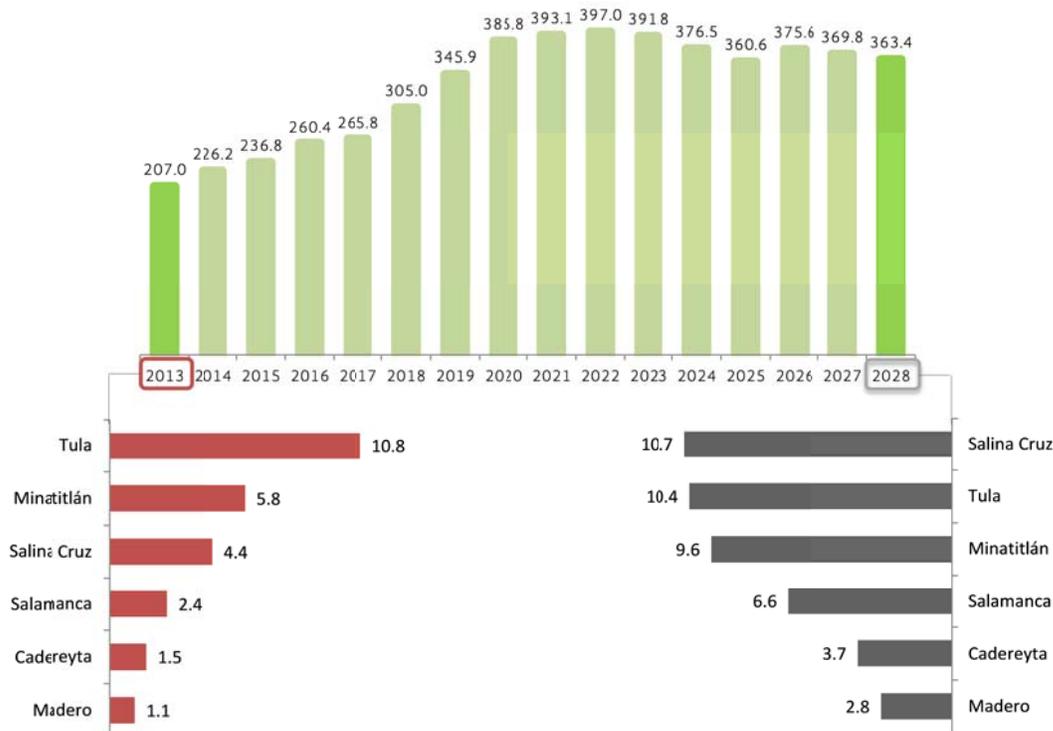
FIGURA 4. 17. PRODUCCIÓN DE GAS L.P. DE LA EPS DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (ANTES PGPB) POR CPG, 2013-2028
(mbd)



Fuente: IMP, con base en PEMEX.

En el caso de la producción de gas L.P. por refinería, Salina Cruz será la mayor productora con una participación de 24.3%, le sigue Tula con 23.9%, Minatitlán 21.9%, Salamanca 15.0%, Cadereyta 8.5% y Madero 6.4%. En general la producción en todas las refinерías tiene un incremento importante, a excepción de la refinерía de Tula que tendrá una disminución de 3.2% respecto a 2013.

FIGURA 4. 18. PRODUCCIÓN DE GAS L.P. DE LA EPS DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (ANTES PR) POR REFINERÍA, 2013-2028
(mbd)



Fuente: SENER con información de PEMEX.

4.3. Infraestructura de gas natural y gas L.P.

Infraestructura prospectiva de ductos de Gas Natural

Con el fin de ampliar y fortalecer la capacidad de transporte de gas natural por medio de ductos, anticipándose con esto a la expansión de la demanda en distintas partes del país, y dada la importancia de promover el acceso y suministro de gas natural para el desarrollo de la industria y la generación de electricidad, se ha desarrollado una estrategia integral para incrementar la capacidad de transporte de este combustible por medio de una expansión de la red de gasoductos. En este sentido, el Programa Nacional de Infraestructura tiene contemplados los siguientes proyectos:⁷⁹.

⁷⁹ Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

CUADRO 4. 12. PROYECTOS DEL PLAN DE GASODUCTO 2015-2018

#	Proyecto	Estados Beneficiados	Longitud* (Kilómetros)	Inversión estimada* (millones de pesos)	Fecha de licitación estimada
1	Ojinaga-El Encino	Chihuahua	254	5,160	1er sem. 2014
2	El Encino-La Laguna	Durango	423	8,385	1er sem. 2014
3	Waha — Central Eléctrica "Norte III" (cerca de Samalayuca)	Chihuahua	300	7,095	1er sem. 2014
4	Waha—Ojinaga	NA	230	5,160	1er sem. 2014
5	Mérida-Cancún	Quintana Roo y Yucatán	300	5,999	2o sem. 2014
6	Ehrenberg-Los Algodones- San Luis Río Colorado	Sonora	160	3,225	2o sem. 2014
7	Suministro de gas natural a Baja California Sur	Baja California Sur y Sinaloa	N.A	7,740	2o sem. 2014
8	Sur de Texas-Tuxpan (submarino)	Tamaulipas y Veracruz	625	38,700	2o sem. 2014
9	Tula-Villa de Reyes	Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco y San Luis Potosí	279	5,418	2o sem. 2014
10	Tuxpan-Tula	Hidalgo y Veracruz	237	5,160	2o sem. 2014
11	Samalayuca — Sásabe	Chihuahua y Sonora	558	10,836	2o sem. 2014
12	Colombia-Escobedo	Nuevo León	254	4,838	1er sem. 2015
13	Jáltipan-Salina Cruz	Oaxaca	247	8,333	1er sem. 20 15*
14	Los Ramones-Cempoala	Nuevo León, Tamaulipas, y Veracruz	855	26,071	1er sem. 2015
15	Villa de Reyes— Aguascalientes —Guadalajara	San Luis Potosí, Aguascalientes, Zacatecas y Jalisco	355	7,159	1er sem. 2015
16	La Laguna-Centro	Durango	601	11,610	1er sem. 2015
17	Lázaro Cárdenas-Acapulco	Michoacán y Guerrero	331	5,908	2015
18	Salina Cruz-Tapachula (con extensión a Centroamérica)**	Oaxaca y Chiapas	440	5,728	2015

Fuente: Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018.

Los proyectos estimados beneficiarán a los estados de Chihuahua, Nuevo León, Zacatecas, Durango, Sonora, Baja California Sur, Sinaloa, Tamaulipas, Veracruz, Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco, San Luis Potosí, Chiapas, Oaxaca, Michoacán, Guerrero, Quintana Roo y Yucatán. Este plan representa la mayor expansión en longitud y capacidad de transporte de gas natural en varias décadas.

De estos proyectos 5 pertenecen a CFE, y se ubicarán en el norte del país, esto con el objetivo de ampliar sus líneas de negocio, para convertirse en una empresa "integral" de energía. Estos proyectos son Ojinaga-El Encino, El Encino-La Laguna, Waha- Samalayuca, Waha-Ojinaga y Ehrenberg-Los Algodones-San Luis Río Colorado, además durante 2014 se realizaron las licitaciones del gasoducto Sasábe-Guaymas, Guaymas-El Oro y El Oro Mazatlán.

Infraestructura prospectiva de procesamiento y almacenamiento de Gas Natural

La EPS de Transformación Industrial complementa su cartera de programas y proyectos de inversión con una serie de contratos de servicio con el fin de agilizar la creación de infraestructura, capturar las oportunidades de negocio y responder a los ajustes presupuestales⁸⁰. Los proyectos planteados para los próximos años, con respecto al aumento de la capacidad de proceso de gas, incremento en la capacidad de transporte de gas a través de nuevos gasoductos o ampliación de la potencia de compresión, se presentan en el siguiente cuadro.

⁸⁰ Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus organismos subsidiarios 2015 – 2019.

CUADRO 4. 13. PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN DE LA EPS DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (ANTES PGPB)
(MMM\$ de 2014)

Proyecto	2015	2016	2017	2018	2019
Incremento del proceso del GHA en el CPG Arenque	0.01	1.00	-	-	-
Incremento del proceso de gas húmedo amargo en el CPG Matapionche	-	0.02	0.06	0.05	0.80
Incremento de capacidad de proceso en la región Tampico-Misantla	-	0.67	0.60	0.85	2.28
Incremento de capacidad en Matamoros	-	-	-	0.30	1.05
Conservación de la capacidad de procesamiento en el CPG Nuevo Pemex	0.33	0.00	0.03	-	-
Adecuación de plantas fraccionadoras y reconversión de endulzadora de líquidos del CPG Nuevo Pemex	0.59	0.05	0.00	0.29	-
Modernización de las áreas de movimiento de productos de CPGs	0.72	0.23	0.65	0.14	-
Proyecto integral de confiabilidad eléctrica de los CPGs	0.37	0.21	-	-	-
Modernización de los sistemas de monitoreo, control y supervisión del transporte por ducto, etapa II	0.05	0.34	0.32	0.27	0.12
Rehabilitación, modificación y modernización de las estaciones de compresión y bombeo a nivel nacional, etapa II	-	0.11	0.09	0.09	0.18
Otros	6.97	5.77	5.83	5.28	2.91
Total	9.05	8.40	7.58	7.27	7.33

Fuente: Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2015-2019.

El proyecto de incremento del proceso de gas húmedo amargo en el CPG Arenque tendrá como objetivo procesar, a partir de 2016, la oferta incremental de gas húmedo amargo proveniente del Activo Altamira, así como independizar el proceso de fraccionamiento de licuables que actualmente se lleva a cabo en instalaciones de la Refinería Madero.

El proyecto de incremento del proceso de gas húmedo amargo en el CPG Matapionche tendrá como objetivo procesar la oferta de shale gas del Play Maltrata, así como la oferta de gas húmedo dulce de Han-Holok (aguas profundas), por lo que se tendrá que ampliar la capacidad de proceso de dicho complejo.

El proyecto de incremento de capacidad de proceso en la región Tampico-Misantla, tendrá como objetivo la construcción de un nuevo complejo procesador de gas (CPG), debido a los nuevos desarrollos de la EPS de Exploración y Producción en la zona.

El incremento de capacidad en Matamoros es un proyecto que tendrá como objetivo procesar el gas amargo proveniente del proyecto Área Perdido, en el cual se espera alcanzar un volumen de gas húmedo amargo de 1,110 mmpcd en 2025, por lo que se requerirá la construcción de un CPG en la región.

El proyecto para la adecuación de plantas fraccionadoras y reconversión de endulzadora de líquidos del CPG Nuevo Pemex, tendrá como objetivo garantizar la operación segura del centro de trabajo y aprovechar una planta endulzadora de condensados para dar flexibilidad operativa en el manejo de gas amargo, esto derivado de la disminución de la oferta de condensados amargos por parte de la EPS de Exploración y

Producción, además se restablecerá la especificación del etano para asegurar el suministro de este producto, en calidad y cantidad, al proyecto Etileno XXI.

Se tiene contemplado un proyecto para la construcción de una estación de compresión Emiliano Zapata en Veracruz, con este proyecto se incrementará la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 pulgadas Cempoala - Santa Ana de 1,014 a 1,389 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), a partir de la construcción de la estación de compresión Emiliano Zapata, con potencia total de 35,000 caballos de fuerza (HP por sus siglas en inglés) y del libramiento Jalapa del km 68 al 88 del mismo ducto.

Adicionalmente a los proyectos de inversión mencionados, se tienen contemplados contratos de servicios entre los que se encuentran los siguientes.

CUADRO 4. 14. PRINCIPALES CONTRATOS DE SERVICIO DE LA EPS DE TRANSFORMACIÓN (ANTES PGPB)
(MMM\$ de 2014)*

Contrato de servicio	2017	2018	2019
1. Almacenamiento de GNL, Altamira	1.24	1.24	1.24
2. Almacenamiento subterráneo de gas natural	0.54	0.54	0.54
3. Estación de compresión Los Robles, Veracruz	-	0.09	0.09
Total contratos de prestación de servicio	1.78	1.87	1.87

Los montos se refieren a la estimación del pago anual por la prestación de servicio.

Fuente: Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2015-2019.

El proyecto de almacenamiento de GNL en Altamira, tiene por objetivo almacenar gas natural licuado (GNL), con el fin de proporcionar flexibilidad operativa al Sistema Nacional de Gasoductos y al Sistema de Transporte Nacional Integrado, para atender los picos que presente la demanda y amortiguar los desbalances que se presenten en los sistemas por las inyecciones, extracciones y la condición del empaque. Para ello, se considera la contratación de un servicio de almacenamiento que contempla la construcción de tanques para almacenar GNL.

Almacenamiento subterráneo de gas natural, el propósito de esta iniciativa es contar con infraestructura para almacenar gas natural en cavernas salinas en Shalapa, Ver., con el fin de ofrecer flexibilidad operativa al Sistema Nacional de Gasoductos y al Sistema de Transporte Nacional Integrado, así como para atender los desbalances entre la oferta y la demanda de gas natural en la región. La iniciativa contempla la contratación de un servicio de almacenamiento con una capacidad de 2,000 millones de pies cúbicos de gas natural operativo.

Estación de Compresión Los Robles, Veracruz, El incremento esperado en la demanda de gas natural de la región sur-sureste del país, aunado a la caída en la oferta de este hidrocarburo en la región, ha motivado la búsqueda de alternativas de solución para contar con un suministro oportuno y suficiente de gas natural. Para enfrentar lo anterior, se aumentará la capacidad de transporte en el gasoducto de 48 pulgadas de Cempoala a Jaltipan, Veracruz. El alcance de esta infraestructura contempla la contratación de un servicio de compresión de 15,400 hp de potencia instalada. Esta infraestructura aportará una capacidad de transporte de 950 millones de pies cúbicos diarios.

Infraestructura prospectiva almacenamiento de gas L.P.

Las variaciones en la demanda de gas L.P. y su ubicación han reducido la flexibilidad en ductos y terminales de distribución, lo que hace necesario adecuar y optimizar el uso de la infraestructura con el fin de contar con el transporte y almacenamiento suficiente para abastecer el mercado nacional y garantizar con ello la seguridad energética del país en materia de gas L.P.

El almacenamiento subterráneo de gas L.P. se encuentra dentro de las iniciativas consideradas para hacer frente a la problemática antes citada y consiste, en principio, en la contratación de un servicio de

almacenamiento subterráneo en domos salinos en la zona de Shalapa, que se encuentra cerca de la Terminal Refrigerada Pajaritos, en Coatzacoalcos, Ver., y del LPG ducto Cactus-Guadalajara. El proyecto considera la contratación del servicio de almacenamiento para un volumen de 1.8 millones de barriles. El prestador del servicio construirá la infraestructura, la operará y le dará mantenimiento, a cambio de una tarifa que será convenida con PEMEX, a partir de la que le sea autorizada por la CRE.

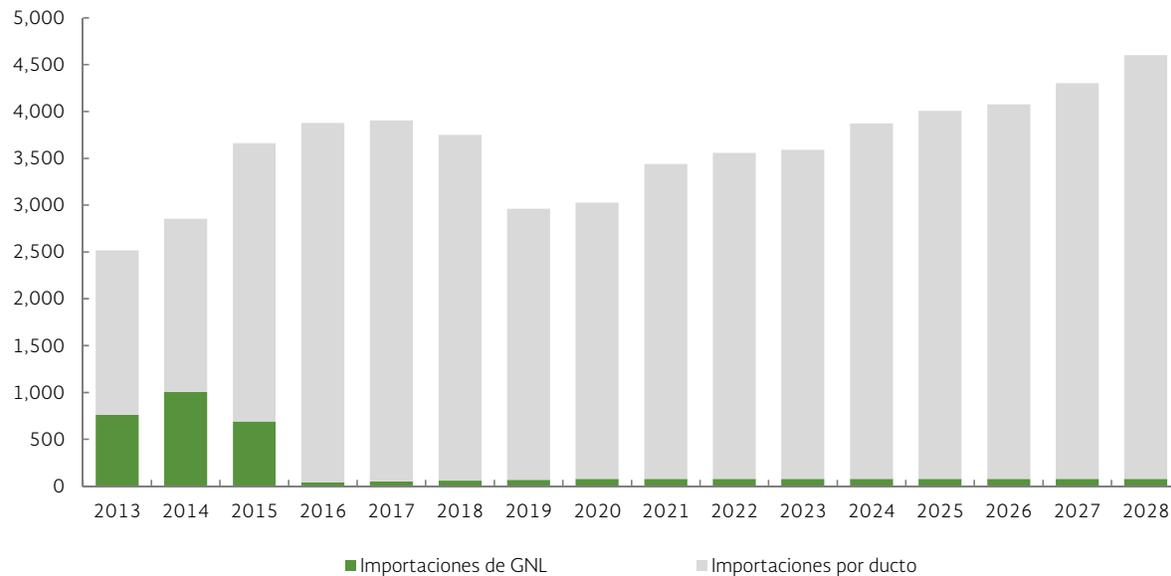
4.4. Comercio Exterior

Gas Natural

Se espera que al final del periodo prospectivo la demanda de gas natural sea de 11,595.2 mmpcd, mientras que la producción de gas será de 7,748.8 mmpcd, lo que representa una diferencia de 3,846.5 mmpcd. Para atender dicha demanda, se requiere diversificar las fuentes de abastecimiento. Con ese propósito se ha contemplado realizar importaciones desde diversos puntos de la frontera norte con elevada confiabilidad.

Las importaciones totales de gas natural en 2028 presentarán un volumen de 4,600.4 mmpcd, del cual el 98.3% será importado mediante ductos y el restante será de GNL. Se espera que las importaciones mediante ductos tengan un incremento de casi 158% respecto a 2013, mientras que las importaciones de GNL tengan una disminución del 89.9%. En este sentido las mayores importaciones de GNL se presentarán durante los primeros años del periodo prospectivo, y en 2016 tendrán una disminución de casi 95% respecto a 2013, manteniéndose en los mismos niveles a partir de 2020.

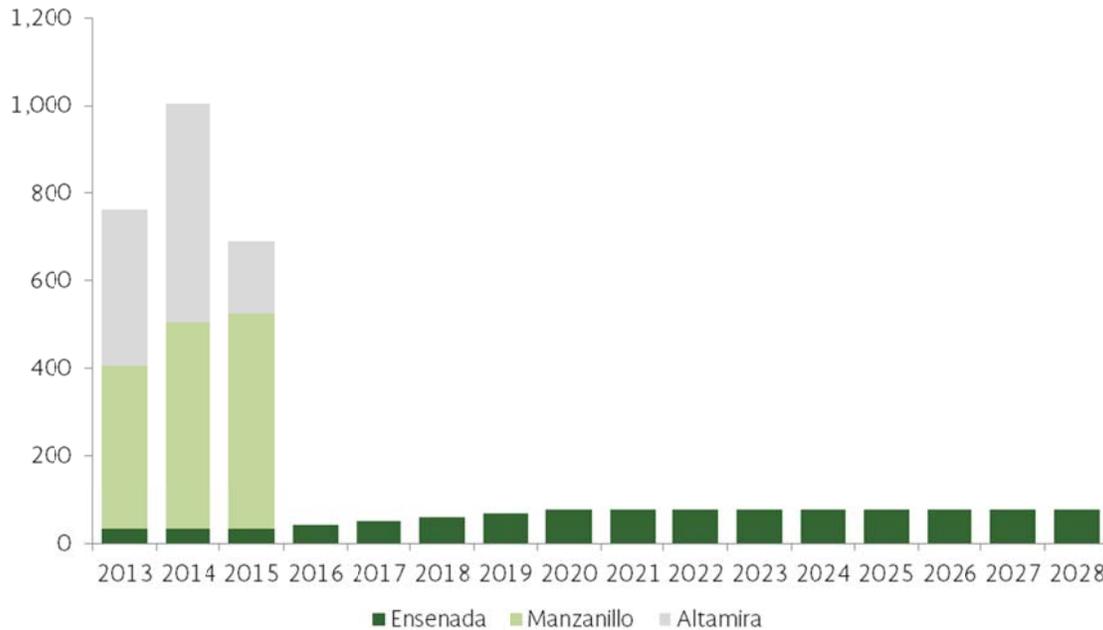
FIGURA 4. 19. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2013-2028
(mmpcd)



Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Se pronostica que las importaciones de GNL en la terminal de Ensenada se realizarán durante todo el periodo, presentando un incremento de 42.8 mmpcd. Por otro lado, las terminales de Manzanillo y Altamira dejarán de importar GNL en 2016.

