

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL Y GAS L.P. 2015 - 2029



Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P.

2015-2029



México, 2015

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).

En portada, Gasoducto Topolobampo y Ramal Tula

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

2015, Secretaría de Energía.

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

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Reguladora de Energía

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

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

Subsecretaría de Hidrocarburos

Petróleos Mexicanos

Instituto Mexicano del Petróleo

Energía Costa Azul

Gas del Litoral

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Terminal KMS de GNL

Índice

Índice	5
Índice de Cuadros	8
Índice de Figuras	10
Presentación	13
Introducción	14
1. Capítulo Uno Marco Regulatorio de Gas Natural y Gas L.P.	15
Resumen Ejecutivo.....	15
1.1. Avance de la Reforma Energética en materia de Hidrocarburos	17
1.2. Marco Jurídico en Materia de Hidrocarburos	18
1.2.1. Ley de Hidrocarburos	19
1.2.2. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	19
1.2.3. Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.....	20
1.2.4. Ley de Petróleos Mexicanos	20
1.2.5. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética	21
1.2.6. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.....	22
1.2.7. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.....	23
1.3. Actividades de la cadena de valor de gas natural y gas L.P.	24
1.3.1. Actividades de Exploración y Extracción de gas	24
1.3.2. Procesamiento de gas natural y gas L.P.	25
1.3.3. Almacenamiento	26
1.3.4. Transporte	27
1.3.5. Distribución	30
1.3.6. Comercialización de gas natural y gas L.P.	31
2. Capítulo Dos Mercado de Gas Natural	33
Resumen Ejecutivo.....	33
2.1. Mercado Internacional de Gas Natural	36
2.1.1. Demanda de Gas Natural	36
2.1.2. Producción de Gas Natural	37
2.1.3. Reservas de Gas Natural	39
2.1.4. Comercio exterior de Gas Natural	41
2.1.5. Mercado gas natural prospectivo	43

2.2. Mercado Nacional de Gas Natural	46
2.2.1. Demanda Nacional	46
2.2.2. Demanda de gas natural por sector	46
2.2.3. Demanda regional de gas natural.....	51
2.2.4. Oferta de Gas Natural	53
2.2.5. Infraestructura de Gas Natural	58
2.2.6. Precio de gas natural	63
2.2.7. Comercio Exterior de Gas Natural.....	64
2.2.8. Balance Nacional de Gas Natural	65
2.3. Prospectiva de Gas Natural.....	67
2.3.1. Demanda nacional	67
2.3.2. Demanda sectorial	68
2.3.3. Demanda regional y estatal.....	76
2.3.4. Oferta de gas natural	78
2.3.5. Infraestructura.....	86
2.3.6. Comercio exterior	88
2.3.7. Balance nacional 2015-2029.....	89
3. Capítulo Tres Mercado de Gas L.P.....	91
Resumen Ejecutivo.....	91
3.1. Mercado internacional de Gas L.P.....	93
3.1.1. Demanda de Gas L.P.	93
3.1.2. Producción de Gas L.P.	96
3.1.3. Impactos de la producción de gas L.P. de EUA en el mercado internacional.....	97
3.1.4. Comercio de gas L.P.....	98
3.2. Mercado Nacional de Gas L.P.	100
3.2.1. Demanda Nacional de gas L.P. por sector	100
3.2.2. Demanda Regional y estatal de gas L.P.....	103
3.2.3. Producción Nacional de Gas L.P.	104
3.2.4. Infraestructura de Gas L.P.	105
3.2.5. Comercio de Gas L.P.	108
3.2.6. Precios de Gas L.P.....	109
3.2.7. Balance de gas L.P.....	109
3.3. Mercado Nacional Prospectivo de Gas L.P.....	111
3.3.1. Demanda Nacional de gas L.P. por sector	111
3.3.2. Demanda Regional y estatal de gas L.P.....	117
3.3.3. Producción de gas L.P.	118
3.3.4. Comercio de Gas L.P.....	119

3.3.5. Balance de gas L.P.....	120
4. Capítulo Cuatro Análisis de Sensibilidad de Gas Natural.....	122
4.1. Antecedentes.....	122
4.2. Infraestructura de transporte considerada.....	123
4.3. Mercado nacional de gas natural, Escenario Oferta Máximo, 2014-2029.....	123
4.4. Mercado nacional de gas natural, Escenario Oferta Mínima, 2014-2029	125
4.5. Implicaciones de una oferta mínima vs una expansión en la Red Nacional de Gasoductos, 2014-2029	127
Anexos de Gas Natural	129
Anexos de Gas L.P.....	149
Glosario	157
Factores de conversión.....	161
Abreviaturas	165

Índice de Cuadros

CUADRO 2. 1 RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL, 2014	39
CUADRO 2. 2 PRODUCCIÓN DE GAS 2000-2040	45
CUADRO 2. 3 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE 2004-2014	48
CUADRO 2. 4 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL, 2004-2015*	53
CUADRO 2. 5 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL DESCUBIERTOS EN 2014	55
CUADRO 2. 6 EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 2004-2014	56
CUADRO 2. 7 PROCESO DE GAS NATURAL, PRODUCCIÓN DE GAS SECO ¹ Y GAS DIRECTO DE CAMPOS, 2004-2014	58
CUADRO 2. 8 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL A DICIEMBRE DE 2014	58
CUADRO 2. 9 DATOS Y COMPROMISOS QUINQUENALES DE LOS PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN, AL CIERRE DE 2014	62
CUADRO 2. 10 PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL, 2014	63
CUADRO 2. 11 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2004-2014	66
CUADRO 2. 12 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2014-2029	68
CUADRO 2. 13 DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO POR MODALIDAD, 2014 -2029	69
CUADRO 2. 14 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014-2029	70
CUADRO 2. 15 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014-2029	71
CUADRO 2. 16 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2014-2029	72
CUADRO 2. 17 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2014-2029	73
CUADRO 2. 18 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS	73
CUADRO 2. 19 DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2014-2029	75
CUADRO 2. 20 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2014-2029	76
CUADRO 2. 21 PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA CONTEMPLADOS EN EL PLAN QUINQUENAL, 2015-2019	86
CUADRO 2. 22 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2014-2029	90
CUADRO 3. 1 COMERCIO DE GAS L.P. A 2015	98
CUADRO 3. 2 VENTAS INTERNAS DE GAS L.P. POR ESTADO Y REGIÓN, 2004-2014	103
CUADRO 3. 3 PRODUCCIÓN DE GAS L.P. EN PGPB, 2004-2014	105
CUADRO 3. 4 PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS L.P. OTORGADOS POR LA SENER*	106
CUADRO 3. 5 BALANCE NACIONAL DE GAS L.P., 2004-2014	110
CUADRO 3. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014-2029	115
CUADRO 3. 7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014-2029	117

CUADRO 3. 8 DEMANDA DE GAS LP POR REGIÓN Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2014-2029	118
CUADRO 3. 9 BALANCE NACIONAL DE GAS L.P., 2014-2029	121
CUADRO 4. 1 BALANCE DE GAS NATURAL SECO EN ESCENARIO MÁXIMO, 2014-2029.....	123
CUADRO 4. 2 BALANCE DE GAS NATURAL SECO EN ESCENARIO MÍNIMO, 2014-2029	125

Índice de Figuras

FIGURA 1. 1 CRONOLOGÍA DEL AVANCE DE LA REFORMA ENERGÉTICA.....	18
FIGURA 1. 2 MARCO JURIDICO EN EL MERCADO DE HIDROCARBUROS.....	18
FIGURA 1. 3 ACTIVIDADES DE LA SENER Y CNH RESPECTO A LAS ASIGNACIONES	24
FIGURA 1. 4 ACTIVIDADES DE LA SENER Y CNH RESPECTO A LOS CONTRATOS	25
FIGURA 1. 5 ACTIVIDADES DE LA SENER EN MATERIA DE PROCESAMIENTO DE GAS.....	26
FIGURA 1. 6 ACTIVIDADES DE LA SENER EN MATERIA DE ALMACENAMIENTO DE GAS	26
FIGURA 1. 7 ACTIVIDADES DE LA SENER Y LA CRE EN EL SERVICIO DE SISTEMAS INTEGRADOS	28
FIGURA 1. 8 ACTIVIDADES DE LOS GESTORES DE LOS SISTEMAS INTEGRADOS	28
FIGURA 1. 9 CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS.....	29
FIGURA 1. 10 ACTIVIDADES DE LA CRE EN MATERIA DE DISTRIBUCIÓN	30
FIGURA 1. 11 PROGRAMA DE APERTURA DE PRECIOS DE GAS L.P.....	31
FIGURA 2. 1 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2014.....	37
FIGURA 2. 2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2014.....	38
FIGURA 2. 3 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL	42
FIGURA 2. 4 PRECIOS DE GAS NATURAL (HENRY HUB) EN DIFERENTES CASOS	43
FIGURA 2. 5 DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL PROSPECTIVA 2000-2040.....	44
FIGURA 2. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2014.....	46
FIGURA 2. 7 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR.....	46
FIGURA 2. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES SECTOR ELECTRICO, 2014	47
FIGURA 2. 9 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014.....	49
FIGURA 2. 10 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014.....	50
FIGURA 2. 11 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2014.....	50
FIGURA 2. 12 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2014	51
FIGURA 2. 13 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2014.....	52
FIGURA 2. 14 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA.....	54
FIGURA 2. 15 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL ASOCIADO Y NO ASOCIADO, 2003-2013.....	57
FIGURA 2. 16 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GAS NATURAL	60
FIGURA 2. 17 PRECIOS DE REFERENCIA (VENTA DE PRIMERA MANO EN REYNOSA) DE GAS NATURAL, 2010-2013	63
FIGURA 2. 18 PUNTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL, 2014.....	65
FIGURA 2. 19 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2004-2029.....	67

FIGURA 2. 20 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2014-2029.....	68
FIGURA 2. 21 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2014 Y 2029.....	70
FIGURA 2. 22 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS (BASE=2002), 2014-2029	74
FIGURA 2. 23 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIO MÍNIMO 2015-2029	79
FIGURA 2. 24 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIO MÁXIMO 2015-2029.....	80
FIGURA 2. 25 PRODUCCIÓN DE GAS POR UBICACIÓN, ESCENARIO MÍNIMO 2015-2029	81
FIGURA 2. 26 PRODUCCIÓN DE GAS POR UBICACIÓN, ESCENARIO MÁXIMO 2015-2029.....	82
FIGURA 2. 27 ESCENARIO MÍNIMO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR PROYECTOS, 2015-2029	83
FIGURA 2. 28 ESCENARIO MÍNIMO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR PROYECTOS, 2015-2029.....	83
FIGURA 2. 29 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN ESCENARIO MÍNIMO, 2015-2029	84
FIGURA 2. 30 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN ESCENARIO MÁXIMO, 2015-2029	85
FIGURA 2. 31 RED DE GASODUCTOS 2015-2019	87
FIGURA 2. 32 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2014-2029	88
FIGURA 3. 1 CONSUMO POR REGIÓN DE GAS L.P., 2010-2019.....	94
FIGURA 3. 2 PRODUCCIÓN POR REGIÓN DE GAS L.P., 2010-2019.....	96
FIGURA 3. 3 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL Y GAS L.P. POR SECTOR.....	100
FIGURA 3. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2014.....	100
FIGURA 3. 5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2014	101
FIGURA 3. 6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2014	102
FIGURA 3. 7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014	102
FIGURA 3. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014.....	103
FIGURA 3. 9 INFRAESTRUCTURA PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS L.P.	105
FIGURA 3. 10 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS L.P., 2014.....	107
FIGURA 3. 11 COMERCIO EXTERIOR DE GAS LP EN MÉXICO, 2014	108
FIGURA 3. 12 PRECIOS DE VPM Y PÚBLICO DE GAS L.P., 2004-2014.....	109
FIGURA 3. 13 DEMANDA NACIONAL DE GAS L.P., 2004-2029	111
FIGURA 3. 14 DEMANDA INTERNA DE GAS L.P.* POR SECTOR, 2014-2029	111
FIGURA 3. 15 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2014-2029	112
FIGURA 3. 16 AHORRO DE GAS LP EN EL CONSUMO RESIDENCIAL POR MEJORAS TÉCNICAS Y CAMBIO EN LOS PATRONES DE CONSUMO, 2014-2029.....	113
FIGURA 3. 17 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2014-2029.....	113
FIGURA 3. 18 AHORRO DE GAS LP EN EL SECTOR SERVICIOS POR TIPO DE EQUIPO, 2014-2029	114
FIGURA 3. 19 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2029	115
FIGURA 3. 20 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS L.P. Y PIB DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA, 2014-2029.....	116

FIGURA 3. 21 PRODUCCIÓN DE GAS L.P. 2014-2029	119
FIGURA 3. 22 COMERCIO EXTERIOR DE GAS L.P., 2014-2029.....	119
FIGURA 4. 1 COMPARACIÓN DEMANDA Y PRODUCCION DE GAS SECO, ESCENARIO MÁXIMO, 2014 2029	124
FIGURA 4. 2 BALANCE COMERCIAL DE GAS SECO EN ESCENARIO MÁXIMO, 2014-2029	124
FIGURA 4. 3 COMPARACIÓN DEMANDA Y PRODUCCION DE GAS SECO, ESCENARIO MÍNIMO, 2014 2029	125
FIGURA 4. 4 BALANCE COMERCIAL DE GAS SECO EN ESCENARIO MÍNIMO, 2014-2029.....	126
FIGURA 4. 5 COMPARACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN LOS ESCENARIOS MÁXIMO Y MÍNIMO....	126
FIGURA 4. 6 CONSUMO ADICIONAL DE GAS ESCENARIOS CON Y SIN NUCLEOELÉCTRICA	127

Presentación

La transición energética es un cambio que se está dando a nivel mundial, al migrar del uso masivo de energías fósiles hacia las energías limpias, pasando por el uso más intensivo del gas natural. En este sentido el gas natural, se ha constituido como un combustible de transición fundamental para el país. La exploración y extracción de este hidrocarburo, así como la infraestructura de transporte para llevarlo a las distintas regiones, impulsarán las actividades del resto de la cadena de valor, como, la transformación y producción de petroquímicos y fertilizantes, la industria y, principalmente, la generación eléctrica.

Uno de los compromisos de la Administración del Presidente Enrique Peña Nieto, es impulsar el crecimiento y desarrollo óptimo del sector energético, por lo que, el 20 de diciembre de 2013, se promulgo la Reforma Energética, la cual es uno de los cambios más importantes de las últimas décadas. Un ejemplo claro de los resultados de la Reforma, es la creación de una obra de infraestructura extraordinaria, la Red Nacional de Gasoductos. Con este fin, se construyen cerca de 10 mil kilómetros adicionales, que permitirán transportar gas natural a lugares que antes carecían de él y reducir el uso de diésel y combustóleo en la generación de electricidad, con beneficios ambientales y de reducción de las tarifas eléctricas.

Con la nueva red, se contará con un sistema de suministro integrado a las redes de Estados Unidos de América, lo cual permitirá acceder al gas de yacimientos de lutitas del sur de Texas y los que se abran en el norte de México, aprovechando las condiciones de precio del mercado regional. En resumen, se habrá incrementado el acceso al gas natural para generar electricidad y para promover competitivamente a las empresas nacionales

La planeación indicativa contenida en este documento, considera los avances obtenidos en el último año como: la publicación, en diciembre de 2014, de la primera convocatoria de cinco que conforman la Ronda Uno, y los resultados de las licitaciones llevadas a cabo hasta el momento. Hacia el futuro, se considera lo previsto en el Plan Quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019 el cual es un pilar fundamental de la política energética del sector hidrocarburos y uno de los instrumentos clave para la implementación de la Reforma Energética. Con ello se da cumplimiento a tres metas principales: maximizar la participación de empresas en las licitaciones, aumentar la producción de hidrocarburos e incrementar la tasa integral de restitución de reservas, y contribuir a la generación del conocimiento del subsuelo.

De igual manera, para asegurar un abasto confiable, seguro y a precios competitivos de gas natural en todo el país, el 14 de octubre del presente año, se llevó a cabo la presentación del *Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019*, el cual constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado. Este documento fue tomado como base en lo referente a infraestructura de gas natural presentada en esta prospectiva.

El presente documento constituye una herramienta de planeación indicativa de las industrias de gas natural y gas L.P. En el mismo, se muestran las necesidades futuras del país, así como los proyectos, que permitirán contar con un abasto confiable de éstos combustibles en todo el territorio nacional, bajo un esquema de libre acceso, competencia, con reglas claras y transparentes. Con ello, la política energética adquiere un enfoque integral y participativo que responde a los requerimientos e inquietudes de la sociedad en general, compañías; así como de los gobiernos locales expertos y académicos.

Introducción

En los últimos años el gas natural, se ha convertido en un elemento clave para el desarrollo de la industria y la generación eléctrica; mientras que el gas L.P. es el principal combustible que se utiliza en los hogares. La importancia de ambos combustibles en el desarrollo nacional, hace necesario contar con una herramienta de planeación indicativa, que coadyuve en la toma de decisiones en estos mercados y permita evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de ambos combustibles en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado. La elaboración de esta Prospectiva es el resultado de la participación colaborativa de distintas dependencias del Gobierno Federal.

El documento, está integrado por cuatro capítulos en los que se presenta el comportamiento histórico y prospectivo del mercado, tanto de gas natural, como se gas L.P.

En el primer 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 los avances que se han tenido a partir de la Reforma Energética, los cuales se toman como base en la planeación indicativa del mercado de gas natural y gas L.P.

El segundo capítulo, presenta el comportamiento del mercado de gas natural, en temas como demanda, producción, reservas, infraestructura y comercio. Este capítulo está dividido en tres secciones, en la primera sección se describe el mercado internacional; la segunda sección aborda el comportamiento del mercado nacional en el periodo de 2004-2014; finalmente, en la sección tres se presentan las estimaciones de la oferta y demanda del gas natural en el periodo 2014-2029.

En el tercer capítulo, se describe el comportamiento de la demanda, producción, infraestructura y comercio de gas L.P. El capítulo se divide en tres secciones. La primera sección describe el mercado internacional de este combustible; en la segunda sección se aborda el comportamiento histórico del mercado nacional a lo largo del periodo de 2004-2014; y, en la tercera sección, se presenta el comportamiento del mercado de gas L.P. en el periodo 2014-2029.

Finalmente, en el capítulo cuatro se presenta un análisis de sensibilidad para el gas natural, en el que se describen dos escenarios de producción de gas (máximo y mínimo), y las repercusiones que cada uno de estos escenarios tendría en el mercado de gas natural en los próximos años. De igual manera, se presenta una evaluación del escenario de oferta mínima vs la expansión de la Red Nacional de Gasoductos.

El conocimiento de la información contenida en el presente documento es de vital importancia tanto para nuestra sociedad como para el sector privado pues, al obtener una visión de mediano y largo plazo sobre el desarrollo de estos mercados, se brinda certidumbre a la industria y se incentiva una mayor participación. Con ello, se encamina el rumbo del sector hacia las metas propuestas que representan los pilares de la Reforma Energética, en beneficio de nuestro país.

Capítulo Uno Marco Regulatorio de Gas Natural y Gas L.P.

Resumen Ejecutivo

El 20 de diciembre del 2013, se publicó el Decreto de Reforma Constitucional, con la que se consolida la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo y la rectoría del Estado en la industria energética. Adicionalmente, se contempla un modelo de contratación en la exploración y extracción de hidrocarburos, en la que se permite la inversión privada y la competencia en actividades de transporte y transformación industrial de hidrocarburos. Los avances que se han tenido a partir de la Reforma energética, han sido pieza clave para el desarrollo del país, entre los principales se encuentran:

La suscripción de un convenio para la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, se llevó a cabo el 30 de septiembre de 2014. Este Fondo tiene como fin, recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos, con excepción de los impuestos, en términos de lo dispuesto Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

La asignación de campos, a Pemex, mediante la Ronda Cero; cuyo resultado se presentó el 13 de agosto de 2014, con la que se fortalece a esta empresa, dotándolo recursos para poder asegurar sus niveles de producción de forma eficiente.

El 11 de agosto de 2014 se publicaron las leyes secundarias donde se reformaron 12 y se expidieron nueve, con el fin de fortalecer la Reforma Constitucional, asimismo el 31 de octubre de 2014 se publicaron las leyes reglamentarias.

En cuanto a la exploración y extracción de hidrocarburos, el 11 de diciembre de 2014 se publicó la primera convocatoria de licitación de la Ronda Uno, y cuya licitación y asignación de los bloques se presentaron el 15 de julio, resultando como ganador de dos bloques, el consorcio integrado por las empresas Premier Oil LLC, Sierra Oil and Gas y Talos Energy.

La segunda convocatoria de licitación de la Ronda Uno fue publicada el 27 de febrero de 2015, y el resultado de esta se llevó a cabo el 30 de septiembre del presente año, en el que se asignaron tres contratos en la modalidad de producción compartida a los licitantes: ENI International, y los consorcios formados por E&P Hidrocarburos y Panamerican Energy, por una parte, y la mexicana de Grupo BAL, Petrobal, con la estadounidense Fieldwood Energy.

La tercera convocatoria de licitación de la Ronda Uno se presentó el 12 de mayo de 2015, en la que se licitaron, 26 áreas contractuales terrestres para la extracción de hidrocarburos en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Chiapas.

Por otra parte, se han publicado documentos que son una herramienta para la planeación en materia de energía entre los cuales se encuentra: el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico, publicado el 30 de junio de 2015, el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019, cuya presentación se llevó a cabo el 02 de julio; y el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, presentado el 14 de octubre del presente año.

Finalmente, el pasado 29 de octubre, Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco-Hermosillo.

Para fortalecer la Reforma Energética, se expidieron leyes, reglamentos y decretos, como son: La Ley de Hidrocarburos, Ley de ingresos sobre Hidrocarburos, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Ley de Petróleos Mexicanos, Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Decreto por la que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural.

Asimismo, las actividades de la cadena de valor tanto de gas natural como de gas licuado de petróleo (gas L.P.) están reguladas principalmente por la Ley de Hidrocarburos, en la que se explica las diferentes actividades que las Secretarías y los Órganos Reguladores, tienen que realizar para poder llevar a buen término lo estipulado en dicha Ley.

1.1. Avance de la Reforma Energética en materia de Hidrocarburos

El 20 de diciembre del 2013 se publicó el Decreto de Reforma Constitucional, con la que se consolida la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo y la rectoría del Estado en la industria energética. Adicionalmente, se contempla un modelo de contratación en la exploración y extracción de hidrocarburos, en la que se permite la inversión privada y la competencia en actividades de transporte y transformación industrial de hidrocarburos.

A raíz de esta Reforma, el 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) solicitó la asignación de campos con el fin de tener una cartera balanceada de proyectos, tanto en las áreas de extracción, como en las áreas de exploración. La Ronda Cero cuyos resultados se presentaron el 13 de agosto de 2014, tuvo la finalidad de fortalecer a Pemex, dotándolo recursos para poder asegurar sus niveles de producción de forma eficiente.

El 11 de agosto de 2014 se publicaron las leyes secundarias donde se reformaron 12 y se expidieron nueve, con el fin de fortalecer la Reforma Constitucional. Con base en estas leyes, el 30 de septiembre de 2014, se suscribió el convenio para la creación del Fondo Mexicano del Petróleo y el 31 de octubre se publicaron las leyes reglamentarias.

El 11 de diciembre de 2014 se publicó la primera convocatoria de licitación de la Ronda Uno, donde se licitaron 14 áreas para la exploración de hidrocarburos. La segunda licitación fue publicada el 27 de febrero de 2015, en la que se licitaron 5 áreas para la extracción, y finalmente el 12 de mayo de 2015 se publicó la tercera convocatoria de la ronda uno, donde se licitaron 25 áreas contractuales terrestres para la extracción de hidrocarburos en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Chiapas. De estas áreas, 17 serán para obtener aceite y gas asociado y 8 para gas no asociado, con una superficie total de 807 kilómetros cuadrados.

En este sentido, el pasado 15 de julio se llevó a cabo la primera licitación de contratos para la exploración y la extracción de hidrocarburos a la primera convocatoria de la Ronda Uno, donde se asignaron dos de los 14 bloques licitados al consorcio integrado por las empresas Premier Oil LLC, Sierra Oil and Gas y Talos Energy. En la segunda licitación, llevada a cabo el 30 de septiembre del presente año, se asignaron tres de los cinco bloques licitados, a los licitantes: ENI International, y los consorcios formados por E&P Hidrocarburos y Panamerican Energy, por una parte, y la mexicana de Grupo BAL, Petrobal, con la estadounidense Fieldwood Energy.