FIGURA 4. 20. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO, 2013-2028
(mmpcd)



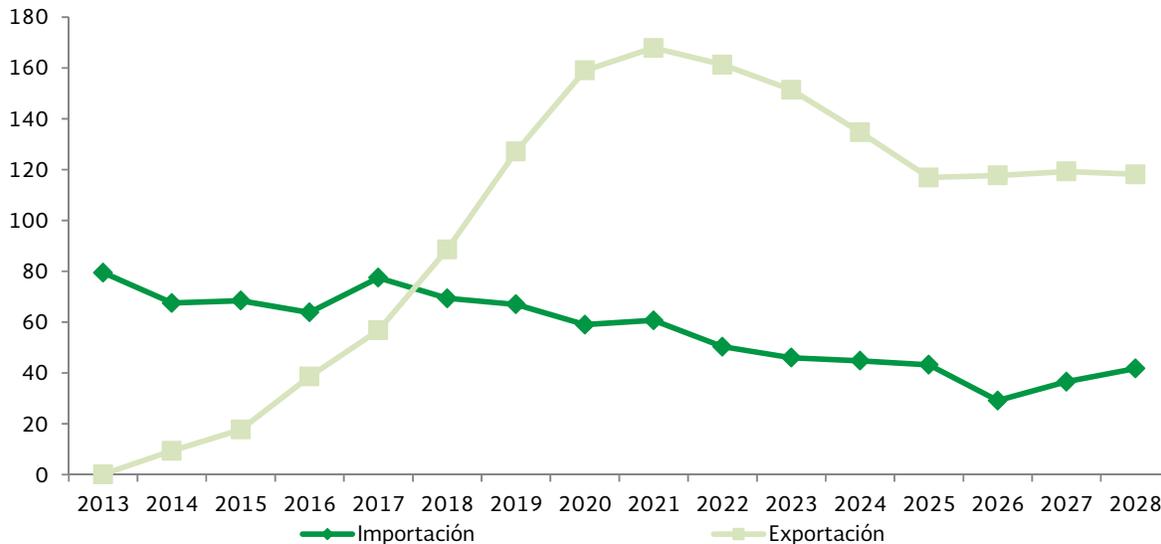
Fuente: IMP, con base en información de CFE, CRE, SENER, EPS de transformación Industrial (antes PGPB) y empresas privadas.

Gas L.P.

Las importaciones de gas L.P. tendrán una disminución durante el periodo prospectivo presentando una tmca de -4.2%, pasando de 79.5mbd en 2013 a 41.7 mbd en 2028. Las principales importaciones al final del periodo prospectivo se realizaran en la región Noreste con un volumen de 12.1 mbd, le siguen las región Sur-sureste y Noreste con 16.1 mbd y 13.6 mbd respectivamente.

Debido al excedente en la producción de gas L.P. de la región Sur-Sureste, las exportaciones tendrán un incremento de 118.0 mbd en el último año del horizonte de planeación y presentarán una tmca de 54.3% respecto a 2013. El mayor incremento se presentará en el 2021 alcanzando un volumen de 167.9 mbd, para después disminuir y, a partir de 2025, se mantendrá casi en los mismos niveles de exportación.

FIGURA 4. 21. IMPORTACIONES DE GAS L.P., 2013-2028
(mbd)



Fuente: IMP con información de Pemex.

4.5. Balance Nacional

Gas natural

Se pronostica que la producción nacional de gas natural tendrá una tmca de 3.7%, por lo que, al final del periodo prospectivo 2013-2028 alcanzará un volumen de 7,748.8 mmpcd, del cual 5,231.9 serán producidos por parte de Pemex y Pemex más asociaciones y el restante lo producirán empresas particulares. Esta producción está basada en el escenario de Reforma. A pesar de todos los proyectos que se desarrollarán para la obtención de gas natural, esta será menor que la demanda, la cual alcanzará en 2028 un volumen de 11,595.2 mmpcd, por lo que para poder cubrir la demanda, se seguirá importando gas.

Las importaciones durante el periodo prospectivo tendrán una tmca de 4.1%, estas importaciones alcanzaran un volumen a final del periodo de 4,600.4 mmpcd, y se realizarán principalmente por ductos provenientes de Estados Unidos de América, asociadas a los proyectos de infraestructura que se realizarán en los próximos años.

En el caso de las exportaciones, se pronostica que alcanzarán un volumen de 753.9 mmpcd. Las exportaciones de GNL a Centroamérica comenzarán a partir del año 2018 con un volumen de 14.1 mmpcd, y, a partir de 2021, también se realizarán exportaciones a Asia.

Al final del periodo prospectivo en la región Noreste se espera una demanda de 3,470.2 mmpcd con una tmca de 2.9%, y una producción de 4,119.7 mmpcd con una tmca de 8.5%. Se espera que en ésta región se tenga un volumen excedente de gas natural por 4,281.2 mmpcd, el cual se enviará a otras regiones. En cuanto a las importaciones, el volumen será de 3,631.8 mmpcd, de los cuales la mayor parte serán exportaciones por logísticas.

En la región Sur-Sureste las demanda pronosticada será de 2,762.7 la final de periodo, es decir un incremento de 209.6 mmpcd y una tmca de 0.5% durante el periodo 2013-2028. La producción en esta región será de 3,629.1 mmpcd, por lo que se puede decir que esta región tiene un superávit de gas natural. Con ello las exportaciones alcanzaran un volumen de 753.9 mmpcd y también se comercializará gas a otras regiones.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

Se espera que en 2028 la región Centro-Occidente tenga una demanda 2,677.1 mmpcd, mientras que en la región Centro se espera una demanda de 1,562.1 mmpcd con una tmca de 7.7% durante el periodo prospectivo. Ambas regiones no tienen producción de gas, por lo que para cubrir la demanda se realizan importaciones por logística provenientes de otras regiones.

Finalmente en la región Noroeste, se espera una demanda de 1,123.2 mmpcd con una tmca de 6.4% durante el periodo prospectivo, en esta región para poder cubrir la demanda se realizarán importaciones mediante ductos y también de GNL alcanzando un volumen de 968.6 mmpcd y se recibirá gas natural de otras regiones con un volumen de 154.6 mmpcd.

Los balances regionales de gas natural se presentan en los anexos, Cuadro A.34-A.38.

CUADRO 4. 15. BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2013-2028.
(mmpcd)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Origen	7,009.0	7,519.1	8,176.4	8,770.6	9,187.3	9,663.7	9,789.3	10,621.3	6.1	3.8
Producción nacional	4,492.4	4,664.2	4,515.5	4,893.6	5,281.3	5,913.0	6,827.9	7,593.3	7.8	3.7
Producción de plantas	3,693.4	3,903.1	3,701.3	3,755.5	3,565.3	3,404.4	3,409.4	3,467.7	-	0.9
Directo de campos	737.5	704.9	646.4	487.2	617.0	691.3	667.2	613.2	-	2.6
Etano inyectado a ductos	61.6	56.1	69.4	55.6	49.8	5.4	10.2	13.9	-	19.1
Otras corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción de particulares	-	-	98.4	595.4	1,049.2	1,811.9	2,741.2	3,498.4	n.a.	n.a.
Importación	2,516.6	2,854.9	3,660.9	3,877.0	3,906.0	3,750.6	2,961.4	3,028.1	2.7	4.1
Importaciones por logística	949.4	1,111.9	1,197.4	1,313.0	1,543.5	2,376.0	2,537.7	2,705.5	16.1	10.2
PGPB	369.3	283.7	333.1	346.1	481.3	508.2	506.7	504.9	4.6	2.3
Particulares	580.1	828.3	864.3	966.9	1,062.1	1,867.8	2,031.0	2,200.6	21.0	12.9
Importaciones por balance PGPB	806.1	738.8	1,773.3	2,521.3	2,311.2	1,314.8	355.2	245.7	-	15.6
Importación de gas natural licuado	761.1	1,004.2	690.1	42.7	51.3	59.9	68.5	76.8	-	27.9
PGPB	114.3	100.0	91.5	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Particulares	646.8	904.3	598.6	42.7	51.3	59.9	68.5	76.8	-	26.2
Destino	6,964.8	7,515.5	8,176.4	8,770.6	9,187.3	9,663.7	9,789.3	10,621.3	6.2	3.9
Demanda nacional	6,952.4	7,513.6	8,176.4	8,770.6	9,187.3	9,649.6	9,771.9	10,033.6	5.4	3.5
Sector petrolero	2,272.2	2,323.8	2,462.1	2,696.8	2,756.0	2,986.6	2,955.4	2,932.5	3.7	0.5
Pemex Exploración y Producción	1,288.8	1,319.8	1,359.0	1,373.1	1,394.0	1,378.4	1,364.3	1,354.1	0.7	3.5
Pemex Refinación	348.8	360.3	399.5	540.9	582.7	560.5	562.5	562.4	7.1	4.3
Pemex Gas y Petroquímica Básica	213.4	199.9	207.9	214.5	212.0	201.4	203.0	210.2	-	0.2
Pemex Petroquímica	349.1	357.9	408.7	481.2	480.3	463.2	442.5	422.8	2.8	1.2
Pemex Corporativo	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10.0	4.6
Cogeneración Cactus	-	-	-	-	-	128.0	128.0	128.0	n.a.	n.a.
Cogeneración Nuevo Pemex	71.8	85.4	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	2.7	1.3
Cogeneración Salina Cruz	-	-	-	-	-	168.0	168.0	168.0	n.a.	n.a.
Sector industrial	1,239.9	1,365.9	1,589.7	1,712.9	1,803.7	1,909.9	1,973.1	2,033.2	7.3	5.1
Sector eléctrico	3,322.7	3,705.2	4,002.3	4,234.3	4,496.9	4,618.2	4,704.5	4,925.1	5.8	4.4
Público	2,892.5	3,212.9	3,455.7	3,568.5	3,776.2	3,897.5	3,983.9	4,204.4	5.5	4.5
Comisión Federal de Electricidad	1,259.1	1,363.8	1,538.4	1,546.3	1,604.2	1,449.4	1,361.8	1,275.8	0.2	0.0
Productores Independientes de Energía	1,633.4	1,849.2	1,917.3	2,022.1	2,172.0	2,448.1	2,622.0	2,928.6	8.7	6.8
Privado	430.2	492.3	546.6	665.8	720.7	720.7	720.7	720.7	7.7	3.5
Autogeneración de electricidad	302.1	377.8	432.1	551.4	606.2	606.2	606.2	606.2	10.5	4.8
Autoabastecimiento	182.4	268.6	322.7	441.6	495.6	495.6	495.6	495.6	15.4	6.9
Cogeneración*	119.8	109.2	109.4	109.8	110.6	110.6	110.6	110.6	-	1.1
Exportación de electricidad	128.0	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	-	1.6
Sector residencial	86.7	87.5	90.3	93.6	96.7	99.7	102.5	105.0	2.8	2.0
Sector servicios	28.5	28.9	29.6	30.5	31.5	32.6	33.8	35.1	3.0	3.3
Sector Autotransporte	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	1.9	1.5
Exportación	12.4	1.8	-	-	-	14.1	17.4	587.7	73.5	31.5
Exportación PGPB	12.4	1.8	-	-	-	14.1	17.4	587.7	73.5	15.9
Exportación por particulares	-	n.a.	n.a.							
Variación de inventarios y diferencias	44.3	3.7	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028
Origen	11,370.1	11,640.6	11,809.9	11,965.8	11,800.9	11,890.9	12,141.0	12,349.1	1.2	3.8
Producción nacional	7,931.7	8,082.3	8,219.3	8,092.7	7,796.2	7,812.6	7,838.0	7,748.8	-	0.3
Producción de plantas	3,642.2	4,075.2	4,310.0	4,411.2	4,504.2	4,494.6	4,509.7	4,493.9	3.0	1.3
Directo de campos	525.7	400.1	522.5	679.5	701.6	703.0	672.5	609.9	2.1	1.3
Etano inyectado a ductos	27.4	57.6	81.1	98.3	115.1	120.8	123.9	128.1	24.7	5.0
Otras corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción de particulares	3,736.4	3,549.4	3,305.6	2,903.7	2,475.3	2,494.2	2,531.9	2,516.9	-	5.5
Importación	3,438.4	3,558.3	3,590.6	3,873.2	4,004.8	4,078.3	4,303.1	4,600.4	4.2	4.1
Importaciones por logística	3,123.7	3,245.7	3,271.8	3,558.4	3,689.0	3,768.9	3,954.5	4,078.8	3.9	10.2
PGPB	504.4	507.8	507.7	507.5	508.5	508.1	511.3	516.7	0.3	2.3
Particulares	2,619.3	2,737.9	2,764.1	3,050.8	3,180.5	3,260.8	3,443.2	3,562.1	4.5	-
Importaciones por balance PGPB	238.0	235.8	242.0	238.0	239.0	232.6	271.8	444.8	9.3	3.9
Importación de gas natural licuado	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	-	14.2
PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	-	13.2
Destino	11,370.1	11,640.6	11,809.9	11,965.8	11,800.9	11,890.9	12,141.0	12,349.1	1.2	3.9
Demanda nacional	10,431.7	10,518.4	10,628.3	10,952.1	11,068.3	11,122.8	11,408.6	11,595.2	1.5	3.5
Sector petrolero	2,876.3	2,778.3	2,715.8	2,681.0	2,595.9	2,547.6	2,487.7	2,455.6	-	2.2
Pemex Exploración y Producción	1,298.7	1,189.0	1,086.4	1,012.0	923.8	850.8	789.2	756.9	-	7.4
Pemex Refinación	561.5	562.5	596.2	632.3	632.4	654.5	654.5	654.5	2.2	4.3
Pemex Gas y Petroquímica Básica	213.0	223.7	230.1	234.2	236.6	239.2	241.0	241.6	1.8	0.8
Pemex Petroquímica	420.1	420.1	420.0	419.6	420.1	420.1	420.0	419.5	-	0.0
Pemex Corporativo	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-	4.6
Cogeneración Cactus	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	-	n.a.
Cogeneración Nuevo Pemex	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	-	1.3
Cogeneración Salina Cruz	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	-	n.a.
Sector industrial	2,099.8	2,166.3	2,233.6	2,303.6	2,382.5	2,462.3	2,546.0	2,630.0	3.3	5.1
Sector eléctrico	5,309.2	5,423.9	5,526.1	5,811.9	5,931.6	5,952.2	6,212.0	6,344.6	2.6	4.4
Público	4,588.5	4,703.3	4,805.4	5,091.2	5,211.0	5,231.5	5,491.4	5,624.0	2.9	4.5
Comisión Federal de Electricidad	1,328.5	1,358.9	1,323.8	1,280.5	1,228.6	1,214.3	1,265.0	1,259.6	-	0.8
Productores Independientes de Energía	3,260.0	3,344.3	3,481.6	3,810.7	3,982.3	4,017.3	4,226.3	4,364.4	4.3	6.8
Privado	720.7	720.7	720.7	720.7	720.7	720.7	720.7	720.7	-	3.5
Autogeneración de electricidad	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	606.2	-	4.8
Autoabastecimiento	495.6	495.6	495.6	495.6	495.6	495.6	495.6	495.6	-	6.9
Cogeneración*	110.6	110.6	110.6	110.6	110.6	110.6	110.6	110.6	-	0.5
Exportación de electricidad	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	-	0.7
Sector residencial	107.3	109.2	110.9	112.3	113.5	114.5	115.3	116.1	1.1	2.0
Sector servicios	36.4	37.8	39.1	40.5	41.9	43.3	44.7	46.1	3.4	3.3
Sector Autotransporte	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	1.0	1.5
Exportación	938.4	1,122.2	1,181.6	1,013.7	732.7	768.1	732.4	753.9	-	3.1
Exportación PGPB	298.4	482.2	541.6	373.7	92.7	128.1	92.4	113.9	-	12.9
Exportación por particulares	640.0	-	n.a.							
Variación de inventarios y diferencias	-	0.0	n.a.							

Nota: El balance hace referencia a volúmenes de gas natural seco.

* Importación de gas natural licuado mediante CFE para inyección en el Sistema Nacional de Gasoductos.

** Incluye usos propios continuos.

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

En el balance también se incluyen nuevos proyectos de cogeneración viables a mediano plazo (Cactus y Salina Cruz), estos proyectos alcanzarán una demanda de 288 mmpcd en 2028. Adicionalmente a estos, se espera tener más proyectos de cogeneración los cuales se estima entren en operación de acuerdo al siguiente programa:

CUADRO 4. 16. PROYECTOS DE COGENERACIÓN

(mmpcd/Fecha)

Proyecto	Estado	Capacidad de Generación (MW)	Demanda de gas natural (mmpcd)	Fecha de inicio de operación
Tula	Hidalgo	638	204	Diciembre 2017
Cadereyta	Nuevo León	380	126	Febrero 2018
Cangrejera	Veracruz	144	126	Enero 2019
Morelos	Veracruz	144	126	Enero 2019
Minatitlán	Veracruz	450	126	Enero 2019

Fuente: PEMEX.

Las demandas de los proyectos de cogeneración son preliminares, ya que durante su desarrollo con los consorcios podrán tener modificaciones en su configuración y con ello su demanda de gas natural.

- El proyecto de cogeneración de Tula, tendrá una capacidad de generación de 638 megawatts (MW) de energía eléctrica y 1,247 toneladas/hora de vapor para entregar en la refinería Miguel Hidalgo, así como para suministrar energía limpia al Sistema Eléctrico Nacional.
- El proyecto de cogeneración de Cadereyta, consiste en una planta de cogeneración con gas natural, cuya capacidad estimada de generación será de 380 MW de energía eléctrica y 760 toneladas/hora de vapor. El proyecto estará ubicado en la refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa.
- Los proyectos de cogeneración de Cangrejera y Morelos, generarán 144 MW cada uno, con recuperadores de calor y generación de 510 toneladas por hora de vapor con fuego suplementario.
- En el caso de la cogeneración de Minatitlán se estima una capacidad de generación de 450 MW

Gas L.P

La oferta de gas L.P. al final del periodo prospectivo será de 363.4 mbd con una tmca de 3.8%. La mayor oferta provendrá de la EPS de Transformación Industrial (antes PGPB) la cual tendrá un volumen de 214.7 mbd, es decir un aumento de 20.8% respecto a 2013, la producción por parte de las actividades relacionadas con refinación será de 43.8 mbd, mientras que la oferta de la EPS de Exploración y Producción al final del periodo prospectivo tendrá una disminución y presentará una tmca de -42.9% y un volumen de 0.001 mbd. Finalmente la producción por particulares será de 104.9 mbd.

En cuanto a la demanda interna, ésta alcanzará un volumen de 286.9 mbd; esta demanda se mantendrá casi en los mismos niveles durante todo el periodo prospectivo con una tmca de 0.01%. La demanda en casi todos los sectores presentará un aumento marginal, excepto el sector residencial, el cual tendrá una disminución de 10.5 mbd al final del periodo prospectivo.

En cuanto a las importaciones, éstas tendrán un volumen de 41.7 mbd, lo que representa una disminución de 37.7 mbd, mientras que las exportaciones tendrán un aumento de 118 mbd al final del periodo prospectivo.

La región Centro tendrá una demanda de 112.4 mbd, de los cuales el mayor consumidor será el sector residencial con una participación de 63.2%, seguida del sector servicios con 15.8%, autotransporte con 11.3%, industrial 9.2% y finalmente el sector agropecuario con 0.6%. Por otra parte, la producción de gas L.P. en la región alcanzará volumen de 10.4 mbd al final del periodo prospectivo, por lo que, para poder cubrir la demanda, se realizarán importaciones por logística provenientes de otras regiones.

En la región Centro-Occidente la producción de gas L.P. relacionada con actividades de refinación será de 6.6 en 2028, por lo que para poder cubrir la demanda de 60.0 mbd se realizarán importaciones por logística provenientes de otras regiones. Dichas importaciones alcanzarán un volumen de 53.5 mbd en 2028. En esta región el mayor consumidor de gas L.P. será el sector residencial con un volumen de 35.7 mbd, le sigue el sector servicio y autotransporte con 9.0 mbd y 7.8 mbd respectivamente.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

La región Noreste tendrá una demanda de 41.1 mbd en 2028, de los cuales el sector residencial será el mayor consumidor con un volumen de 14.4 mbd, seguido de los sectores industrial y de servicios con 8.9 mbd y 6.8 mbd respectivamente. En esta región la producción de gas L.P. por parte de Pemex alcanzará un volumen de 78.3 mbd, mientras que la producción por particulares será de 104.9 mbd. Dado que el volumen de la oferta es mayor que la demanda, el excedente de gas L.P. en la región se enviará a otras regiones. En cuanto a las importaciones, éstas alcanzarán un volumen de 13.6 mbd.

En la región Noroeste la demanda de gas L.P. alcanzará un volumen de 26.2 mbd, de este volumen el mayor consumidor será el sector residencial con 12.0 mbd, le siguen los sectores industrial y servicios con 4.83 y 4.81 mbd. Esta región es deficitaria de gas L.P., por lo que para cubrir su demanda se realizan importaciones con un volumen de 12.1 mbd, e importaciones por logística provenientes de otras regiones con un volumen de 14.1 mbd.

Finalmente, en la región Sur-Sureste se espera una demanda de 47.3 mbd, al igual que en todas las regiones el sector residencial será el mayor consumidor de gas L.P. con un volumen de 27.3 mbd, seguido de los sectores servicio e industrial con 7.3 mbd y 5.8 mbd, respectivamente. En cuanto a la producción, se espera que sea de 163.2 mbd, y, debido al mayor volumen de producción, esta región tendrá exportaciones por 118.2 mbd. Los balances de cada región se presentan en los anexos (Cuadros A.39-A.43).

CUADRO 4. 17. BALANCE NACIONAL DE GAS L.P. 2013-2028.
(mbd)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	286.5	293.7	305.3	324.3	343.3	374.4	412.9	444.8	453.8	447.4	437.8	421.3	403.8	404.8	406.3	405.1	2.3
Oferta interna	207.0	226.2	236.8	260.4	265.8	305.0	345.9	385.8	393.1	397.0	391.8	376.5	360.6	375.6	369.8	363.4	3.8
Pemex Gas y Petroquímica Básica	177.7	195.8	202.4	202.7	189.4	195.8	197.7	206.1	203.6	215.4	217.0	216.7	218.6	228.0	220.7	214.7	1.3
Pemex Refinación	26.1	27.5	27.1	31.2	32.0	33.3	33.6	33.8	33.7	33.6	37.1	38.8	38.8	43.7	43.6	43.8	3.5
Pemex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pemex Exploración y Producción	3.3	2.9	3.3	1.7	0.8	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.001	-42.9
Producción de particulares	0.0	0.0	4.1	24.8	43.7	75.5	114.2	145.8	155.7	147.9	137.7	121.0	103.1	103.9	105.5	104.9	n.a.
Importación	79.5	67.5	68.5	63.8	77.5	69.4	67.0	59.0	60.7	50.4	46.0	44.8	43.3	29.2	36.6	41.7	-4.2
Destino	286.7	299.1	305.3	324.3	343.3	374.4	412.9	444.8	453.8	447.4	437.8	421.3	403.8	404.8	406.3	405.1	2.3
Demanda interna	286.5	289.8	287.5	285.7	286.6	285.8	285.7	285.8	285.9	286.1	286.4	286.7	286.9	287.1	287.1	286.9	0.0
Sector agropecuario	4.0	4.1	4.3	4.4	4.5	4.7	4.9	5.1	5.4	5.6	5.9	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	4.2
Sector autotransporte	35.8	38.6	40.7	42.0	42.9	43.5	44.0	44.1	43.9	43.5	42.9	42.0	40.9	39.5	38.0	36.0	0.0
Sector industrial	29.8	26.4	25.6	25.3	25.6	26.0	26.3	26.7	27.1	27.6	28.1	28.7	29.4	30.1	30.8	31.6	0.4
Sector petrolero	2.5	3.6	3.8	4.0	5.9	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7
Sector residencial	171.0	175.9	172.7	170.0	167.8	166.1	164.8	163.8	163.0	162.4	161.9	161.5	161.1	160.8	160.6	160.4	-0.4
Sector servicios	43.4	41.2	40.5	40.0	39.7	39.7	39.9	40.2	40.7	41.2	41.8	42.5	43.2	44.0	44.8	45.6	0.3
Exportación	0.2	9.4	17.8	38.6	56.8	88.6	127.1	159.0	167.9	161.3	151.4	134.7	116.9	117.7	119.3	118.2	54.3
Variación de inventarios *	-0.1	-5.4	0.0	n.a.													
Nota: El volumen de propano y butanos que se consume como materia prima, se incluye en el sector industrial.	1.1	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	-1.2

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAGUA, Conapo, Pemex, Sener y empresas privadas.



ANEXOS

CONTENIDO

Cuadro A. 1. Composición regional del parque vehicular por combustible, 2004-2013.....	113
Cuadro A. 2. Consumo nacional de gas natural por rama, 2003-2013	113
Cuadro A. 3. Demanda nacional de combustibles del sector industrial 2003-2013	113
Cuadro A. 4. Demanda nacional de combustibles del sector petrolero 2003-2013.....	114
Cuadro A. 5. Consumo de gas natural del sector petrolero, 2003-2013.....	114
Cuadro A. 6. Demanda de gas L.P. del sector petrolero, 2003-2013.....	114
Cuadro A. 7. Parque histórico de calentadores por tipo de combustible y paneles solares, 2003-2013	115
Cuadro A. 8. Demanda nacional de combustibles del sector residencial, 2003-2013	115
Cuadro A. 9. Demanda nacional de combustibles del sector servicios 2003-2013.....	116
Cuadro A. 10. Demanda nacional de gas natural por Región Y Estado, 2003-2013	117
Cuadro A. 11. Producción nacional de gas natural por región y activo, 2003-2013.....	118
Cuadro A. 12. Capacidad instalada y producción de gas natural de PGPB, 2013	118
Cuadro A. 13. Producción de gas L.P. de Pemex Refinación, Pemex Exploración y Producción y Pemex Petroquímica, 2003-2013	119
Cuadro A. 14. Estaciones de compresión de gas natural, 2013.....	119
Cuadro A. 15. Número de usuarios por permisionarios de distribución.....	120
Cuadro A. 16. Comercio exterior de gas natural por punto de interconexión, 2003-2013	121
Cuadro A. 17. Precios del gas natural a usuarios finales de las principales ciudades del país, octubre 2014.....	122
Cuadro A. 18. Balance de gas natural región Noroeste, 2003-2013	123
Cuadro A. 19. Balance de gas natural región Noreste, 2003-2013.....	124
Cuadro A. 20. Balance de gas natural región Centro-Occidente, 2003-2013	125
Cuadro A. 21. Balance de gas natural región Centro, 2003-2013	126
Cuadro A. 22. Balance de gas natural región Sur-Sureste, 2003-2013.....	127

Cuadro A. 23. Balance de gas L.P., propano y butanos, región Noroeste, 2003-2013	128
Cuadro A. 24. Balance de gas L.P., propano y butanos, región Noreste, 2003-2013.....	129
Cuadro A. 25. Balance de gas L.P., propano y butanos, región Centro-Occidente, 2003-2013 ..	130
Cuadro A. 26. Balance de gas L.P., propano y butanos, región Centro, 2003-2013	131
Cuadro A. 27. Balance de gas L.P., propano y butanos, región sur-sureste, 2003-2013.....	132
Cuadro A. 28. Demanda de gas natural por sector, 2013-2028	132
Cuadro A. 29. Demanda interna de gas L.P.* por sector, 2013-2028.....	133
Cuadro A. 30. Demanda de gas natural por grupo de ramas, 2013-2028.....	134
Cuadro A. 31. Demanda industrial de gas natural por componente de proyección, 2013-2028...	135
Cuadro A. 32. Demanda de gas natural del sector petrolero, 2013-2028	135
Cuadro A. 33. Composición regional del parque vehicular por combustible, 2013-2028.....	135
Cuadro A. 34. Balance de gas natural de la región noroeste, 2013-2028	136
Cuadro A. 35. Balance de gas natural de la región noreste, 2013-2028	137
Cuadro A. 36. Balance de gas natural de la región centro, 2013-2028	139
Cuadro A. 37. Balance de gas natural de la región centro-occidente, 2012-2027	140
Cuadro A. 38. Balance de gas natural de la región sur-sureste, 2013-2028.....	141
Cuadro A. 39. Balance de gas L.P. de la región noroeste, 2013-2028.....	143
Cuadro A. 40. Balance de gas L.P. de la región noreste, 2013-2028	143
Cuadro A. 41. Balance de gas L.P. de la región centro, 2013-2028.....	144
Cuadro A. 42. Balance de gas L.P. de la región centro-occidente, 2013-2028.....	144
Cuadro A. 43. Balance de gas L.P. de la región sur-sureste, 2013-2028	145

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 1. COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2004-2013
 (Miles de unidades)

Combustible	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Gas natural comprimido	1.9	1.9	2.9	2.7	2.8	1.8	1.5	1.5	1.6	4.3	9.7
Gasolina	16,514.1	16,667.1	19,199.7	21,182.0	23,147.2	24,159.7	25,241.1	26,801.6	28,377.3	29,754.9	6.8
Gas L.P.	329.5	305.0	233.5	221.4	196.0	184.9	185.1	203.0	232.2	261.2	2.5
Diesel	662.1	672.3	700.9	737.5	773.6	780.4	791.0	799.2	844.9	898.4	3.5

Fuente: IMP con base en información de empresas particulares.

CUADRO A. 2. CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR RAMA, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Rama	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Total	924.1	956.5	935.2	1,014.0	1,040.1	1,026.6	912.8	1,054.3	1,129.2	1,181.1	1,239.9	3.0
Alimentos	79.3	82.6	89.1	92.3	95.9	96.0	102.9	111.5	122.8	132.6	125.7	4.7
Celulosa y papel	59.2	55.2	52.3	63.8	65.2	69.9	62.9	63.8	63.6	76.8	83.8	3.5
Cemento	19.9	16.5	13.0	18.1	10.7	8.7	11.7	9.6	8.5	17.4	11.4	-5.4
Cerveza y malta	16.4	15.9	15.3	18.9	16.6	17.7	15.8	16.2	18.6	22.0	39.1	9.1
Metales básicos	265.6	297.3	279.5	293.6	305.6	299.3	223.4	287.5	301.4	299.2	326.1	2.1
Minería	24.0	23.6	23.8	23.8	22.4	20.3	17.5	21.4	21.6	23.1	23.8	-0.1
Productos de minerales no metálicos	64.4	64.1	63.9	68.3	69.4	66.2	58.2	74.2	80.9	82.6	83.1	2.6
Productos metálicos, equipo eléctrico y de transporte	96.8	103.2	103.4	106.9	111.2	106.3	95.0	110.6	124.6	130.1	123.3	2.5
Química	125.8	117.5	115.9	127.1	131.7	132.3	135.2	155.8	165.6	167.3	170.0	3.1
Resto	49.4	54.7	53.6	61.6	65.3	59.0	51.9	63.4	71.3	72.0	91.1	6.3
Textil	32.3	32.4	30.4	33.9	35.0	34.4	34.4	35.3	37.8	37.6	38.0	1.6
Vidrio	91.0	93.6	95.0	105.6	111.1	116.6	104.0	105.0	112.6	120.4	124.5	3.2

Nota: Sin PPQ

Fuente: IMP, con base en información de CRE, PGPB y empresas particulares.

CUADRO A. 3. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR INDUSTRIAL 2003-2013
 (MMpcdgne y Mbdglpe)

Año	Combustibles del sector industrial										Total	
	Gas natural		Combustóleo		Diésel		Gas L.P.		Coque de petróleo		MMpcdgne	Mbdglpe
	MMpcd	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbd	MMpcdgne	Mbdglpe		
2003	924.1	238.1	387.0	99.7	126.6	32.6	106.8	27.5	163.1	42.0	1,707.5	439.9
2004	956.5	246.4	391.3	100.8	154.0	39.7	109.7	28.3	226.7	58.4	1,838.3	473.6
2005	935.2	241.0	379.2	97.7	145.4	37.5	110.0	28.3	228.2	58.8	1,798.0	463.2
2006	1,014.0	261.3	305.3	78.7	141.0	36.3	115.8	29.8	300.9	77.5	1,877.1	483.6
2007	1,040.1	268.0	285.0	73.4	143.7	37.0	113.1	29.1	348.3	89.7	1,930.2	497.3
2008	1,026.6	264.5	222.0	57.2	147.6	38.0	108.0	27.8	302.0	77.8	1,806.2	465.3
2009	912.8	235.2	186.5	48.0	133.7	34.4	106.3	27.4	250.2	64.5	1,589.4	409.5
2010	1,054.3	271.6	150.7	38.8	141.9	36.5	112.2	28.9	232.9	60.0	1,691.9	435.9
2011	1,129.2	290.9	130.2	33.6	158.4	40.8	104.8	27.0	254.6	65.6	1,777.4	457.9
2012	1,181.1	304.3	89.5	23.1	182.0	46.9	106.4	27.4	262.6	67.7	1,821.6	469.3
2013	1,240	319	68	18	179	46	116	30	279	72	1,882.0	484.9
tmca	3.0		-15.9		3.5		0.8		5.5		0.98	

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX y empresas particulares.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 4. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR PETROLERO 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Año	Combustibles del sector petrolero										Total	
	Gas natural		Combustóleo		Diésel		Gas L.P.		Gasolina			
	MMpcd	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbd	MMpcdgne	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbdglpe
2003	1,998.0	514.8	264.8	68.2	72.0	18.6	19.5	5.0	3.5	0.9	2,357.9	607.5
2004	2,052.5	528.8	280.5	72.3	91.8	23.7	23.7	6.1	3.5	0.9	2,452.0	631.7
2005	2,030.0	523.0	265.3	68.4	95.1	24.5	17.1	4.4	3.1	0.8	2,410.7	621.1
2006	2,159.6	556.4	234.7	60.5	86.8	22.4	20.2	5.2	3.2	0.8	2,504.6	645.3
2007	2,125.4	547.6	230.6	59.4	99.3	25.6	21.9	5.7	3.2	0.8	2,480.4	639.1
2008	2,174.9	560.4	225.9	58.2	101.7	26.2	19.7	5.1	3.1	0.8	2,525.3	650.6
2009	2,149.4	553.8	207.7	53.5	115.4	29.7	18.9	4.9	3.2	0.8	2,494.7	642.7
2010	2,236.6	576.2	178.2	45.9	110.7	28.5	15.7	4.0	3.3	0.8	2,544.4	655.6
2011	2,186.2	563.3	190.0	49.0	101.7	26.2	18.0	4.6	4.2	1.1	2,500.2	644.1
2012	2,273.1	585.6	150.1	38.7	114.6	29.5	17.0	4.4	5.8	1.5	2,560.6	659.7
2013	2,272.2	585.4	161.9	41.7	128.8	33.2	9.9	2.5	6.1	1.6	2,578.9	664.4
tmca	1.3	1.3	- 4.8	- 4.8	6.0	6.0	- 6.6	- 6.6	5.8	5.8	0.9	0.9

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX.

CUADRO A. 5. CONSUMO DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Total	1,998	2,053	2,030	2,160	2,125	2,175	2,149	2,237	2,186	2,273	2,272	1.3
Corporativo	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	-7.0
Refinación	264.9	260.8	274.9	279.5	282.4	306.0	299.3	337.8	332.9	343.5	348.8	2.8
Gas y Petroquímica Básica	251.6	254.8	250.9	262.9	268.4	287.6	291.4	289.0	292.0	274.8	213.4	-1.6
Exploración y Producción ¹	1,195.5	1,241.5	1,240.2	1,324.8	1,251.2	1,236.4	1,239.8	1,289.4	1,240.9	1,313.8	1,288.8	0.8
Petroquímica	285.4	295.0	263.5	292.0	322.9	344.5	318.4	319.9	320.0	340.6	349.1	2.0
Cogeneración Nuevo Pemex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.8	n.a.

¹ Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.

Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

CUADRO A. 6. DEMANDA DE GAS L.P. DEL SECTOR PETROLERO, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Total	5.0	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	- 6.6
Autoconsumo	5.0	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	- 6.6
Corporativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Refinación	4.3	5.4	3.7	4.6	5.0	4.3	4.3	3.4	3.9	3.8	2.2	- 6.3
Gas y Petroquímica Básica	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.6	0.3	- 8.1
Exploración y Producción				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	n.a.
Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	- 18.8

Fuente: IMP, con base en Pemex y Sener.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 7. PARQUE HISTÓRICO DE CALENTADORES POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y PANELES SOLARES, 2003-2013
(Miles de unidades)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nacional	10,086.7	10,504.8	10,942.8	11,401.9	11,883.2	12,387.8	12,917.0	13,472.0	13,887.7	14,288.0	14,691.7
Gas natural	770.7	798.4	827.2	857.1	888.3	920.7	954.5	989.6	1,018.0	1,046.5	1,075.3
Gas LP	8,242.8	8,605.0	8,985.2	9,384.4	9,803.5	10,243.6	10,705.9	11,191.6	11,550.2	11,913.4	12,280.8
Leña	1,073.2	1,101.4	1,130.4	1,160.4	1,191.4	1,223.5	1,256.6	1,290.8	1,319.6	1,328.1	1,335.7
Gas con panel solar	11.0	10.1	14.7	14.2	22.6	17.5	43.8	40.0	65.0	79.0	84.8

Fuente IMP.

Estimación con base en el consumo de combustibles, los datos del ENIGH y las estadísticas de ventas de equipo.

Las unidades de paneles solares se estimaron considerando información de proveedores, ANES y PROCALSOL.

CUADRO A. 8. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2003-2013
(MMpcdgne y Mbdglpe)

Año	Combustibles del sector residencial						Total	
	Gas natural		Gas L.P.		Leña		MMpcdgne	Mbdglpe
	MMpcd	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbd	MMpcdgne	Mbdglpe		
2003	81.2	20.9	808.2	208.2	498.7	128.5	1,388.1	357.6
2004	86.5	22.3	815.6	210.1	494.5	127.4	1,396.5	359.8
2005	86.6	22.3	776.7	200.1	492.3	126.8	1,355.6	349.3
2006	84.5	21.8	769.0	198.1	488.8	125.9	1,342.3	345.8
2007	88.5	22.8	760.8	196.0	485.9	125.2	1,335.1	344.0
2008	87.4	22.5	743.3	191.5	482.1	124.2	1,312.8	338.2
2009	82.9	21.4	712.3	183.5	481.1	124.0	1,276.3	328.8
2010	85.7	22.1	730.9	188.3	477.9	123.1	1,294.5	333.5
2011	81.7	21.0	709.8	182.9	528.1	136.1	1,319.5	340.0
2012	84.1	21.7	696.9	179.6	522.5	134.6	1,303.6	335.8
2013	86.7	22.3	662.3	170.6	519.3	133.8	1,268.3	326.8
tmca	0.7		-2.0		0.4		-0.9	

Fuente IMP, con información de Sener, PGPB y empresas particulares.

CUADRO A. 9. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS 2003-2013
(MMpcdgne y Mbdglpe)

Año	Combustibles del sector servicios						Total	
	Gas natural		Gas L.P.		Leña			
	MMpcd	Mbdglpe	MMpcdgne	mbd	MMpcdgne	Mbdglpe	MMpcdgne	Mbdglpe
2003	18.6	4.8	177.8	45.8	79.8	20.6	276.3	71.2
2004	19.6	5.0	172.5	44.4	79.1	20.4	271.2	69.9
2005	20.5	5.3	171.0	44.1	78.8	20.3	270.3	69.6
2006	23.3	6.0	177.9	45.8	78.2	20.1	279.3	72.0
2007	24.2	6.2	164.8	42.5	77.7	20.0	266.8	68.7
2008	25.3	6.5	154.9	39.9	77.1	19.9	257.4	66.3
2009	24.5	6.3	153.9	39.6	77.0	19.8	255.4	65.8
2010	26.6	6.9	157.3	40.5	76.5	19.7	260.4	67.1
2011	25.2	6.5	162.7	41.9	84.5	21.8	272.5	70.2
2012	27.0	6.9	165.4	42.6	83.6	21.5	276.0	71.1
2013	28.5	7.3	168.6	43.4	83.1	21.4	280.1	72.2
tmca	4.3		-0.5		0.4		0.1	