Por otra parte, el pasado 30 de junio se realizó la presentación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico, que sustituye al Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) e incluye las instalaciones y registros de centrales eléctricas, así como los proyectos para la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución. Este programa dará una estimación de cuáles son las tecnologías de generación eléctrica que se instalarán hacia el futuro y en donde pueden ubicarse. A partir de ello, se podrá calcular la demanda de combustibles, p.e. gas, así como la infraestructura requerida para suministrarlos.

Asimismo, el 02 de julio se presentó el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019, el cual contiene la información estratégica de las áreas a licitar, misma que se traduce en las nuevas oportunidades de inversión en la industria de hidrocarburos en México, al tiempo que promueve la coordinación entre el sector industrial nacional e internacional.

El 14 de octubre del presente año, se llevó a cabo la presentación del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, el cual constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado.

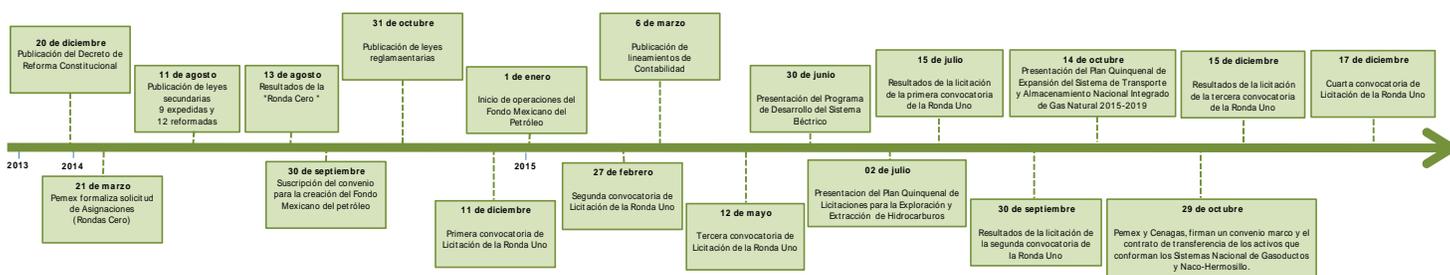
El pasado 29 de octubre, Pemex y el firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco-Hermosillo.

El 15 de diciembre del presente año se llevó a cabo la tercera licitación de la Ronda Uno, en la cual se adjudicó el 100% de los campos concursados (25 campos), de éstos, 17 campos son de aceite y 8 de gas en la Cuenca de Burgos.

Finalmente, la cuarta convocatoria de la Ronda Uno, se llevó a cabo el 17 de diciembre, en la que se presentan diez áreas contractuales en aguas profundas; de éstas, seis bloques exploratorios se ubican en la Cuenca Salina del Golfo de México y cuatro en el Cinturón Plegado Perdido.

La cronología del avance de la reforma energética a diciembre de 2015 se muestra en la siguiente figura.

FIGURA 1. 1 CRONOLOGÍA DEL AVANCE DE LA REFORMA ENERGÉTICA



Fuente: SENER

1.2. Marco Jurídico en Materia de Hidrocarburos

A raíz de la publicación de la Reforma Energética, se establecieron iniciativas con el fin de reglamentar la industria de los hidrocarburos, por lo que se expedieron diversas leyes que tienen como fin implementar las disposiciones legales de la Ley de Hidrocarburos, y diversos instrumentos expedidos, así como para llevar a cabo las actividades de las llamadas "Ronda Cero" y "Ronda Uno". Asimismo, los reglamentos de la reforma energética darán certeza a los inversionistas de que el país cuenta con reglas claras, transparentes y estables, bajo principios de libre competencia y funcionamiento eficiente de los mercados obligatorios para las empresas públicas y privadas del sector. Las leyes, reglamentos y decretos del mercado de hidrocarburos se presentan en la siguiente figura.

FIGURA 1. 2 MARCO JURIDICO EN EL MERCADO DE HIDROCARBUROS

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Artículos constitucionales aplicables: 25, 27 y 28.	
Leyes	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Hidrocarburos • Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos • Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo • Ley de Petróleos Mexicanos • Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía • Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. • Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
Reglamentos	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de la Ley de Hidrocarburos • Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos • Reglamento de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial • Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos • Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos • Estatuto Orgánico del Centro de Control del Gas Natural (Cenagas)
Decretos	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto por el que se sujeta el gas licuado de petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales. • Decreto por el que se modifica y amplía la vigencia del diverso por el que se sujeta el gas licuado de petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales, publicado el 1 de enero de 2013. • Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural. • Decreto por el que se reforma el diverso por el que se crea el Instituto Mexicano del Petróleo como Organismo Descentralizado, publicado el 26 de agosto de 1965.

Fuente: SENER y CRE

1.2.1. Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos reglamenta los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Hidrocarburos. En esta Ley se especifica que corresponde a la Nación la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los Hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional. Esta Ley tiene por objeto regular las siguientes actividades en territorio nacional:

- El Reconocimiento y Exploración Superficial, y la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- El Tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, Transporte y Almacenamiento del Petróleo;
- El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Gas Natural;
- El Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Petrolíferos,
- El Transporte por ducto y el Almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos, de Petroquímicos.

Asimismo se establece que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se consideran estratégicas y que sólo la Nación las llevará a cabo, por conducto de asignatarios y contratistas. Por otra parte se especifica que las actividades de reconocimiento y exploración superficial, podrán ser llevadas a cabo por Pemex, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, así como por cualquier persona, previa autorización o permiso, en los términos de la Ley de Hidrocarburos y de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de cualquier otra regulación que se expida¹.

1.2.2. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

La ley de Ingresos sobre Hidrocarburos tiene como objetivo, establecer el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, que se realicen a través de las asignaciones y contratos, así como las contraprestaciones que se establecerán en los contratos. Asimismo la ley establece

¹ Ley de Hidrocarburos, <http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>

las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos y las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de los recursos.

Adicionalmente se establece que el Estado Mexicano percibirá ingresos por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos conforme a lo siguiente:

- Por contrato, las contraprestaciones establecidas a favor del Estado en cada Contrato de conformidad con Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;
- Por asignación, los derechos a que se refiere el Título Tercero de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y
- El impuesto sobre la renta que causen los contratistas y asignatarios por las actividades que realicen en virtud de un contrato o una asignación.

Los ingresos que se obtendrán mediante contratos y asignaciones, serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo, conforme a lo señalado en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, en cada contrato y en las demás disposiciones aplicables. Dichos ingresos se exceptúan de las reglas de concentración contenidas en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate y demás disposiciones jurídicas aplicables².

1.2.3. Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

La Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo establece las normas para la constitución y operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, el cual tiene como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos, con excepción de los impuestos, en términos de lo dispuesto Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En esta Ley se especifica que el patrimonio del Fondo Mexicano del Petróleo se constituirá por:

- Los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos;
- El producto de las inversiones que se deriven de los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo, y
- Las donaciones o cualquier tipo de aportaciones provenientes de cualquier persona física o moral.

Asimismo se establece que para todos los efectos legales, los recursos que conforman el patrimonio del Fondo Mexicano del Petróleo serán considerados de naturaleza federal, imprescriptibles e inembargables³.

1.2.4. Ley de Petróleos Mexicanos

La Ley de Petróleos Mexicanos, tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la Empresa Productiva del Estado (Pemex). En esta Ley se establece que Pemex es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión.

Asimismo se establece que Pemex tiene como fin:

- Desarrollar actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario,
- Actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental,
- Procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional

² Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, <http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>

³ Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, <http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>

- Llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización. Adicionalmente, Pemex podrá llevar a cabo las actividades siguientes:

La refinación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución, venta, exportación e importación de petróleo e hidrocarburos y los productos que se obtengan de su refinación o procesamiento y sus residuos, y la prestación de servicios relacionados con dichas actividades;

El procesamiento de gas y las actividades industriales y comerciales de la petroquímica;

El desarrollo y ejecución de proyectos de ingeniería, investigación, actividades geológicas, geofísicas, supervisión, prestación de servicios a terceros y todas aquellas relacionadas con la exploración, extracción y demás actividades que forman parte de su objeto, a precios de mercado;

La investigación, desarrollo e implementación de fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos que le permitan cumplir con su objeto, así como la generación y comercialización de energía eléctrica conforme a las disposiciones aplicables;

La investigación y desarrollo tecnológicos requeridos para las actividades que realice en las industrias petrolera, petroquímica y química, la comercialización de productos y servicios tecnológicos resultantes de la investigación, así como la formación de recursos humanos altamente especializados; estas actividades las podrá realizar directamente, a través del Instituto Mexicano del Petróleo, o a través de cualquier tercero especializado;

El aprovechamiento y administración de inmuebles, de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga;

La comercialización de productos de fabricación propia a través de redes de comercialización, así como la prestación de servicios vinculados a su consumo o utilización;

La adquisición, tenencia o participación en la composición accionaria de sociedades con objeto similar, análogo o compatible con su propio objeto, y

Las demás actividades necesarias para el cabal cumplimiento de su objeto.

Pemex podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí mismo; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional, todo ello en términos de lo señalado en la Ley de Petróleos mexicanos y las demás disposiciones jurídicas aplicables.

1.2.5. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía, reglamenta el párrafo octavo del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la organización y funcionamiento de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y establecer sus competencias⁴.

Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética son las dependencias del Poder Ejecutivo Federal:

- I. La Comisión Nacional de Hidrocarburos, y
- II. La Comisión Reguladora de Energía.

Estos Órganos tendrán autonomía técnica, operativa y de gestión. Contarán con personalidad jurídica y podrán disponer de los ingresos derivados de los derechos y los aprovechamientos que se establezcan por los servicios que prestan conforme a

⁴ Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, <http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>

sus atribuciones y facultades. Adicionalmente deberán coordinarse con la Secretaría de Energía y demás dependencias, mediante el Consejo de Coordinación del Sector Energético.

El consejo de Coordinación del Sector Energético, estará integrado por:

- El Titular de la Secretaría de Energía;
- Los Comisionados Presidentes de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;
- Los Subsecretarios de la Secretaría de Energía;
- El Director General del Centro Nacional de Control del Gas Natural, y
- El Director General del Centro Nacional de Control de Energía.

Las funciones del Consejo de coordinación del Sector Energético son las siguientes:

- I. Dar a conocer a los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética la política energética establecida por la Secretaría de Energía;
- II. Emitir, en su caso, recomendaciones sobre los aspectos de la política energética y programas del Ejecutivo Federal a incluir en los programas anuales de trabajo de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;
- III. Analizar, en su caso, las recomendaciones y propuestas de los Órganos Reguladores Coordinados sobre la política energética y programas del Ejecutivo Federal;
- IV. Establecer las reglas para su operación;
- V. Implementar sistemas de información compartida y de cooperación institucional, y
- VI. Analizar casos específicos que puedan afectar el desarrollo de las políticas públicas del Ejecutivo Federal en materia energética y proponer mecanismos de coordinación.

1.2.6. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Esta Ley, tiene como objetivo crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión, y esta ley se aplicará en todo el territorio nacional y zonas en las que la Nación ejerce soberanía o jurisdicción.

Esta Agencia se encargará de la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de la seguridad Industrial y Seguridad Operativa, las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones y el control integral de los residuos y emisiones contaminantes. Algunas Atribuciones de la Agencia son las siguientes:

- Regular, supervisar y sancionar en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, en relación con las actividades del Sector, incluyendo las etapas de desmantelamiento y abandono de las instalaciones, así como de control integral de los residuos y las emisiones a la atmósfera;
- Emitir las bases y criterios para que los Regulados adopten las mejores prácticas de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente que resulten aplicables a las actividades del Sector.
- Supervisar y vigilar el cumplimiento por parte de los Regulados de los ordenamientos legales, reglamentarios y demás normativa que resulten aplicables a las materias de su competencia.

- Imponer medidas de seguridad, de apremio o sanciones que resulten aplicables conforme a la legislación correspondiente;
- Expedir, suspender, revocar o negar las licencias, autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental;
- Regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, que se realizan con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos;
- Regular y supervisar la producción, transporte, almacenamiento y distribución industrial de biocombustibles, cuando estas actividades estén directamente vinculadas al proceso de mezclado o preparación de gasolinas y/o diésel, en relación con las materias de su competencia.
- Requerir a los Regulados la información y la documentación necesaria para el ejercicio de sus atribuciones, así como la exhibición de dictámenes, reportes técnicos, informes de pruebas, contratos con terceros, estudios, certificados o cualquier otro documento de evaluación de la conformidad;
- Realizar estudios de valoración económica de las externalidades ambientales y riesgos asociados a las instalaciones, actividades y operación del Sector, con base en una metodología que tome en cuenta las mejores prácticas internacionales;
- Informar a la Secretaría de Energía (SENER), a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), sobre cualquier medida o resolución que implique afectación a la producción de hidrocarburos, de sus derivados, así como al transporte, almacenamiento, distribución de los mismos, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos.

1.2.7. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, tiene como objetivo establecer las bases de la administración pública federal, y de acuerdo al artículo 33 de esta Ley, se especifica que la SENER tiene las siguientes atribuciones:

- Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente;
- Ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos; de minerales radioactivos; así como respecto del aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, transmitir, distribuir, comercializar y abastecer energía eléctrica;
- Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables.
- En materia de la industria de hidrocarburos: otorgar y revocar asignaciones a que se refiere el artículo 27 Constitucional; establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en el proceso de licitación; el diseño técnico de los contratos; establecer las áreas que podrán ser objeto de asignaciones y contratos; así como adjudicar asignaciones y otorgar permisos para el tratamiento y refinación del petróleo, y procesamiento de gas natural;
- Establecer mecanismos de coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía y el Centro Nacional de Control del Gas Natural, que propicie que las acciones de estos organismos sean compatibles con los programas sectoriales;
- Promover el ahorro de energía, regular y, en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre eficiencia energética, así como realizar y apoyar estudios e investigaciones sobre ahorro de energía, estructuras, costos, proyectos, mercados, precios y tarifas, activos, procedimientos, reglas, normas y demás aspectos relacionados;
- Proponer al Titular del Ejecutivo Federal el establecimiento de zonas de salvaguarda de hidrocarburos;

- Proponer al Titular del Ejecutivo Federal la plataforma anual de producción de petróleo y de gas, con base en las reservas probadas y los recursos disponibles, dando prioridad a la seguridad energética del país;
- Establecer la política de restitución de reservas de hidrocarburos, así como la relativa en materia de geotermia;
- Registrar y dar a conocer, con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, las reservas de hidrocarburos, conforme a los estudios de evaluación y de cuantificación, así como a las certificaciones correspondientes;
- Requerir la información necesaria para el desarrollo de sus funciones, a órganos desconcentrados, órganos reguladores coordinados, entidades paraestatales y empresas del sector y, en general, a toda persona física o moral que realice cualquiera de las actividades a que se refieren la Ley de Hidrocarburos, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear y la Ley de la Industria Eléctrica;
- Iniciar, tramitar y resolver procedimientos administrativos e imponer las sanciones que correspondan, en términos de las disposiciones aplicables;
- Fomentar y vigilar un adecuado suministro de los combustibles en el territorio nacional;

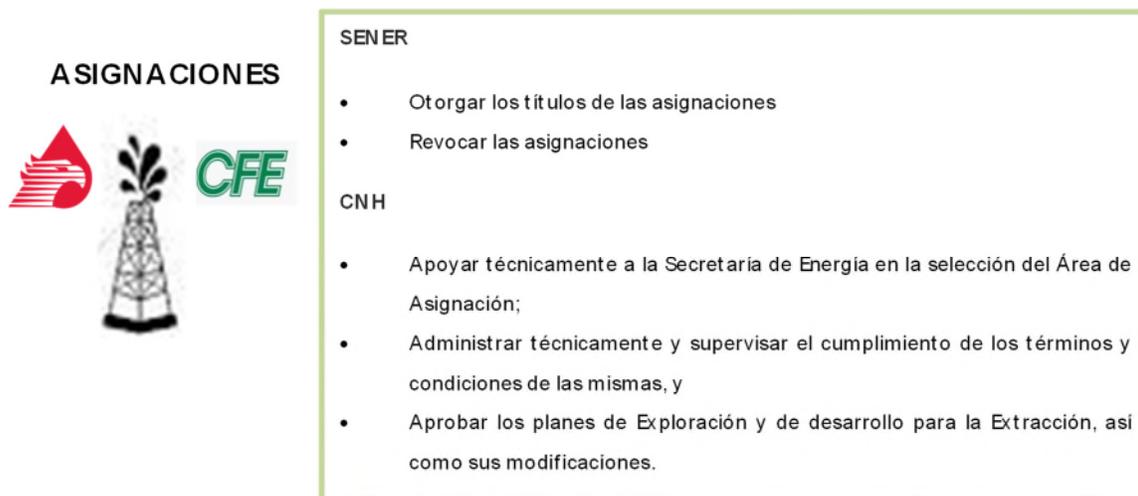
1.3. Actividades de la cadena de valor de gas natural y gas L.P.

Las actividades de la cadena de valor tanto de gas natural como de gas licuado de petróleo (gas L.P.) están reguladas principalmente por la Ley de Hidrocarburos, en la que se explica las diferentes actividades que las Secretarías y los Órganos Reguladores, tienen que realizar para poder llevar a buen término lo estipulado en dicha ley.

1.3.1. Actividades de Exploración y Extracción de gas

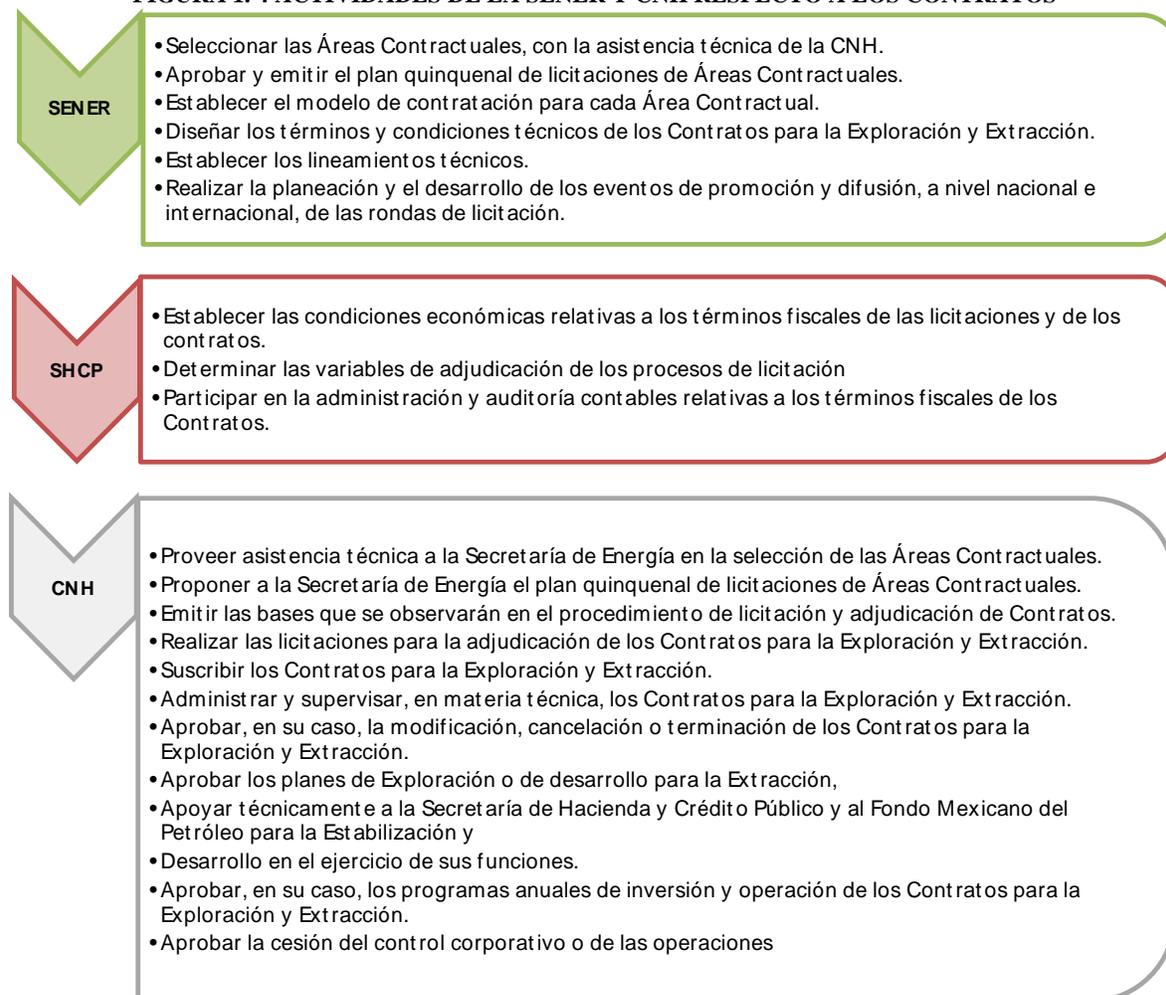
Las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos son consideradas estratégicas, y sólo la Nación las llevará a cabo en términos de la Ley de Hidrocarburos, y mediante asignatarios y contratistas. En el caso de los asignatarios, éstos serán únicamente las Empresas Productivas del Estado, y los contratistas serán las empresas privadas. Las asignaciones las realizará la SENER, y deberán de contar con la opinión favorable de la CNH, la cuál será emitida a través de un dictamen técnico. Las atribuciones de la SENER y de la CNH en materia de asignaciones se presentan en la siguiente figura:

FIGURA 1.3 ACTIVIDADES DE LA SENER Y CNH RESPECTO A LAS ASIGNACIONES



Fuente: Ley de Hidrocarburos⁵**CONTRATOS**

En el caso de los contratos, el Ejecutivo Federal, por conducto de la CNH, observando los lineamientos que al efecto establezcan, en el ámbito de sus competencias, la Sener y la SHCP, podrá celebrar Contratos para la Exploración y Extracción. Dichos contratos establecerán, invariablemente, que los Hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación⁵. Las actividades de la Sener, SHCP y la CNH con respecto a los contratos, se presentan en la siguiente figura.

FIGURA 1.4 ACTIVIDADES DE LA SENER Y CNH RESPECTO A LOS CONTRATOS

Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

1.3.2. Procesamiento de gas natural y gas L.P.

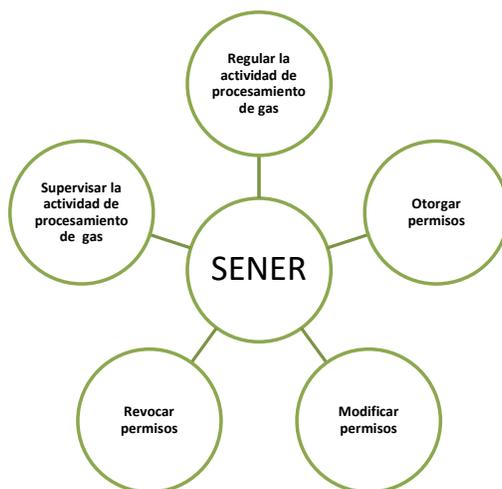
En el caso del procesamiento de gas, que comprende los procesos físicos y químicos a los cuales se somete dicho hidrocarburo para obtener petrolíferos y petroquímicos que sean susceptibles de ser comercializados o utilizados como

⁵ Artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos.

insumo para procesos de transformación industrial, esta actividad está sujeta a la obtención de permisos que se otorgan para una instalación o conjunto de instalaciones específicas y una capacidad de producción determinada, a propuesta del solicitante. En esta actividad, los permisionarios del procesamiento de gas natural serán responsables de la medición y calidad de los productos finales derivados de sus procesos, de conformidad con las normas oficiales mexicanas aplicables⁶.

En materia de procesamiento de gas natural la SENER tiene las siguientes atribuciones:

FIGURA 1. 5 ACTIVIDADES DE LA SENER EN MATERIA DE PROCESAMIENTO DE GAS



Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

1.3.3. Almacenamiento

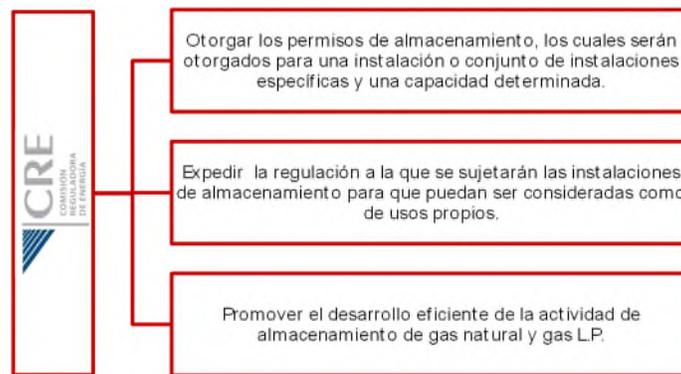
El Almacenamiento comprende la actividad de recibir hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos propiedad de terceros, en los puntos de recepción de su instalación o Sistema, conservarlos en depósito, resguardarlos y devolverlos al depositante o a quien éste designe, en los puntos de entrega determinados en su instalación o Sistema, conforme a lo señalado en las disposiciones administrativas de carácter general que emita la Comisión⁷.