Fuente IMP, con base en información de PEMEX y Sener.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 10. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ESTADO, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Noroeste	256.7	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3	437.7	5.5
Baja California	180.0	226.8	248.1	282.8	265.8	303.2	289.2	255.6	276.2	317.6	306.1	5.5
Sonora	76.7	85.0	86.4	108.7	110.6	125.7	119.1	124.4	123.1	127.7	131.6	5.5
Noreste	1,268.2	1,401.1	1,418.7	1,634.1	1,785.8	1,807.9	1,834.0	1,965.6	2,219.3	2,217.0	2,263.2	6.0
Chihuahua	223.5	220.6	199.3	229.6	258.5	266.0	276.4	280.7	306.5	322.1	336.8	4.2
Coahuila	126.8	128.0	122.1	129.7	136.3	142.3	127.3	139.2	156.5	174.1	201.5	4.7
Durango	38.0	39.0	71.8	98.6	107.5	107.8	112.3	153.3	186.6	193.1	163.1	15.7
Nuevo León	609.0	560.0	554.6	607.0	604.1	617.4	591.2	633.4	667.7	672.4	675.8	1.0
Tamaulipas	270.9	453.6	470.9	569.2	679.3	674.3	726.8	759.0	902.0	855.4	886.0	12.6
Centro-Occidente	498.3	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	5.9
Aguascalientes	6.8	9.9	10.7	12.6	12.4	12.8	13.2	16.9	19.2	20.9	21.3	12.0
Colima										53.6	125.9	n.a.
Guanajuato	189.3	192.6	194.8	217.7	219.6	220.4	201.0	211.2	217.0	226.4	245.3	2.6
Jalisco	49.9	45.2	45.6	48.0	47.2	50.0	50.4	54.2	57.1	59.4	59.2	1.7
Michoacán	128.1	136.2	125.9	134.5	139.7	131.6	65.9	111.2	119.9	114.3	124.1	0.3
Querétaro	99.7	110.4	114.7	121.2	111.6	118.1	157.4	138.4	127.0	143.5	128.6	2.6
San Luis Potosí	24.5	25.8	26.4	30.8	106.9	172.1	178.3	171.6	188.8	171.3	174.3	21.7
Zacatecas											1.6	n.a.
Centro	651.9	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	2.3
Distrito Federal	56.5	58.9	56.6	55.6	50.9	48.6	50.2	64.1	70.1	74.5	71.4	2.4
Hidalgo	177.2	207.7	169.9	181.6	151.1	168.8	155.2	153.4	149.9	162.9	205.3	1.5
México	313.0	275.3	283.5	300.9	321.7	319.5	348.1	329.2	335.0	316.6	341.2	0.9
Morelos										1.2	8.4	n.a.
Puebla	88.3	87.4	78.3	87.8	98.4	102.1	97.7	141.4	172.3	170.3	162.1	6.3
Tlaxcala	16.9	16.9	15.7	16.8	17.0	16.9	21.7	24.0	25.1	28.6	29.6	5.8
Sur-Sureste	2,183.5	2,288.3	2,212.4	2,439.9	2,487.3	2,512.3	2,522.7	2,579.8	2,412.4	2,472.6	2,553.1	1.6
Campeche	97.6	106.7	108.5	116.5	135.4	740.2	89.3	124.1	105.3	120.0	121.7	2.2
Chiapas	355.9	354.6	384.3	419.0	450.8	542.8	577.1	561.4	76.6	76.6	67.9	15.3
Oaxaca	0.0	0.0	0.0	1.4	3.0	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5
Tabasco	151.0	155.0	151.5	147.0	152.9	174.7	182.3	191.3	663.0	651.8	702.2	16.6
Veracruz	746.9	796.5	735.8	843.9	904.0	882.4	900.6	917.2	844.9	866.7	951.9	2.5
Yucatán	87.8	88.5	83.9	108.7	151.4	168.1	168.7	151.8	122.5	114.7	113.2	2.6
Aguas territoriales	744.2	787.0	748.4	803.4	689.8		600.7	634.0	600.1	642.8	596.1	2.2
Total nacional	4,858.6	5,167.5	5,087.6	5,672.9	5,925.9	6,109.9	6,104.0	6,340.9	6,512.2	6,678.4	6,952.4	3.6

n.a.: No aplica

Fuente: IMP, con base en información de CFE, CRE, Sener, PGPB y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 11. PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ACTIVO, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Total	4,498.5	4,572.9	4,818.1	5,356.1	6,058.4	6,918.8	7,030.6	7,020.1	6,594.1	6,384.9	6,370.2	3.5
Región Marina Noreste	940.5	947.5	927.8	920.2	1,157.1	1,901.3	1,782.5	1,583.7	1,405.6	1,333.9	1,412.2	4.1
Cantarell	786.1	789.1	760.7	717.7	944.9	1,628.5	1,455.3	1,251.9	1,074.7	1,004.2	1,007.1	2.5
Ku-Malob-Zaap	154.4	158.4	167.1	202.5	212.2	272.8	327.2	331.8	330.9	329.7	405.1	10.1
Región Marina Suroeste	581.3	602.6	654.7	856.1	992.6	1,022.9	1,111.5	1,171.8	1,208.3	1,259.2	1,327.0	8.6
Abkatún-Pol-Chuc	494.3	456.1	431.8	512.5	544.2	569.0	580.2	594.2	559.0	523.6	579.4	1.6
Litoral de Tabasco	87.0	146.5	222.9	343.6	448.4	453.9	531.3	577.6	649.3	735.6	747.6	24.0
Región Sur	1,630.0	1,495.0	1,400.3	1,352.1	1,352.7	1,450.6	1,599.6	1,764.7	1,692.3	1,652.5	1,570.5	-0.4
Cinco Presidentes	58.7	67.8	62.8	56.7	61.4	67.5	69.2	104.9	116.9	116.3	129.4	8.2
Bellota-Jujo	276.6	276.6	281.9	271.4	239.6	250.7	260.8	305.9	288.2	297.4	319.7	1.5
Macuspana-Muspac	833.5	737.7	616.7	561.4	534.1	560.0	591.0	580.0	571.5	542.9	515.1	-4.7
Samaria-Luna	461.2	412.9	438.9	462.6	517.6	572.4	678.6	773.9	715.7	695.9	606.3	2.8
Región Norte	1,346.7	1,527.8	1,835.3	2,227.7	2,556.0	2,544.0	2,537.0	2,499.9	2,287.9	2,139.3	2,060.5	4.3
Burgos	1,030.7	1,094.5	1,217.3	1,330.3	1,411.8	1,382.7	1,515.2	1,478.4	1,344.1	1,269.3	1,286.6	2.2
Poza Rica-Altamira	110.8	119.50	118.80	174.10	222.50	152.50	133.50	117.30	115.20	120.00	112.40	0.1
Aceite Terciario del Golfo	-	-	-	-	-	52.10	78.70	85.30	111.90	148.80	167.00	n.a.
Veracruz	205.2	313.80	499.20	723.30	921.70	956.70	809.60	818.90	716.70	601.20	494.50	9.2

Fuente Anuario estadístico 2003-2013 de PEMEX.

CUADRO A. 12. CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE PGPB, 2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Centro procesador	Capacidad instalada de endulzamiento de gas amargo	Capacidad instalada de recuperación de líquidos	Proceso de endulzamiento de gas amargo	Proceso de recuperación de líquidos del gas dulce	Producción de gas seco ¹
Total	4,503.0	5,912.0	3,330.0	4,381.0	3,693.4
Cactus	1,960.0	1,275.0	1,672.4	922.0	745.9
Cd. Pemex	1,290.0	915.0	862.4	818.4	734.5
Matapionche	109.0	125.0	25.5	24.6	23.0
Nuevo Pemex	880.0	1,500.0	530.4	1,130.7	925.2
Poza Rica	230.0	490.0	204.4	199.6	186.8
Arenque	34.0	33.0	34.8	26.5	31.2
La Venta		182.0		167.6	140.4
Pajaritos ²		192.0		146.7	
Burgos		1,200.0		945.0	906.4

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de las cifras.

1 Incluye el gas húmedo a ductos y a bombeo neumático (PEP).

2. La Planta recuperadora de líquidos del CPG Pajaritos reprocesa gas seco del troncal, no produce gas seco.

Fuente: PGPB

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 13. PRODUCCIÓN DE GAS L.P. DE PEMEX REFINACIÓN, PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN Y PEMEX PETROQUÍMICA, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
SNR	34.7	28.9	31.4	26.1	26.8	26.4	28.0	26.7	22.7	27.5	26.1	- 2.8
Cadereyta	2.5	3.2	3.3	2.5	2.9	3.0	2.7	1.7	1.3	1.7	1.5	- 4.8
Madero	1.4	1.3	1.3	0.4	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8	0.8	1.1	- 3.1
Minatitlán	6.5	5.0	6.5	5.0	5.3	5.8	7.3	6.2	6.1	8.0	5.8	- 1.1
Salamanca	3.5	3.3	3.8	3.3	2.2	2.6	2.0	1.5	1.6	1.7	2.4	- 3.6
Salina Cruz	8.4	8.9	8.3	6.6	6.0	5.7	4.8	5.7	4.4	3.5	4.4	- 6.3
Tula	12.3	7.2	8.1	8.3	9.6	8.4	10.4	10.6	8.5	11.7	10.8	- 1.3
PEP y PPQ	0.5	1.2	1.0	0.3	0.2	0.6	1.0	1.9	2.4	2.9	3.3	20.7

Fuente: PGPB.

CUADRO A. 14. ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL, 2013
(Caballos de fuerza)

Compresión PGPB			Compresión Privada		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)	Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Norte	Chavez	6,675	Noroeste	Naco	5,040
Noreste	Santa Catarina	9,400	Noreste	Gloria a Dios	15,400
Noreste	Los Ramones	23,700	Noreste	El Sueco	9,600
Noreste	Estación 19	21,250	Noreste	El Caracol	46,350
Centro-Occidente	Valtierrilla	4,700	Noreste	Los Indios	46,350
Centro-Occidente	Emiliano Zapata	35,000	Centro-Occidente	El Sauz	13,650
Sur-Sureste	Cempoala	55,000	Total compresión Privada		136,390
Sur-Sureste	Lerdo	55,000			
Sur-Sureste	Chinameca	55,000			
Total compresión PGPB		265,725	Total compresión		402,115

Fuente: PGPB.

CUADRO A. 15. NÚMERO DE USUARIOS POR PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Permisionario	2009	2010	2011	2012	2013
Compañía Nacional de Gas, S.A. de C.V.	14,288	13,453	13,070	12,719	12,568
Consortio Mexi-Gas, S.A. de C.V.	168,648	167,886	169,432	172,967	175,829
Gas Natural de Juárez, S.A. de C.V.	213,899	216,058	222,144	228,280	235,149
Natgasmex, S.A. de C.V.	71,358	73,647	76,251	79,248	79,467
Tamauligas, S.A. de C.V.	21,991	21,325	20,363	20,478	20,015
Ecogas México (antes DGN Chihuahua, S. de R.L. de C.V.)	56,725	54,146	54,600	55,914	59,645
Tractebel DGJ, S.A. de C.V.	26,022	27,344	28,026	29,563	30,288
Ecogas México (antes DGN de La Laguna-Durango, S. de R.L. de C.V.)	23,952	23,748	24,334	25,394	26,678
Ecogas México (antes Distribuidora de Gas Natural de Mexicali, S. de R.L. de C.V.)	10,582	10,612	10,869	11,456	12,342
Tractebel GNP, S.A. de C.V.	42,026	42,833	40,444	40,499	40,472
Tractebel Digaqro, S.A. de C.V.	57,418	57,676	58,800	61,166	62,938
Gas Natural México, S.A. de C.V.- Toluca	19,898	22,411	25,041	26,828	28,325
Gas Natural México, S.A. de C.V. - Nuevo Laredo	31,193	31,738	32,092	30,948	29,952
Gas Natural México, S.A. de C.V. - Saltillo	71,127	73,185	75,254	75,694	73,543
Gas Natural México, S.A. de C.V. - Monterrey	673,556	691,934	715,343	726,090	739,069
Gas Natural México, S.A. de C.V. - Bajío	69,812	70,435	74,797	81,115	88,091
Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V.	302,680	321,164	339,247	359,868	379,836
Compañía Mexicana de Gas, S.A. de C.V.	87,436	96,294	101,322	109,542	113,999
Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.	13,534	13,534	12,827	13,857	13,178
Distribuidora de Gas Natural México	20	20	58	129	507
Distribuidora de Gas Natural Noreste, S.A. de C.V.					5
TOTAL	1,976,165	2,029,443	2,094,314	2,161,755	2,221,896

Fuente: CRE.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 16. COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL POR PUNTO DE INTERCONEXIÓN, 2003-2013
(Millones de pies cúbicos diarios)

Punto de interconexión en México	Importadores	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total Importaciones		996.0	1,124.2	905.5	1,018.4	1,103.6	1,336.1	1,257.7	1,458.9	1,749.4	2,129.8	2,516.6
Importaciones por ducto		996.0	1,124.2	905.5	939.6	854.1	980.4	916.9	911.8	1,356.2	1,671.9	1,755.5
1. Mexicali, BC.	Particulares	7.7	10.7	11.0	14.3	13.9	15.3	15.9	17.5	19.0	20.5	21.3
2. Los Algodones, BC.		172.3	216.1	237.0	268.4	251.8	277.5	257.0	111.9	250.4	274.4	255.2
	PGPB	20.8	12.3	7.2	14.4	9.6	11.7	10.3	-	-	-	-
	Sector eléctrico público ¹	99.2	114.8	112.7	118.6	119.2	119.2	110.4	33.6	43.0	48.7	42.9
	Particulares	52.2	89.0	117.1	135.4	123.1	146.7	136.3	78.3	207.4	225.7	212.3
3. Nogales, Son.	Particulares	-	-	-	-	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
4. Naco, Son.		51.1	36.2	37.3	62.8	58.9	73.5	69.1	69.6	64.6	73.4	72.5
	PGPB	19.1	9.7	9.0	31.0	34.0	38.1	32.4	33.6	30.7	34.8	33.9
	Sector eléctrico público ¹	32.0	26.5	28.3	31.8	24.9	35.4	36.6	36.0	34.0	38.6	38.6
5. Naco, Son.	Sector eléctrico público ¹	14.2	37.7	38.4	36.2	37.3	40.1	38.5	41.8	44.9	39.5	44.6
6. Agua Prieta, Son.	Particulares	9.0	9.7	10.2	10.3	11.3	9.7	8.9	9.0	10.1	11.2	11.4
7. Ciudad Juárez, Chih. ²		185.6	200.6	190.6	209.5	236.3	246.6	259.1	254.0	278.2	288.0	308.8
	PGPB	166.6	170.1	169.7	184.2	206.7	211.2	224.9	216.2	236.4	248.9	264.5
	Sector eléctrico público ¹	19.0	30.6	20.8	25.4	29.7	35.4	34.2	37.8	41.8	39.1	44.3
	Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	0.01
8. Ciudad Acuña, Coah.	Particulares	-	-	-	-	0.9	1.0	0.9	1.0	0.8	1.1	1.2
9. Piedras Negras, Coah.		5.8	6.7	6.3	5.6	5.9	5.0	3.9	4.8	8.4	16.8	19.1
	PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Particulares	5.8	6.7	6.3	5.6	5.9	5.0	3.9	4.8	8.4	16.8	19.1
10. Ciudad Mier, Tamps.	PGPB	170.4	172.0	102.2	55.5	62.3	67.6	54.6	100.3	175.5	357.0	370.5
11. Argüelles, Tamps. (Gulf Terra)	PGPB	7.9	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12. Argüelles, Tamps. (Kinder Morgan)		179.5	166.7	72.0	49.4	21.5	98.0	40.9	58.2	167.4	182.7	208.9
	PGPB	179.5	166.7	72.0	49.4	11.8	46.2	29.1	55.0	145.5	182.4	208.9
	Particulares	-	-	-	-	9.7	51.8	11.7	3.2	22.0	0.4	-
13. Reynosa, Tamps. (Tetco)	PGPB	14.7	1.9	-	-	-	-	0.0	-	-	6.7	24.7
14. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, PMX)	PGPB	154.5	172.4	75.2	62.3	4.0	14.0	14.0	71.6	130.3	192.5	202.0
15. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, RB) ³		23.4	91.7	125.3	165.4	149.5	131.5	153.7	171.7	205.8	207.4	214.4
	PGPB	23.4	58.8	45.0	54.2	57.2	61.5	56.7	59.1	72.4	66.7	70.9
	Sector eléctrico público ¹	-	32.9	80.3	111.2	92.3	70.0	97.0	112.5	133.4	140.7	143.5
Importaciones GNL		-	-	-	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1	393.2	457.9	761.1
16. Altamira, Tamps.	Sector eléctrico público ¹	-	-	-	78.8	249.6	330.6	334.0	351.0	368.6	329.4	356.8
17. Ensenada, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	25.1	6.8	196.1	24.6	33.3	34.0
18. Manzanillo, Col.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.2	370.3
	PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114.3
	Sector eléctrico público ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.2	256.0
Total Exportaciones		-	-	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4
Tijuana, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	-	13.9	2.9	-	-
Ensenada, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	8.5	-	-
Los Algodones, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	-	47.9	3.0	-	-
Ciudad Morelos, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	-	2.3	8.4	6.9	9.3
Reynosa, Tamps.	PGPB	-	-	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	19.3	1.3	0.9	3.1

¹ Incluye Comisión Federal de Electricidad y Producción Independiente de Energía.

² Incluye las importaciones de Cd. Juárez, San Agustín Valdivia y San Isidro

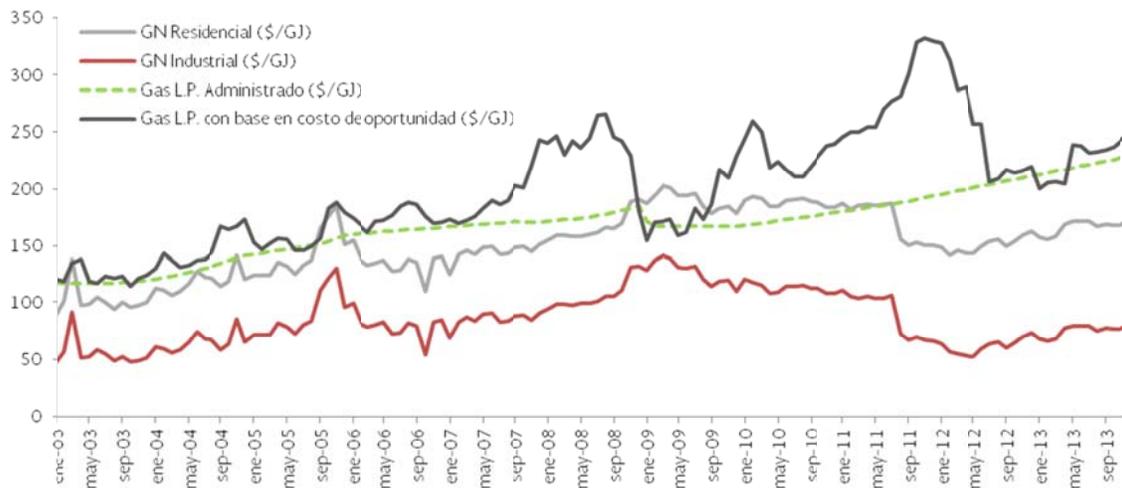
Fuente: IMP, con base en información de CRE, CFE, Pemex, Sener y empresas particulares.

CUADRO A. 17. PRECIOS DEL GAS NATURAL A USUARIOS FINALES DE LAS PRINCIPALES CIUDADES DEL PAÍS, OCTUBRE 2014
(Dólares por Millón de BTU)

Zona de dictribución	Residencial				Servicios				Industrial			
	Precio de la molécula (USD/BTU)	Precio del Gas en Zona de Distribución	Tarifa de Distribución	Precio al público	Precio de la molécula (USD/BTU)	Precio del Gas en Zona de Distribución	Tarifa de Distribución	Precio al público	Precio de la molécula (USD/BTU)	Precio del Gas en Zona de Distribución	Tarifa de Distribución	Precio al público
Piedras Negras	3.90	1.23	10.51	15.65	3.90	1.23	3.72	8.86	3.90	1.23	0.22	5.36
Valle-Cuautitlan	3.74	1.01	4.35	9.10	3.74	1.01	1.84	6.58	3.74	1.01	0.99	5.74
Ciudad Juárez	3.77	0.36	4.66	8.79	3.77	0.36	4.00	8.13	3.77	0.36	3.98	8.12
Puebla-Tlaxcala	3.74	1.01	7.73	12.48	3.74	1.01	1.08	5.82	3.74	1.01	0.78	5.52
Norte de Tamaulipas	3.83	0.72	7.71	12.26	3.83	0.72	1.61	6.17	3.83	0.72	1.42	5.98
Chihuahua	3.83	1.00	10.37	15.20	3.83	1.00	2.01	6.84	3.83	1.00	0.93	5.75
La Laguna-Durango	3.83	1.00	16.42	21.25	3.83	1.00	5.01	9.84	3.83	1.00	2.68	7.51
Mexicali	3.94	0.23	8.81	12.98	3.94	0.23	4.05	8.22	3.94	0.23	2.00	6.17
Guadalajara	3.74	1.10	6.65	11.49	3.74	1.10	3.16	8.00	3.74	1.10	2.16	7.00
Rio Panuco	3.74	0.82	9.93	14.49	3.74	0.82	5.35	9.91	3.74	0.82	5.01	9.57
Queretaro	3.74	1.10	4.93	9.77	3.74	1.10	3.55	8.39	3.74	1.10	3.47	8.31
Toluca	3.74	1.81	9.06	14.61	3.74	1.81	2.76	8.30	3.74	1.81	0.50	6.05
Nuevo Laredo	3.83	0.80	13.26	17.89	3.83	0.80	3.79	8.42	3.83	0.80	1.08	5.72
Saltillo	3.83	0.72	9.89	14.44	3.83	0.72	2.32	6.87	3.83	0.72	0.67	5.22
Monterrey 1	3.83	0.76	7.66	12.25	3.83	0.76	3.13	7.72	3.83	0.76	0.82	5.41
El Bajío	3.74	1.12	8.14	12.99	3.74	1.12	2.51	7.37	3.74	1.12	0.88	5.74
Distrito Federal	3.74	1.04	8.59	13.37	3.74	1.04	2.51	7.29	3.74	1.04	0.78	5.55
Hermosillo	3.68	0.54	10.69	14.91	3.68	0.54	5.43	9.65	3.68	0.54	3.00	7.23
Valle Cuautitlán-Texcoco	3.74	1.01	10.31	15.05	3.74	1.01	4.81	9.56	3.74	1.01	2.23	6.97

Fuente: Información CRE.

FIGURA A. 1. PRECIO DE GAS L.P. Y GAS NATURAL, 2003-2013
(Pesos por Gigajoule)



Fuente: CRE.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 18. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	254.2	310.5	333.9	392.0	373.6	441.7	396.6	446.4	414.2	453.0	440.0	5.6
Producción regional	0.0											
Producción de plantas												
Directo de campos												
Etano inyectado a ductos												
Otras corrientes												
Importación	254.2	310.5	333.9	392.0	373.6	441.7	396.6	446.4	414.2	453.0	440.0	5.6
Importaciones por logística	254.2	310.5	333.9	392.0	373.6	416.6	389.8	250.3	389.6	419.7	406.0	4.8
PGPB	39.9	22.0	16.2	45.4	43.7	49.7	42.7	33.6	30.7	34.8	33.9	-1.6
Particulares	214.3	288.5	317.7	346.7	329.9	366.9	347.1	216.8	358.9	384.9	372.1	5.7
Importaciones por balance PGPB												
Importación de gas natural licuado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.1	6.8	196.1	24.6	33.3	34.0	n.a.
PGPB												
Particulares						25.1	6.8	196.1	24.6	33.3	34.0	n.a.
De otras regiones												
Destino	256.7	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	444.0	422.2	452.1	447.0	5.7
Demanda regional	256.7	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3	437.7	5.5
Sector petrolero	0.7	0.5	0.4	0.9	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	2.8
Pemex Exploración y Producción												
Pemex Refinación												
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.7	0.5	0.4	0.9	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	2.8
Pemex Petroquímica												
Pemex Corporativo												
Cogeneración Nuevo Pemex												
Sector industrial	17.0	20.8	23.6	26.5	28.2	28.4	26.8	31.5	37.1	39.6	41.8	9.4
Sector eléctrico	237.2	288.8	308.7	362.4	345.7	398.3	379.7	346.5	360.1	403.2	393.5	5.2
Público	184.6	199.3	191.4	225.8	221.9	250.0	240.7	243.0	252.4	270.2	260.1	3.5
Comisión Federal de Electricidad	100.4	88.1	81.9	109.1	112.7	121.7	121.6	128.9	130.5	143.4	135.9	3.1
Luz y Fuerza del Centro												
Productores Independientes de Energía	84.2	111.3	109.5	116.8	109.3	128.3	119.1	114.1	121.9	126.7	124.1	4.0
Privado	52.6	89.5	117.3	136.6	123.8	148.3	138.9	103.5	107.7	133.1	133.4	9.8
Autogeneración de electricidad	0.3	0.4	0.2	1.2	1.8	2.9	3.5	2.9	2.3	3.5	5.4	32.0
Autoabastecimiento*	0.3	0.4	0.2	1.2	1.8	2.9	3.5	2.9	2.3	3.5	5.4	32.0
Cogeneración												
Exportación de electricidad	52.2	89.0	117.1	135.4	122.0	145.5	135.4	100.6	105.4	129.6	128.0	9.4
Sector residencial	1.6	1.6	1.5	1.4	1.5	1.0	0.8	0.9	1.0	1.2	1.2	-2.9
Sector servicios	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	6.2
Sector Autotransporte												
Exportación								64.0	22.9	6.9	9.3	n.a.
A otras regiones								-	-			
Variación de inventarios y diferencias	-2.5	-1.4	-0.5	0.6	-2.7	12.8	-11.7	2.4	-7.9	0.9	-7.0	n.a.

* Incluye usos propios continuos

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 19. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	1,800.3	1,873.9	1,755.0	1,984.9	2,091.7	2,221.1	2,309.7	2,427.0	2,614.8	2,782.8	2,911.6	4.9
Producción regional	1,058.4	1,060.2	1,183.5	1,358.5	1,361.4	1,326.7	1,448.6	1,414.6	1,279.6	1,201.2	1,205.3	1.3
Producción de plantas	361.2	470.3	594.8	829.1	969.8	906.6	923.5	900.3	923.6	869.5	937.6	10.0
Directo de campos	689.3	584.0	581.6	528.3	391.7	420.0	525.1	514.3	356.0	331.8	267.7	-9.0
Etano inyectado a ductos	2.0	1.7	2.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Otras corrientes	5.9	4.2	4.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Importación	741.8	813.8	571.6	626.4	730.0	894.4	861.1	1,012.5	1,335.2	1,581.6	1,706.3	8.7
Importaciones por logística	214.8	298.9	322.2	380.5	402.4	435.9	429.3	434.6	515.3	513.6	543.4	9.7
PGPB	190.0	228.8	214.7	238.4	263.9	272.7	281.6	275.3	308.8	315.6	335.4	5.8
Particulares	24.8	70.1	107.4	142.1	138.5	163.2	147.8	159.3	206.4	198.0	208.1	23.7
Importaciones por balance PGPB	527.0	514.8	249.4	167.1	78.1	127.9	97.7	226.9	451.3	738.5	806.1	4.3
Importación de gas natural licuado	0.0	0.0	0.0	78.8	249.6	330.6	334.0	351.0	368.6	329.4	356.8	n.a.
PGPB												
Particulares				78.8	249.6	330.6	334.0	351.0	368.6	329.4	356.8	n.a.
De otras regiones					0.2							n.a.
Destino	1,800.3	1,873.9	1,755.0	1,975.6	2,098.0	2,210.6	2,300.4	2,424.3	2,616.0	2,784.1	2,913.5	4.9
Demanda regional	1,268.2	1,401.1	1,418.7	1,634.1	1,785.8	1,807.9	1,834.0	1,965.6	2,219.3	2,217.0	2,263.2	6.0
Sector petrolero	107.7	118.9	125.3	131.3	150.8	141.9	130.3	148.9	181.2	191.4	185.2	5.6
Pemex Exploración y Producción	6.0	5.5	5.6	5.4	5.8	4.6	3.8	3.6	44.3	49.1	45.9	22.6
Pemex Refinación	89.5	100.1	102.7	102.8	120.7	112.8	102.9	124.2	114.6	119.0	115.8	2.6
Pemex Gas y Petroquímica Básica	12.3	13.3	17.0	23.1	24.3	24.5	23.6	21.1	22.3	23.3	23.4	6.7
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Pemex Corporativo												
Cogeneración Nuevo Pemex												
Sector industrial	348.2	355.7	347.8	371.4	383.6	371.5	340.1	391.4	416.7	439.5	466.9	3.0
Sector eléctrico	737.2	850.2	869.1	1,057.5	1,174.7	1,219.1	1,294.3	1,353.8	1,554.4	1,515.0	1,537.5	7.6
Público	599.3	678.5	702.5	877.1	985.2	1,027.3	1,107.1	1,157.3	1,356.4	1,321.9	1,309.7	8.1
Comisión Federal de Electricidad	381.2	281.3	239.6	283.9	303.8	358.1	388.9	399.1	488.1	486.3	470.6	2.1
Luz y Fuerza del Centro												
Productores Independientes de Energía	218.1	397.2	462.8	593.2	681.4	669.2	718.2	758.2	868.3	835.6	839.1	14.4
Privado	137.9	171.7	166.6	180.4	189.6	191.9	187.2	196.5	198.0	193.2	227.9	5.2
Autogeneración de electricidad	137.9	171.7	166.6	180.4	189.6	191.9	187.2	196.5	198.0	193.2	227.9	5.2
Autoabastecimiento*	69.9	89.5	84.2	90.8	98.7	102.1	103.0	107.1	112.9	117.5	133.5	6.7
Cogeneración	68.0	82.3	82.4	89.7	90.8	89.8	84.1	89.3	85.1	75.7	94.4	3.3
Exportación de electricidad												
Sector residencial	60.3	61.1	60.9	57.4	59.7	57.8	53.6	54.4	50.8	53.8	56.0	-0.7
Sector servicios	14.8	15.0	15.5	16.4	16.9	17.3	15.6	17.1	16.1	17.4	17.6	1.7
Sector Autotransporte	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	21.3
Exportación		0.0	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	19.3	1.3	0.9	3.1	n.a.
A otras regiones	532.1	472.8	312.4	308.8	173.5	295.4	399.9	439.49	395.38	566.1	647.2	2.0
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	0.0	9.4	-6.4	10.5	9.3	2.7	-1.2	-1.3	-1.9	n.a.

* Incluye usos propios continuos

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 20. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	498.3	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	730.1	803.5	897.4	6.1
Producción regional	0.0											
Producción de plantas												
Directo de campos												
Etano inyectado a ductos												
Otras corrientes												
Importación	0.0	95.2	370.3	n.a.								
Importaciones por logística	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
PGPB												
Particulares												
Importaciones por balance PGPB												
Importación de gas natural licuado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	95.2	370.3	n.a.
PGPB											114.3	n.a.
Particulares										95.2	256.0	n.a.
De otras regiones	498.3	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	730.1	708.3	527.1	0.6
Destino	498.3	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	5.9
Demanda regional	498.3	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	5.9
Sector petrolero	51.1	41.7	61.9	68.5	61.6	65.0	59.0	65.3	57.2	63.0	63.5	2.2
Pemex Exploración y Producción												
Pemex Refinación	51.1	41.7	61.9	68.5	61.5	64.9	59.0	65.2	57.1	62.9	63.4	2.2
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	n.a.
Pemex Petroquímica												
Pemex Corporativo												
Cogeneración Nuevo Pemex												
Sector industrial	249.0	267.0	259.1	287.7	296.4	298.4	231.1	287.7	310.2	318.8	334.8	3.0
Sector eléctrico	193.8	204.7	190.4	200.9	272.3	334.3	368.3	340.1	353.7	399.6	473.2	9.3
Público	164.5	178.6	166.4	174.5	242.3	306.0	340.3	309.4	322.8	366.7	445.8	10.5
Comisión Federal de Electricidad	96.4	96.7	91.3	94.8	88.2	94.4	110.8	90.7	87.9	147.1	234.9	9.3
Luz y Fuerza del Centro												
Productores Independientes de Energía	68.2	81.9	75.1	79.7	154.1	211.5	229.5	218.7	234.9	219.6	210.9	12.0
Privado	29.3	26.1	24.0	26.4	30.0	28.3	28.0	30.7	30.9	32.9	27.3	-0.7
Autogeneración de electricidad	29.3	26.1	24.0	26.4	30.0	28.3	28.0	30.7	30.9	32.9	27.3	-0.7
Autoabastecimiento*	25.0	20.5	21.2	23.9	27.5	25.8	25.4	28.0	28.3	30.4	24.9	0.0
Cogeneración	4.3	5.6	2.8	2.5	2.5	2.6	2.5	2.7	2.6	2.5	2.4	-5.6
Exportación de electricidad												
Sector servicios	0.6	1.0	1.1	2.2	2.1	2.1	2.7	3.4	2.0	2.2	2.8	16.6
Sector Autotransporte											0.1	n.a.
Exportación	0.0											
A otras regiones												
Variación de inventarios y diferencias	0.0	1.2	14.1	17.1	n.a.							

* Incluye usos propios continuos

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 21. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2003-2013

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	651.9	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	2.3
Producción regional	0.0											
Producción de plantas												
Directo de campos												
Etano inyectado a ductos												
Otras corrientes												
Importación	0.0											
Importaciones por logística												
PGPB												
Particulares												
Importaciones por balance PGPB												
Importación de gas natural licuado												
PGPB												
Particulares												
De otras regiones	651.9	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	2.3
Destino	651.9	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	2.3
Demanda regional	651.9	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	2.3
Sector petrolero	101.2	88.3	68.8	72.9	63.0	92.6	94.0	87.8	103.8	103.1	104.3	0.3
Pemex Exploración y Producción												
Pemex Refinación	65.3	63.5	52.9	52.9	47.4	72.8	77.4	74.2	74.4	74.7	78.4	1.8
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	-0.1
Pemex Petroquímica	34.9	23.9	15.0	19.1	14.6	18.9	15.7	12.7	28.4	27.5	25.1	-3.2
Pemex Corporativo	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	-7.0
Cogeneración Nuevo Pemex												
Sector industrial	226.9	238.0	232.2	246.4	251.5	244.7	234.6	257.2	274.7	286.7	292.4	2.6
Sector eléctrico	303.6	296.6	279.1	297.0	295.7	288.1	313.6	336.5	341.4	332.2	388.2	2.5
Público	282.1	274.0	255.9	274.8	275.7	271.3	289.4	306.1	311.7	301.9	352.8	2.3
Comisión Federal de Electricidad	249.3	245.3	227.2	244.4	218.8	221.3	229.8	255.5	248.0	244.5	292.1	1.6
Luz y Fuerza del Centro	32.8	28.7	28.8	30.3	56.9	50.0	59.6	50.7	63.8	57.4	60.8	6.4
Productores Independientes de Energía												
Privado	21.5	22.6	23.2	22.3	20.0	16.7	24.2	30.3	29.7	30.2	35.4	5.1
Autogeneración de electricidad	21.5	22.6	23.2	22.3	20.0	16.7	24.2	30.3	29.7	30.2	35.4	5.1
Autoabastecimiento*	18.1	18.5	19.5	17.6	14.8	15.7	19.3	24.2	23.0	23.8	26.0	3.7
Cogeneración	3.4	4.1	3.7	4.6	5.1	1.0	4.9	6.1	6.6	6.5	9.5	10.7
Exportación de electricidad												
Sector residencial	15.5	18.2	18.5	20.3	22.3	23.3	23.4	23.5	24.2	23.4	23.6	4.3
Sector servicios	2.7	3.2	3.6	4.2	4.8	5.6	5.9	5.8	6.8	7.0	7.4	10.6
Sector Autotransporte	2.0	1.9	1.8	1.9	1.8	1.5	1.4	1.3	1.4	1.8	2.2	0.9
Exportación												
A otras regiones												
Variación de inventarios y diferencias	0.0	n.a.										

* Incluye usos propios continuos

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 22. BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2003-2013
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	2,839.4	3,010.4	3,060.3	3,326.4	3,605.6	3,593.3	3,522.4	3,589.4	3,533.1	3,401.8	3,287.1	1.5
Producción regional	2,839.4	3,010.4	3,060.3	3,326.4	3,605.6	3,593.3	3,522.4	3,589.4	3,533.1	3,401.8	3,287.1	1.5
Producción de plantas	2,668.1	2,673.8	2,552.2	2,615.4	2,576.6	2,554.6	2,648.6	2,718.0	2,768.0	2,758.8	2,755.8	0.3
Directo de campos	73.4	230.5	416.2	623.8	941.9	962.3	800.2	797.5	689.3	579.3	469.8	20.4
Etano inyectado a ductos	93.4	106.1	91.9	87.1	87.0	76.4	73.7	74.0	75.8	63.7	61.6	-4.1
Otras corrientes	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Importación	0.0	0.0	0.0									
Importaciones por logística												
PGPB												
Particulares												
Importaciones por balance PGPB												
Importación de gas natural licuado												
PGPB												
Particulares												
De otras regiones							0.0					
Destino	2,801.6	2,981.7	3,022.0	3,338.6	3,590.4	3,577.8	3,461.8	3,555.8	3,499.5	3,368.9	3,251.1	1.5
Demanda regional	2,183.5	2,288.3	2,212.4	2,439.9	2,487.3	2,512.3	2,522.7	2,579.8	2,412.4	2,472.6	2,553.1	1.6
Sector petrolero	1,737.3	1,803.2	1,773.6	1,886.0	1,849.3	1,874.6	1,865.2	1,933.7	1,843.0	1,914.6	1,918.4	1.0
Pemex Exploración y Producción	1,189.6	1,236.1	1,234.6	1,319.4	1,245.4	1,231.8	1,236.0	1,285.8	1,196.6	1,264.7	1,242.9	0.4
Pemex Refinación	59.1	55.5	57.4	55.2	52.8	55.5	60.1	74.2	86.7	86.9	91.3	4.4
Pemex Gas y Petroquímica Básica	238.1	240.5	233.0	238.4	242.8	261.7	266.5	266.4	268.1	249.8	188.4	-2.3
Pemex Petroquímica	250.5	271.2	248.6	273.0	308.3	325.6	302.7	307.3	291.6	313.1	324.0	2.6
Pemex Corporativo												
Cogeneración Nuevo Pemex											71.8	n.a.
Sector industrial	83.0	74.9	72.6	82.1	80.4	83.5	80.3	86.5	90.5	96.5	104.0	2.3
Sector eléctrico	362.9	410.0	366.0	471.7	557.4	554.1	577.0	559.4	478.7	461.4	530.2	3.9
Público	360.0	408.0	363.5	469.1	553.3	549.8	572.9	554.3	474.0	455.4	524.1	3.8
Comisión Federal de Electricidad	105.2	102.2	92.9	104.4	149.0	100.4	139.9	108.0	58.2	55.1	64.9	-4.7
Luz y Fuerza del Centro												
Productores Independientes de Energía	254.8	305.8	270.5	364.7	404.3	449.4	432.9	446.3	415.8	400.3	459.3	6.1
Privado	2.9	2.0	2.6	2.6	4.1	4.3	4.1	5.1	4.8	5.9	6.1	7.9
Autogeneración de electricidad	2.9	2.0	2.6	2.6	4.1	4.3	4.1	5.1	4.8	5.9	6.1	7.9
Autoabastecimiento*	2.9	2.0	2.6	2.6	4.1	4.3	4.1	5.1	4.8	5.9	5.1	6.0
Cogeneración							0.0	0.0			1.0	n.a.
Exportación de electricidad												
Sector residencial												
Sector servicios	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	2.8
Sector Autotransporte												
Exportación												
A otras regiones	618.1	693.4	809.6	898.8	1,103.1	1,065.5	939.2	976.04	1,087.05	896.3	698.0	1.2
Variación de inventarios y diferencias	37.7	28.7	38.2	-12.2	15.1	15.5	60.6	33.6	33.7	32.9	36.1	-0.5

* Incluye usos propios continuos

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 23. BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN NOROESTE, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	28.19	28.91	28.19	27.08	25.97	25.30	23.87	23.94	24.41	24.45	24.71	-1.3
Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pemex Gas y Petroquímica Básica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pemex Refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pemex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pemex Exploración Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importación	15.21	16.66	18.00	21.10	17.89	16.33	14.78	15.46	16.73	13.45	12.27	-2.1
De otras regiones	12.98	12.24	10.18	5.99	8.09	8.97	9.08	8.48	7.69	11.00	12.44	-0.4
Destino	28.46	28.90	27.89	27.30	26.09	25.15	23.98	23.97	24.35	24.44	24.75	-1.4
Demanda interna	28.46	28.90	27.76	26.75	26.09	25.15	23.98	23.97	24.35	24.44	24.75	-1.4
Sector agropecuario	0.72	0.71	0.71	0.66	0.53	0.51	0.53	0.57	0.65	0.50	0.58	-2.1
Sector autotransporte	5.00	5.08	4.12	2.65	2.55	2.80	2.09	2.09	2.25	2.63	2.81	-5.6
Sector industrial	2.21	2.47	2.45	3.69	3.73	3.72	3.41	3.33	3.39	3.33	3.62	5.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sector residencial	16.65	16.24	16.00	14.75	15.09	14.10	13.97	14.02	13.71	13.93	13.46	-2.1
Sector servicios	3.88	4.41	4.48	4.99	4.18	4.02	3.98	3.96	4.35	4.04	4.28	1.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
A otras regiones			0.13	0.55		0.00	0.00					n.a.
Variación de inventarios*	- 0.27	0.00	0.30	- 0.22	- 0.12	0.15	- 0.12	- 0.03	0.07	0.01	- 0.04	n.a.

* Incluye diferencias, empaque y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en PEMEX y Sener.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 24. BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN NORESTE, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	58.1	59.9	60.5	59.8	62.7	61.8	58.9	56.8	52.2	52.6	52.8	-0.9
Nacional	10.6	15.3	19.0	20.6	23.3	23.4	23.6	22.5	21.9	20.7	22.1	7.7
Pemex Gas y Petroquímica Básica	6.6	10.8	14.3	17.7	19.6	19.5	20.1	19.9	19.8	18.2	19.5	11.5
Pemex Refinación	4.0	4.4	4.7	2.9	3.7	3.9	3.5	2.6	2.1	2.6	2.6	-4.1
Pemex Petroquímica												
Pemex Exploración Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importación	47.5	44.6	41.5	39.3	39.4	38.3	35.3	34.3	30.3	31.9	30.6	-4.3
De otras regiones						0.0	0.0				0.1	n.a.
Destino	58.0	59.9	60.5	59.8	62.7	61.8	58.9	56.9	52.2	52.5	52.9	-0.9
Demanda interna	51.3	51.3	47.5	44.4	43.5	40.0	38.1	41.0	40.7	41.8	42.7	-1.8
Sector agropecuario	1.6	1.4	1.2	0.8	0.5	2.3	2.1	2.2	2.1	1.7	1.8	1.0
Sector autotransporte	8.8	9.9	8.2	7.3	7.1	5.3	4.8	5.2	5.4	7.0	7.3	-1.9
Sector industrial	5.1	5.0	4.7	6.0	6.4	5.8	4.8	5.2	5.2	4.5	5.0	-0.2
Sector petrolero								-	-	-	-	
Sector residencial	28.0	27.9	25.9	22.5	22.0	20.7	20.2	21.6	20.8	22.0	21.8	-2.5
Sector servicios	7.8	7.1	7.5	7.8	7.4	5.9	6.1	6.8	7.3	6.5	6.8	-1.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
A otras regiones	6.7	8.6	12.9	15.4	19.3	21.8	20.9	15.9	11.4	10.8	10.2	4.3
Variación de inventarios*	0.1	- 0.1	0.0	0.0	- 0.0	0.1	- 0.1	n.a.				

* Incluye diferencias, empaque y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en PEMEX y Sener.