En este caso, los permisionarios de almacenamiento serán responsables por la guarda del producto, desde su recepción en la instalación o sistema, hasta su entrega. Asimismo deberán de conservar la calidad y realizar la medición del producto recibido y entregado en su instalación o sistema, de conformidad con las normas oficiales mexicanas aplicables. Para esta actividad la CRE tendrá las siguientes atribuciones:

FIGURA 1. 6 ACTIVIDADES DE LA SENER EN MATERIA DE ALMACENAMIENTO DE GAS

⁶ Artículo 16 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

⁷ Artículo 20 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.



Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

1.3.4. Transporte

En el caso del transporte de hidrocarburos, éste se podrá realizar por medio de ductos, autotanques, semirremolques, carrotaques o buquetanques. El transporte de hidrocarburos por medios distintos a ductos, se sujetará a las disposiciones aplicables en materia de comunicaciones y transportes.

En esta actividad, los transportistas serán responsables por el producto que reciban, hasta su entrega al usuario final. Asimismo, deberán de conservar la calidad y realizar la medición del producto recibido y entregado en su sistema o equipos, de conformidad con las normas oficiales mexicanas.

En el caso del transporte de gas natural, el pasado 17 de octubre de 2014, la CRE otorgó al CENAGAS, un permiso para llevar a cabo la gestión y administración de manera independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en el sistema y contribuir con la continuidad del suministro de gas natural en territorio nacional.

Asimismo el 19 de febrero de 2015, la CRE autorizó a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) la cesión de su permiso de transporte de gas natural al CENAGAS. Con esta cesión, el CENAGAS se hará cargo del sistema de transporte de gas natural más importante del país, integrado por más de 8,700 km de gasoductos instalados a lo largo de todo el territorio mexicano, con una capacidad de 5,107 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Además, la CRE autorizó a PGPB la cesión del permiso de transporte de gas natural correspondiente al Sistema Naco Hermosillo (SNH), que actualmente no se encuentra interconectado al Sistema Nacional de Gasoductos. Por lo que ahora el CENAGAS será el responsable de la operación de casi nueve mil kilómetros de ductos.

Por otra parte los permisos de transporte de gas L.P. serán otorgados por la CRE, para cualquier destino del territorio nacional, conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto emita la CRE, considerando, entre otros aspectos, las características del proyecto y los compromisos de inversión que vaya a realizar el Permisionario.

Sistemas Integrados

Para las actividades de transporte y almacenamiento, se tendrá la modalidad de sistemas integrados, cuyo objetivo es ampliar la cobertura o aportar beneficios sistémicos en términos de mejoras en las condiciones de seguridad, continuidad, calidad y eficiencia en la prestación de los servicios. El sistema integrado estará conformado por los Sistemas de Transporte por Ducto y de Almacenamiento de Gas Natural que se encuentren interconectados.

La prestación de los servicios en los Sistemas Integrados se sujetará a las disposiciones de carácter general que la Comisión Reguladora de Energía CRE apruebe y expida. En este servicio la SENER y la CRE tendrán las siguientes atribuciones:

FIGURA 1.7 ACTIVIDADES DE LA SENER Y LA CRE EN EL SERVICIO DE SISTEMAS INTEGRADOS

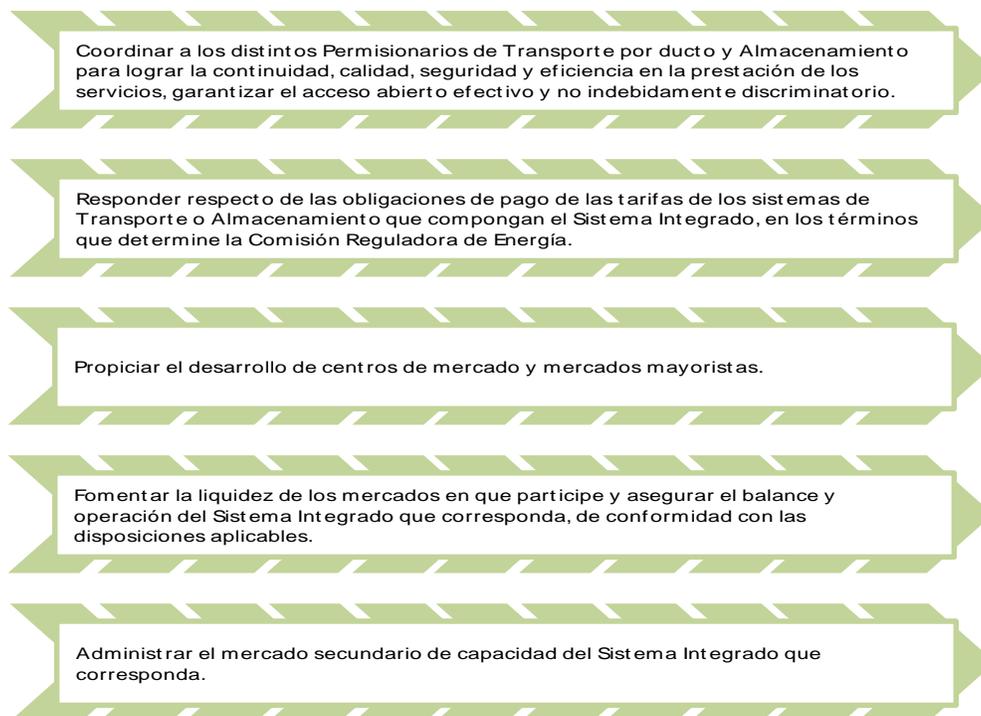
SENER	CRE
<ul style="list-style-type: none"> • Podrá requerir que se desarrollen los análisis necesarios para la conformación de Sistemas Integrados • Emitir el plan quinquenal de expansión y optimización de la infraestructura de Transporte por ducto y Almacenamiento, tomando en consideración lo propuesto por los gestores de los sistemas integrados 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprobar la creación de Sistemas Integrados. • Determinar la incorporación de nueva infraestructura a los Sistemas Integrados. • Establecer, mediante disposiciones de carácter general, las reglas de operación y los códigos de ética que eviten conflictos de interés y establezcan la separación funcional correspondiente a dichos gestores.

Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

Los sistemas integrados serán operados por un gestor⁸, que deberá tener el permiso correspondiente emitido por la CRE. Estos gestores tendrán que realizar las siguientes actividades.

FIGURA 1.8 ACTIVIDADES DE LOS GESTORES DE LOS SISTEMAS INTEGRADOS

⁸ Los gestores a que se refiere el artículo anterior podrán ser entidades públicas, privadas o público-privadas en las que podrán participar los Permisarios que conformen el Sistema Integrado. En sus actividades, dichos gestores podrán recuperar costos e inversiones, en los términos que establezca la Comisión Reguladora de Energía.



Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

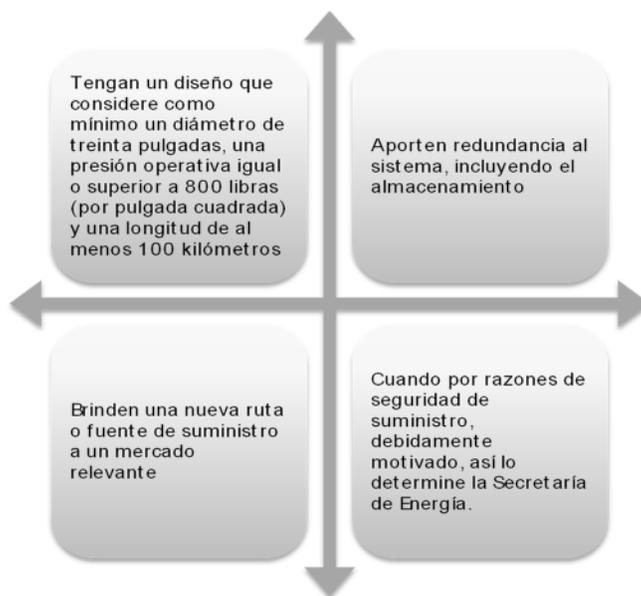
Centro Nacional de Control del Gas Natural

A partir del 28 de agosto de 2014, el CENAGAS es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, el CENAGAS tiene como objetivo garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema, para contribuir con el suministro de dicho energético en territorio nacional.

El CENAGAS tiene la facultad para instruir las acciones necesarias, a los permisionarios de transporte por ducto y del almacenamiento vinculado a ductos, para que tanto la operación diaria, como la de mediano y largo plazo del sistema, se realice en estricto apego a las obligaciones de acceso abierto, sin que se afecte en modo alguno la titularidad de los contratos de reserva de capacidad.

Asimismo, el CENAGAS deberá proponer a la SENER para su aprobación, previa opinión técnica de la CRE, un plan quinquenal de la expansión del Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural. Este plan quinquenal, deberá de contener, además de la planeación indicativa, los proyectos de cobertura social y aquellos que la SENER considere estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural. Los proyectos tendrán la naturaleza de estratégicos cuando cumplan con, al menos, alguna de las siguientes características:

FIGURA 1.9 CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS



Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

1.3.5. Distribución

La distribución comprende las actividades de adquirir recibir, guardar y, en su caso, conducir gas natural, para su expendio al público o consumo final, a sus instalaciones o las Instalaciones de aprovechamiento, según corresponda⁹. Esta distribución podrá llevarse a cabo mediante ductos, auto-tanques, vehículos de reparto, recipientes portátiles, recipientes transportables sujetos a presión, así como los demás medios que establezca la CRE en las disposiciones administrativas de carácter general que emita. En el caso de la distribución mediante ductos de gas natural, está se sujetará a la obligación de acceso abierto de acuerdo al artículo 72 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

Los permisionarios de distribución de gas L.P. podrán acordar esquemas con otros permisionarios, a fin de intercambiar sus Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables vacíos, conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que expida la Comisión¹⁰.

Los permisionarios de distribución serán responsables por el producto que distribuyan, desde su recepción y hasta la entrega al usuario o al usuario final. Asimismo, los distribuidores serán responsables de conservar la calidad y realizar la medición del producto recibido y entregado, de conformidad con las normas oficiales mexicanas. Para esta actividad las CRE tiene las siguientes atribuciones:

FIGURA 1. 10 ACTIVIDADES DE LA CRE EN MATERIA DE DISTRIBUCIÓN

⁹ Artículo 35 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

¹⁰ Artículo 42 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.



Otorgar los permisos de distribución, para una zona geográfica específica.

Realizar licitaciones para otorgar permisos de distribución por medio de ductos de gas natural.

Determinar las zonas geográficas, considerando las características técnicas y económicas, que permitan el desarrollo rentable y eficiente de la red de distribución, su estructura de costos y los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes.

Expedir las disposiciones administrativas de carácter general que señalen las reglas para la celebración de las licitaciones, atendiendo a objetivos de cobertura de usuarios finales, eficiencia y agilidad en los procesos, en términos de oportunidad en la cobertura, calidad en la prestación del servicio y costo del suministro.

Fuente: SENER con base en la Ley de Hidrocarburos

1.3.6. Comercialización de gas natural y gas L.P.

La comercialización de los hidrocarburos, se entiende como la oferta a los usuarios finales, para esta actividad se requiere de permisos que son otorgados por la CRE, a la que le corresponde regular y supervisar ésta actividad, así como otorgar, modificar y revocar estos permisos. Es importante resaltar que los permisos de comercialización no conllevan la propiedad de la infraestructura, ni la prestación de los servicios que utiliza y que sean objeto de permisos al amparo del presente reglamento.

En el caso de la comercialización de gas L.P., mientras no se tenga 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 costo de transporte y las modalidades de distribución y expendio al público, así como los mecanismos de ajuste consistentes con la evolución del mercado internacional. El programa de apertura gradual del gas L.P. se muestra en la Figura 1.11.

FIGURA 1. 11 PROGRAMA DE APERTURA DE PRECIOS DE GAS L.P.



Fuente: SENER

Capítulo Dos Mercado de Gas Natural

Resumen Ejecutivo

Mercado Internacional

Actualmente, existen factores clave para el crecimiento de la demanda de gas, por ejemplo, su bajo precio en ciertas regiones, mejores eficiencias en centrales de generación eléctrica y las ventajas en cuanto a emisiones en comparación con otros tipos de combustibles fósiles.

Al cierre de 2014, la demanda mundial de gas natural se ubicó en 328,280.7 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), lo que significó un incremento de 0.4% respecto a 2013.

Aun cuando en 2014, la demanda de gas natural en la región de Europa y Euroasia disminuyó 4.8% en comparación con 2013, se mantuvo como la mayor consumidora a nivel mundial con un volumen de 97,683.3 mmpcd.

En el caso de la región de Norteamérica, ésta fue la segunda mayor consumidora de gas natural con un volumen de 91,861.0 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.3% respecto a 2013. Le siguen, la región de Asia-Pacífico cuya demanda fue de 65,656.2 mmpcd.; la región de Medio Oriente con una demanda de 45,005.3 mmpcd; la región de Sudamérica con 16,454.6 mmpcd, y finalmente, la región con el menor consumo fue África, con un volumen de 11,620.4 mmpcd.

En cuanto a la producción de gas natural en 2014, ésta se incrementó 1.5% respecto al año previo, pasando de 329,813.7 mmpcd a 334,821.7 mmpcd. En 2014, la producción mundial de gas fue impulsada principalmente por los EUA, asociada a una mayor producción de gas de lutitas.

La región de Europa y Euroasia fue la mayor productora de gas natural con un volumen de producción de 96,983.0 mmpcd, lo que significó una disminución de 3.1% respecto a 2013. Le siguen la región de Norte América, que presentó un volumen de 91,759.7 mmpcd; la región de Medio Oriente alcanzó una producción de 58,146.0 mmpcd, Asia-Pacífico produjo 51,394.2 mmpcd; la región de África presentó una disminución, para ubicarse en 19,605.8 mmpcd; finalmente, la región Sudamérica tuvo una producción de 16,930.0 mmpcd, 1.0% más que en 2013.

En 2014, las reservas probadas alcanzaron un volumen de 6,606.4 billones de pies cúbicos (bpc), de éstas, casi 80% se concentran en 10 países. El país con la mayor reserva probada fue Irán con un volumen de 1,201.4 bpc lo que representó una participación del 18.2% a nivel mundial; en segundo lugar se posicionó Rusia con una reserva de 1,152.8 bpc y una participación de 17.4% y, en tercer lugar, Qatar con una participación de 13.1 % y un volumen de 866.2%.

La región de Medio Oriente fue la que presentó el mayor volumen de reserva probadas con 2,818.6 bpc y una participación del 42.7% de las reservas a nivel mundial; con un volumen de 2,049.5 bpc, la región de Europa y Euroasia fue la segunda región con la mayor reserva probada. Le siguen las regiones de Asia-Pacífico posee 539 bpc; Norte América con 429.0 bpc, y la región de Sudamérica, con un volumen de reservas probadas de 270.6 bpc.

Por otra parte, en 2014, el volumen de gas natural comercializado a nivel mundial fue de 96, 478.4 mmpcd, es decir, se tuvo una disminución de 3.4% respecto al reportado en 2013. De este volumen, 64,235.5 mmpcd fueron comercializados mediante ductos y 32,242.9 mmpcd fueron en forma de Gas Natural Licuado (GNL).

La región de Europa y Euroasia, fue la que realizó la mayor comercialización de gas a nivel mundial con un volumen de 52,964.9 mmpcd; le siguen la región de Asia-Pacífico que comercializó un total de 29,146.8 mmpcd; la región de Medio Oriente con un total de 16,489.0 mmpcd; la región de Norte América comercializó un total de 12,471.2 mmpcd; la región de África comercializó 8,009.2 mmpcd; y, finalmente en la región de Sudamérica, el volumen destinado al comercio fue de 5,090.6 mmpcd.

Mercado Nacional Histórico

Al cierre de 2014, la demanda total de combustibles fue de 16,8293.0 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), de ésta, la demanda de gas natural alcanzó un volumen de 7,209.3 millones de pies cúbicos

diarios (mmpcd) es decir el 42.8% del total, seguido por la gasolina con 3,738.3 mmpcdgne, diésel con 2,219.9 mmpcdgne, carbón con 1,246.6 mmpcd, gas L.P. 1,099.0 mmpcdgne, combustóleo 912.6 mmpcdgne y finalmente coque de petróleo con 403.7 mmpcdgne.

Al 1° de enero de 2015, las reservas remanentes totales de gas alcanzaron un volumen de 54,889.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), de estas reservas, la reserva remanente total de gas natural asociada a yacimientos representaron el mayor volumen 68.0% del total, con un volumen de 37,313.1 mmmpc, mientras que la reserva de gas no asociado representó el 32.0% con un volumen de 17,576.5 mmmpc.

Al 1° de enero de 2015, las reservas probadas ascendieron a 15,290.5 mmmpc, de las cuales 10,007.5 mmmpc corresponden a gas asociado y 5,283.0 mmmpc de gas no asociado. En el caso de las reservas probables, éstas presentaron un volumen de 15,316.1 mmmpc, del cual 11,302.7 mmmpc corresponden a gas asociado y 4,013.4 mmmpc a gas no asociado. Finalmente las reservas posibles presentaron un volumen de 24,283.0 mmmpc, de éstas el 65.9% corresponde a gas asociado, es decir, un volumen de 16,002.9 mmmpc, y el 34.1% a gas no asociado.

En lo referente a la producción de gas natural, en 2014, se alcanzó un volumen de 6,531.9 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.5% respecto a la producción de 2013, es decir 161.6 mmpcd adicionales. La producción total incluye 774.0 mmpcd de nitrógeno. En cuanto a la producción por origen, el gas asociado representó el 73.8% de la producción nacional, alcanzando un volumen de 4,819.9 mmpcd, es decir 4.6% más que en 2013. Por otra parte la producción de gas no asociado participó con el 26.2% de la producción total nacional, con un volumen de 1,712.0 mmpcd, lo que representa una disminución de 2.9% respecto al año anterior,

En cuanto a permisos, al terminó de 2014 existían 25 permisos vigentes de transporte de acceso abierto aprobados a inversionistas privados, de los cuales 21 estaban operando y 4 se encuentran en proceso de construcción. Estos permisos suman un total de 15,109.3 mmpcd de volumen promedio transportado y una inversión de 5,950.4 millones de dólares.

Durante 2014, la CRE dio por terminado anticipadamente un permiso de transporte de gas natural de acceso abierto, asimismo, otorgó tres permisos de transporte de acceso abierto a las empresas TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V., Transportadora de Gas Natural del Noroeste, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V..

Por otra parte, el 17 de octubre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía otorgó al CENAGAS el permiso provisional como Gestor Independiente para la Gestión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, con el propósito de garantizar la continuidad y seguridad de la prestación de los servicios en ese sistema y contribuir con el abastecimiento de dicho energético en el territorio nacional.

Actualmente, el CENAGAS es el gestor y administrador del sistema de transporte de gas natural más importante del país, integrado por más de 8,700 km de gasoductos instalados a lo largo de todo el territorio mexicano, con una capacidad de 5,107 millones de pies cúbicos diarios. Adicionalmente, se autorizó a PGPB la cesión al CENAGAS del permiso de transporte de gas natural correspondiente al Sistema Naco Hermosillo (SNH), mismo que actualmente no se encuentra interconectado al Sistema Nacional de Gasoductos (Sistrangás).

En lo que respecta al precio, en 2014, el precio promedio de referencia internacional del gas natural (ventas de primera mano de Reynosa) se ubicó en 4.26 dólares por millón de British Thermal Unit (BTU), que representó un incremento de 0.75 dólares por millón de BTU, dicho comportamiento se debió a las bajas temperaturas en EU en el primero y último trimestres del año.

El gas natural continúa siendo el combustible de menor precio en el mercado. El diferencial de precios entre el gas natural y el combustóleo se mantuvo en niveles similares a los del año anterior (2013), lo que ubicó al precio del gas natural en 9.50 dólares por millón de BTU por debajo de aquel del combustóleo; sin embargo, a finales del año el diferencial disminuyó por la caída en los precios del petróleo

Finalmente, en 2014, las importaciones de gas ascendieron a 2,861.1 mmpcd, 13.7% más respecto a 2013, de éstas, 2,004.8 mmpcd se importaron mediante ducto provenientes de Estados Unidos de América y 856.3 mmpcd fueron recibidos en las tres terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado. Las importaciones recibidas en estas terminales provienen principalmente de países como Perú, Trinidad y Tobago, Nigeria, Indonesia y Qatar.

Mercado Nacional Prospectivo

Como resultado de la Reforma Energética del pasado 20 de diciembre de 2013, y de acuerdo a las Leyes y Reglamentos derivados de ésta, la información que se presenta en esta sección, fue trabajada en conjunto con la Comisión Nacional de

Hidrocarburos, en lo que respecta a la producción; y CENAGAS en el caso de los proyectos de infraestructura de transporte. Asimismo, se tomaron datos de sus respectivos Planes Quinquenales.

La demanda nacional de gas natural se incrementará en 44.1% en 2029, pasando de 7,209.3 en 2014 a 10,390.3 mmpcd, lo que representa una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.5%. Lo anterior se explica por mayor uso de este combustible en los sectores eléctrico, petrolero e industrial principalmente, y a que se tendrá mayor infraestructura de gasoductos, lo cual permitirá tener mayor acceso a este combustible.

En cuanto a la producción, la CNH realizó un estimado de la producción de gas natural para los siguientes 15 años, en los que se consideraron dos escenarios de producción (mínimo y máximo).

En el corto plazo, se privilegiará la selección de campos con mayor avance en su desarrollo que no hayan sido solicitados por Pemex en Ronda Cero, o bien que para el desarrollo de los mismos la empresa carezca de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución suficientes, de acuerdo a lo establecido en el Sexto Transitorio del Decreto. A mediano y largo plazo, las empresas que resulten ganadoras en las rondas de licitación podrán desarrollar proyectos de exploración y extracción en áreas poco exploradas y con alto potencial de desarrollo, contribuyendo a incrementar la producción de gas natural.

En el caso de la plataforma de producción de gas para el escenario mínimo, se estima que la producción alcanzará un volumen de 5,069.5 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2029, lo que representará una disminución de 13.7% respecto a la producción de 2014. En este escenario, la producción tendrá una disminución en los próximos años y, en 2020, se incrementará debido a la producción por parte de las empresas ganadoras de las licitaciones en las rondas subsecuentes.

En el caso de la plataforma de producción de gas para el escenario máximo, la CNH estima que aumentará 43.7%, pasando de 5,873.4 mmpcd en 2014 a 8,442.4 mmpcd en 2029, y tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 3.1% durante el periodo 2015-2029. En este escenario, se observa que la producción máxima se alcanzará en 2025, con un volumen de 8,678.4 mmpcd.

En lo que se refiere a infraestructura, el pasado 29 de octubre de 2015, Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control del Gas Natural, firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco-Hermosillo, que anteriormente pertenecían a Pemex.

En materia de planeación, el Artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos, establece que el CENAGAS deberá proponer a la SENER, para su aprobación, previa opinión técnica de la CNH, el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (plan quinquenal).

Por lo que, el pasado 14 de octubre de 2015, se presentó el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, en el cual se incluyen proyectos derivados del Plan Nacional de Infraestructura, lo que implica una expansión del Sistema de 5,159 kilómetros de nuevos gasoductos y una estación de compresión. Se estima que la inversión total estimada será de 9,736 millones de dólares.

Finalmente, en lo referente a comercio de gas en los próximos años, se espera que, en 2029, las importaciones totales de gas natural alcancen un volumen de 4,052.2 mmpcd, es importante señalar que la totalidad de estas importaciones serán realizadas mediante ductos. En lo que respecta a las exportaciones, Pemex tiene planeado exportar 113.9 mmpcd en 2029, lo que representará una tmca de 15.9% durante el periodo 2014-2029.

2.1. Mercado Internacional de Gas Natural

Estados Unidos de América (EUA) cuenta con abundantes suministros de gas barato asociado a la producción de gas de lutitas. Durante la última década, los EUA ha experimentado un importante crecimiento en la producción de gas de lutitas, gracias a las innovaciones tecnológicas, tales como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica (fracking). Esta nueva oferta de energía ha llevado a la caída de los precios del gas a nivel regional y una reducción de las importaciones de energía de ese país. Los bajos precios del gas han beneficiado hogares e industria, especialmente la producción de acero, fertilizantes, plásticos y petroquímicos básicos.

La producción de gas de lutitas en América del Norte ha cambiado los flujos globales de energía. Norteamérica importa menos energía, por lo que mayor cantidad de gas natural más licuado (GNL) está disponible para el mercado de Asia. Estados Unidos exporta una mayor cantidad de carbón a Europa y Asia, ya que, aprovechando los bajos precios existentes, este país ha sustituido carbón por gas en la generación de electricidad. Para habilitar las exportaciones de gas de los EUA, se prevé la conversión de terminales de importación a exportación.

El aumento de la producción en ese país ya ha reducido los precios del gas a nivel mundial al reducir sus importaciones de gas natural licuado (GNL). Hacia el futuro, es posible que las exportaciones de gas en forma de GNL por parte de EUA contribuyan aún más a esta tendencia, pero los precios del gas exportado serán mayores que los precios internos de EUA asociado a los gastos de transporte.

En esta sección, se presenta el mercado mundial de gas natural, en puntos como demanda, producción, reservas, y comercio al cierre de 2014, Asimismo se presentan el mercado prospectivo en temas como precios, demanda y producción.

2.1.1. Demanda de Gas Natural

Actualmente, existen factores clave para el crecimiento de la demanda de gas, por ejemplo, su bajo precio en ciertas regiones, mejores eficiencias en centrales de generación eléctrica y las ventajas en cuanto a emisiones en comparación con otros tipos de combustibles fósiles.

Al cierre de 2014, la demanda mundial de gas natural se ubicó en 328,280.7 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), lo que significó un incremento de 0.4% respecto a 2013. La región de Europa y Euroasia se posicionó como la mayor consumidora, seguida de Norte América, Asia Pacífico, Medio Oriente, Centro y Sudamérica y, finalmente, la región de África.

Aun cuando en 2014, la demanda de gas natural en la región de Europa y Euroasia disminuyó 4.8% en comparación con 2013, se mantuvo como la mayor consumidora a nivel mundial con un volumen de 97,683.3 mmpcd. Este comportamiento es resultado de la disminución en la demanda de varios países que conforman la región, como consecuencia de un invierno inusualmente ligero en la región, en comparación con un invierno y primavera fríos en 2013¹¹. Por otra parte, el país que presentó el mayor consumo fue Rusia con un volumen de 39,594.3 mmpcd, seguido de Alemania con 6,863.4 mmpcd, y Reino Unido con 6,451.0 mmpcd.

En el caso de la región de Norteamérica, ésta fue la segunda mayor consumidora de gas natural con un volumen de 91,861.0 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.3% respecto a 2013. En la región, el país con la mayor demanda fue Estados Unidos de América con 73,474.9 mmpcd, le sigue Canadá con 10,083.9 mmpcd y, finalmente, México con 8,302.2¹² mmpcd.

En el caso de EUA, el crecimiento del consumo fue impulsado, en gran medida, por la demanda en los sectores industrial y eléctrico, asimismo los bajos precios de gas natural apoyan el aumento del uso de este combustible en la generación de electricidad¹³. En el caso del sector residencial y servicios la demanda se incrementó por la necesidad de calefacción en temporada invernal.

¹¹ European Commission, Quarterly Report on European Gas Market, 2014.

¹² Los datos de México se tomaron del BP Statistical Review of World Energy, June 2015.

¹³ U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook (STEO).

Por su parte, la demanda en México tuvo un aumento de 3.7% respecto a 2013, pasando de 6,952.4 mmpcd en 2013 a 7,209.3 mmpcd en 2014, este aumento se explica principalmente a la mayor demanda en los sectores de eléctrico, seguido por el sector petrolero y el industrial.

La región de Asia-Pacífico tuvo una demanda de 65,656.2 mmpcd, 2.0% mayor respecto a 2013, En esta región el país con la mayor demanda fue China, con un consumo de gas de 17,946.7 mmpcd, lo que representó un incremento de 8.6% respecto a 2013, seguido de Japón con 10,884.4 mmpcd.

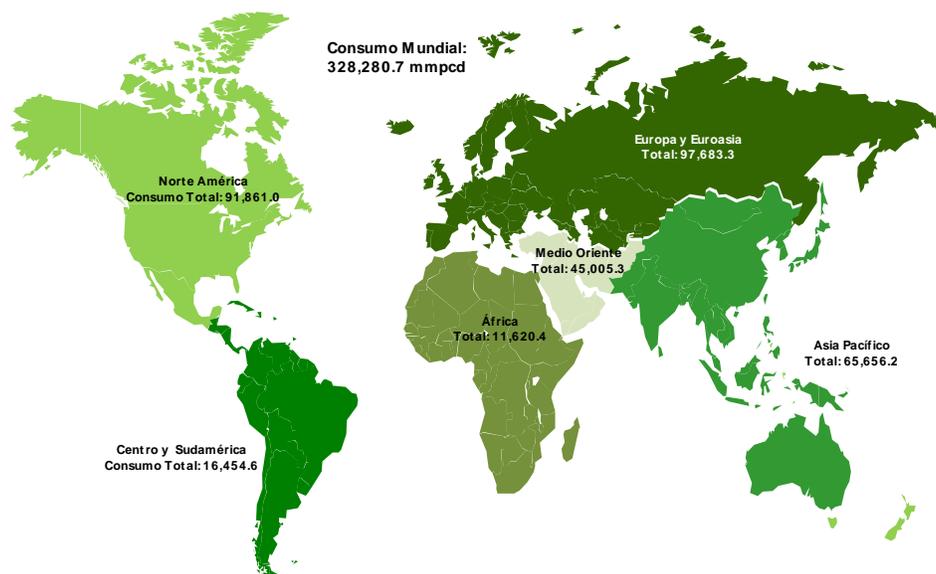
La región de Medio Oriente presentó una demanda de 45,005.3 mmpcd, lo que representó un aumento de 6.3% con respecto al año anterior. En general, los países que conforman esta región tuvieron un incremento en su demanda. En la región, el país que presentó la mayor demanda fue Irán, con un volumen de 16,469.9 mmpcd, lo que representó una participación del 36.6% de la demanda regional. En segundo lugar está Arabia Saudita con una demanda de 10,472.6 mmpcd y una participación del 23.3% de la demanda regional.

La región de Sudamérica presentó un incremento de 1.0% respecto a 2013, con una demanda de 16,454.6 mmpcd. En esta región Argentina fue el país con la mayor demanda, con un volumen de 4,562.3 mmpcd; sin embargo, este país presentó una disminución de 1.1% respecto al año anterior. Le sigue Brasil con 3,836.0 mmpcd, lo que representó un incremento de 6.3% respecto a 2013.

Finalmente, la región con el menor consumo fue África, con un volumen de 11,620.4 mmpcd, lo que significó una reducción de 1.1% respecto a 2013. En la región, el país con la mayor demanda fue Egipto con un volumen de 4,646.1 mmpcd, lo que representó una disminución de 6.6% respecto a 2013. El segundo mayor consumidor fue Argelia, el cual tuvo un incremento de 12.4% más que en 2013, con un volumen de 3,628.0 mmpcd. Ver figura 2.1.

FIGURA 2. 1 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2014

(Millones de pies cúbicos diarios)



FUENTE: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

2.1.2. Producción de Gas Natural

La producción de gas natural en 2014 se incrementó en 1.5% respecto a 2013, pasando de 329,813.7 mmpcd en 2013 a 334,821.7 mmpcd. En 2014, la producción mundial de gas fue impulsada principalmente por los EUA, asociada a una mayor producción de gas de lutitas. La producción estadounidense presentó un aumento de 6.1% respecto a 2013, lo cual compensa la disminución de la producción de gas convencional. Además, la producción de gas de lutitas está cambiando de los depósitos de gas seco a depósitos de gas más económicos y productivos (Marcellus) y, con frecuencia, más rentables por su contenido de líquidos asociados (Eagle Ford).

La región de Europa y Euroasia fue la mayor productora de gas natural con un volumen de producción de 96,983.0 mmpcd, lo que significó una disminución de 3.1% respecto a 2013. En esta región, Rusia fue el mayor productor de gas con un volumen de 55,993.9 mmpcd, sin embargo, su producción se redujo en 4.3% comparada con los niveles de 2013. La producción de este país ha presentado fluctuaciones en los últimos años, resultado de, tanto de la demanda interna, como externa, y a qué se encuentra sujeta a incertidumbre política. La caída en la producción se explica parcialmente por el conflicto en Ucrania, que llevó a Rusia a reducir parcialmente el suministro de gas a ese país. Adicionalmente, las exportaciones al resto de Europa han venido a la baja, ya que los países buscan diversificar sus fuentes de suministro. El segundo lugar en cuanto a producción regional lo ocupó Noruega con un volumen de 10,528.6 mmpcd y, en tercer lugar, se ubicó Turquía, con una producción de 6,702.1, mmpcd lo que representó un incremento en la producción de este país de 11.1% respecto a 2013.

En el caso de la región de Norte América, ésta tuvo un aumento en la producción de 5.3% respecto al año previo, para ubicarse en 91,759.7 mmpcd. En la región, EUA permanece como el mayor productor con un volumen de 70,461.5 mmpcd, lo que representó un aumento de 6.1% respecto a 2013. En 2013, el gas de lutitas se convirtió en la principal fuente de producción de gas en los EUA, representado alrededor de 40% de la producción nacional. En comparación, este porcentaje era sólo 15% en 2009. La alta producción de gas de lutitas es el resultado de los avances tecnológicos en la perforación horizontal y la fracturación hidráulica que permiten la explotación económicamente viable de un alto volumen de reservas. Por su parte Canadá presentó una producción de 15,677.6 mmpcd. Finalmente la producción de México fue de 6,531.9 mmpcd, según datos de BP Statistical Review of World Energy.

En 2014, la región de Medio Oriente alcanzó una producción de 58,146.0 mmpcd, es decir, se tuvo un aumento de 3.5% respecto al año anterior. En esta región Qatar fue el país con el mayor volumen de producción con 17,147.3 mmpcd, le sigue Irán con 16,698.7 mmpcd, volumen 5.2% superior en comparación con 2013, Arabia Saudita ocupó el tercer lugar con 10,472.6 mmpcd, un incremento de 8.2% respecto a 2013. Esta región mantiene el dinamismo mostrado durante la última década. Sin embargo, el ritmo de crecimiento se ha ralentizado en los últimos tres años. La producción está comenzando a cambiar de los campos de gas asociado, fácil de operar, a campos más complejos y costosos (4-10 USD/mmBTU) de gas no asociado costa afuera y, a menudo con alto contenido de ácidos. Los principales proyectos de gas se han retrasado y pospuesto en varios países (Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak, Kuwait, Qatar, Arabia Saudita, entre otros).

Por otra parte la región de Asia-Pacífico produjo 51,394.2 mmpcd, este volumen representó un incremento de 3.7% respecto a 2013. En la región, China fue la mayor productora con un volumen de 13,011.0 mmpcd, lo que representó un incremento de 7.7% respecto a 2013; Indonesia se ubicó en la segunda posición con un volumen de 7,100.9 mmpcd, mientras que Malasia, con un volumen de 6,427.2 mmpcd, fue el tercer mayor productor. En el caso de China, el incremento se debió a que tiene varias regiones productoras, y a que las compañías petroleras en China se encuentran explorando y desarrollando proyectos en aguas profundas, gas de lutitas, gas derivado de carbón, adicionalmente, en 2014, entró en funcionamiento el primer campo en aguas profundas¹⁴. La producción de esta región se ve estimulada por China y Australia. También ha sido impulsada por la puesta en marcha en mayo de la planta de GNL en Papúa Nueva Guinea.

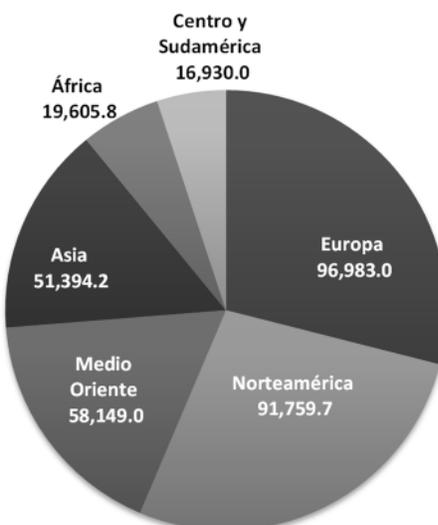
Al cierre de 2014, la región de África presentó una disminución en su producción de 1.0% respecto a 2013, para ubicarse en 19,605.8 mmpcd. En la región, Argelia ocupó el primer lugar en producción con un volumen de 8,059.5 mmpcd; seguida de Egipto, con una producción de 4,712.3 mmpcd, 13.1% inferior a 2013; y Nigeria con un volumen de 3,732.5 mmpcd, lo que significó un incremento de 6.6% respecto a 2013. En esta región destaca la situación de Egipto, en este país la producción cayó fuertemente debido a falta de inversiones en un contexto económico y político inestable. Las exportaciones egipcias de GNL se hicieron marginales y el país, incluso se ha visto obligado a recurrir a importaciones de GNL.

Finalmente, la región Sudamérica tuvo una producción de 16,930.0 mmpcd, 1.0% más que en 2013. En la región, Trinidad y Tobago fue el país con la mayor producción, seguido de Argentina con 3,428.8 mmpcd y, en tercer lugar, Venezuela con 2,766.12 mmpcd. Cabe destacar que la producción sigue disminuyendo en áreas maduras (Argentina, Trinidad y Tobago), además de que algunos proyectos importantes de gas se han retrasado (Venezuela).

FIGURA 2. 2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2014

(millones de pies cúbicos diarios)

¹⁴ U.S. Energy Information Administration, China, May 14, 2015.



FUENTE: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

2.1.3. Reservas de Gas Natural

En 2014, las reservas probadas alcanzaron un volumen de 6,606.4 billones de pies cúbicos (bpc), de éstas, casi 80% se concentran en 10 países. El país con la mayor reserva probada fue Irán con un volumen de 1,201.4 bpc lo que representó una participación del 18.2% a nivel mundial; en segundo lugar se posicionó Rusia con una reserva de 1,152.8 bpc y una participación de 17.4% y, en tercer lugar, Qatar con una participación de 13.1 % y un volumen de 866.2%.

Las reservas probadas en la región de Norte América se ubicaron en 429.0 bpc, una participación del 6.5% a nivel mundial. En la región, el país con la mayor reserva fue EUA con 345.0 bpc, volumen que representó 5.2% a nivel mundial y 80.4% del total regional. En el caso de las reservas en México, éstas alcanzaron un volumen de 12.3 bpc, ocupando el lugar 33 a nivel mundial.

La región de Medio Oriente fue la que presentó el mayor volumen de reserva probadas con 2,818.6 bpc y una participación del 42.7% de las reservas a nivel mundial. En esta región se encuentran dos de los países con las mayores reservas probadas Irán y Qatar. En la región Irán fue el país con la mayor reserva probada, presentando un volumen de 1,201.4 bpc, 42.6% del total regional y 18.2% del mundial.

En 2014, con un volumen de 2,049.5 bpc, la región de Europa y Euroasia fue la segunda región con la mayor reserva probada. Este volumen de reservas representó una participación del 31.0% a nivel mundial. Rusia, fue el país con más reservas probadas en esta región y el segundo mayor a nivel mundial con 1,152.8 bpc, lo que representó 17.4% del total mundial. Asimismo, en la región se encuentra Turkmenistán, el cuarto país con la mayor reserva probada en el mundo, con un volumen de 617.3 bpc.

La región de Asia-Pacífico posee 539 bpc de reservas probadas, una participación de 8.2% a nivel mundial. En la región el país con el mayor volumen de reserva fue Australia con 132.0 bpc, éste país ocupa el onceavo lugar en volumen de reservas probadas en el mundo, le sigue China con un volumen de 122.2 bpc e Indonesia con 101.5 bpc.

En el caso de la región de Sudamérica, ésta tuvo un volumen de reservas probadas de 270.6 bpc, 4.1 % de participación a nivel mundial. En esta región el país con la mayor reserva probada fue Venezuela con 197.1 bpc, ocupando el octavo lugar a nivel mundial. Ver Cuadro 2.1.

CUADRO 2.1 RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL, 2014

(Billones de pies cúbicos)

Posición	País	Reserva probada (bpc)	Participación mundial	Relación R/P (años)
1	Irán	1 201.4	18.2%	> 100.0
2	Rusia	1 152.8	17.4%	56.4
3	Qatar	866.2	13.1%	> 100.0
4	Turkmenistán	617.3	9.3%	> 100.0
5	Estados Unidos	345.0	5.2%	13.4
6	Arabia Saudita	288.4	4.4%	75.4
7	Emiratos Árabes	215.1	3.3%	> 100.0
8	Venezuela	197.1	3.0%	> 100.0
9	Nigeria	180.1	2.7%	> 100.0
10	Argelia	159.1	2.4%	54.1
11	Australia	132.0	2.0%	67.6
12	Irak	126.7	1.9%	> 100.0
13	China	122.2	1.8%	25.7
14	Indonesia	101.5	1.5%	39.2
15	Canadá	71.7	1.1%	12.5
33	México	12.3	0.2%	6.0
Total mundial		6 606.4	100.0%	54.1

FUENTE: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

2.1.4. Comercio exterior de Gas Natural

En 2014, el volumen de gas natural comercializado a nivel mundial fue de 96, 478.4 mmpcd, es decir, se tuvo una disminución de 3.4% respecto al reportado en 2013. De este volumen, 64,235.5 mmpcd fueron comercializados mediante ductos y 32,242.9 mmpcd fueron en forma de Gas Natural Licuado (GNL).

En cuanto al comercio por región, Norteamérica comercializó un total de 12,471.2 mmpcd, de los cuales 11, 310.3 mmpcd se comercializaron por ducto dentro de la misma región. En cuanto al volumen destinado a la exportación de GNL a otras regiones, éste fue de 41.0 mmpcd, que se exportó a Japón y Brasil, principalmente. En el caso de las importaciones, el volumen comercializado fue de 1,119.9 mmpcd de GNL proveniente de países como Perú, Nigeria, Qatar y Trinidad y Tobago.

En EUA, tanto sus importaciones por ducto, como de GNL, tuvieron una disminución de 5.4% y 38.4% respectivamente, esto se debió principalmente al incremento de producción de gas a partir de formaciones de lutitas y a los bajos precios de gas comparados con otros lugares¹⁵.

En el caso de Canadá, las importaciones presentaron una disminución, las importaciones por ducto disminuyeron 15.6%, pasando de 2,495.9 mmpcd a 2,107.5 mmpcd; y las de GNL disminuyeron 45.1% respecto a 2013. Finalmente, en 2014, las importaciones de gas natural en México tuvieron un incremento de 29.3% con respecto al año anterior, este aumento se debió al incremento en la demanda en los sectores de generación eléctrica e industrial¹⁶, casi 70.0% (1,981.3 mmpcd) de éstas se comercializaron mediante ductos provenientes de EUA, mientras que las importaciones de GNL tuvieron un volumen de 901.5 mmpcd.

En la región de Sudamérica, el volumen destinado al comercio fue de 5,090.6 mmpcd. El volumen comercializado dentro de la misma región fue de 2,842.4 mmpcd, de éste, 1,720.3 mmpcd se comercializaron mediante ducto. El mayor intercambio de gas natural mediante ductos se realizó entre Bolivia y Brasil, casi 60.0% de la importaciones de Brasil provienen de Bolivia. Asimismo, se destinaron 1,303.5 mmpcd de GNL para exportación a otras regiones, siendo Trinidad y Tobago y Perú los principales exportadores. En lo que respecta a las importaciones de gas natural en la región, el volumen comercializado fue de 944.6 mmpcd, provenientes de Nigeria, Qatar, Noruega y Europa.

La región de Europa y Euroasia, fue la que realizó la mayor comercialización de gas a nivel mundial con un volumen de 52,964.9 mmpcd. El 73.8% del volumen comercializado se realizó dentro de la propia región, es decir, 39,102.4 mmpcd. De estos, 38,760.6 mmpcd se comercializaron mediante ducto, siendo los mayores suministradores Rusia y Noruega. Las exportaciones mediante ducto a otras regiones se ubicaron en 3,405.0 mmpcd, y se enviaron principalmente de Turquía a China e Irán; mientras que las exportaciones de GNL alcanzaron un volumen de 2,361.7 mmpcd; y éste se comercializó principalmente entre Rusia y Japón. En el caso de las importaciones, el volumen comercializado fue de 8,095.9 mmpcd proveniente principalmente de Argelia y Qatar.

La región de Medio Oriente comercializó un total de 16,489.0 mmpcd, de éstos, 78.4% fueron en forma de GNL y 21.6% fueron a través de ductos. El volumen total comercializado dentro de la misma región fue de 2,204.6 mmpcd y se realizó principalmente entre Qatar y Emiratos Árabes Unidos. En el caso de la exportación a otras regiones, el volumen total fue de 13,327.2 mmpcd (12,400.0 mmpcd de GNL y 927.2 mmpcd mediante ducto), del total de GNL exportado, Qatar comercializó 9,979.6 mmpcd, principalmente a Asia y Europa, mientras que 862.4 mmpcd de gas comercializado por ducto fueron enviados desde Irán hacia Turquía. Finalmente las importaciones de gas alcanzaron un volumen de 957.2 mmpcd.

En el caso de la región de África, el volumen comercializado fue de 8,009.2 mmpcd, de éste, 822.5 mmpcd se comercializaron dentro de la propia región, es decir, 10.3%. En cuanto al gas destinado para exportación, 4,693.3 mmpcd fueron en forma de GNL, de los cuáles 2,042.7 fueron enviados a Asia, 1,980.4 mmpcd a Europa y el resto a otras regiones. En lo que respecta al volumen exportado mediante ductos, éste fue de 2,493.4 mmpcd y se envió principalmente a la región de Europa (2,464.9 mmpcd) y 28.5 mmpcd se enviaron a Medio Oriente.

Finalmente la región de Asia-Pacífico comercializó un total de 29,146.8 mmpcd, de los cuales 12,502.1 mmpcd se comercializaron dentro de la misma región; 9,646.9 mmpcd fueron en forma de GNL, enviados principalmente a Japón desde Malasia, Australia e Indonesia. En el caso del volumen comercializado mediante ducto, éste fue de 2,855.2 mmpcd.

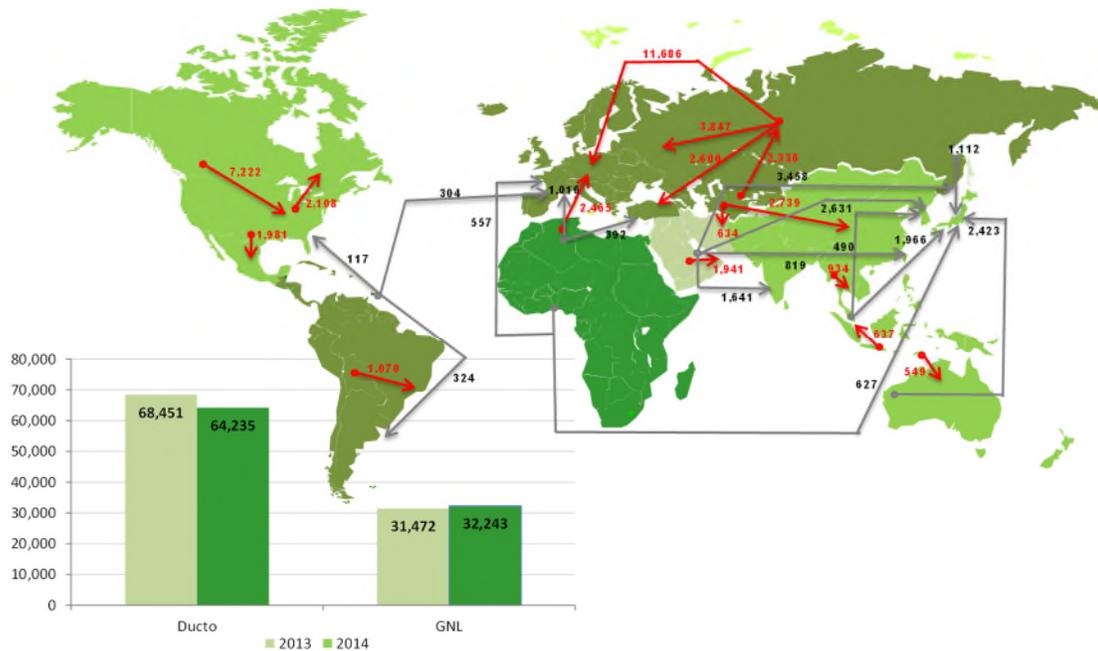
¹⁵ Natural Gas Imports and Exports Fourth Quarter Report 2014, Department of Energy.

¹⁶ Ibídem.

Las exportaciones de gas hacia otras regiones fueron de 68.2 mmpcd y estas se destinaron a Norte América y Medio Oriente.

En el caso de las importaciones, se comercializó un volumen de 16,576.5 mmpcd, de éstas 13,837.8 mmpcd fueron de GNL provenientes de Qatar, Rusia, Nigeria, Omán, Yemen, Emiratos Árabes Unidos, entre otros. En cuanto a la importación mediante ductos, se alcanzó un total de 2,738.7 mmpcd, los cuales provinieron de la región de Europa, principalmente de Turkmenistán con un volumen de 2,466.3 mmpcd. Ver figura 2.3.