**CUADRO A. 25. BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS,
REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2003-2013**
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	76.7	74.9	71.6	70.1	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	-1.8
Nacional	3.5	3.3	3.8	3.3	2.2	2.6	2.0	1.5	1.6	1.7	2.4	-3.6
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
Pemex Refinación	3.5	3.3	3.8	3.3	2.2	2.6	2.0	1.5	1.6	1.7	2.4	-3.6
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
Pemex Exploración Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
Importación				4.5	11.0	10.0	10.4	9.2	2.0	1.8	0.1	n.a.
De otras regiones	73.3	71.5	67.8	62.4	56.5	55.2	52.0	55.2	61.9	60.9	61.5	-1.7
Destino	76.7	74.9	71.5	70.2	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	-1.8
Demanda interna	76.7	74.9	71.5	70.2	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	-1.8
Sector agropecuario	1.9	2.0	2.3	1.2	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.9	-7.6
Sector autotransporte	8.3	7.5	7.4	5.3	5.1	5.0	5.4	6.0	6.7	7.8	8.8	0.6
Sector industrial	4.0	4.0	3.8	4.2	4.1	4.4	4.3	5.0	4.8	5.4	6.6	5.1
Sector petrolero								0.0	0.0	0.0	0.0	
Sector residencial	54.8	53.9	51.0	51.6	51.5	48.6	44.9	45.4	44.5	41.3	37.4	-3.8
Sector servicios	7.7	7.4	7.1	7.9	8.0	8.6	8.6	8.5	8.3	9.0	10.4	3.0
Exportación												
A otras regiones						0.0	0.0					n.a.
Variación de inventarios*	0.0	-0.1	0.0	-2.4								

* Incluye diferencias, empaque y barcos en tránsito.
Fuente: IMP, con base en PEMEX y Sener.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 26. BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN CENTRO, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	128.9	130.7	126.4	124.7	122.5	120.2	118.7	120.1	117.4	117.6	114.8	-1.2
Nacional	12.3	7.2	8.1	8.3	9.6	8.4	10.4	10.6	8.5	11.7	10.8	-1.3
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
Pemex Refinación	12.3	7.2	8.1	8.3	9.6	8.4	10.4	10.6	8.5	11.7	10.8	-1.3
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
Pemex Exploración Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
De otras regiones	116.6	123.5	118.3	116.4	112.9	111.8	108.3	109.4	108.9	105.9	104.0	-1.1
Destino	128.9	130.8	126.3	124.6	122.6	120.3	118.8	120.1	117.3	117.5	114.8	-1.2
Demanda interna	128.9	130.8	126.3	124.6	122.6	120.3	118.8	120.1	117.3	117.5	114.8	-1.2
Sector agropecuario	1.2	0.9	1.2	0.9	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.4	-11.3
Sector autotransporte	13.0	12.3	9.3	9.5	13.4	12.2	11.7	10.4	11.7	11.8	13.3	0.3
Sector industrial	14.5	14.9	14.4	13.9	13.1	12.0	13.0	13.8	11.5	11.0	11.6	-2.2
Sector petrolero								0.0	0.0	0.0	0.0	
Sector residencial	78.9	82.3	81.7	81.7	78.7	79.8	78.0	79.7	77.6	78.0	75.1	-0.5
Sector servicios	21.3	20.4	19.7	18.8	16.8	15.8	15.8	15.7	15.8	16.2	14.4	-3.8
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
A otras regiones						0.0	0.0					n.a.
Variación de inventarios*	-0.1	0.0	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	n.a.

* Incluye diferencias, empaque y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en PEMEX y Sener.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 27. BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN SUR-SURESTE, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	243.6	252.5	230.3	220.4	205.4	199.0	193.1	197.9	212.0	210.8	208.2	-1.6
Nacional	220.9	229.2	216.8	209.6	190.8	174.9	173.5	178.1	178.5	172.4	171.7	-2.5
Pemex Gas y Petroquímica Básica	205.5	214.1	201.1	197.6	179.3	162.9	160.4	164.3	165.6	157.9	158.1	-2.6
Pemex Refinación	14.9	13.9	14.8	11.7	11.3	11.5	12.1	12.0	10.5	11.6	10.2	-3.7
Pemex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0				0.0				n.a.
Pemex Exploración Producción	0.5	1.2	1.0	0.3	0.2	0.6	1.0	1.9	2.4	2.9	3.3	21.3
Importación	22.6	23.4	13.4	10.7	14.6	24.1	19.6	19.8	33.4	38.5	36.5	4.9
De otras regiones						0.0	0.0					n.a.
Destino	243.5	247.3	230.3	216.2	204.3	198.3	191.1	199.2	211.1	210.0	208.3	-1.6
Demanda interna	47.1	48.4	45.3	45.3	45.2	44.0	41.5	41.9	42.6	42.7	40.2	-1.6
Sector agropecuario	0.3	0.6	0.8	0.7	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.4	0.4	2.8
Sector autotransporte	5.1	5.1	6.4	3.3	2.3	2.9	2.8	2.9	3.2	3.5	3.7	-3.1
Sector industrial	1.7	1.9	2.9	2.1	1.8	1.9	1.8	1.6	2.1	3.2	3.2	6.3
Sector petrolero	5.0	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	-6.6
Sector residencial	29.9	29.7	25.5	27.7	28.8	28.3	26.5	27.6	26.3	24.3	22.9	-2.6
Sector servicios	5.0	5.0	5.3	6.3	6.1	5.6	5.3	5.6	6.2	6.9	7.5	4.1
Exportación	0.3	0.2	1.8	2.1	1.0	0.1	1.1	0.1	1.5	0.1	0.2	-5.2
A otras regiones	196.1	198.7	183.2	168.8	158.1	154.2	148.5	157.2	167.0	167.1	167.9	-1.5
Variación de inventarios*	0.0	5.2	0.0	4.2	1.1	0.7	2.1	-1.3	0.8	0.9	0.0	n.a.

* Incluye diferencias, empaque y barcos en tránsito.
 Fuente: IMP, con base en PEMEX y Sener.

CUADRO A. 28. DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2013-2028
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Sector	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	6,952	7,514	8,176	8,771	9,187	9,650	9,772	10,034	10,432	10,518	10,628	10,952	11,068	11,123	11,409	11,595
Petrolero	2,272	2,324	2,462	2,697	2,756	2,987	2,955	2,932	2,876	2,778	2,716	2,681	2,596	2,548	2,488	2,456
Eléctrico ¹	3,323	3,705	4,002	4,234	4,497	4,618	4,705	4,925	5,309	5,424	5,526	5,812	5,932	5,952	6,212	6,345
Industrial ²	1,240	1,366	1,590	1,713	1,804	1,910	1,973	2,033	2,100	2,166	2,234	2,304	2,383	2,462	2,546	2,630
Residencial	86.7	87.5	90.3	93.6	96.7	99.7	102.5	105.0	107.3	109.2	110.9	112.3	113.5	114.5	115.3	116.1
Servicios	28.5	28.9	29.6	30.5	31.5	32.6	33.8	35.1	36.4	37.8	39.1	40.5	41.9	43.3	44.7	46.1
Transporte vehicular	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9

1 Incluye sector público y privado.

2 Incluye Proyecto Etileno XXI.

Fuente: IMP, con base en BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

CUADRO A. 29. DEMANDA INTERNA DE GAS L.P.* POR SECTOR, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Sector	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2013-2028
Total	286.5	289.8	287.5	285.7	286.6	285.8	285.7	285.8	285.9	286.1	286.4	286.7	286.9	287.1	287.1	286.9	0.01
Residencial	170.6	175.9	172.7	170.0	167.8	166.1	164.8	163.8	163.0	162.4	161.9	161.5	161.1	160.8	160.6	160.4	-0.4
Servicios	43.4	41.2	40.5	40.0	39.7	39.7	39.9	40.2	40.7	41.2	41.8	42.5	43.2	44.0	44.8	45.6	0.3
Industrial*	29.9	26.4	25.6	25.3	25.6	26.0	26.3	26.7	27.1	27.6	28.1	28.7	29.4	30.1	30.8	31.6	0.4
Autotransporte	35.9	38.6	40.7	42.0	42.9	43.5	44.0	44.1	43.9	43.5	42.9	42.0	40.9	39.5	38.0	36.0	0.0
Petrolero	2.5	3.6	3.8	4.0	5.9	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7
Agropecuario	4.0	4.1	4.3	4.4	4.5	4.7	4.9	5.1	5.4	5.6	5.9	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	4.2

*Incluye propano y butanos utilizados como materia prima en el sector industrial.

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 30. DEMANDA DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2013-2028
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Grupo de ramas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Total	1,239.9	1,365.9	1,589.7	1,712.9	1,803.7	1,909.9	1,973.1	2,033.2	7.3	5.1
Industrias básicas de metales	326.1	384.6	471.4	474.5	538.5	598.9	602.3	606.2	9.3	4.7
Química	170.0	181.0	221.6	284.9	286.3	293.6	308.2	321.4	9.5	6.3
Productos metálicos, maquinaria y equipo	123.3	129.6	137.5	148.0	159.1	171.2	185.1	197.4	7.0	7.0
Vidrio y productos de vidrio	124.5	124.7	129.0	133.5	138.1	143.1	149.9	156.0	3.3	4.0
Alimentos, bebidas y tabaco	125.7	131.1	134.2	134.8	134.7	138.7	141.5	144.7	2.0	2.2
Productos de minerales no metálicos	83.1	85.1	88.6	92.5	97.5	102.4	107.8	112.8	4.5	4.7
Papel y cartón, imprentas y editoriales	83.8	89.7	93.1	93.5	91.9	91.1	92.3	93.7	1.6	1.4
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	38.0	38.9	39.5	40.3	41.0	41.8	42.5	43.2	1.9	2.0
Minería	23.8	24.4	25.4	26.6	27.9	29.4	31.0	32.5	4.6	5.1
Cerveza y malta	39.1	38.4	42.6	42.3	41.5	41.1	42.0	43.1	1.4	1.7
Cemento hidráulico	11.4	11.3	11.3	11.2	11.1	11.1	11.0	11.0	-0.5	-0.5
Resto de las ramas	91.1	127.1	195.6	230.8	236.1	247.4	259.6	271.4	16.9	10.1

Grupo de ramas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028
Total	2,099.8	2,166.3	2,233.6	2,303.6	2,382.5	2,462.3	2,546.0	2,630.0	3.3	5.1
Industrias básicas de metales	610.2	614.4	619.5	624.0	629.6	635.0	640.7	646.6	0.8	4.7
Química	334.5	347.6	359.3	370.6	384.7	398.3	413.9	428.0	3.6	6.3
Productos metálicos, maquinaria y equipo	212.0	226.7	241.9	258.8	277.6	297.4	319.0	340.9	7.0	7.0
Vidrio y productos de vidrio	163.6	171.1	179.4	188.0	196.9	205.6	214.6	223.4	4.6	4.0
Alimentos, bebidas y tabaco	148.8	152.9	156.2	159.5	163.6	167.2	170.8	174.3	2.3	2.2
Productos de minerales no metálicos	118.4	123.8	129.5	136.1	143.2	150.7	157.6	165.1	4.9	4.7
Papel y cartón, imprentas y editoriales	95.5	97.1	98.2	99.1	100.4	101.7	103.0	104.0	1.2	1.4
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	44.1	45.1	46.1	47.1	48.1	49.0	50.0	51.0	2.1	2.0
Minería	34.1	36.1	38.0	40.3	42.6	44.9	47.4	50.0	5.6	5.1
Cerveza y malta	44.2	45.2	45.9	46.5	47.4	48.4	49.2	50.1	1.8	1.7
Cemento hidráulico	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	-0.5	-0.5
Resto de las ramas	283.4	295.5	308.8	322.8	337.5	353.2	369.1	386.0	4.5	10.1

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

**CUADRO A. 31. DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL
POR COMPONENTE DE PROYECCIÓN, 2013-2028**
(Millones de pies cúbicos diarios)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Demanda tendencial	1,259	1,290	1,320	1,350	1,386	1,435	1,483	1,536	1,590	1,643	1,700	1,763	1,827	1,894	1,961
Demanda no tendencial	106.8	300.0	392.5	453.7	524.4	538.0	550.6	563.4	576.6	590.1	604.0	619.9	635.4	652.2	669.2
Proyectos industriales	61.3	183.0	243.5	304.5	365.6	372.2	378.1	383.9	390.0	395.9	401.8	409.2	415.8	423.5	430.8
Nueva infraestructura de transporte	7.1	11.1	11.1	11.0	14.5	14.8	15.1	15.4	15.7	19.8	20.1	20.4	20.8	21.1	21.4
Gas natural comprimido	11.3	12.0	12.0	12.4	12.7	13.3	13.8	14.3	14.8	11.5	12.0	12.5	13.1	13.7	14.3
Desarrollos de distribución	27.1	93.9	125.9	125.9	131.5	137.7	143.7	149.8	156.1	162.9	170.1	177.7	185.7	193.9	202.7

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

**CUADRO A. 32. DEMANDA DE GAS NATURAL
DEL SECTOR PETROLERO, 2013-2028**
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	2,272	2,324	2,462	2,697	2,756	2,987	2,955	2,932	2,876	2,778	2,716	2,681	2,596	2,548	2,488	2,456
Exploración y Producción 1	1,289	1,320	1,359	1,373	1,394	1,378	1,364	1,354	1,299	1,189	1,086	1,012	924	851	789	757
Refinación	349	360	400	541	583	561	563	562	561	563	596	632	632	655	655	655
Gas y Petroquímica Básica	213	200	208	215	212	201	203	210	213	224	230	234	237	239	241	242
Petroquímica	349	358	409	481	480	463	443	423	420	420	420	420	420	420	420	420
Corporativo	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cogeneración Cactus	-	-	-	-	-	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
Cogeneración Nuevo Pemex	72	85	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Cogeneración Salina Cruz	-	-	-	-	-	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168

Fuente: IMP con información de Pemex

CUADRO A. 33. COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2013-2028
(Millones de Vehículos)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Gasolina	28.2	29.2	30.0	30.9	32.3	34.0	35.8	37.1	38.8	40.6	42.5	43.7	45.4	47.2	48.8	49.6
Diesel	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1
Gas L.P.	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
GNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	29.4	30.3	31.3	32.1	33.7	35.4	37.3	38.6	40.5	42.4	44.4	45.6	47.5	49.4	51.1	52.0

Nota: incluye vehículos híbridos, no incluye motocicletas

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 34. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NOROESTE, 2013-2028
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Origen	440.0	512.6	619.5	644.9	780.0	863.0	941.5	997.8	12.41	6.45
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	440.0	512.6	619.5	644.9	780.0	853.2	839.6	853.5	9.93	5.40
Importaciones por logística	406.0	478.4	585.2	602.2	728.6	793.3	771.2	776.7	9.71	5.39
PGPB	33.9	55.2	109.5	128.1	266.3	355.7	350.2	349.5	39.53	16.88
Particulares	372.1	423.2	475.7	474.1	462.3	437.6	421.0	427.2	1.99	2.51
Importación de gas natural licuado	34.0	34.2	34.2	42.7	51.3	59.9	68.5	76.8	12.34	5.58
Particulares	34.0	34.2	34.2	42.7	51.3	59.9	68.5	76.8	12.34	5.58
De otras regiones	-	-	-	-	-	9.8	101.8	144.3	n.a.	-
Destino	447.0	512.6	619.5	644.9	780.0	863.0	941.5	997.8	12.16	6.33
Demanda regional	437.7	512.6	619.5	644.9	780.0	863.0	941.5	997.8	12.49	6.48
Sector petrolero	0.9	-	-	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	- 3.84	- 1.81
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.9	-	-	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	- 3.84	- 1.81
Sector industrial	41.8	46.5	48.0	49.4	50.8	52.6	54.9	57.2	4.59	4.42
Sector eléctrico	393.5	464.7	570.1	593.2	726.9	808.1	884.2	938.3	13.22	6.70
Público	260.1	284.6	381.1	404.2	537.9	619.2	695.3	749.3	16.32	8.23
Comisión Federal de Electricidad	135.9	158.9	256.5	258.4	328.8	316.2	375.9	340.0	13.99	6.53
Productores Independientes de Energía	124.1	125.7	124.6	145.8	209.1	303.0	319.4	409.4	18.58	9.74
Privado	133.4	180.1	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	5.10	2.35
Autogeneración de electricidad	5.4	65.6	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	45.57	19.15
Autoabastecimiento	5.4	65.6	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	45.57	19.15
Exportación de electricidad	128.0	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	- 1.59	- 0.74
Sector residencial	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.46	1.24
Sector servicios	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	1.60	5.64
Exportación	9.3	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	- 7.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028
Origen	1,020.0	1,012.8	1,035.2	1,061.4	1,050.2	1,048.6	1,091.5	1,123.2	1.39	6.45
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	858.8	865.3	893.4	901.4	909.5	932.3	951.3	968.6	1.73	5.40
Importaciones por logística	782.0	788.5	816.6	824.6	832.6	855.5	874.5	891.8	1.89	5.39
PGPB	350.3	350.3	350.6	350.6	351.3	351.8	352.2	352.2	0.08	16.88
Particulares	431.8	438.2	466.0	474.0	481.3	503.7	522.4	539.6	3.24	2.51
Importación de gas natural licuado	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	-	5.58
Particulares	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	-	5.58
De otras regiones	161.1	147.5	141.8	160.0	140.8	116.4	140.2	154.6	- 0.59	-
Destino	1,020.0	1,012.8	1,035.2	1,061.4	1,050.2	1,048.6	1,091.5	1,123.2	1.39	6.33
Demanda regional	1,020.0	1,012.8	1,035.2	1,061.4	1,050.2	1,048.6	1,091.5	1,123.2	1.39	6.48
Sector petrolero	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-	- 1.81
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-	- 1.81
Sector industrial	59.5	62.0	64.6	67.5	70.4	73.4	76.5	79.9	4.30	4.42
Sector eléctrico	958.1	948.4	968.1	991.4	977.2	972.6	1,012.3	1,040.6	1.19	6.70
Público	769.1	759.4	779.2	802.5	788.2	783.7	823.3	851.6	1.47	8.23
Comisión Federal de Electricidad	332.2	328.8	328.8	334.7	324.3	316.1	333.8	350.9	0.79	6.53
Productores Independientes de Energía	436.9	430.6	450.4	467.8	463.9	467.5	489.5	500.7	1.97	9.74
Privado	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	189.0	-	2.35
Autogeneración de electricidad	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	-	19.15
Autoabastecimiento	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	74.5	-	19.15
Exportación de electricidad	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	-	- 0.74
Sector residencial	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.08	1.24
Sector servicios	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	9.68	5.64
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	0.0	n.a.	n.a.

* Importación de gas natural licuado mediante CFE para inyección en el Sistema Nacional de Gasoductos.

** Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 35. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORESTE, 2013-2028

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Origen	2,911.6	3,060.9	3,807.5	4,837.3	5,037.5	5,524.5	5,596.0	6,359.3	11.8	6.7
Producción regional	1,205.3	1,188.6	1,257.6	1,605.2	1,911.4	2,627.1	3,474.3	4,184.7	19.5	8.5
Producción de plantas	937.6	921.1	894.3	799.7	687.8	655.6	601.8	575.8	-	6.7
Directo de campos	267.7	267.5	264.8	209.0	173.0	157.1	126.5	102.4	-	12.8
Etano inyectado a ductos	-	-	-	1.0	1.5	2.5	4.8	8.1	n.a.	n.a.
Producción Particulares	-	-	98.4	595.4	1,049.2	1,811.9	2,741.2	3,498.4	n.a.	-
Importación	1,706.3	1,872.3	2,549.9	3,232.1	3,126.0	2,897.4	2,121.8	2,174.6	3.5	5.2
Importaciones por logística	543.4	633.5	612.2	710.8	814.8	1,582.7	1,766.5	1,928.9	19.8	12.5
PGPB	335.4	228.5	223.6	218.0	215.0	152.5	156.5	155.4	-	10.4
Particulares	208.1	405.0	388.6	492.9	599.8	1,430.2	1,610.1	1,773.4	35.8	19.5
Importaciones por balance PGPB	806.1	738.8	1,773.3	2,521.3	2,311.2	1,314.8	355.2	245.7	-	15.6
Importación de gas natural licuado	356.8	500.0	164.4	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Particulares	356.8	500.0	164.4	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	2,913.5	3,060.9	3,807.5	4,837.3	5,037.5	5,524.5	5,596.0	6,359.3	11.8	6.7
Demanda regional	2,263.2	2,444.7	2,509.0	2,753.3	2,944.1	3,157.6	3,130.4	3,111.6	4.7	2.9
Sector petrolero	185.2	204.7	209.0	238.0	267.1	282.5	276.2	269.9	5.5	3.2
Pemex Exploración y Producción	45.9	52.8	57.1	50.1	52.9	51.7	45.0	37.1	-	3.0
Pemex Refinación	115.8	127.4	121.6	136.5	165.2	181.9	181.8	181.7	6.6	3.1
Pemex Gas y Petroquímica Básica	23.4	24.5	30.3	26.4	23.9	23.9	24.4	26.1	1.6	8.9
Pemex Petroquímica	-	-	-	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	n.a.	n.a.
Sector industrial	466.9	494.4	565.8	582.9	657.6	731.9	754.0	775.2	7.5	5.1
Sector eléctrico	1,537.5	1,670.8	1,658.7	1,855.9	1,941.8	2,064.5	2,020.3	1,985.7	3.7	2.1
Público	1,309.7	1,455.2	1,423.8	1,502.1	1,534.0	1,656.7	1,612.5	1,577.9	2.7	1.7
Comisión Federal de Electricidad	470.6	435.7	407.1	418.0	395.5	299.6	296.9	284.2	-	7.0
Productores Independientes de Energía	839.1	1,019.5	1,016.7	1,084.2	1,138.5	1,357.1	1,315.6	1,293.7	6.4	3.9
Privado	227.9	215.6	234.9	353.8	407.8	407.8	407.8	407.8	8.7	4.0
Autogeneración de electricidad	227.9	215.6	234.9	353.8	407.8	407.8	407.8	407.8	8.7	4.0
Autoabastecimiento	133.5	129.6	148.7	267.5	321.6	321.6	321.6	321.6	13.4	6.0
Cogeneración*	94.4	86.0	86.2	86.2	86.2	86.2	86.2	86.2	-	1.3
Sector residencial	56.0	56.2	56.6	57.3	58.0	58.6	59.2	59.6	0.9	0.5
Sector servicios	17.6	18.5	18.8	19.2	19.6	20.0	20.6	21.1	2.7	2.8
Sector Autotransporte	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.2
Exportación	3.1	1.8	-	-	-	-	-	566.3	110.6	n.a.
Exportación PGPB	3.1	1.8	-	-	-	-	-	566.3	110.6	n.a.
A otras regiones	647.2	614.4	1,298.5	2,084.0	2,093.4	2,366.9	2,465.6	2,681.3	22.5	13.4
Variación de inventarios y diferencias	-	1.9	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028
Origen	7,061	7,176	7,117	7,149	7,041	7,209	7,510	7,751	1.3	6.7
Producción regional	4,482	4,483	4,420	4,178	3,945	4,063	4,159	4,120	-	8.5
Producción de plantas	661	869	1,069	1,239	1,435	1,533	1,588	1,560	13.1	3.5
Directo de campos	73	49	26	13	8	4	1	0	51.8	34.8
Etano inyectado a ductos	11	15	19	22	27	32	38	43	20.7	n.a.
Producción Particulares	3,736	3,549	3,306	2,904	2,475	2,494	2,532	2,517	-	-
Importación	2,580	2,693	2,697	2,972	3,095	3,146	3,352	3,632	5.0	5.2
Importaciones por logística	2,342	2,457	2,455	2,734	2,856	2,913	3,080	3,187	4.5	12.5
PGPB	154	158	157	157	157	156	159	164	0.9	4.6
Particulares	2,188	2,300	2,298	2,577	2,699	2,757	2,921	3,023	4.7	19.5
Importaciones por balance PGPB	238	236	242	238	239	233	272	445	9.3	3.9
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	7,061	7,176	7,117	7,149	7,041	7,209	7,510	7,751	1.3	6.7
Demanda regional	3,244	3,239	3,273	3,389	3,352	3,326	3,402	3,470	1.0	2.9
Sector petrolero	269	277	283	288	294	298	300	299	1.5	3.2
Pemex Exploración y Producción	31	25	21	18	15	12	10	8	17.6	11.1
Pemex Refinación	181	182	182	182	182	182	182	182	0.1	3.1
Pemex Gas y Petroquímica Básica	33	45	55	63	72	79	83	84	14.4	8.9
Pemex Petroquímica	25	25	25	25	25	25	25	25	-	n.a.
Sector industrial	799	822	845	870	897	926	956	985	3.0	5.1
Sector eléctrico	2,094	2,058	2,062	2,147	2,076	2,016	2,060	2,100	0.0	2.1
Público	1,686	1,650	1,654	1,739	1,668	1,608	1,653	1,692	0.0	1.7
Comisión Federal de Electricidad	277	263	257	240	224	211	203	196	4.8	5.7
Productores Independientes de Energía	1,409	1,387	1,397	1,499	1,444	1,397	1,450	1,496	0.9	3.9
Privado	408	408	408	408	408	408	408	408	-	4.0
Autogeneración de electricidad	408	408	408	408	408	408	408	408	-	4.0
Autoabastecimiento	322	322	322	322	322	322	322	322	-	6.0
Cogeneración*	86	86	86	86	86	86	86	86	-	0.6
Sector residencial	60	60	60	61	61	61	61	60	0.1	0.5
Sector servicios	22	22	23	24	24	25	26	27	2.9	2.8
Sector Autotransporte	0	0	0	0	0	0	0	0	0.9	0.2
Exportación	272	450	501	324	32	53	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB	272	450	501	324	32	53	-	-	n.a.	n.a.
A otras regiones	3,545	3,487	3,342	3,436	3,657	3,830	4,108	4,281	2.7	13.4
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