FIGURA 2.3 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL
(millones de pies cúbicos diarios)



FUENTE: SENER con información de BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

2.1.5. Mercado gas natural prospectivo

Precios de gas natural

Las proyecciones de los precios del gas natural en el futuro se verán influenciados por diversos factores, incluyendo los precios del petróleo, la disponibilidad de recursos, y la demanda de gas natural.

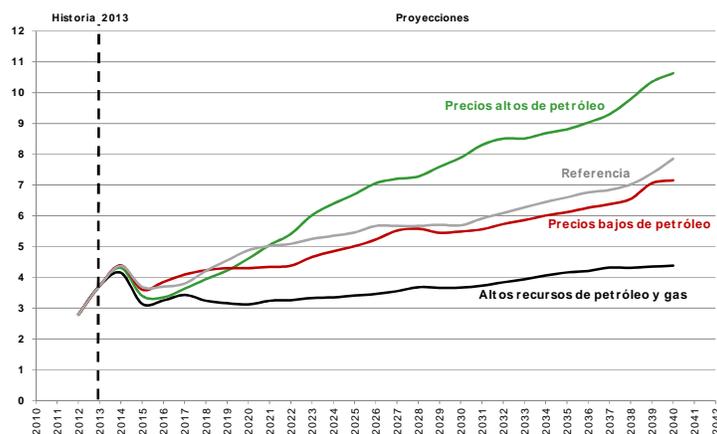
Para la región de América del Norte, en el caso de referencia empleado en el Anual Energy Outlook 2015 de la Energy Information Administration (EIA), el precio spot de gas natural Henry Hub (en dólares 2013), se incrementará de 3.69 dólares/millón de unidades térmicas británicas (mmBTU) en 2015 a 4.88 dólares/mmBTU en 2020 y 7,85 dólares/mmBTU en 2040, como resultado del aumento en la demanda en los mercados nacionales e internacionales, lo que conduce a una producción de los recursos cada vez más caros¹⁷.

El precio spot del gas natural Henry Hub es más bajo, en el caso alternativo en el que se supone mayor recurso de petróleo y gas, ya que se asume una mayor recuperación por pozo, espacios de pozos más cercanos, y mayores ganancias en el desarrollo tecnológico. En este caso, el precio spot del gas natural Henry Hub caerá de 3,14 dólares/ millón de BTU en 2015 a 3,12 dólares/mmBTU en 2020 (36% por debajo del precio en caso de referencia) y en 2040, el precio se incrementará a 4,38 dólares/ mmBTU (44% por debajo del precio de caso de la referencia).

Para el caso en el que se considera precios de petróleo alto, el precio spot de gas natural Henry Hub sigue la misma tendencia a la alza, ya que se suponen los mismos niveles de disponibilidad de recursos que en el caso de referencia, pero con diferentes precios de crudo Brent. En este caso, los contratos de GNL del mundo, que están vinculados a los precios del petróleo, se vuelven relativamente más competitivos, por lo que las exportaciones de GNL de los Estados Unidos aumentan. En este caso, el precio se mantendrá cercano al precio del caso de referencia hasta 2020, sin embargo en 2040 el precios alcanzará un precio de 10.63 dólares/ mmBTU.

En el caso del escenario de precio bajos de petróleo, se estima que el precio promedio de gas natural Henry Hub, llegará solamente 7.15 dólares/mmBTU en 2040, es decir 9% más bajos que en el caso de la referencia.

FIGURA 2. 4 PRECIOS DE GAS NATURAL (HENRY HUB) EN DIFERENTES CASOS
(dólares*/ por mmBTU)



*Dólares 2013

Fuente: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2015.

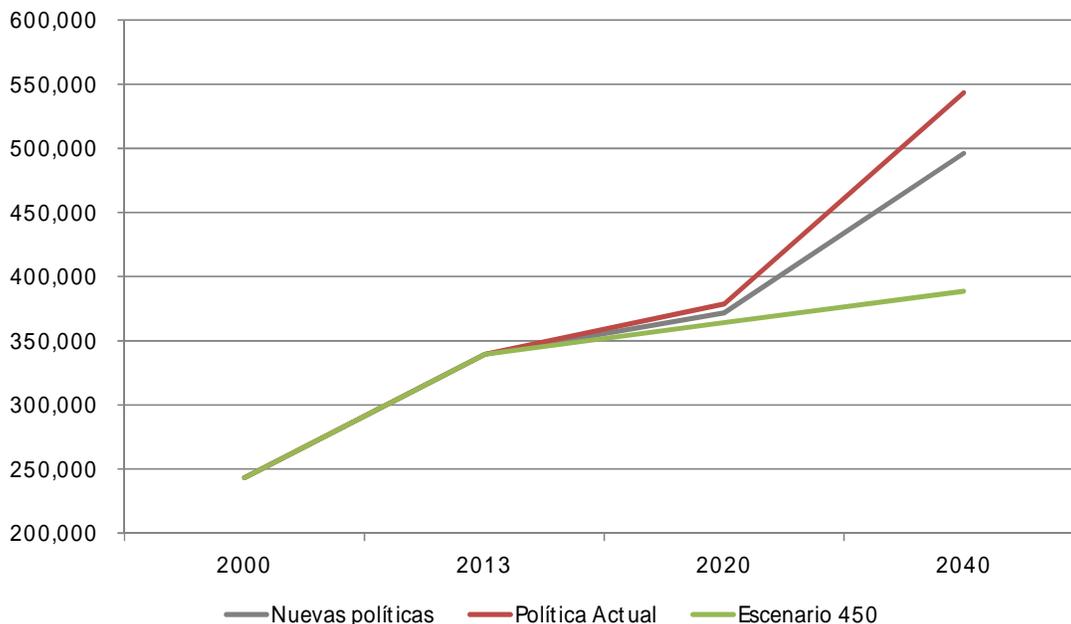
A pesar de que la diferencia de precios de gas natural en otras regiones es muy variada, la región de Norte América mantiene los precios de gas natural muy por debajo comparado con el de otras regiones.

Demanda de gas natural

¹⁷ U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2015.

De acuerdo al World Energy Outlook 2015 (WEO, 2015), se prevé que la demanda de gas natural aumente en todos los escenarios. En el Escenario de Nuevas Políticas¹⁸, el consumo de gas se incrementará en promedio 1,4% por año, más rápido que el petróleo y el carbón, pero más lento que las energías renovables y la energía nuclear. Su participación dentro de la demanda mundial de energía se pasará de 21% en 2013 a 24% en 2040. En el caso del Escenario 450¹⁹, el consumo de gas natural se incrementa hasta la última parte de la década de 2020, pero luego se mantiene constante, como consecuencia de las políticas destinadas a limitar las emisiones de dióxido de carbono. En el Escenario de Políticas Actuales²⁰, el consumo mundial de energía se incrementa más rápido, la demanda de gas termina 47,215 mmpc por encima del Escenario de Nuevas Políticas en el 2040. Ver figura 2.5.

FIGURA 2. 5 DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL PROSPECTIVA 2000-2040
(mmpcd)



Fuente: International Energy Agency, World Energy Outlook2015.

Producción de gas natural

Las reservas probadas de gas natural existentes a nivel mundial equivalen a más de 50 años de producción en los niveles actuales, lo que indica que los avances realizados por la industria se han traducido en la incorporación de reservas probadas, logrando restituir el volumen de gas producido. Sin embargo, tal como en el caso del petróleo, la fuerte caída de los precios del gas natural en todo el mundo en 2015 podría llevar a revisiones a la baja, ya que algunas reservas se hacen poco rentables; adicionalmente con una posible desaceleración en los nuevos desarrollos, se podría ver un cambio (temporal) en el crecimiento de las reservas probadas en los próximos años.

¹⁸ El **Escenario de Nuevas Políticas**, es un escenario en el que se incorporan políticas y medidas que afectan a los mercados energéticos y que se han ido adoptando en 2015. En las políticas se incluyen programas de apoyo a las energías renovables, mejora en la eficiencia energética, promoción de combustibles y vehículos alternativos, fijación de precios del carbono, subsidios a la energía, y la introducción, ampliación o eliminación de la energía nuclear. Los resultados, sin embargo, no constituyen un pronóstico, de hecho, uno de los propósitos de proyectar el futuro en este escenario, es demostrar la necesidad de su adopción.

¹⁹ El **Escenario 450**, se supone un conjunto de políticas adoptadas que se alinean con el objetivo internacional de limitar el aumento a largo plazo de la temperatura promedio de 2 °C, e ilustra la manera en la que puede lograrse.

²⁰ El **Escenario de Política Actual**, se toman en consideración sólo aquellas políticas en las que las medidas de ejecución habían sido adoptadas formalmente a mediados de 2015, y se supone que estas políticas persistirán sin cambios. Este escenario, aunque es poco probable da una imagen de cómo el mercado energético global evolucionaría sin nueva intervención política, proporcionando así un punto de referencia para que sea posible determinar el valor de las medidas adicionales que se tienen en cuenta en el Escenario de Nuevas Políticas.

En cuanto a la producción de gas natural a nivel mundial, se estima que ésta crecerá a una tasa de 1.4% en promedio anual entre 2013 y 2040, para llegar a 5,160 Bcm (499,243.4 mmpc) para el final del período de proyección (Ver Cuadro 2.2). El gas no convencional, aportará más del 60% del aumento de la oferta, debido a un crecimiento continuo en la producción de los EUA y Canadá, complementado por Australia y por otros mercados como China (sobre todo en la última parte del período de proyección). En lo que respecta a los productores convencionales, Irán, Turkmenistán, Irak y Qatar ofrecen el mayor crecimiento en términos absolutos²¹.

CUADRO 2. 2 PRODUCCIÓN DE GAS 2000-2040

(mmpcd)

Región	2000	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2000-2040	
								Cambio	tm ca
Convencional									
Norteamérica	73 532.0	86 342.0	100 806.5	105 847.3	108 382.3	114 022.9	118 154.3	329.0	1.2%
Sudamérica	9 675.3	16 680.1	18 624.9	20 705.1	23 917.2	27 235.9	30 109.4	139.0	2.2%
Europa y Euroasia	99 558.4	115 077.5	112 194.3	116 393.4	121 830.9	125 197.9	128 700.3	141.0	0.4%
Medio Oriente	19 157.0	52 865.6	56 600.3	62 792.4	70 842.3	79 046.9	87 096.7	353.0	1.9%
África	11 997.3	19 776.2	20 995.3	26 123.2	30 786.7	36 088.7	41 429.5	224.0	2.8%
Asia-Pacífico	28 058.3	49 150.3	63 179.4	69 952.1	78 272.9	86 400.1	93 753.3	461.0	2.4%
Total Mundial	241 978.3	339 891.9	372 400.8	401 813.6	434 032.2	467 992.3	499 243.4	1 647.0	1.4%
No convencional									
Total Mundial	19 931.0	61 147.6	94 430.5	112 523.3	130 809.5	149 095.8	161 286.6	100 138.9	3.7%

Fuente: International Energy Agency, World Energy Outlook 2015.

²¹ International Energy Agency, World Energy Outlook 2015.

2.2. Mercado Nacional de Gas Natural

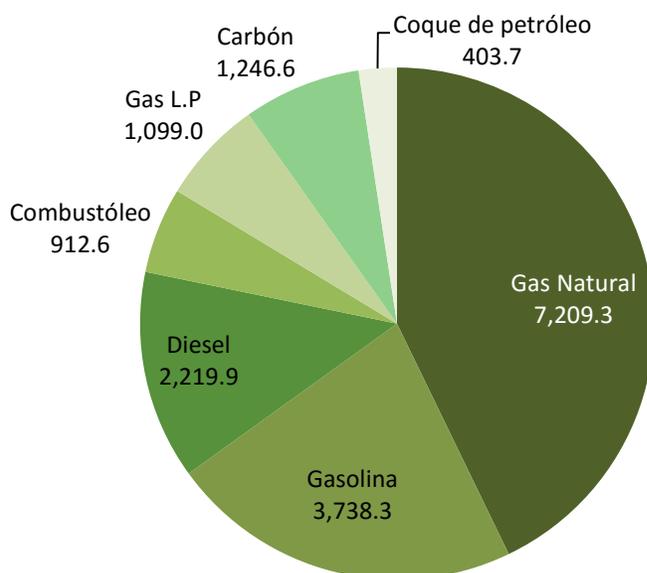
En esta sección se presentará la evolución del mercado de gas natural, tanto en la parte de demanda, como de oferta, asimismo se presentará la infraestructura con la que se cuenta actualmente. Por último, se presenta el Balance Nacional de gas natural, así como los balances de gas natural por región.

2.2.1. Demanda Nacional

Al cierre de 2014, la demanda total de combustibles fue de 16,829.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), de ésta, la demanda de gas natural alcanzó un volumen de 7,209.3 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) es decir el 42.8% del total, seguido por la gasolina con 3,738.3 mmpcdgne, diésel con 2,219.9 mmpcdgne, carbón con 1,246.6 mmpcd, gas L.P. 1,099.0 mmpcdgne, combustóleo 912.6 mmpcdgne y finalmente coque de petróleo con 403.7 mmpcdgne. Ver figura 2.6.

FIGURA 2. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2014

(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

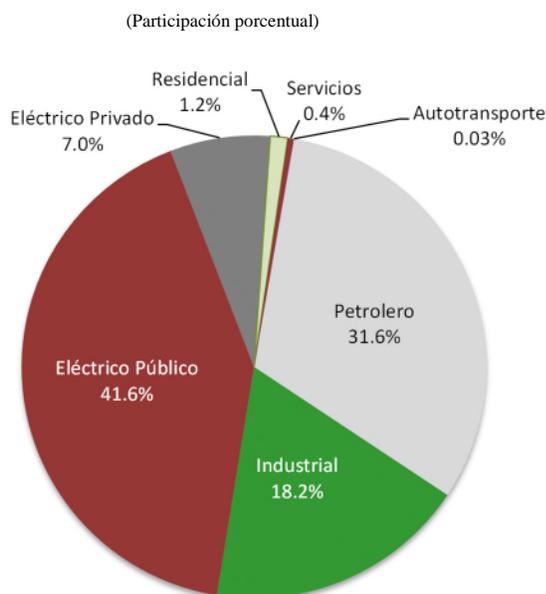


Fuente: SENER con base en información de IMP

2.2.2. Demanda de gas natural por sector

La demanda de gas natural pasó de 6,952.4 mmpcd en 2013 a 7,209.3 mmpcd en 2014, lo que representó un incremento de 3.7% respecto a 2013. El sector con mayor demanda de gas natural al cierre de 2014 fue el sector eléctrico público con el 41.6% de participación, le siguen los sectores petrolero e industrial con 31.6% y 18.2% de participación respectivamente, los sectores que tuvieron menor participación fueron el sector eléctrico privado con 7.0%, el sector residencial con 1.2%, servicios con 0.4% y finalmente el sector del autotransporte cuya participación fue de apenas el 0.03%.

FIGURA 2. 7 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR



Fuente: SENER con base en información de IMP

Sector Eléctrico

En 2014, la demanda de combustibles del sector eléctrico fue de 5,237.0 mmpcdgne, de ésta, el sector eléctrico público demandó 4,599.6 mmpcdgne, mientras que el sector eléctrico privado demandó 637.4 mmpcdgne. Ver figura 2.8.

En el sector eléctrico público, el combustible más demandado fue el gas natural que, en 2014, alcanzó un volumen de 2,998.4 mmpcd, lo que representó el 65.2% de participación del total de combustible empleado en dicho sector. Esta demanda se debió a que CFE redujo su consumo de combustóleo e incrementó la generación a partir de gas natural, asimismo para elevar la producción de energía partir de gas natural, promovió el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural con lo que se impulsó el desarrollo de centrales de generación eléctrica que funcionen con este combustible²².

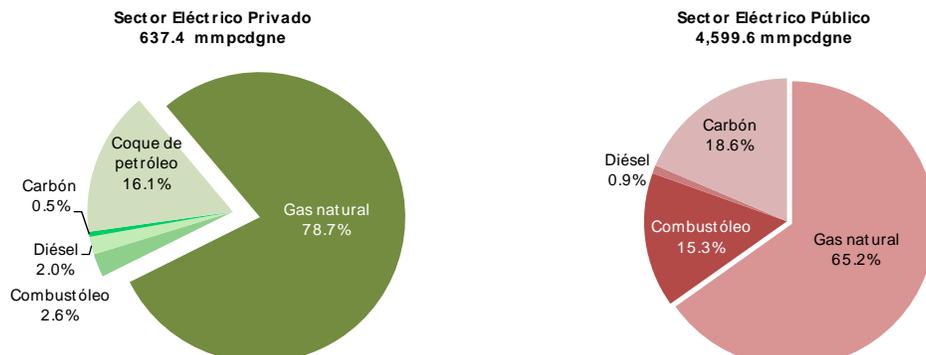
En el caso del sector eléctrico privado la demanda de gas natural pasó de 430.2 mmpcd en 2013 a 501.9 mmpcd en 2014, lo que representó un incremento de 16.7% respecto a 2013. El segundo combustible más utilizado fue el coque de petróleo con una demanda de 102.7 mmpcdgne, lo que representó una disminución de 0.4% respecto a 2013. El combustóleo fue el tercer combustible más demandado con 16.7 mmpcdgne, seguido de diésel y carbón con 12.7 mmpcdgne y 3.5 mmpcdgne respectivamente.

FIGURA 2. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES SECTOR ELECTRICO, 2014

(Participación porcentual)

²² Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad.

DEMANDA TOTAL
5,237.0 mmpcdgne



Fuente: SENER con base en información de IMP

Sector Autotransporte

En el caso del sector transporte, la demanda de combustibles disminuyó 0.6% respecto al 2013, posicionándose en 5,743.8 mmpcdgne. En este sector la gasolina sigue siendo el combustible más utilizado con una demanda de 3,728.2 mmpcdgne, seguida del diésel con 1,874.0 mmpcdgne, gas L.P. y gas natural comprimido con 139.3 y 2.3 mmpcdgne.

La disminución en el consumo de combustible en este sector se debió principalmente a que en 2014 el parque vehicular se redujo, pasando de 31,255 miles de unidades a 30,950 miles de unidades en 2014. (Ver Anexo Cuadro A.1)

CUADRO 2.3 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE 2004-2014
(mmpcdgne)

Año	Gas L.P.	Gas Natural Comprimido	Gasolina	Diésel	total
2004	154.7	2.0	3,054.7	1,412.4	4,623.8
2005	137.5	1.9	3,224.7	1,514.8	4,879.0
2006	109.0	2.0	3,449.5	1,651.6	5,212.0
2007	118.3	1.9	3,651.3	1,748.1	5,519.5
2008	109.7	1.7	3,803.6	1,853.7	5,768.6
2009	104.1	1.5	3,803.1	1,756.4	5,665.1
2010	103.3	1.4	3,849.8	1,809.6	5,764.1
2011	113.5	1.5	3,837.8	1,836.7	5,789.4
2012	127.4	1.8	3,857.3	1,892.0	5,878.5
2013	139.0	2.4	3,779.0	1,855.9	5,776.2
2014	139.3	2.3	3,728.2	1,874.0	5,743.8
tm ca 2004-2014	- 1.0	1.2	2.0	2.9	2.2

Fuente: SENER con base en información de IMP.

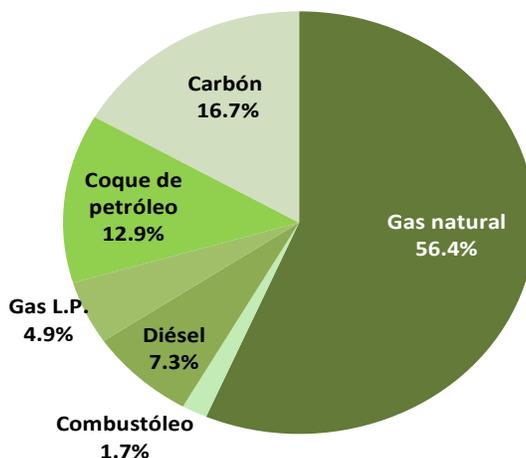
Sector industrial

En el sector industrial, el combustible más utilizado fue el gas natural con una demanda de 1,313.5 mmpcd (56.4%), lo que representó un aumento de 5.9% respecto al año anterior, le sigue el carbón con 387.8 mmpcdgne (16.7%), coque de petróleo con 301.0 mmpcdgne (12.9%), el diésel con 170.4 mmpcdgne (7.3%), el gas L.P. con 113.5 mmpcdgne (4.9%) y

finalmente combustóleo con 40.6 mmpcdgne (1.7%). Es importante señalar que la demanda de carbón se incluye por primera vez en esta prospectiva, debido a que anteriormente no se tenían los datos de consumo de carbón en este sector, ver Figura 2.9 y Anexo Cuadro A.2.

En este sector las ramas que utilizaron más gas natural fueron metales básicos, con una demanda de 340.4 mmpcd, le sigue la rama de la química con 204.4 mmpcd, y del vidrio con 136.0 mmpcd. Los valores de las demandas de gas natural por rama se presentan en el Anexo Cuadro A.3.

FIGURA 2.9 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014
(Participación porcentual)



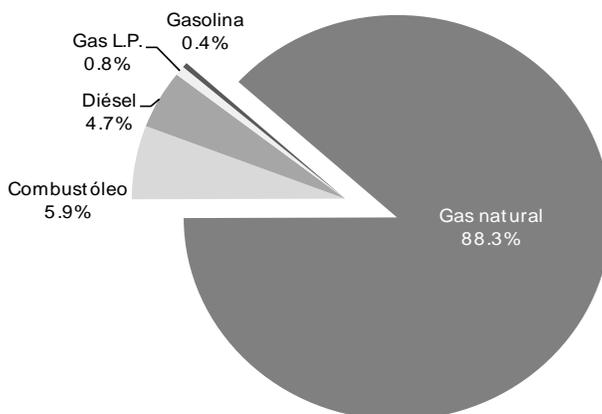
Fuente: SENER con base en información de IMP.

Sector Petrolero

Al cierre de 2014, la demanda de combustibles del sector petrolero se ubicó en 2,577.7 mmpcdgne, es decir presentó una disminución de 0.05% respecto a 2013 (Ver Figura 2.10). El combustible más utilizado fue el gas natural, el cual pasó de 2,272.2 mmpcd a 2,276.2 mmpcd, este aumento se debe a que la región Noreste incrementó su demanda en 17.4%. El segundo combustible más demandado fue el combustóleo con 5.9%, seguido del diésel con 4.7%, gas L.P. y gasolina con 0.8% y 0.4% respectivamente. Los datos de las demandas históricas se presentan en el Anexo Cuadro A.4.

En 2014, el 56.5% de la demanda de gas natural en el sector petrolero fue consumida por Pemex Exploración y Producción (PEP) con un volumen de 1,285.4 mmpcd, Pemex Refinación (PR) 375.7 mmpcd, Pemex Petroquímica (PPQ) 332.0 mmpcd, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) 196.1 mmpcd, Cogeneración Nuevo Pemex 86.1 y finalmente el corporativo tuvo una demanda de 0.3 mmpcd. Anexo Cuadro A.5.

FIGURA 2. 10 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014
(Participación porcentual)

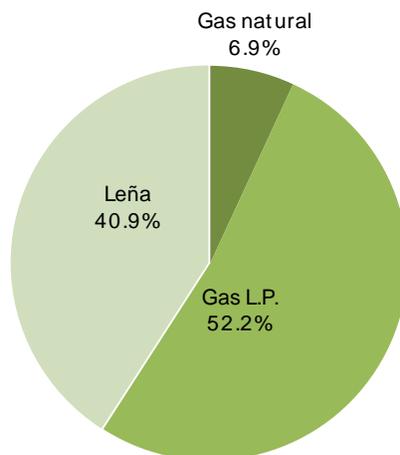


Fuente: SENER con base en información de IMP.

Sector Residencial

Al cierre de 2014, la demanda del sector residencial se ubicó en 1,270.6 mmpcdgne lo que representó un aumento de 0.1% respecto a 2013. En este sector el combustible más utilizado es el gas L.P. con un volumen de 663.0 mmpcdgne (52.2%), seguido por la leña con 519.8 mmpcdgne (40.9%) y finalmente el gas natural con 87.8 mmpcdgne (6.9%) (Ver Figura 2.11). En el caso de gas L.P., éste presentó una disminución en la demanda respecto al año 2013, mientras que el gas natural y la leña tuvieron un incremento de 1.3% y 0.1% respectivamente. Los datos históricos se presentan en el Anexo Cuadro A.6.

FIGURA 2. 11 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2014
(Participación porcentual)

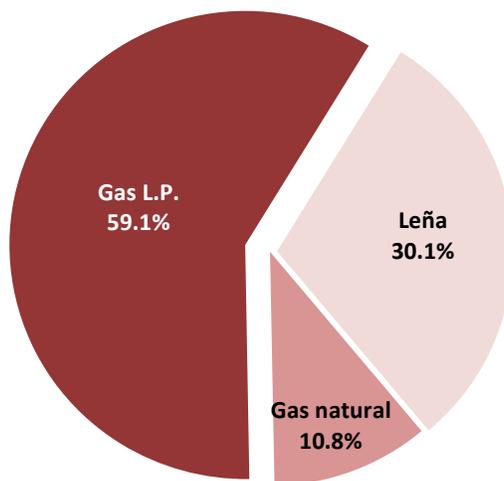


FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

Sector Servicios

La demanda de combustibles del sector servicios se ubicó en 276.3 mmpcdgne (59.1%), 3.5 mmpcdgne menos que en 2013, al igual que en el sector residencial, el gas L.P. presentó una disminución. Esto se debió principalmente al aumento en la demanda de gas natural y leña, que tuvieron un incremento del 5.0% y 0.1% respectivamente, con respecto al 2013. En el caso de gas natural la demanda pasó de 28.5 mmpcd en 2013 a 29.9 mmpcd (10.8%) en 2014, con una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 4.3%. Ver Figura 2.12. Los datos históricos se encuentran en el Anexo Cuadro A.7.

FIGURA 2. 12 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2014
(Participación porcentual)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

2.2.3. Demanda regional de gas natural

Para efectos de análisis, el país se divide en cinco regiones, las cuales son: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-sureste. De éstas, la Sur-Sureste y Centro tuvieron una disminución en su demanda respecto a 2013. La demanda de gas por región se presenta en la figura 2.8. La evolución histórica de cada región y estado se presenta en el Anexo A.8.

En 2014, la región Noroeste presentó una demanda de 496.7 lo que significó un incremento de 13.5% respecto a 2013. A nivel nacional, esta fue la región con la menor demanda con una participación del 7%. Baja California fue el estado con mayor demanda de gas natural a nivel regional con un volumen de 334.2 mmpcd, seguido de Sonora con 162.5 mmpcd.

La región Noreste demandó 2,350.1 mmpcd de gas natural, lo que representó un incremento de 3.8% respecto a 2013. La demanda de esta región representó 33% del total nacional. Los estados que demandaron la mayor cantidad de gas natural fueron Tamaulipas con 891.5 mmpcd, seguido por Nuevo León con 687.4 mmpcd, Chihuahua con 366.4 mmpcd, y finalmente Coahuila y Durango con 208.4 mmpcd y 196.4 mmpcd respectivamente.

La región Centro-Occidente tuvo un incremento en su demanda de 19.6% respecto a 2013, con un volumen de 1,053.6 mmpcd y una participación de 15% del total nacional. En esta región los estados con mayor demanda fueron Guanajuato con 259.1 mmpcd, seguido de Colima y San Luis Potosí con 216.7 mmpcd y 198.4 mmpcd respectivamente, mientras que los estados de Aguascalientes y Jalisco fueron los que presentaron la menor demanda con 19.1 mmpcd y 68.4 mmpcd.

En el caso de la región Centro, ésta tuvo una disminución de 6.2% en su demanda respecto a 2013, con lo que su demanda se ubicó en 767.1 mmpcd. Lo que representó una participación del 10.9% de la demanda nacional. En la región el Estado de México fue el mayor demandante con un volumen de 330.7 mmpcd, lo que representó una disminución de 11.9% respecto al 2013, Por otro lado, el estado que tuvo la menor demanda fue Morelos con un volumen de 9.8 mmpcd, sin embargo esta tuvo un incremento de 17.7% respecto a 2013.

Finalmente la región Sur-Sureste fue la que presentó la mayor demanda con un volumen de 2,541.9 mmpcd y una participación de 35.3% del total de la demanda de gas natural, sin embargo esta región presentó una pequeña disminución

de 0.4% respecto a 2014. En la región el estado que presentó la mayor demanda fue Veracruz con un volumen de 955.4 mmpcd, mientras la menor demanda fue en Oaxaca con un volumen de 0.02 mmpcd.

FIGURA 2. 13 DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL, 2014

(Millones de pies cúbicos diarios)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

2.2.4. Oferta de Gas Natural

Ronda CERO

Para cumplir con lo establecido en el Sexto Transitorio del Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, el 13 de agosto de 2014 se presentaron los resultados de la resolución de la Secretaría de Energía sobre el requerimiento de áreas en exploración y los campos en producción que Petróleos Mexicanos sometió a consideración de la Secretaría de Energía el pasado 21 de marzo.

La entrega de las asignaciones a Petróleos Mexicanos constituyó el primer acto de implementación de la reforma energética y el primer paso para el fortalecimiento esta gran empresa. Cabe resaltar que el balance, diversidad de campos y áreas prospectivas asignados, darán a Pemex bases sólidas para mantener su liderazgo en las áreas en las que ha destacado hasta ahora, como son aguas someras, y le permitirán fortalecer sus capacidades en áreas como aguas profundas y no convencionales.

En lo que respecta a gas, en las regiones de aguas profundas Holok y Han, se otorgaron a Pemex áreas para que siga desarrollando actividades exploratorias enfocadas a la incorporación de reservas de gas en el tren estructural de las cordilleras mexicanas, en particular, el alineamiento de los campos Lakach, Piklis, Kunah, entre otros. Estas asignaciones incluyen 397 mmbpce de reservas 2P, así como 1,824 mmbpce de recursos prospectivos²³.

Reservas Remanentes de Gas

Al 1° de enero de 2015, las reservas remanentes totales de gas alcanzaron un volumen de 54,889.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), cifra que representó una disminución de 8.0% respecto al año anterior. De estas reservas, la reserva remanente total de gas natural asociada a yacimientos representaron el mayor volumen 68.0% del total, con un volumen de 37,313.1 mmmpc, mientras que la reserva de gas no asociado representó el 32.0% con un volumen de 17,576.5 mmmpc.

En el caso de las reservas de gas asociado, los mayores volúmenes se concentraron en la región Norte con un volumen de 23,757.9 mmmpc y una participación de 63.7% del total de la reserva total de gas asociado, le siguieron la región Sur con 6,211.0 mmmpc, la región Marina Noreste con 3,792.8 mmmpc y finalmente la región marina Suroeste con 3,551.3 mmmpc. En todas las regiones se tuvo una disminución respecto al año anterior.

Las reservas de gas no asociado se concentraron principalmente en la región Marina Suroeste con un volumen de 9,857.4 mmmpc, lo que representó el 56.1% del total de la reserva de gas no asociado, le siguieron la región Norte con 6,032.2 mmmpc, la región Sur con 1,629.1 mmmpc y finalmente la región Marina Noreste con 57.8 mmmpc. En el caso de la reserva de gas no asociado, en la mayoría de las regiones se tuvo una disminución, a excepción de la región Norte, la cual presentó un incremento de 14.3% respecto al año anterior (Ver cuadro 2.2).

CUADRO 2. 4 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL, 2004-2015*

(Miles de millones de pies cúbicos)

²³ Documento: Resultado de la Ronda Cero, pág. 9, <http://www.energia.gob.mx/rondacero/9500.html>

Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur
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
2015	Asociado	37,313	3,793	3,551	23,758	6,211
	No asociado	17,577	58	9,857	6,032	1,629

*Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2015.

Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. Por lo que las reservas están compuestas por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales y se estiman bajo los términos más estrictos establecidos por el PRMS²⁴ y la SEC²⁵ de Estados Unidos de América²⁶.

Al 1° de enero de 2015, las reservas probadas ascendieron a 15,290.5 mmmpc, de las cuales 10,007.5 mmmpc corresponden a gas asociado y 5,283.0 mmmpc de gas no asociado. En el caso de las reservas probadas de gas asociado, la mayor concentración se presentó en la región Sur con un volumen de 4,463.0 mmmpc, mientras que, en el caso de las reservas probadas de gas no asociado, éste se presentó en la región Marina Suroeste con un volumen de 2,355.9 mmmpc.

Las reservas probables presentaron un volumen de 15,316.1 mmmpc, de éstas, 11,302.7 mmmpc corresponden a gas asociado y 4,013.4 mmmpc a gas no asociado. Las reservas probables de gas asociado se concentraron principalmente en la región Norte con un volumen de 9,008.4 mmmpc, mientras que las reservas probables de gas no asociado se concentraron en la región Marina Suroeste con un volumen de 2,620.7 mmmpc.

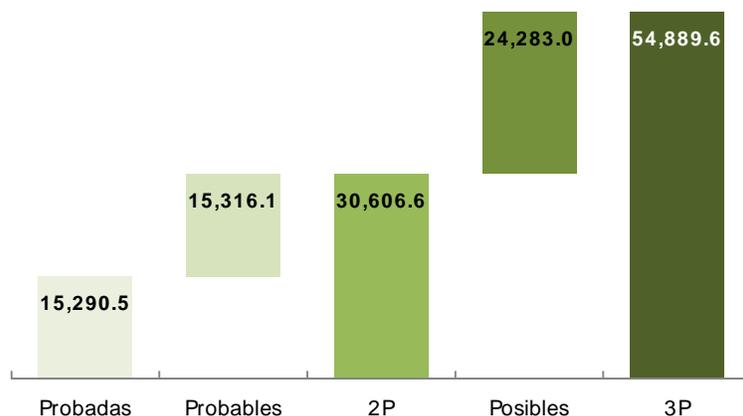
Finalmente las reservas posibles presentaron un volumen de 24,283.0 mmmpc, de éstas el 65.9% corresponde a gas asociado, es decir, un volumen de 16,002.9 mmmpc, y el 34.1% a gas no asociado. En el caso de las reservas de gas asociado estas se concentraron principalmente en la región norte con un volumen de 13,481.5 mmmpc y las reservas posibles de gas no asociado se presentaron en mayor cantidad en la región Marina Suroeste con un volumen de 4,880.8 mmmpc. Ver Figura 2.14.

FIGURA 2. 14 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA
(Miles de millones de pies cúbicos)

²⁴ Petroleum Resources Management System (PRMS)

²⁵ Securities and Exchange Commission (SEC)

²⁶ Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2015, pág. 7.



*Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2015.

Reservas Descubiertas en 2014

Las reservas remanentes totales de gas descubiertas en 2014 ascendieron a 3,570.9 mmmpc, de las cuales 98.0 mmmpc fueron reserva probada (1P), de estas reservas 44.4 mmmpc fueron de gas asociado y 53.6 mmmpc de gas no asociado. La reserva 2P (probada más probable) alcanzó un volumen de 295.1 mmmpc, de éstas 67.2 mmmpc corresponde a gas asociado y 227.9 mmmpc a gas no asociado. Finalmente la reserva probada más probable más posible (3p) presentó un volumen de 3,177.8 mmmpc, cuya composición fue de 76.6 mmmpc de gas asociado y 3,101.2 mmmpc de gas no asociado.

Dentro de los descubrimientos, sobresalen los hallazgos realizados en aguas profundas del Golfo de México, donde se realizó un importante descubrimiento de gas húmedo en el pozo Nat-1 el cual tiene un tirante de agua de 2,633 metros. Otros hallazgos no menos importantes se dieron en la Cuenca de Burgos; en la que se realizó la perforación de los pozos Cefiro-1 y Tangram-1, y se descubrieron yacimientos no convencionales de gas en lutitas.

CUADRO 2. 5 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL DESCUBIERTOS EN 2014

(Miles de millones de pies cúbicos)

Cuenca	Región	1P	2P	3P
Total		98.0	295.1	3,177.8
Burgos		52.9	227.2	657.0
	Región Norte	52.9	227.2	657.0
Golfo de México Profundo		0.0	0.0	2,443.5
	Región Norte	0.0	0.0	1,344.0
	Región Marina Suroeste	0.0	0.0	1,099.5
Suroeste		45.1	67.9	77.4
	Región Marina Suroeste	0.0	11.3	20.7
	Región Sur	45.1	56.6	56.6

Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2015.

Producción de gas natural

En 2014, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,531.9 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.5% respecto a la producción de 2013, es decir 161.6 mmpcd adicionales. La producción total incluye 774.0 mmpcd de nitrógeno.

En el caso de la Región Marina Noreste, la extracción de gas presentó un incremento de 19.8% respecto al año anterior, es decir, se alcanzó un volumen de 1,691.9 mmpcd, esta producción estuvo acompañada por un volumen de 663.0 mmpcd de nitrógeno. El incremento en la extracción de gas se debió a la mayor producción de gas en los campos de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

En la Región Marina Suroeste, el volumen de extracción de gas fue de 1,396.0 mmpcd, es decir, un incremento de 5.2% en comparación con 2013, como resultado de una mayor producción en Litoral de Tabasco, al igual que la producción base esperada de campos en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc.

El volumen de extracción de gas en la Región Norte presentó una disminución de 6.4% al obtenido en 2013, pasando de 2,060.6 mmpcd a 1,928.6 mmpcd, esto debido a la menor producción en los activos de Burgos, Poza Rica-Altamira, Aceite Terciario del Golfo y Veracruz.

En la Región Sur, la producción fue 1,515.4 mmpcd, la cual estuvo acompañada de 111.0 mmpcd de nitrógeno. En esta región se tuvo una disminución en la producción de 3.5% con respecto a 2013, relacionada con atrasos en la terminación de algunos pozos en los activos de Cinco Presidentes, Bellota-Jujo; y Macuspana-Muspac. Es importante mencionar que la producción de gas no asociado del Activo de Producción Cinco Presidentes aumentó casi tres veces y alcanzó un volumen de 20.4 mmpcd. Los datos históricos se presentan en el Anexo Cuadro A.9.

CUADRO 2. 6 EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 2004-2014
(Millones de pies cúbicos diarios)

Región	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Producción de gas con nitrógeno												
Extracción total	4 572.9	4 818.0	5 356.1	6 058.5	6 918.6	7 030.7	7 020.0	6 594.1	6 384.7	6 370.3	6 531.9	3.6
Marina Noroeste	947.5	927.7	920.2	1 157.2	1 901.3	1 782.5	1 583.7	1 405.6	1 333.9	1 412.2	1 691.9	6.0
Marina Suroeste	602.6	654.8	856.1	992.5	1 022.9	1 111.5	1 171.7	1 208.3	1 259.2	1 327.0	1 396.0	8.8
Sur	1 495.1	1 400.3	1 352.1	1 352.8	1 450.6	1 599.6	1 764.7	1 692.3	1 652.4	1 570.5	1 515.4	0.1
Norte	1 527.8	1 835.2	2 227.6	2 556.0	2 543.9	2 537.1	2 499.9	2 287.8	2 139.3	2 060.6	1 928.6	2.4
Producción de gas hidrocarburo sin nitrógeno												
Extracción total	4 572.9	4 818.0	5 356.1	5 915.3	6 289.3	6 534.4	6 337.0	5 913.4	5 676.3	5 678.9	5 757.8	2.3
Marina Noroeste	947.5	927.7	920.2	1 014.0	1 272.0	1 286.2	1 006.5	821.0	732.4	809.2	1 028.9	0.8
Marina Suroeste	602.6	654.8	856.1	992.5	1 022.9	1 111.5	1 171.7	1 208.3	1 259.2	1 327.0	1 396.0	8.8
Sur	1 495.1	1 400.3	1 352.1	1 352.8	1 450.6	1 599.6	1 658.9	1 596.3	1 545.4	1 482.2	1 404.4	-0.6
Norte	1 527.8	1 835.2	2 227.6	2 556.0	2 543.9	2 537.1	2 499.9	2 287.8	2 139.3	2 060.6	1 928.6	2.4

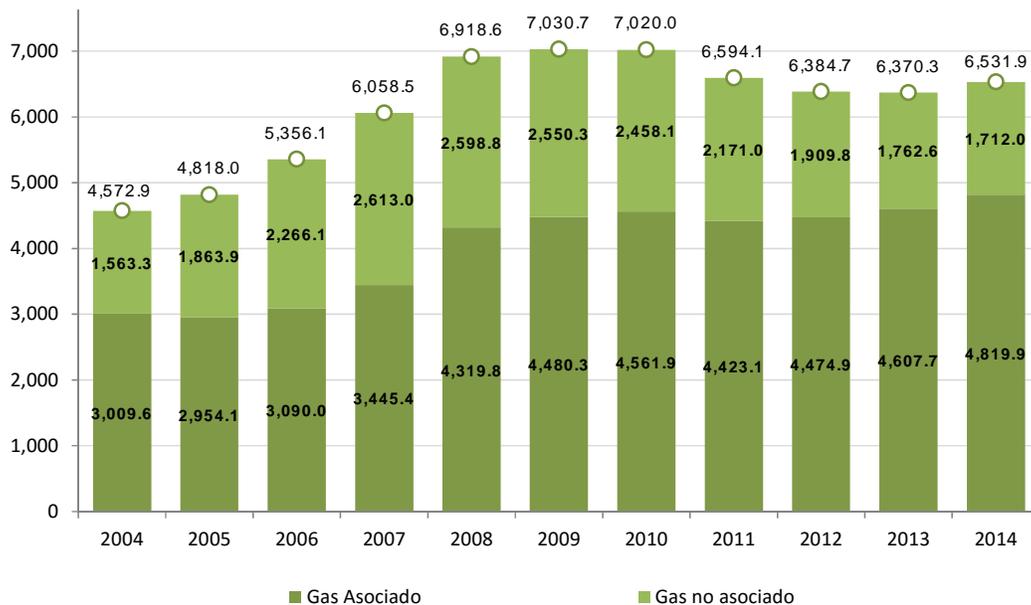
Fuente: PEP.

En cuanto a la producción por origen en 2014, el gas asociado representó el 73.8% de la producción nacional, alcanzando un volumen de 4,819.9 mmpcd, es decir 4.6% más que en 2013. Esto debido a la mayor producción en las diferentes regiones, principalmente en los activos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Litoral de Tabasco, Cinco Presidentes y Veracruz. Sin embargo se presentó una disminución en la producción por parte del activo de Burgos, cuya producción cayó 39.1% respecto a 2013.

Por su parte, la producción de gas no asociado participó con el 26.2% de la producción total nacional, con un volumen de 1,712.0 mmpcd, lo que representa una disminución de 2.9% respecto al año anterior, esto como resultado de una menor producción en los activos de Veracruz, Burgos y Poza rica- Altamira, esta disminución fue de 68.8 mmpcd de gas no asociado. Sin embargo es importante señalar que hubo un importante incremento en la producción de gas no asociado por parte del activo Cinco Presidentes que pasó de 5.2 mmpcd a 20.4 mmpcd. Ver Figura 2.15.

FIGURA 2. 15 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL ASOCIADO Y NO ASOCIADO, 2003-2013

(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: PEP.

En 2014, se procesó un total de 4,343.7 mmpcd, es decir, 1.4% menos respecto a 2013, de este volumen el 3,356.4 mmpcd corresponde a gas húmedo amargo y 986.3 mmpcd a gas húmedo dulce (Ver Cuadro 2.7). El gas húmedo amargo se procesó principalmente en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Cactus con un volumen procesado de 1,701.4 mmpcd,

seguido por el CPG Cd. Pemex con 879.7 mmpcd. Por otra parte los CPG´s que procesaron el menor volumen de gas húmedo amargo fueron Matapionche y Arenque con 23.6 mmpcd y 29.3 mmpcd.

En el caso de la producción de gas seco proveniente de los CPG´s, éste tuvo un volumen de 3,639.9 mmpcd, cifra 1.4% menor a la reportada en 2013. La disminución fue el resultado de la menor disponibilidad de gas húmedo dulce en Burgos y de un mayor contenido de nitrógeno en el gas húmedo de campos. De esta producción, los CPG´s que tuvieron la mayor producción de gas fueron: Nuevo Pemex, con un volumen de 875.8 mmpcd; seguido de Burgos, con 831.5 mmpcd; Cactus y Cd. Pemex con un volumen de producción de 828.6 mmpcd y 738.3 mmpcd respectivamente. Los CPG´s que tuvieron la menor producción fueron Matapionche y Arenque con 21.4mmpcd y 26.8 mmpcd respectivamente, ver Anexo Cuadro A.10.

CUADRO 2. 7 PROCESO DE GAS NATURAL, PRODUCCIÓN DE GAS SECO¹ Y GAS DIRECTO DE CAMPOS, 2004-2014

(Millones de pies cúbicos diarios)

Tipo de gas	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	% de variación con respecto a 2013
Gas húmedo procesado	3,962.7	3,878.6	4,152.7	4,282.7	4,239.6	4,435.6	4,471.6	4,527.4	4,382.0	4,403.5	4,342.7	-1.4
Gas húmedo amargo	3,348.5	3,152.5	3,202.6	3,162.4	3,188.0	3,380.8	3,421.8	3,445.4	3,395.4	3,330.0	3,356.4	0.8
Gas húmedo dulce	614.2	726.1	950.1	1,120.2	1,051.6	1,054.8	1,049.9	1,082.0	986.7	1,073.6	986.3	-8.1
Gas seco de CPG´s	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	3,639.9	-1.4
Gas directo de campos	814.5	997.8	1,152.2	1,333.6	1,382.3	1,326.0	1,312.4	1,046.8	912.0	740.5	697.7	-5.8

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

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

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013 Pemex.

2.2.5. Infraestructura de Gas Natural

Al término de 2014 existían 25 permisos vigentes de transporte de acceso abierto aprobados a inversionistas privados, de los cuales 21 estaban operando y 4 se encuentran en proceso de construcción. Estos permisos suman un total de 15,109.3 mmpcd de volumen promedio transportado y una inversión de 5,950.4 millones de dólares.

Durante 2014, la CRE dio por terminado anticipadamente un permiso de transporte de gas natural de acceso abierto, asimismo, otorgó tres permisos de transporte de acceso abierto a las empresas TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V., Transportadora de Gas Natural del Noroeste, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.. En el cuadro 2.8 se presenta algunas de las características de los permisos mencionados.

CUADRO 2. 8 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL A DICIEMBRE DE 2014.

Permiso	Localización	Inicio de operaciones	Longitud (km)	Volumen Promedio m ³ /d	Volumen promedio m ³ /p.d.	Inversión (en millones de dólares) ¹	Estatus
1 Gasoductos de Chihuahua	San Elito - Samalayuca	dic-97	38.0	5,663.4	200.0	18.2	Operando
2 Gasoducto ex San José Turbide	Huimilpan - San Luis Potosí	mar-98	2.5	360.0	12.7	0.4	Operando
3 FNSA Energéticos	Matamoros, Tamaulipas	ene-99	8.0	44.7	1.6	0.2	Operando
4 Permiso Gas y Petroquímica Básica	Naco - Hemisférico, Sonora	mar-99	333.0	3,113.0	109.9	22.1	Operando
5 Permiso Gas y Petroquímica Básica	Sectores Cárdenas, Matamoros, Veracruz, Cd. Mendoza, Tlaxcala, V. de Carrizal, Saltillo, Guadalupe, Matamoros, Reynosa, Montemorelos, Toluca y Chihuahua	jun-99	8,704.0	144,614.0	5,107.0	436.5	Operando
6 Energía Mayakan	Tabasco, Chiapas, Campeche, Valladolid, Yucatán	sep-99	786.0	4,247.0	150.0	276.9	Operando
7 Transportadora de GN de Baja California	Otay, San Diego - Rosarito, Baja California	jun-00	48.0	3,187.9	112.6	28.2	Operando
8 Gasoductos del Bajío	Valencia - Aguascalientes	abr-01	203.0	1,151.7	40.7	56.5	Operando
9 Gasoducto Rosarito	Los Algodones - Tijuana (Baja California)	sep-02	302.4	40,610.0	1,434.0	124.6	Operando
10 Gasoducto Agua Prieta	Frontera México - EUA - Naco, Sonora	dic-02	13.0	5,664.0	200.0	6.6	Operando
11 Tejas de Gas de Toluca	Palmillas - Toluca, Edo de México	feb-03	123.2	1,297.1	45.8	31.0	Operando
12 Kinder Morgan	Cd. Mier, Tamaulipas - Huixtla, Nuevo León	mar-03	137.2	12,034.7	425.0	82.0	Operando
13 Gasoductos del Río	Frontera México - EUA - CCC Rib Bravo II, III y IV y Portes Gil, Tamaulipas	ago-03	57.9	11,600.0	409.7	39.3	Operando
14 Gasoductos de Tamaulipas	Reynosa - San Fernando	nov-03	114.0	28,317.0	1,000.0	238.7	Operando
15 Conceptos Energéticos Mexicanos	Cementería Federal Mexicana - Tijuana	dic-03	1.6	13.7	0.5	0.8	Operando
16 Transportadora de Gas Natural de la Huasteca	Namajé Veracruz - Tamazunchale, S.L.P.	dic-14	355.8	9,565.8	337.8	167.9	Operando
17 Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V.	Manzanillo - Colima - Guadalajara, Jalisco	jun-11	310.5	9,061.4	320.0	413.0	Operando
18 Tannaham Pipeline, S. de R.L. de C.V.	Cd. Juárez - Chihuahua	N/A	381.0	1,871.0	66.1	368.8	Operando
19 Gasoducto del Noroeste, S. de R.L. de C.V.	Frontera - Aguascalientes	dic-14	116.3	21,888.9	773.0	486.8	Operando
20 Gasoducto de Agua Prieta	Sasabe - Puerto Libertad - Guaymas - Guaymas - El Oro	dic-14 (*)	843.1	21,806.4	770.0	172.6	Operando
21 Transportadora de Gas Natural de Zacatecas	Aguascalientes - Calera, Zacatecas	ago-14	173.8	538.9	19.0	60.4	Operando
22 Gasoducto de Morelos	Esperanza - Venta de Carrizal y Cemapa - Santa Ana	N/A	160.3	9,542.8	337.0	228.8	En construcción
23 TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.	Tamaulipas, Nuevo León, San Luis Potosí	N/A	451.6	38,595.9	1,363.0	1,065.5	En construcción
24 Transportadora de Gas Natural del Noroeste, S. de R.L. de C.V.	El Encho, Chihuahua - Matamoros, Saltillo	N/A	950.6	14,753.1	521.0	896.7	En construcción
25 TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	San Luis Potosí, Guanajuato, Querétaro	N/A	291.5	38,312.7	1,353.0	728.0	En construcción
Total nacional			291.5	38,312.7	1,353.0	728.0	

(*) Fecha de inicio de operaciones de la primera etapa del proyecto.