* Importación de gas natural licuado mediante CFE para inyección en el Sistema Nacional de Gasoductos.

** Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 36. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO, 2013-2028

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Origen	818.0	776.5	988.9	1,064.9	1,089.7	1,097.3	1,148.7	1,213.2	5.8	4.4
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	818.0	776.5	988.9	1,064.9	1,089.7	1,097.3	1,148.7	1,213.2	5.8	4.4
Destino	818.0	776.5	988.9	1,064.9	1,089.7	1,097.3	1,148.7	1,213.2	5.8	4.4
Demanda regional	818.0	776.5	988.9	1,064.9	1,089.7	1,097.3	1,148.7	1,213.2	5.8	4.4
Sector petrolero	104.3	105.3	103.5	150.0	150.1	165.2	165.2	165.1	6.8	4.5
Pemex Refinación	78.4	77.0	78.9	125.5	125.5	140.5	140.5	140.5	8.7	5.6
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	-
Pemex Petroquímica	25.1	27.4	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	0.9	0.4
Pemex Corporativo	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10.0	4.6
Sector industrial	292.4	303.1	332.5	350.8	358.4	368.8	383.5	397.4	4.5	4.2
Sector eléctrico	388.2	334.4	517.1	526.3	541.4	521.5	556.5	605.3	6.6	4.6
Público	352.8	298.6	465.9	475.0	490.2	470.3	505.2	554.1	6.7	4.8
Comisión Federal de Electricidad	352.8	289.6	394.4	379.1	345.0	310.5	318.6	315.4	1.6	5.9
Productores Independientes de Energía	-	9.0	71.5	95.9	145.2	159.8	186.6	238.7	n.a.	n.a.
Privado	35.4	35.9	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	5.4	2.5
Autogeneración de electricidad	35.4	35.9	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	5.4	2.5
Autoabastecimiento	16.5	19.7	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	11.4	5.2
Cogeneración*	18.9	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	2.2	1.0
Sector residencial	23.6	24.4	26.3	28.1	29.9	31.6	33.2	34.6	5.6	3.9
Sector servicios	7.4	7.1	7.2	7.5	7.7	7.9	8.2	8.5	2.1	2.7
Sector Autotransporte	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.6	0.5
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios y diferencias	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028
Origen	1,290.0	1,322.1	1,361.3	1,504.4	1,556.7	1,548.1	1,565.8	1,562.1	2.8	4.4
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	1,290.0	1,322.1	1,361.3	1,504.4	1,556.7	1,548.1	1,565.8	1,562.1	2.8	4.4
Destino	1,290.0	1,322.1	1,361.3	1,504.4	1,556.7	1,548.1	1,565.8	1,562.1	2.8	4.4
Demanda regional	1,290.0	1,322.1	1,361.3	1,504.4	1,556.7	1,548.1	1,565.8	1,562.1	2.8	4.4
Sector petrolero	165.2	165.2	165.2	201.2	201.2	201.2	201.2	201.2	2.9	4.5
Pemex Refinación	140.5	140.5	140.5	176.6	176.6	176.6	176.6	176.6	3.3	5.6
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-	-
Pemex Petroquímica	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	0.0	0.4
Pemex Corporativo	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-	4.6
Sector industrial	412.9	428.4	444.7	461.9	481.1	501.2	520.7	541.4	3.9	4.2
Sector eléctrico	664.9	680.2	701.7	790.3	822.2	792.5	789.8	764.5	2.0	4.6
Público	613.6	628.9	650.4	739.1	770.9	741.2	738.5	713.3	2.2	4.8
Comisión Federal de Electricidad	261.1	232.0	232.5	192.7	187.5	192.8	182.5	142.8	8.3	5.9
Productores Independientes de Energía	352.5	396.9	417.9	546.4	583.4	548.4	555.9	570.5	7.1	n.a.
Privado	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	-	2.5
Autogeneración de electricidad	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	-	2.5
Autoabastecimiento	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	-	5.2
Cogeneración*	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	-	1.0
Sector residencial	35.9	37.1	38.1	39.0	39.8	40.6	41.2	41.8	2.2	3.9
Sector servicios	8.8	9.1	9.4	9.7	10.0	10.3	10.6	10.9	3.2	2.7
Sector Autotransporte	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	0.3	0.5
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

* Importación de gas natural licuado mediante CFE para inyección en el Sistema Nacional de Gasoductos.

** Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 37. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2012-2027
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Origen	897.4	1,129.2	1,215.5	1,269.5	1,318.4	1,318.4	1,389.8	1,532.4	7.9	7.6
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	370.3	470.0	491.5	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Importación de gas natural licuado	370.3	470.0	491.5	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
PGPB	114.3	100.0	91.5	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Particulares	256.0	370.0	400.0	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones	527.1	659.2	724.0	1,269.5	1,318.4	1,318.4	1,389.8	1,532.4	16.5	11.4
Destino	880.3	1,129.2	1,215.5	1,269.5	1,318.4	1,318.4	1,389.8	1,532.4	8.2	7.7
Demanda regional	880.3	1,129.2	1,215.5	1,269.5	1,318.4	1,318.4	1,389.8	1,532.4	8.2	7.7
Sector petrolero	63.5	67.2	70.0	52.4	52.4	57.9	57.8	57.8	1.3	2.5
Pemex Refinación	63.4	67.2	70.0	51.9	51.9	57.3	57.3	57.3	1.4	2.4
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.1	0.0	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	22.9	7.5
Sector industrial	334.8	394.5	460.5	494.3	500.7	511.0	524.2	537.7	7.0	4.8
Sector eléctrico	473.2	659.1	675.7	712.5	754.0	737.3	794.5	922.6	10.0	9.7
Público	445.8	618.5	624.3	661.2	702.7	685.9	743.1	871.3	10.0	9.9
Comisión Federal de Electricidad	234.9	378.0	376.5	414.9	461.2	452.6	335.9	307.8	3.9	5.0
Productores Independientes de Energía	210.9	240.5	247.8	246.3	241.5	233.3	407.3	563.4	15.1	13.2
Privado	27.3	40.6	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	9.4	4.3
Autogeneración de electricidad	27.3	40.6	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	9.4	4.3
Autoabastecimiento	23.4	36.7	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	10.6	4.8
Cogeneración*	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-	0.0
Sector residencial	5.9	5.7	6.3	6.9	7.5	8.2	8.8	9.4	6.9	4.7
Sector servicios	2.8	2.6	2.8	3.1	3.4	3.8	4.1	4.5	6.8	6.0
Sector Autotransporte	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	16.3	10.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios y diferencias	17.1	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028
Origen	1,715.4	1,873.5	1,995.0	2,118.0	2,277.6	2,435.8	2,596.0	2,677.1	6.6	7.6
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	1,715.4	1,873.5	1,995.0	2,118.0	2,277.6	2,435.8	2,596.0	2,677.1	6.6	11.4
Destino	1,715.4	1,873.5	1,995.0	2,118.0	2,277.6	2,435.8	2,596.0	2,677.1	6.6	7.7
Demanda regional	1,715.4	1,873.5	1,995.0	2,118.0	2,277.6	2,435.8	2,596.0	2,677.1	6.6	7.7
Sector petrolero	57.7	57.7	91.4	91.4	91.4	91.4	91.4	91.4	6.8	2.5
Pemex Refinación	57.3	57.3	91.1	91.1	91.1	91.1	91.1	91.1	6.8	2.4
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-	7.5
Sector industrial	553.2	569.4	585.5	601.5	619.3	637.0	656.4	675.9	2.9	4.8
Sector eléctrico	1,089.3	1,230.5	1,301.4	1,407.7	1,549.1	1,689.1	1,829.5	1,890.8	8.2	9.7
Público	1,038.0	1,179.1	1,250.0	1,356.4	1,497.8	1,637.8	1,778.2	1,839.4	8.5	9.9
Comisión Federal de Electricidad	435.3	517.0	491.3	501.0	481.8	483.5	501.3	491.8	1.8	5.0
Productores Independientes de Energía	602.7	662.0	758.8	855.4	1,016.0	1,154.2	1,276.8	1,347.6	12.2	13.2
Privado	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	-	4.3
Autogeneración de electricidad	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	-	4.3
Autoabastecimiento	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	-	4.8
Cogeneración*	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-	0.0
Sector residencial	9.9	10.3	10.7	11.0	11.2	11.4	11.6	11.7	2.4	4.7
Sector servicios	4.9	5.2	5.5	5.8	6.1	6.3	6.6	6.8	4.9	6.0
Sector Autotransporte	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	4.7	10.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

* Importación de gas natural licuado mediante CFE para inyección en el Sistema Nacional de Gasoductos.

** Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 38. BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2013-2028
 (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	tmca 2013-2020	tmca 2013-2028
Origen	3,287.1	3,475.6	3,257.9	3,288.5	3,369.9	3,286.0	3,353.7	3,408.6	0.5	0.7
Producción regional	3,287.1	3,475.6	3,257.9	3,288.5	3,369.9	3,286.0	3,353.7	3,408.6	0.5	0.7
Producción de plantas	2,755.8	2,982.0	2,807.0	2,955.7	2,877.5	2,748.8	2,807.7	2,891.9	0.7	0.4
Directo de campos	469.8	437.4	381.5	278.1	444.0	534.2	540.7	510.8	1.2	1.8
Etano inyectado a ductos	61.6	56.1	69.4	54.6	48.3	3.0	5.3	5.9	-	28.5
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	3,251.1	3,471.9	3,257.9	3,288.5	3,369.9	3,286.0	3,353.7	3,408.6	0.7	0.7
Demanda regional	2,553.1	2,650.6	2,843.5	3,038.0	3,055.2	3,213.3	3,161.6	3,178.6	3.2	0.5
Sector petrolero	1,918.4	1,946.5	2,079.5	2,255.6	2,285.6	2,480.4	2,455.4	2,438.9	3.5	-
Pemex Exploración y Producción	1,242.9	1,266.9	1,301.9	1,323.0	1,341.1	1,326.7	1,319.3	1,317.1	0.8	-
Pemex Refinación	91.3	88.8	129.0	227.1	240.1	180.8	182.8	182.8	10.4	5.5
Pemex Gas y Petroquímica Básica	188.4	174.8	177.1	186.4	186.3	175.8	176.9	182.3	-	0.5
Pemex Petroquímica	324.0	330.5	385.0	432.6	431.7	414.6	393.9	374.2	2.1	0.9
Cogeneración Cactus	-	-	-	-	-	-	128.0	128.0	n.a.	n.a.
Cogeneración Nuevo Pemex	71.8	85.4	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	2.7	1.3
Cogeneración Salina Cruz	-	-	-	-	-	168.0	168.0	168.0	n.a.	n.a.
Sector industrial	104.0	127.5	182.8	235.4	236.2	245.6	256.5	265.7	14.3	8.4
Sector eléctrico	530.2	576.1	580.7	546.5	532.8	486.7	449.0	473.2	-	1.6
Público	524.1	556.0	560.6	526.0	511.5	465.4	427.7	451.9	-	2.1
Comisión Federal de Electricidad	64.9	101.6	103.8	76.0	73.7	70.5	34.5	28.5	-	11.1
Productores Independientes de Energía	459.3	454.4	456.7	450.0	437.8	394.9	393.3	423.5	-	1.2
Privado	6.1	20.1	20.1	20.5	21.3	21.3	21.3	21.3	19.6	8.7
Autogeneración de electricidad	6.1	20.1	20.1	20.5	21.3	21.3	21.3	21.3	19.6	8.7
Autoabastecimiento	3.6	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	24.7	10.8
Cogeneración*	2.4	3.1	3.1	3.4	4.2	4.2	4.2	4.2	8.2	3.7
Sector residencial	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	n.a.	n.a.
Sector servicios	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	5.4	7.2
Exportación	-	-	-	-	-	14.1	17.4	21.4	n.a.	n.a.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	14.1	17.4	21.4	n.a.	n.a.
Exportación PGPB de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A otras regiones	698.0	821.3	414.4	250.4	314.7	58.6	174.7	208.6	-	15.8
Variación de inventarios y diferencias	36.1	3.7	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2021-2028	tmca 2013-2028	
Origen	3,828.8	3,744.0	3,799.5	3,915.0	3,850.8	3,749.8	3,679.4	3,629.1	-	0.8	0.7
Producción regional	3,450.1	3,599.8	3,799.5	3,915.0	3,850.8	3,749.8	3,679.4	3,629.1	0.7		0.7
Producción de plantas	2,981.6	3,205.7	3,240.7	3,172.6	3,069.2	2,961.9	2,921.9	2,934.2	-	0.2	0.4
Directo de campos	452.5	351.1	496.4	666.4	693.3	699.0	671.1	609.4			1.8
Etano inyectado a ductos	15.9	43.0	62.3	76.0	88.4	88.8	86.4	85.4	27.1		2.2
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-			-
De otras regiones	378.7	144.2	-	-	-	-	-	-	n.a.		n.a.
Destino	3,828.8	3,744.0	3,799.5	3,915.0	3,850.8	3,749.8	3,679.4	3,629.1	-	0.8	0.7
Demanda regional	3,162.4	3,071.5	2,963.6	2,879.4	2,831.9	2,764.3	2,753.3	2,762.7	-	1.9	0.5
Sector petrolero	2,383.8	2,278.0	2,175.3	2,099.6	2,008.6	1,956.5	1,894.6	1,863.7	-	3.5	0.2
Pemex Exploración y Producción	1,268.1	1,163.6	1,065.1	994.1	909.1	838.8	779.4	749.0	-	7.2	3.3
Pemex Refinación	182.8	182.8	182.8	182.8	182.8	204.8	204.8	204.8		1.6	5.5
Pemex Gas y Petroquímica Básica	178.8	177.6	173.5	169.2	162.7	158.9	156.5	156.4	-	1.9	1.2
Pemex Petroquímica	371.5	371.5	371.4	371.0	371.5	371.5	371.4	371.0	-	0.0	0.9
Cogeneración Cactus	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0			n.a.
Cogeneración Nuevo Pemex	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5			1.3
Cogeneración Salina Cruz	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0			n.a.
Sector industrial	275.0	285.1	293.9	303.1	314.6	324.6	336.8	347.9	3.4		8.4
Sector eléctrico	502.8	507.4	493.3	475.5	507.3	481.7	520.1	549.1	1.3		0.2
Público	481.5	486.1	472.0	454.2	486.0	460.4	498.9	527.8	1.3		0.0
Comisión Federal de Electricidad	22.9	18.0	14.4	12.2	11.3	10.8	44.3	78.3	19.2		1.3
Productores Independientes de Energía	458.6	468.1	457.6	442.0	474.7	449.6	454.5	449.5	-	0.3	0.1
Privado	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3			8.7
Autogeneración de electricidad	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3			8.7
Autoabastecimiento	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1			10.8
Cogeneración*	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2			3.7
Sector residencial	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	28.7		n.a.
Sector servicios	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	9.0		7.2
Exportación	666.4	672.5	680.1	689.4	700.9	715.0	732.4	753.9	1.8		n.a.
Exportación PGPB	26.4	32.5	40.1	49.4	60.9	75.0	92.4	113.9	23.2		n.a.
Exportación PGPB de gas natural licuado	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0			n.a.
A otras regiones	-	-	155.8	346.2	318.0	270.4	193.8	112.5	n.a.		11.5
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-			n.a.

* Importación de gas natural licuado mediante CFE para inyección en el Sistema Nacional de Gasoductos.

** Incluye usos propios continuos

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 39. BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN NOROESTE, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	24.7	23.9	23.9	24.0	24.1	24.3	24.5	24.7	24.9	25.1	25.3	25.5	25.7	25.9	26.0	26.2	0.4
Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	12.3	11.1	11.2	13.5	15.3	13.2	12.9	12.7	12.9	12.2	12.0	12.4	12.4	9.8	11.7	12.1	-0.1
De otras regiones	12.4	12.8	12.8	10.5	8.8	11.1	11.6	12.0	12.0	12.9	13.3	13.1	13.3	16.0	14.3	14.1	0.8
Destino	24.7	23.9	23.9	24.0	24.1	24.3	24.5	24.7	24.9	25.1	25.3	25.5	25.7	25.9	26.0	26.2	0.4
Demanda interna	24.7	23.9	23.9	24.0	24.1	24.3	24.5	24.7	24.9	25.1	25.3	25.5	25.7	25.9	26.0	26.2	0.4
Sector agropecuario	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	4.6
Sector autotransporte	2.7	3.1	3.3	3.5	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	3.8	3.8	3.8	3.7	3.6	3.5	1.7
Sector industrial	3.5	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.5	3.6	3.8	3.9	4.0	4.2	4.3	4.5	4.7	4.8	2.2
Sector residencial	13.8	13.2	12.9	12.7	12.6	12.5	12.4	12.3	12.3	12.2	12.2	12.1	12.1	12.1	12.0	12.0	-0.9
Sector servicios	4.2	4.1	4.1	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	0.9
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	- 0.0	-	n.a.														

n.a. no aplica.