N/A No aplica de acuerdo con el estatus del permiso.

Fuente: CRE.

Es importante resaltar que el 17 de octubre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía otorgó al CENAGAS el permiso provisional como Gestor Independiente para la Gestión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, con el propósito de garantizar la continuidad y seguridad de la prestación de los servicios en ese sistema y contribuir con el abastecimiento de dicho energético en el territorio nacional.

Asimismo, el 10 de diciembre de 2014, la CRE emitió su opinión técnica acerca de nueve proyectos estratégicos en materia de gas natural contenidos dentro del Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018, correspondiendo a los gasoductos Colombia-Escobedo; Jáltipan-Salina Cruz; Sur de Texas-Tuxpan; Tuxpan-Tula; Tula-Villa de Reyes; Samalayuca-Sásabe; Los Ramones-Cempoala; Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalupe y La Laguna-Centro.

Actualmente, el CENAGAS es el gestor y administrador del sistema de transporte de gas natural más importante del país, integrado por más de 8,700 km de gasoductos instalados a lo largo de todo el territorio mexicano, con una capacidad de 5,107 millones de pies cúbicos diarios. Adicionalmente, se autorizó a PGPB la cesión al CENAGAS del permiso de

transporte de gas natural G/059/TRA/1999 correspondiente al Sistema Naco Hermosillo (SNH), mismo que actualmente no se encuentra interconectado al Sistema Nacional de Gasoductos (Sistrangás).

En 2014, PGPB reportó que contaba con nueve estaciones de compresión, con una capacidad de potencia instalada de 266,160.0 caballos de fuerza (Hp), mientras que las estaciones de compresión privadas fueron seis con capacidad de potencia instalada de 140,960 Hp (Anexo Cuadro A.11). Es importante señalar que siete de las estaciones que tenía PGPB, formaran parte del Sistrangás, estas estaciones son Santa Catarina, Ramones, Valtierra, Zapata, Cempoala, Chinameca y Cárdenas.

En noviembre de 2014, entró en operación comercial el gasoducto Tamazunchale-El Sauz con una capacidad de transporte de gas natural de 630 MMPCD y una inversión de 470.6 millones de dólares. Este gasoducto transporta gas natural de San Luis Potosí a Querétaro para suministrar combustible a la central de ciclo combinado El Sauz. A través de este gasoducto de 235 kilómetros de longitud se puede transportar el gas natural para satisfacer las necesidades de la región.

Al cierre de 2014, se tenían seis gasoductos en construcción (El Encino-Topolobampo; Sásabe-Guaymas; Guaymas-El Oro; El Oro- Mazatlán; Ramal Tula; y Morelos), cuatro de éstos (El Encino-Topolobampo; Sásabe-Guaymas; Guaymas-El Oro; El Oro- Mazatlán), formarán parte del Sistema Integral Norte Noroeste y contribuirán a brindar redundancia a la red de gasoductos en esta región del país.

El ramal Tula transportará gas natural del sistema Cempoala-Santa Ana y abastecerá a la central de generación de Tula.

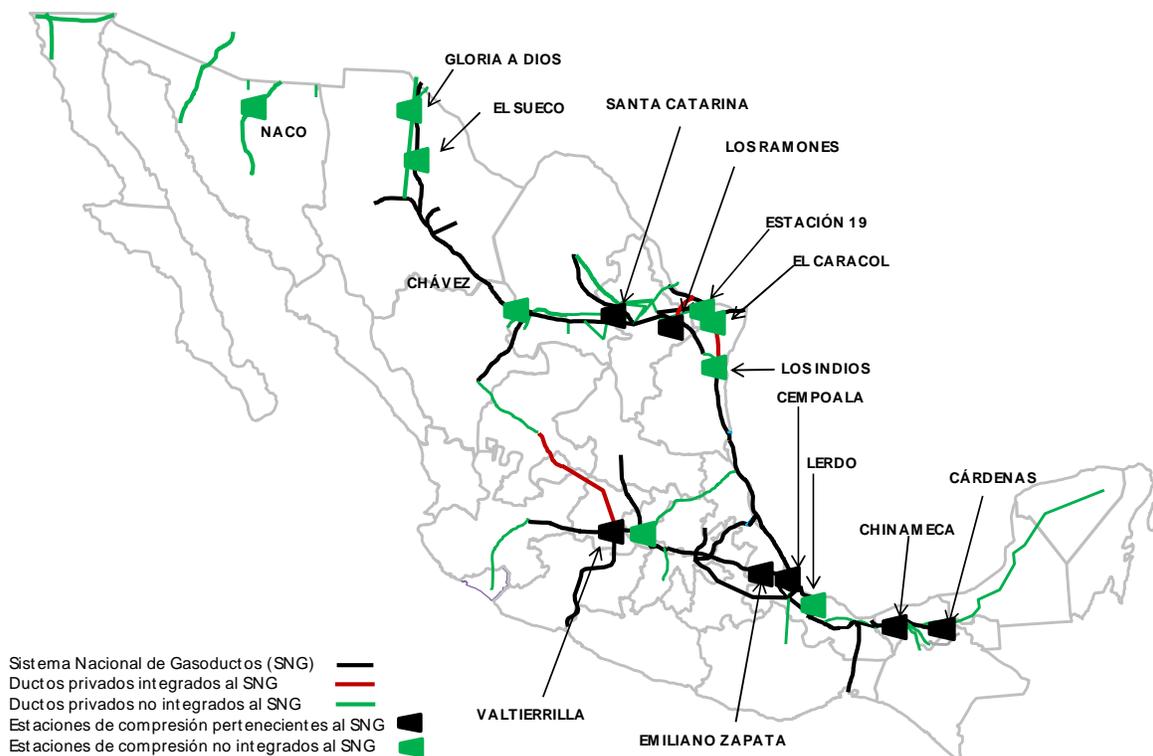
En cuanto al gasoducto Morelos, de marzo de 2014 a diciembre del mismo año, se liberaron 122 de los 123 kilómetros de derechos de vía de la Fase I, la cual corresponde a la interconexión con el gasoducto Cempoala- Santa Ana de Pemex y que permitirá iniciar las pruebas en la Central Centro.

Adicionalmente, en 2014, la CFE anunció la licitación de siete proyectos de transporte de gas natural, que tendrán una longitud conjunta de 1,207 kilómetros y contarán con una inversión estimada de 2,850 millones de dólares²⁷.

En la siguiente figura se muestra la infraestructura actual de gasoductos, los ductos marcados con color negro son aquellos integrados al Sistrangás y que anteriormente pertenecían a Pemex, los ductos color rojo son aquellos ductos privados que e integran al SNG y los ductos de color verde son ductos de Privados que no se integran al Sistrangás.

FIGURA 2. 16 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GAS NATURAL

²⁷ Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad (CFE)



Fuente: SENER con información de CENAGAS.

Desde la reforma llevada a cabo en 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Comisión ha autorizado un total de 26 permisos de distribución de gas natural en 23 zonas geográficas determinadas para fines de distribución de gas natural. Al cierre de 2014, se tenían 23 permisos en operación, los cuales comprenden sistemas con una longitud de 53,114.0 km, y una cobertura de 2.5 millones de usuarios.

El 12 de marzo de 2014, la CRE, determinó que los municipios de Cajeme y Navojoa del Estado de Sonora, y Ahome, Choix, El Fuerte, Guasave y Salvador Alvarado del Estado de Sinaloa, constituirán la Zona Geográfica del Noroeste para fines de distribución de gas natural y Culiacán, Elota, Mazatlán y Novolato, en el Estado de Sinaloa, la Zona Geográfica de Sinaloa para fines de distribución de gas natural.

Asimismo, en 2014 se otorgó el primer permiso de distribución de gas natural, para la Zona Geográfica del Noroeste, por un periodo de exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema y la prestación del servicio de recepción, conducción y entrega de gas natural. De igual manera se otorgó el primer permiso de distribución de gas natural para la Zona Geográfica de Sinaloa.

Finalmente, durante 2014, se recibió una solicitud de permiso de distribución de gas natural por medio de ductos para la Zona Geográfica de Querétaro, presentada por Compañía Queretana de Gas S. A. P. I. de C. V., con el objetivo de distribuir gas natural en la zona habitacional de Zibatá, en el Municipio El Marqués, en el Estado de Querétaro; así como una solicitud de ampliación de la Zona Geográfica de Ciudad Juárez presentada por Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V. con el fin de integrar los municipios de Ahumada, Ascensión, Bachiniva, Buenaventura, Casas Grandes, Galeana, Gómez Farías, Guadalupe, Guerrero, Ignacio Zaragoza, Janos, Madera, Matachi, Namiquipa, Nuevo Casas Grandes y Temosachic del Estado de Chihuahua. Ambas solicitudes se encuentra en proceso de análisis y evaluación.

CUADRO 2. 9 DATOS Y COMPROMISOS QUINQUENALES DE LOS PERMISIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN, AL CIERRE DE 2014

	Al cierre de su quinquenio					Al cierre de 2014	
	Localización	Longitud (km)	Volúmen promedio M M pcd	Cobertura de usuarios	Inversión (miles de dólares) ¹	Gas natural conducido M M pcd	Longitud de red acumulada (km)
Total Nacional		53 114	991	2 563 484	495 154	978	51 347
Total Región Noroeste		29 410	450	1 352 414	153 175	477	32 699
1 Cía. Nacional de Gas Q 3/	Piedras Negras	695	5	12 656	788	11	728
2 Ecogas México (antes DGN de Chihuahua) Q 3/	Chihuahua	1 933	29	72 047	20 247	29	2 088
3 Gas Natural de México (Saltillo) Q 3/	Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga	2 833	26	89 510	13 335	27	2 587
4 Cía. Mexicana de Gas Q 3/	Monterrey	2 550	43	114 843	5 412	53	2 892
5 Gas Natural de México (Nvo. Laredo) Q 3/	Nuevo Laredo, Tamaulipas	1 068	4	35 381	7 756	3	1 176
6 Gas Natural de Juárez Q 3/	Ciudad Juárez	4 362	32	228 584	34 426	24	4 722
7 Tractebel GNP Q 3/	Río Pánuco	917	25	44 583	1 044	27	818
8 Distribuidora de Gas Natural Noroeste 2/	Río Pánuco	302	37	10 062	29 412	37	26
9 Tamaulipas Q 3/	Noche de Tamaulipas	976	9	23 336	7 374	10	1 003
10 Gas Natural México (Monterrey) Q 3/	Monterrey	12 812	230	696 800	30 541	244	15 687
11 Ecogas México (DGN La Laguna Durango) Q 3/	Tomeón-Gómez Palacios-Ciudad Lerdo-Durango	963	10	24 612	2 839	10	972
Total Región Centro		16 616	367	953 007	234 148	295	10 851
12 Gas Natural México (Toluca) Q 3/	Toluca	812	27	26 941	3 837	36	881
13 Comercializadora de Metrogas Q 3/	Distrito Federal	4 359	65	380 393	42 471	57	3 899
14 Consorcio Mexi-Gas Q 3/	Valle Cuautlém- Texcoco	4 758	134	260 793	51 566	128	4 191
15 Distribuidora de Gas Natural México Q 2/	Valle Cuautlém- Texcoco	421	11	28 921	22 461	7	162
16 NATGAS MEX Q 3/	Puebla-Tlaxcala	2 390	47	93 307	5 119	56	1 634
17 Gas Natural del Noroeste Morelos 2	Morelos	221	56	26 806	24 853	3	5
18 Gas Natural del Noroeste Veracruz 2	Veracruz	3 654	27	135 846	83 841	6	81
Total Región Centro - Occidente		5 408	156	220 100	69 216	182	6 840
19 Tractebel Digas Q 3/	Querétaro	1 766	59	73 119	37 754	62	1 570
20 Gas Natural México (Bajo) Q 3/	Zona Bajo Norte, Sinaloa-León-Tlaxiaco	2 266	45	92 590	16 190	65	3 543
21 Tractebel DGJ Q 3/	Guadalupe	1 376	52	54 391	15 272	55	1 727
Total Región Noroeste		1 681	19	37 963	38 615	25	957
22 Ecogas México (DGN de Mexicali) Q 3/	Mexicali	502	12	13 055	1 589	22	520
23 Gas Natural del Noroeste Q 3/	Hermosillo	1 179	7	24 908	37 027	3	436

1/ Miles de dólares de diciembre de 2014

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

/P Información preliminar

Fuente: SENER con base en información de la CRE.

Las leyes secundarias derivadas de la Reforma Energética, aprobadas en agosto de 2014, así como el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 buscan facilitar la inversión a un mayor número de agentes económicos, que permita incrementar la capacidad de almacenamiento de gas natural para integrarla a la red nacional de ductos.

La evolución del mercado de almacenamiento del gas natural se mantiene estable. Desde julio de 2003 a la fecha se han aprobado cuatro permisos de almacenamiento de gas natural regulados por la CRE. En la actualidad se encuentran en operación tres de ellos, destinados al almacenamiento de gas natural licuado (GNL) y el cuarto se encuentra en fase de proyecto, el cual aún continúa en proceso de desarrollo.

CUADRO 2. 10 PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL, 2014

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 (m M Mpcd)	0.7 - 1.12	1.00 - 1.30	0.5	1.0 - 1.3
Capacidad de almacenamiento de la terminal (m 3)	300,000	320,000	300,000	320,000
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.

2.2.6. Precio de gas natural

En 2014, el precio promedio de referencia internacional del gas natural (ventas de primera mano de Reynosa) se ubicó en 4.26 dólares por millón de British Thermal Unit (BTU), que representó un incremento de 0.75 dólares por millón de BTU, dicho comportamiento se debió a las bajas temperaturas en EU en el primero y último trimestres del año.

El gas natural continúa siendo el combustible de menor precio en el mercado. El diferencial de precios entre el gas natural y el combustóleo se mantuvo en niveles similares a los del año anterior (2013), lo que ubicó al precio del gas natural en 9.50 dólares por millón de BTU por debajo de aquel del combustóleo; sin embargo, a finales del año el diferencial disminuyó por la caída en los precios del petróleo²⁸.

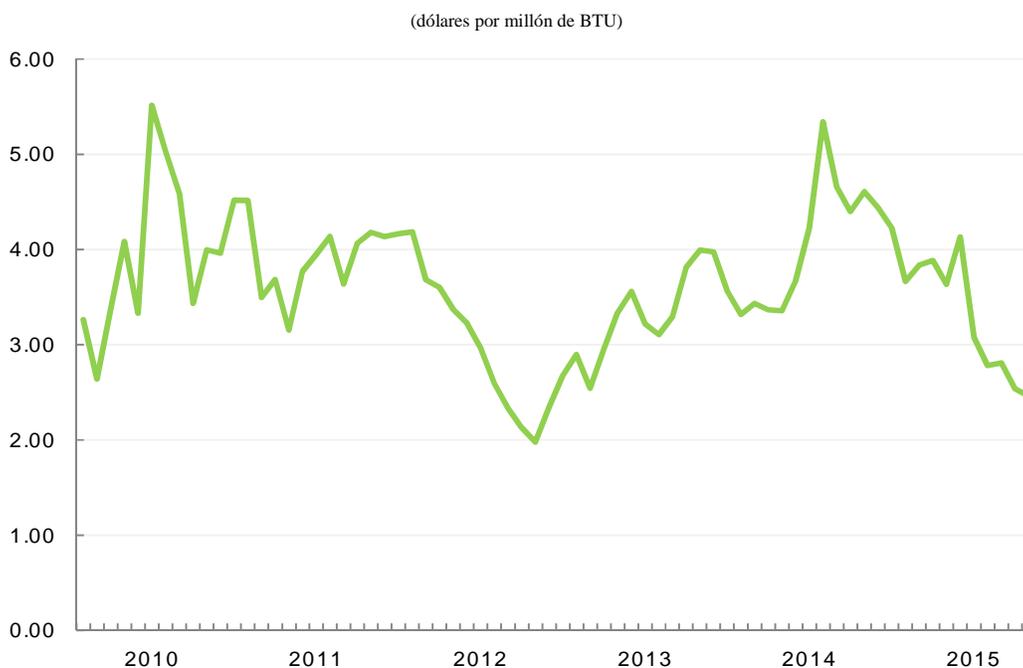
A marzo de 2015, el precio de gas a usuarios finales del sector residencial tuvo un promedio de 11.3 USD por millón de BTU. En este sector la zona que tuvo el menor precio al público fue Cd. Juárez con un precio de 7.17 USD/mmBTU, esto puede deberse a que la tarifa de distribución es baja comparada con otras zonas de distribución, como La Laguna-Durango cuya tarifa de distribución alcanza los 14.5 USD/mmBTU, en este sentido esta zona fue la que presentó el precio más alto con un precio de 18.1 USD/mmBTU.

Para el sector servicios, el precio al público tuvo un promedio de 6.37 USD por millón de BTU, siendo la zona de Puebla-Tlaxcala la de menor precio al público (4.5 USD/mmBTU). En contraste la zona de distribución de Río Pánuco fue la que presentó el mayor precio al público el cual fue de 8.1 USD/mmBTU.

En el caso del sector industrial, el precio al público promedió 4.9 USD por millón de BTU. En este sector la zona con el menor precio al público fue la de Monterrey con un precio de 3.9 USD/mmBTU, mientras que la zona con el mayor precio fue Querétaro con un precio de 6.7 USD/mmBTU. (Anexo Cuadro A.12).

FIGURA 2. 17 PRECIOS DE REFERENCIA (VENTA DE PRIMERA MANO EN REYNOSA) DE GAS NATURAL, 2010-2013

²⁸ Memoria de Labores 2014, Pemex



Fuente: CRE.

2.2.7. Comercio Exterior de Gas Natural

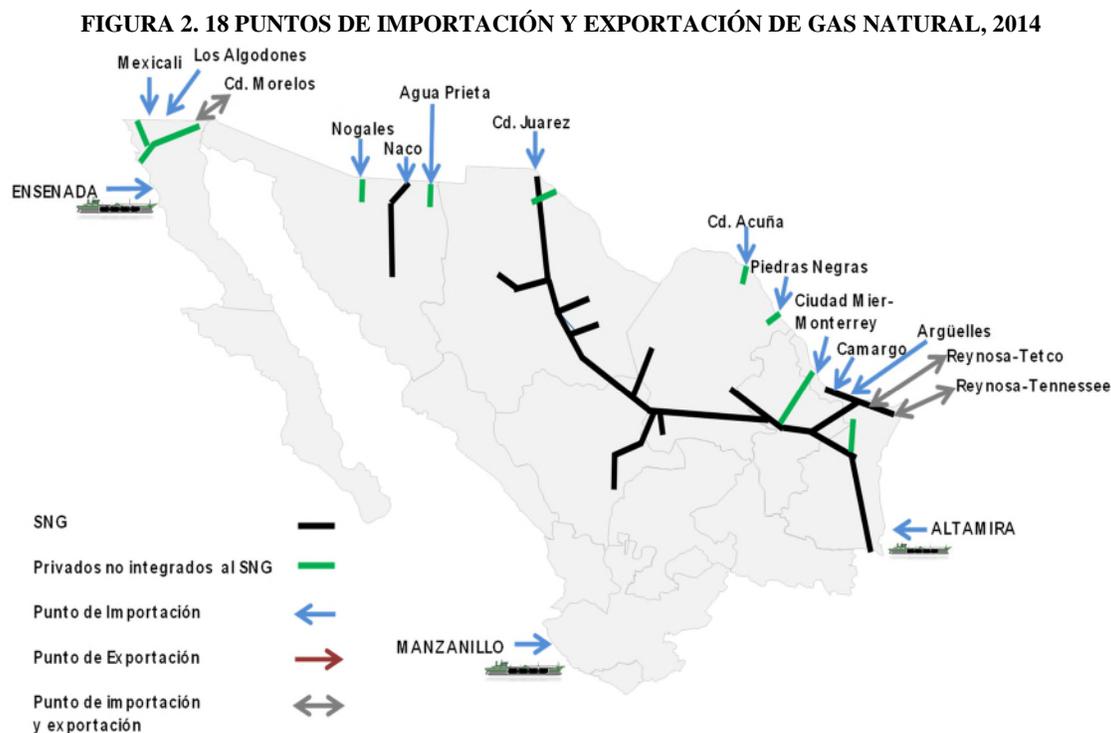
En 2014, las importaciones de gas ascendieron a 2,861.1 mmpcd, 13.7% más respecto a 2013, de éstas, 2,004.8 mmpcd se importaron mediante ducto provenientes de Estados Unidos de América y 856.3 mmpcd fueron recibidos en las tres terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado. Las importaciones recibidas en estas terminales provienen principalmente de países como Perú, Trinidad y Tobago, Nigeria, Indonesia y Qatar.

Del total de las importaciones, Pemex importó un volumen de 1,357.8 mmpcd, 5.3% mayor al registrado en 2013, esto debido a la menor producción de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y menor disponibilidad de gas directo de campos de Pemex-Exploración y Producción.

Asimismo, el sector eléctrico público importó un volumen de 1,134.9 mmpcd para la generación de electricidad, es decir 22.5% más respecto a 2013. Lo anterior como resultado de que, el 10 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de CFE aprobó la constitución de dos empresas filiales: "CFE Gas Natural S.A. de C.V.", con domicilio en México, y "CFE Internacional LLC", con domicilio en los Estados Unidos de América. Estas filiales concentrarán las operaciones que realiza la CFE en los mercados de gas natural, con el fin de operar ágilmente en los mercados internacionales, para maximizar el valor de las exportaciones y minimizar el costo de las importaciones de gas natural y otros combustibles.

Finalmente las importaciones por empresas particulares tuvieron un volumen de 368.4 mmpcd, es decir un incremento del 22.7% respecto al 2013.

En cuanto a las Exportaciones estas registraron un volumen de 12.5 mmpcd, de los cuales 8.4 mmpcd se realizaron en Cd. Morelos en Baja California y el resto en Reynosa Tamaulipas. Los puntos de importación y exportación se presentan en la Figura 2.18 y en el Anexo Cuadro A.13.



2.2.8. Balance Nacional de Gas Natural

En el balance de gas natural se muestra que, en 2014, la demanda de gas sigue en aumento, pasando de 6,952.4 a 7,209.3 mmpcd, sin embargo la producción nacional de gas no es suficiente para cubrir dicha demanda por lo que se tiene que recurrir a las importaciones (Ver Cuadro 2.11).

En cuanto a las importaciones, éstas alcanzaron un volumen de 2,861.1 mmpcd, de las cuales 2,004.8 mmpcd se realizaron mediante ducto y el resto fueron de Gas Natural Licuado recibidas en las terminales de almacenamiento de gas. En cuanto a las exportaciones, éstas alcanzaron un volumen de 12.5 mmpcd y se realizaron por ducto principalmente en Baja California y Reynosa Tamaulipas. Los balances de gas por región se presentan en los Anexos Cuadros A.14.- A.18.