*Incluye diferencia estadística, empaque en ductos y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAGUA, Conapo, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 40. BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN NORESTE, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	52.8	49.9	58.9	55.1	55.0	53.3	53.0	52.0	57.7	62.5	68.8	73.6	81.3	84.6	89.8	91.8	3.8
Nacional	22.1	24.9	29.1	52.5	68.9	101.0	140.0	172.1	187.2	188.7	187.9	178.8	169.8	176.6	182.6	183.2	15.1
Pemex Gas y Petroquímica Básica	19.5	19.4	18.7	20.2	18.3	18.5	18.9	19.7	24.9	34.2	43.6	51.2	60.1	66.1	70.5	71.7	9.1
Pemex Refinación	2.6	2.6	3.0	5.8	6.2	6.5	6.5	6.5	6.6	6.5	6.5	6.6	6.6	6.5	6.6	6.6	6.4
Pemex Exploración y Producción	-	2.9	3.3	1.7	0.8	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Producción de particulares	-	-	4.1	24.8	43.7	75.5	114.2	145.8	155.7	147.9	137.7	121.0	103.1	103.9	105.5	104.9	n.a.
Importación	30.6	25.0	33.9	27.4	29.8	27.8	27.2	25.7	26.1	21.7	18.6	15.8	14.6	12.0	12.7	13.6	- 5.3
De otras regiones	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	52.9	49.9	63.0	79.9	98.7	128.8	167.2	197.8	213.4	210.4	206.5	194.6	184.4	188.6	195.3	196.7	9.2
Demanda interna	42.7	41.1	40.8	40.5	40.4	40.3	40.4	40.5	40.7	40.8	41.0	41.1	41.2	41.2	41.2	41.1	- 0.3
Sector agropecuario	1.8	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.8	2.9	3.0	3.2	3.3	4.2
Sector autotransporte	7.3	7.9	8.4	8.8	9.1	9.3	9.5	9.6	9.7	9.7	9.6	9.4	9.1	8.7	8.2	7.6	0.3
Sector industrial	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.1	6.4	6.6	6.9	7.1	7.4	7.6	7.9	8.2	8.6	8.9	3.9
Sector residencial	21.8	19.5	18.7	17.9	17.2	16.7	16.2	15.9	15.6	15.3	15.1	14.9	14.8	14.6	14.5	14.4	- 2.7
Sector servicios	6.8	6.6	6.4	6.3	6.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.2	6.3	6.4	6.4	6.6	6.7	6.8	- 0.0
A otras regiones	10.2	8.8	22.2	39.3	58.3	88.5	126.8	157.2	172.7	169.6	165.6	153.5	143.3	147.4	154.1	155.7	19.9
Variación de inventarios*	- 0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

*Incluye diferencia estadística, empaque en ductos y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAGUA, Conapo, Pemex, Sener y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2014-2028

CUADRO A. 41. BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN CENTRO, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	114.8	119.6	118.1	116.7	115.8	115.1	114.7	114.3	114.0	113.8	113.6	113.4	113.2	112.9	112.7	112.4	- 0.1
Nacional	10.8	12.2	10.1	7.7	7.9	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.5	10.2	10.2	10.3	10.2	10.4	- 0.2
Pemex Refinación	10.8	12.2	10.1	7.7	7.9	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.5	10.2	10.2	10.3	10.2	10.4	- 0.2
De otras regiones	104.0	107.3	108.1	109.0	107.9	106.8	106.4	105.9	105.7	105.4	105.1	103.1	102.9	102.6	102.4	101.9	- 0.1
Destino	114.8	119.6	118.1	116.7	115.8	115.1	114.7	114.3	114.0	113.8	113.6	113.4	113.2	112.9	112.7	112.4	- 0.1
Demanda interna	114.8	119.6	118.1	116.7	115.8	115.1	114.7	114.3	114.0	113.8	113.6	113.4	113.2	112.9	112.7	112.4	- 0.1
Sector agropecuario	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	4.1
Sector autotransporte	13.3	14.0	14.6	14.8	15.1	15.3	15.5	15.5	15.5	15.3	15.1	14.7	14.3	13.9	13.3	12.7	- 0.3
Sector industrial	11.6	12.7	12.2	11.8	11.4	11.2	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4	10.4	10.3	10.3	10.3	10.3	- 0.8
Sector residencial	75.1	76.9	75.6	74.5	73.7	73.0	72.5	72.1	71.8	71.6	71.4	71.3	71.2	71.1	71.0	71.0	- 0.4
Sector servicios	14.4	15.6	15.4	15.2	15.2	15.2	15.3	15.4	15.7	15.9	16.2	16.4	16.7	17.1	17.4	17.7	1.4
Variación de inventarios*	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica

*Incluye diferencia estadística, empaque en ductos y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAGUA, Conapo, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 42. BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	64.0	63.9	63.4	62.9	62.5	62.2	61.9	61.6	61.3	61.1	60.8	60.6	60.5	60.3	60.2	60.0	- 0.4
Nacional	2.4	2.0	1.9	3.1	3.1	3.2	3.4	3.3	3.3	3.3	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.9
Pemex Refinación	2.4	2.0	1.9	3.1	3.1	3.2	3.4	3.3	3.3	3.3	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.9
Importación	0.1	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	61.5	61.5	61.5	59.8	59.4	59.0	58.5	58.3	58.0	57.7	54.3	54.1	53.9	53.8	53.6	53.5	- 0.9
Destino	64.0	63.9	63.4	62.9	62.5	62.2	61.9	61.6	61.3	61.1	60.8	60.6	60.5	60.3	60.2	60.0	- 0.4
Demanda interna	64.0	63.9	63.4	62.9	62.5	62.2	61.9	61.6	61.3	61.1	60.8	60.6	60.5	60.3	60.2	60.0	- 0.4
Sector agropecuario	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	4.1
Sector autotransporte	8.8	9.5	10.1	10.4	10.5	10.5	10.5	10.4	10.1	9.9	9.6	9.3	9.0	8.6	8.3	7.8	- 0.8
Sector industrial	6.5	4.0	3.8	3.8	4.0	4.2	4.3	4.5	4.6	4.8	5.0	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	- 0.6
Sector residencial	37.5	41.1	40.3	39.6	39.0	38.5	38.0	37.6	37.3	37.0	36.7	36.5	36.3	36.1	35.9	35.7	- 0.3
Sector servicios	10.4	8.4	8.3	8.1	8.1	8.0	8.0	8.1	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.8	9.0	- 1.0
Variación de inventarios*	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

*Incluye diferencia estadística, empaque en ductos y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAGUA, Conapo, Pemex, Sener y empresas privadas.

CUADRO A. 43. BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	208.2	218.2	219.2	220.1	218.3	220.9	221.1	222.6	215.8	213.1	204.3	197.6	190.2	189.5	182.6	179.3	- 1.0
Nacional	171.7	187.1	195.8	197.2	185.9	192.5	194.3	201.9	194.2	196.6	188.9	180.9	174.0	182.2	170.4	163.2	- 0.3
Pemex Gas y Petroquímica Básica	158.1	176.4	183.6	182.6	171.1	177.3	178.8	186.4	178.7	181.1	173.4	165.5	158.5	161.8	150.1	143.0	- 0.7
Pemex Refinación	10.2	10.7	12.2	14.6	14.8	15.2	15.4	15.5	15.4	15.4	15.5	15.4	15.5	20.3	20.2	20.2	4.6
Pemex Exploración y Producción	3.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	36.5	31.1	23.4	22.9	32.4	28.4	26.9	20.7	21.7	16.5	15.4	16.6	16.2	7.4	12.2	16.1	- 5.3
Destino	208.3	223.6	219.2	220.1	218.3	220.9	221.1	222.6	215.8	213.1	204.3	197.6	190.2	189.5	182.6	179.3	- 1.0
Demanda interna	40.2	41.4	41.3	41.5	43.7	43.9	44.3	44.7	45.0	45.4	45.8	46.1	46.4	46.8	47.0	47.3	1.1
Sector agropecuario	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	4.2
Sector autotransporte	3.7	4.0	4.2	4.4	4.5	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.5	4.4	1.3
Sector industrial	3.2	1.6	1.2	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	- 4.4
Sector petrolero	2.5	3.6	3.8	4.0	5.9	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7
Sector residencial	22.9	25.2	25.2	25.3	25.4	25.5	25.7	25.9	26.1	26.3	26.5	26.6	26.8	27.0	27.1	27.3	1.2
Sector servicios	7.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.4	6.5	6.5	6.6	6.7	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	- 0.2
Exportación	0.2	9.4	17.8	38.6	56.8	88.6	127.1	159.0	167.9	161.3	151.4	134.7	116.9	117.7	119.3	118.2	54.3
A otras regiones	167.9	172.9	160.1	140.0	117.8	88.4	49.7	18.9	2.9	6.4	7.1	16.8	26.8	25.1	16.3	13.9	- 15.3
Variación de inventarios*	- 0.0	- 5.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

*Incluye diferencia estadística, empaque en ductos y barcos en tránsito.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAGUA, Conapo, Pemex, Sener y empresas privadas.



GLOSARIO

Autoabastecimiento	Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales, o del conjunto de los copropietarios o socios
Autotanque	Vehículo que en su chasis tiene instalado de manera permanente, un recipiente para contener gas L.P., con una capacidad máxima de 25,000 litros, para suministrar el combustible exclusivamente a recipientes no transportables en instalaciones de aprovechamiento y a estaciones de gas L.P. para carburación a través del sistema de trasiego. Son conocidos como pipas.
Bombeo neumático	Sistema artificial de producción en el cual se introducen al pozo válvulas especiales colocadas en la tubería de producción y a través de las cuales se inyecta gas a presión que mezclado con el petróleo, contribuye a que éste ascienda hasta la superficie.
Calidad del gas natural	Composición y conjunto de características físico-químicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes: poder calorífico, índice Wobbe, densidad, factor de compresibilidad, densidad relativa y puntos de rocío.
Butano	Hidrocarburos de la familia de los alcanos formados por cuatro átomos de carbono y diez de hidrógeno y que se producen por fraccionamiento de los líquidos del gas natural, de los condensados y de algunos procesos de refinación, como la destilación atmosférica del petróleo crudo, la desintegración catalítica y la reformación de naftas. Mezclado con propano, da lugar al gas licuado de petróleo.
Capacidad de refinación	Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día calendario. La capacidad por día de operación de una planta es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad por día calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas.
Carrotanque	Recipiente diseñado para trabajar a presión o en condiciones atmosféricas, montado sobre una plataforma o directamente sobre ruedas para transportarlo sobre rieles.
Ciclo combinado	Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.
Centro Procesador de Gas	Instalación de PGPB en la que se lleva a cabo el endulzamiento del gas amargo y el procesamiento del gas dulce resultante, para la extracción, mediante procesos criogénicos y de fraccionamiento, de los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural, obteniendo entre otros productos, aquellos que forman el gas L.P.

Cogeneración	Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.
Combustible	Substancia usada para producir energía calorífica a través de una reacción química o nuclear. La energía se produce por la conversión de la masa combustible a calor.
Combustibles fósiles líquidos o gaseosos	Son los derivados del petróleo crudo y gas natural tales como petróleo diáfano, gasolinas, diésel, combustóleo, gasóleo, gas L.P., butano, propano, metano, isobutano, propileno, butileno o cualquiera de sus combinaciones.
Combustibles sólidos	Son las variedades de carbón mineral y coque de petróleo cuyo contenido fijo de carbono varía desde 10% hasta 90% en peso.
Criogénica	Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas, separa y elimina cualquier componente del gas que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución, como son el dióxido de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.
Distribución	Actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica.
Distribuidor	Titular de un permiso de distribución.
Ductos	Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas natural o gas licuado.
Endulzadora	Planta en la que se separan los gases ácidos del gas natural amargo o de condensados. Es decir se eliminan los compuestos de azufre y dióxido de carbono.
Endulzamiento	Es el proceso donde se remueven los contaminantes como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. El proceso consiste en lavar el gas amargo con una solución acuosa de Dietanolamina (DEA) o Monoetanolamina (MEA). La más utilizada es la DEA dado su bajo rango de corrosión, dichas substancias absorben las citadas impurezas y en la siguiente fase del proceso la DEA o MEA se regenera con un tratamiento de vapor y se recicla, liberando el CO ₂ y el azufre absorbido en forma de ácido sulfhídrico.
Ductos o lpg-ductos	Sistemas de tuberías utilizados para el transporte de gas L.P., de conformidad con las Normas Oficiales Mexicanas.
Estación de compresión	Estación localizada cada 60 km. u 80 km. a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados.
Estación de gas L.P. para carburación	Sistema de almacenamiento en contenedores destinados exclusivamente a entregar gas L.P. para su uso en carburación de vehículos.

Fraccionamiento de líquidos.	Proceso mediante el cual se separan por destilación los condensados y los líquidos del gas, para obtener principalmente gas L.P. y gasolina
Gas ácido	Compuesto que se encuentra ocasionalmente presente en el gas natural, como el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono, otorgándole peculiaridades ácidas por sus características físicas y propiedades químicas.
Gas amargo	Gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación.
Gas asociado	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas dulce	Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.
Gas húmedo	Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.
Gas L.P. carburante	Nombre otorgado al gas L.P. usado en los vehículos con motor de combustión interna.
Gas natural	Mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.
Gas natural comprimido	Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.
Gas natural licuado	Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH ₄), que para facilitar su transporte, se licua mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica.
Gas no asociado	Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
Gas seco	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.
Gasificación	Producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.

Gasoducto	Sistema o conjunto de instalaciones que sirven para transportar el gas natural, procedente de los centros productores o de las plantas de tratamiento y utilización de gases, a los centros de distribución o a los usuarios de grandes volúmenes.
Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, Estados Unidos de América. En donde el precio del energético se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).
Importaciones por balance	Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el sistema Nacional de Gasoductos de PGPB.
Importaciones por logística	Son aquéllas que se realizan en puntos fronterizos con el fin de abastecer demanda que no puede tener acceso a producción nacional, debido a falta de infraestructura o costos de transporte.
Licuefacción del gas	Proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de -162°C , con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.
Líquidos del gas natural	Líquidos obtenidos en los separadores gas/líquido de las instalaciones de campo; en el manejo, transporte y compresión del gas natural; y en plantas de procesamiento de gas por medio de separadores. Constituidos principalmente por etano e hidrocarburos más pesados, se clasifican en condensados amargos por su contenido de ácido sulfhídrico y mercaptanos, condensados dulces por que no contienen compuestos de azufre, y estabilizados cuando se les han extraído todos los gases ligeros y CO_2 . Es la mayor fuente de etano para la industria petroquímica y de gas licuado del petróleo empleado como combustible o como materia prima petroquímica.
Lutitas	Rocas que contienen gas y petróleo que requieren fracturarse para obtenerlos
Metano	Gas que cuando se encuentra puro es incoloro, inodoro e insípido, más ligero que el aire. Su temperatura de condensación a la presión normal (1 atmósfera) es de -161.5°C , en mezcla de 5 a 15 por ciento en volumen con aire forma una mezcla explosiva. Es el primer miembro de la serie de los hidrocarburos saturados (también conocidos como parafinas o alcanos); su fórmula condensada es CH_4 . Se le conoce, incluso, como gas de los pantanos por generarse allí como producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica. Es el principal componente del gas natural, con más del 90% en volumen. También se obtiene en la destilación de la hulla.
Normas Oficiales Mexicanas	Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes sujetándose a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.



Permisionario	Titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución.
Play	Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales.
Precio al público	Precio de venta de los productos terminados a los consumidores, el cual incluye impuestos (IVA, IEPS, etc.).
Precio de referencia	Precio que se toma en los mercados relevantes para el comercio de hidrocarburos que produce o adquiere PEMEX. Dicho precio de referencia es el más representativo para simular las condiciones de competencia en un mercado abierto.
Proceso criogénico	Proceso industrial en el cual se utiliza la energía intrínseca contenida en el gas natural para que, mediante el cambio de presión súbita, se genere un abatimiento de temperatura, lográndose la recuperación a 100% de los hidrocarburos a partir del propano contenidos en el gas natural.
Propano	Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural. Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural, de los condensados y de varios procesos de refinación, tales como la destilación atmosférica del petróleo crudo, la desintegración catalítica y la reformación de naftas. Se licua con cierta facilidad comprimiéndolo, por lo cual se utiliza solo o mezclado con el butano para formar el gas L.P.
Transporte	Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales.
Usuario	Persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario.
Usuario final	Persona que adquiere gas para su consumo.
Venta de primera mano	Se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una persona moral por cuenta y orden del Estado, a un tercero.



FACTORES DE CONVERSIÓN

Gas Natural

CUADRO C. 1. EQUIVALENCIAS DE VOLUMEN

Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	metro cúbico	6.2898104	barriles
1	metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	metro cúbico	1,000	litros
1	millón de metros cúbicos	6,289.80	miles de barriles
1	millón de pies cúbicos	178.107	miles de barriles
1	pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1	Galón	0.0238	barriles
1	barril	42	Galones
1	barril	158.987304	litros

CUADRO C. 2 EQUIVALENCIAS CALORÍFICAS

Celdas de cambio	Unidad base	Factor conversión	Nueva unidad
1	Millón de toneladas de petróleo	40.4	BTU (10 ¹² unidades térmicas británicas)
1	Tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868	Gigajoules (10 ⁹ Joules)
1	Millón de toneladas de petróleo crudo equivalente	41.868	Petahoules 10 ²⁵ Joules)
1	Tonelada métrica	7.33	Barriles de petróleo
1	Barril de petróleo	5,000	Pies cúbicos de gas natural
1	Millón de metros cúbicos de gas natural	0.9	Miles de toneladas de petróleo crudo
1	Millón de pies cúbicos de gas natural	0.026	Miles de toneladas de petróleo crudo
1	Metro cúbico de gas natural	8,460,000	Calorías (para efectos de facturación de gas seco)
1	Metro cúbico de gas natural	8,967,600	Calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1	Metro cubico de kerosina	8,841,586	Kilocalorías
1	Metro cúbico de gas de alto horno	8,825,000	Calorías
1	Metro cúbico de gas de coque	4,400,000	Calorías
1	Barril de combustóleo pesado	1,593.000	Kilocalorías
1	Barril de diésel*	1,469,600	Kilocalorías
1	Tonelada de coque de petróleo	7,465,500	Kilocalorías
1	Kilogramo de gas LP (mezcla nacional)	11,823.86	Kilocalorías
1	Kilogramo de gas LP (mezcla de importación)	11,917.30	Kilocalorías
1	Tonelada de bagazo	1,684,990	Kilocalorías
1	Tonelada de carbón	4,662,000	Kilocalorías
1	Tonelada de coque de carbón	6,933,000	Kilocalorías

* Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diésel

CUADRO C. 3 EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	pie cúbico	1.03	Miles de BTU de gas natural
1	BTU	1,055.06	Joules
1	BTU	252	calorías
1	Caloría	4.1868	Joules
1	Kilocaloría	3.968254	BTU
1	petajoule($1 \cdot 10^{15}$)	0.94708	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
1	Gigajoule	239,000,000	calorías
1	Petacaloría	132.76	megawatts
1	watt hora	3,600	Joules

Gas L.P.

CUADRO C. 4 EQUIVALENCIAS DEL VOLUMEN

Volumen			
1 libra	=	0.4535	kilogramos
1 ton ³	=	0.98421	toneladas largas
1 ton ³	=	2,204.6226	libras
1 m ³	=	6.28981041	barriles
1 Mm ³	=	6,289,800	barriles
1 Mpies ³	=	178.107	barriles

CUADRO C. 5 EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

Equivalencias energéticas		
1 millón de toneladas de petróleo	=	40.4 BTU (10^{12} unidades térmicas)
1 tonelada de petróleo crudo equivalente	=	41.868 GJ
1 millón de toneladas de petróleo crudo equivalente	=	41.868 PJ
1 tonelada métrica	=	7.33 barriles de petróleo
1 barril de combustóleo	=	6,783 pies ³ de gas natural
1 barril de petróleo	=	5,000 pies ³ de gas natural
1 m ³ gasnatural	=	8,460 kilocalorías (para fact. de gas seco)
1 Mm ³ de gas natural	=	900 toneladas de petróleo crudo
1 Mpies ³ de gas natural	=	26 toneladas de petróleo crudo
1 Mcal	=	3.6791 Mpies ³ de gas

Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diésel

CUADRO C. 6 EQUIVALENCIAS CALORÍFICAS

Equivalencias caloríficas		
1 pie ³	=	1.03 MBtu de gas natural
1000 pies ³	=	1.03 MMBtu de gas natural
1 barril de gas LP*	=	1.004108149 gigacalorías
1 Btu **	=	1,055.056 J
1 Btu **	=	0.252 kcal
1 cal	=	4.1868 J
1 kcal	=	3.968254 Btu
1 Mcal	=	3,968.254 Btu
1 Gcal	=	3,968,254 Btu
1 PJ	=	947.08 barriles de petróleo crudo equivalente
1 Wh	=	3,600 J
1 GJ	=	239,000 kcal



ABREVIATURAS

bpc	Billones de pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos)
bpcd	Billones de pies cúbicos diarios (10^{12} pies cúbicos)
BTU	Unidades Térmicas Británicas
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control de Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CPG	Centro Procesador de Gas
CPQ	Complejo Petroquímico
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSF	Costo, seguro y flete
DOF	Diario Oficial de la Federación
EIA	Energy Information Administration
EPE	Empresas Productivas del Estado
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
Gas L.P.	Gas Licuado de Petróleo
Gcal	Gigacaloría
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
Ídem	El mismo, lo mismo
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo

INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
Km	Kilómetros
mbd	miles de barriles diarios
mbdge	Miles de barriles diarios de gasolina equivalente
mbdglpe	Miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente
mm ³ d	Miles de metros cúbicos diarios
mmm ³	Millones de metros cúbicos
mmm ³ d	Millones de metros cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mmpcdgne	Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente
mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
mt	Miles de toneladas
mta	Miles de toneladas anuales
MW	Megawatts
n.a.	No aplica
NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PGPB	PEMEX Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
PPQ	PEMEX Petroquímica
PR	PEMEX Refinación
SENER	Secretaría de Economía
SE	Secretaría de Energía
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos



SNR	Sistema Nacional de Refinación
STNI	Sistema de Transporte Nacional Integrado
tmca	Tasa media de crecimiento anual
US\$	Dólares americanos
VPM	Ventas de Primera Mano