CUADRO 2. 11 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2004-2014
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	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	7 253.9	3.4
Producción nacional	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	4 392.8	0.8
Producción de plantas	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	3 639.9	1.5
Directo de campos	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	694.2	-1.6
Etano inyectado a ductos	107.7	94.0	87.4	87.0	76.4	73.7	74.0	75.8	63.7	61.6	58.8	-5.9
Otras corrientes	4.2	4.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	na.
Importación	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	2 861.1	9.8
Importaciones por logística	609.4	656.1	772.5	776.0	852.5	819.1	684.9	904.9	933.4	949.4	1 119.1	6.3
PGPB	250.8	231.0	283.8	307.5	322.5	324.3	308.9	339.5	350.5	369.3	364.7	3.8
Particulares	358.6	425.1	488.8	468.5	530.0	494.8	376.1	565.4	582.9	580.1	754.4	7.7
Importaciones por balance PGPB	514.8	249.4	167.1	78.1	127.9	97.7	226.9	451.3	738.5	806.1	885.7	5.6
Importación de gas natural liquefado	0.0	0.0	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1	393.2	457.9	761.1	856.3	na.
PGPB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.3	107.4	na.
Particulares	0.0	0.0	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1	393.2	457.9	646.8	748.9	na.
Destino	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	7 221.8	3.4
Demanda nacional	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	7 209.3	3.4
Sector petróleo	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	2 275.6	1.0
Pem ex Exploración y Producción	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	1 285.4	0.3
Pem ex Refinación	260.8	274.9	279.5	282.4	306.0	299.3	337.8	332.9	343.5	348.8	375.7	3.7
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	254.8	250.9	262.9	268.4	287.6	291.4	289.0	292.0	274.8	213.4	196.1	-2.6
Pem ex Petroquímica	295.0	263.5	292.0	322.9	344.5	318.4	319.9	320.0	340.6	349.1	332.0	1.2
Pem ex Corporativo	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	-2.5
Cogeneración Nuevo Pem ex	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	71.8	86.1	na.
Sector industrial	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	1 313.5	3.2
Sector eléctrico	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	3 500.3	5.5
Público	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	2 998.4	5.6
Comisión Federal de Electricidad	813.6	733.0	836.5	872.4	895.9	991.1	982.1	1 012.7	1 076.5	1 198.4	1 230.5	4.2
Luz y Fuerza del Centro	28.7	28.8	30.3	56.9	50.0	59.6	50.7	63.8	57.4	60.8	41.9	3.9
Productores Independientes de Energía	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	1 726.0	6.8
Privado	311.9	333.7	368.3	367.5	389.6	382.3	366.1	371.0	395.3	430.2	501.9	4.9
Autogeneración de electricidad	222.8	216.6	232.9	245.5	244.1	246.9	265.5	265.6	265.7	302.1	360.1	4.9
Autoabastecimiento*	130.8	127.7	136.1	147.0	150.7	155.3	167.4	171.2	181.1	194.8	247.1	6.6
Cogeneración	92.0	88.9	96.8	98.5	93.4	91.6	98.2	94.4	84.7	107.3	113.0	2.1
Exportación de electricidad	89.0	117.1	135.4	122.0	145.5	135.4	100.6	105.4	129.6	128.0	141.8	4.8
Sector residencial	86.5	86.6	84.5	88.5	87.4	82.9	85.7	81.7	84.1	86.7	87.8	0.2
Sector servicios	19.6	20.5	23.3	24.2	25.3	24.5	26.6	25.2	27.0	28.5	29.9	4.3
Sector Autotransporte	2.0	1.9	2.0	1.9	1.7	1.5	1.4	1.5	1.8	2.4	2.3	1.2
Exportación	0.0	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4	12.5	na.
Variación de inventarios y diferencias	27.3	37.7	-2.3	6.0	38.8	58.2	38.7	25.7	46.7	44.3	32.1	1.6

* Incluye usos propios continuos.

Fuente: IMP.

2.3. Prospectiva de Gas Natural

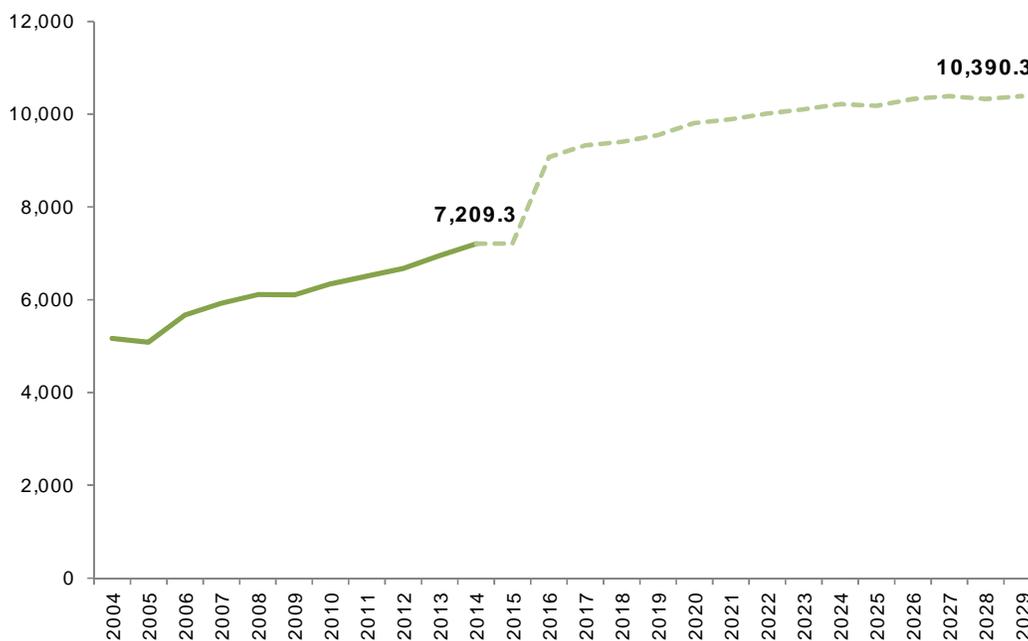
Como resultado de la Reforma Energética del pasado 20 de diciembre de 2013, y de acuerdo a las Leyes y Reglamentos derivados de ésta, la información que se presenta en esta sección, fue trabajada en conjunto con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en lo que respecta a la producción; y con el CENAGAS en el caso de los proyectos de infraestructura de transporte. Asimismo se tomaron datos de sus respectivos Planes Quinquenales.

Por otra parte, en lo que se refiere a demanda, para el sector eléctrico, los datos presentados y la desagregación es diferente a las presentadas en las prospectivas anteriores, ya que ahora se divide en diferentes modalidades (tipo de permisos).

2.3.1. Demanda nacional

La demanda nacional de gas natural se incrementará en 44.1% en 2029, pasando de 7,209.3 en 2014 a 10,390.3 mmpcd, lo que representa una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.5% (Ver Figura 2.19). Lo anterior se explica por mayor uso de este combustible en los sectores eléctrico, petrolero e industrial principalmente, y a que se tendrá mayor infraestructura de gasoductos, lo cual permitirá tener mayor acceso a este combustible.

FIGURA 2. 19 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2004-2029
(mmpcd)

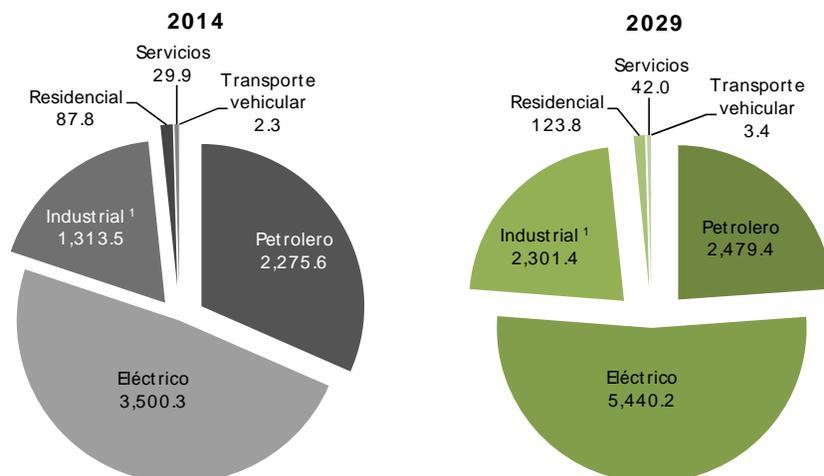


Fuente: SENER con base en información del IMP.

2.3.2. Demanda sectorial

En 2029, el mayor consumidor de gas natural seguirá siendo el sector eléctrico, con una demanda de 5,440.2 mmpcd lo que representará una participación del 52.4% del total nacional. A éste le siguen el sector petrolero²⁹ con 2,479.4 mmpcd y una participación del 23.9%, el sector industrial con una demanda de 2,301.4 mmpcd y una participación del 22.1%, el sector residencial con 123.8 mmpcd, sector servicios con 42.0 mmpcd y finalmente el sector transporte con una demanda de 3.4 mmpcd (Ver Figura 2.20). Todos los sectores presentan un incremento en su demanda en el periodo 2014-2029, siendo los que mayor incremento presentan los sector industrial y eléctrico con 75.2 % y 55.4% respectivamente.

FIGURA 2. 20 DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR, 2014-2029
(millones de pies cúbicos diarios)



² Incluye Proyecto Etileno XXI.
Fuente: SENER con información de IMP,

Sector Eléctrico

En 2029, el sector eléctrico presentará una demanda total de combustibles fósiles equivalente a 5,596.5 mmpcdgne, lo que representa una tmca de 0.4% durante el periodo de 2014-2029. En este sector, el consumo de gas natural crecerá a una tasa media de 3.0% anual, alcanzando un volumen de 5,440.2 mmpcd hacia el último año del periodo prospectivo (97.2% de la demanda de combustibles fósiles en el sector), lo que representa un incremento de 55.4% respecto a 2014. El incremento en la demanda se encuentra asociado a una mayor disponibilidad de este combustible, como resultado de los diferentes proyectos de construcción de gasoductos en desarrollo, los cuales abastecerán las diferentes centrales de generación eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE); asimismo, otro de los factores que impulsan la demanda es la sustitución de plantas de generación con base en combustóleo y diésel por gas natural.

En cuanto a los demás combustibles empleados en este sector, el coque de petróleo desplazará de la segunda posición al carbón. Para el primero de ellos, se pronostica un incremento de 4.2% respecto al consumo en 2014, pasando de 102.7 mmpcd a 106.9 mmpcd en 2029, presentando una tmca de 0.3% durante el periodo de estudio. En cuanto al carbón, se espera una contracción de 94.7% en su demanda respecto a 2014, para ubicarse en 45.5 mmpcdgne en 2029. En el caso de diésel, éste tendrá una disminución de 96.2%, y pasará de 55.3 mmpcdgne en 2014 a 2.1 mmpcdgne en 2029. Por otra parte la mayor disminución se presentará en el combustóleo el cual pasará de 720.0 mmpcdgne a 1.7 mmpcdgne en el mismo periodo. Ver Cuadro 2.12.

CUADRO 2. 12 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2014-2029
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

²⁹ Los datos mostrados del sector petrolero fueron calculados con base en información de Pemex, y es el consume que se espera por parte de esta Empresa Productiva del Estado (EPS).

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TM CA 2014-2029
Total	5 236.7	4 712.6	4 874.1	4 880.2	4 689.6	4 536.0	4 719.3	4 850.4	4 905.2	4 892.5	4 888.8	5 094.2	5 258.3	5 301.6	5 379.5	5 596.5	0.4
Carbón	858.5	430.0	344.0	256.5	69.7	0.0	11.1	34.6	83.1	114.1	114.6	132.7	142.1	79.6	50.3	45.5	-17.8
Com bustóleo	720.0	441.4	69.9	49.6	49.7	5.0	5.2	2.4	4.4	1.5	2.9	4.1	1.2	2.4	3.6	1.7	-33.1
Diésel	55.3	22.8	19.6	19.8	23.8	5.2	3.3	5.5	9.3	11.6	2.8	7.1	8.5	1.2	2.5	2.1	-19.6
Coque de petróleo	102.7	106.9	106.9	141.7	176.9	176.9	176.9	176.9	176.9	176.9	176.9	176.9	176.9	123.6	106.9	106.9	0.3
Gas natural	3 500.3	3 711.4	4 333.8	4 412.6	4 369.5	4 348.9	4 522.7	4 630.9	4 631.5	4 588.3	4 591.5	4 773.3	4 929.5	5 094.9	5 216.2	5 440.2	3.0

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

En lo que respecta a la demanda del sector eléctrico por modalidad, se espera que el mayor consumo de gas, con un volumen de 1,685.7 mmpcd, sea asociada a la modalidad que corresponde a la generación LIE³⁰, cuya participación será de 31.0% de la demanda del sector. A esta modalidad le siguen, en orden de magnitud, el consumo por parte de CFE con 1,609.6 mmpcd y una participación de 29.6%, los productores independientes de energía con 1,331.9 mmpcd, autoabastecimiento 456.1 mmpcd, cogeneración Pemex 156.0 mmpcd, cogeneración 148.2 mmpcd y el resto lo consumen los pequeños productores de electricidad, usos propios y el gas utilizado para la generación de electricidad que va a exportación. Ver Cuadro 2.13.

CUADRO 2. 13 DEMANDA DE GAS NATURAL EN ELE SECTOR ELÉCTRICO POR MODALIDAD, 2014 - 2029

(millones de pies cúbicos diarios)

Modalidad*	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TM CA 2014-2029
Total	3 500.3	3 711.4	4 333.8	4 412.6	4 369.5	4 348.9	4 522.7	4 630.9	4 631.5	4 588.3	4 591.5	4 773.3	4 929.5	5 094.9	5 216.2	5 440.2	3.0
Generación pública de electricidad (CFE)	1 228.2	1 441.8	1 893.7	1 844.8	1 540.4	1 129.7	1 298.3	1 263.2	1 246.6	1 310.3	1 318.6	1 417.1	1 479.8	1 517.8	1 549.4	1 609.6	1.8
Generación pública de electricidad (LFC)	41.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Productores independientes de energía	1 726.0	1 753.1	1 713.3	1 694.0	1 808.0	1 949.5	1 804.8	1 802.8	1 785.6	1 777.7	1 655.8	1 723.2	1 775.7	1 618.9	1 395.3	1 331.9	-1.7
Pequeña producción de electricidad	2.3	5.4	14.7	14.2	3.9	4.4	3.9	-	0.4	0.4	0.7	1.1	1.3	1.8	2.2	1.9	-1.4
Usos propios continuos	17.9	0.2	3.1	2.6	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4	1.4	1.4	-15.5
Autoabastecimiento	229.2	243.6	401.3	548.0	533.0	505.6	515.8	523.1	527.7	516.9	507.6	499.2	499.8	464.0	456.6	456.1	4.7
Cogeneración	113.0	137.1	164.2	126.3	138.9	106.1	93.8	108.5	116.7	97.3	167.8	171.8	174.2	148.0	148.6	148.2	1.8
Cogeneración Pem ex		65.2	65.2	95.6	204.4	160.3	156.0	212.8	221.3	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	n.a.
Generación LIE**	-	-	0.5	0.0	51.9	412.6	566.6	674.3	675.0	684.1	752.9	756.0	773.4	1 145.0	1 462.1	1 685.7	n.a.
Exportación de electricidad	141.8	65.2	77.9	87.1	87.6	79.3	81.9	44.9	56.8	44.2	30.5	47.5	67.9	41.9	44.4	49.4	-6.8

* La modalidad se refiere al tipo de permiso

**La Generación LIE se rige por la Nueva Ley de la Industria Eléctrica y las otras modalidades por la Ley anterior

Fuente: IMP, con base en información de CFE, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Sector Industrial

Al 2029, se espera que la demanda total de combustibles en el sector industrial alcance un volumen de 3,493.0 mmpcd, lo que representará un incremento del 50.1% con respecto a 2014. En este sector el gas natural será el combustible más utilizado con un volumen de 2,301.4 mmpcd, lo que representará un incremento del 70.0% respecto a 2014. Lo antes mencionado será resultado del menor precio relativo del gas en comparación con otros combustibles fósiles y a que, con el desarrollo de proyectos de gasoductos, se llevará gas a distintas zonas en las que antes no se tenía acceso, fortaleciendo el desarrollo de zonas industriales e incorporando nuevas industrias. Al igual que en el sector eléctrico, se espera una sustitución de combustóleo por gas natural en muchas de las industrias, lo que incrementa la demanda.

El segundo combustible más utilizado será el carbón, con una demanda de 467.2 mmpcdgne, lo que representará una participación de 13.4% del total, le siguen el coque de petróleo con 381.7 mmpcdgne, diésel con 210.5 mmpcdgne, gas L.P. con 132.1 mmpcdgne y, finalmente, se espera que el combustóleo se deje de consumir a partir de 2020. Ver Cuadro 2.14.

³⁰ Es tipo de modalidad que se rige bajo la Nueva Ley de la Industria Eléctrica.

CUADRO 2. 14 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014-2029
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Año	Gas natural (m m pcd)	Com bustólo (m m pcdgne)	Gas LP. (m m pcdgne)	D ĩsel (m m pcdgne)	Coque de petrólo (m m pcdgne)	Carbón (m m pcdgne)	Total (m m pcdgne)
2014	1 313.5	40.6	113.5	170.4	301.0	387.8	2 326.8
2015	1 441.8	54.7	110.1	174.9	298.9	385.0	2 465.5
2016	1 633.9	43.3	102.2	169.3	311.0	386.2	2 645.9
2017	1 713.7	32.5	103.1	165.3	320.8	391.3	2 726.7
2018	1 808.5	21.7	103.7	166.3	334.4	396.2	2 830.8
2019	1 839.5	10.8	104.9	165.6	341.0	401.3	2 863.1
2020	1 882.3	0.0	106.2	169.7	350.6	405.6	2 914.4
2021	1 920.4	0.0	107.8	173.9	356.6	412.5	2 971.2
2022	1 964.8	0.0	109.7	178.3	361.8	418.5	3 033.1
2023	2 009.0	0.0	111.8	182.5	365.2	424.6	3 093.1
2024	2 050.9	0.0	114.1	186.7	365.8	429.4	3 146.8
2025	2 099.7	0.0	116.8	191.3	370.1	437.5	3 215.4
2026	2 148.5	0.0	119.8	195.9	373.4	444.3	3 281.9
2027	2 200.1	0.0	123.4	200.8	376.8	451.6	3 352.5
2028	2 250.6	0.0	127.4	205.6	378.3	458.3	3 420.2
2029	2 301.4	0.0	132.1	210.5	381.7	467.2	3 493.0
tm ca	3.8	n a.	1.0	1.4	1.6	1.3	2.7

mmpcdgne: millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente

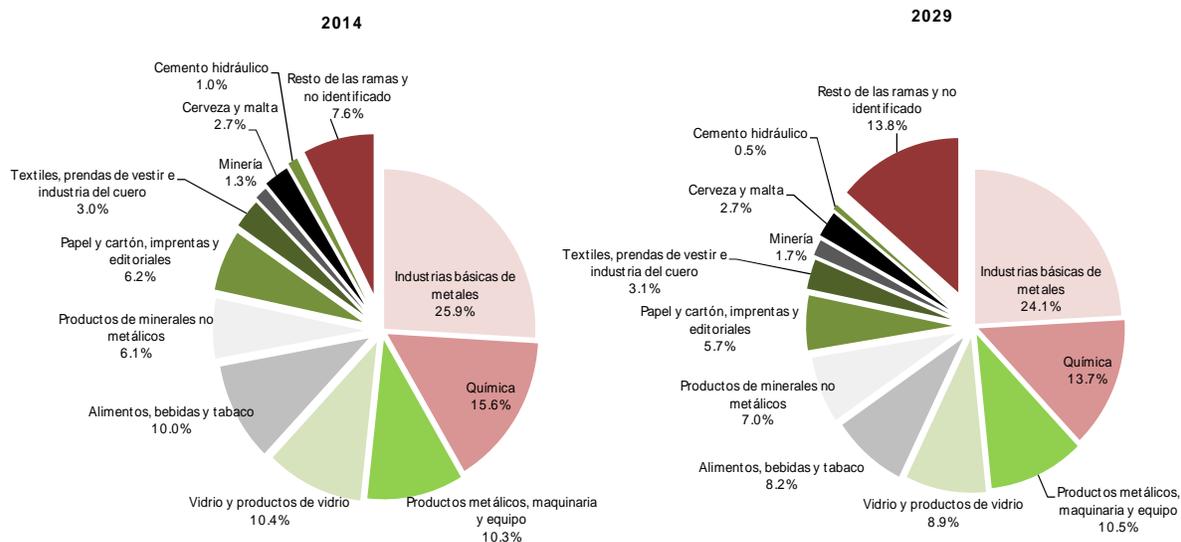
Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, Pemex, SE, SENER y empresas privadas.

En el caso de la demanda de gas natural por tipo de rama, se pronostica que la industria básica y de metales será la mayor demandante de gas con un volumen de 555.1 mmpcd (24.1%), lo que representará un incremento de 63.1% respecto a 2014. Este incremento se debe al mayor consumo en las grandes industrias de fabricación productos de hierro y acero, como son Acelor-Mittal, Ternium y AHMSA.

La segunda rama en cuanto a consumo de gas natural será la Química, con un volumen de 316.2 mmpcd (13.7%), un incremento de 54.7% respecto a los niveles de 2014. En esta rama, el gas natural se utiliza principalmente en las grandes industria como son: Braskem Idesa, Tereftalatos y en industrias de fertilizantes. En el caso de la rama de productos metálicos y maquinaria y equipo, ésta presentará una demanda de 242.0 mmpcd, lo que representará un incremento de 78.9% respecto a 2014.

En general en todas las ramas se presentará un incremento en su consumo, con excepción de la rama del cemento, la cual presentará una tmca de -0.5% durante el periodo de 2014-2029. En la siguiente figura se presenta la participación de cada una de las ramas en la demanda de gas natural. Adicionalmente en el Anexo Cuadro A.19, se presentan los volúmenes demandados en cada rama.

FIGURA 2. 21 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2014 Y 2029
(participación porcentual)



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

Para el cálculo de la demanda de gas natural en el sector industrial, se considera la demanda tendencial y no tendencial. Para la proyección de la demanda tendencial, se utiliza el crecimiento económico y los precios de los combustibles; mientras que en la demanda no tendencial, se consideran nuevos proyectos que utilizarán gas natural, nueva infraestructura de transporte y el consumo de gas natural comprimido.

En el caso de la demanda tendencial, ésta tendrá un volumen de 1,883.8 mmpcd, y una participación de 81.9%. Por otra parte, la demanda no tendencial tendrá una participación de 18.2%, con un volumen de 417.6 mmpcd, de los cuales la mayor participación será de los nuevos proyectos industriales, con una demanda de 417.6 mmpcd en 2029. En el Anexo Cuadro A.20, se presenta los volúmenes de las demandas tendencial y no tendencial para el periodo de 2015-2029.

Sector Petrolero

Se espera que en 2029, el sector petrolero, presente una demanda de combustibles equivalente a 2,731.3 mmpcdgne, con lo que su tmca será de 0.4% para el periodo 2014-2029. En 2029, el combustible más demandado será el gas natural con un volumen de 2,479.4 mmpcd, lo que representará una participación de 90.8% de la demanda total de combustibles en 2029 y una tmca de 0.6% durante el periodo de estudio.

En cuanto a los demás combustibles utilizados, el diésel será el segundo mayor demandado, con un volumen de 120.1 mmpcdgne y una tmca de -0.01%; le sigue el gas L.P. con un volumen de 110.3 mmpcd y una tmca de 12.1%; el combustóleo con un volumen de 16.3 mmpcdgne, será el combustible que presentará la mayor disminución respecto a 2014. Finalmente la gasolina será el combustible menos utilizado en este sector con un volumen de 5.3mmpcdgne. Ver Cuadro 2.15.

CUADRO 2. 15 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014-2029
(mmpcdgne)

Año	Gas natural (m m pcd)	Combustible (m m pcdgne)	Díesel (m m pcdgne)	Gas L.P. (m m pcdgne)	Gasolinas (m m pcdgne)	Total (m m pcdgne)
2014	2,275.6	152.0	120.2	19.8	10.1	2,577.7
2015	1,941.0	138.4	112.8	12.5	6.3	2,211.0
2016	2,981.2	109.2	120.1	13.8	5.0	3,229.3
2017	3,070.3	44.4	120.1	59.9	5.3	3,299.8
2018	3,091.0	44.4	120.1	110.3	5.3	3,371.0
2019	3,220.5	25.6	120.1	110.3	5.3	3,481.8
2020	3,259.2	25.6	120.1	110.3	5.3	3,520.5
2021	3,189.5	16.3	120.1	110.3	5.3	3,441.4
2022	3,264.4	16.3	120.1	110.3	5.3	3,516.3
2023	3,352.3	16.3	120.1	110.3	5.3	3,604.2
2024	3,416.3	16.3	120.1	110.3	5.3	3,668.2
2025	3,145.7	16.3	120.1	110.3	5.3	3,397.6
2026	3,088.9	16.3	120.1	110.3	5.3	3,340.8
2027	2,929.8	16.3	120.1	110.3	5.3	3,181.7
2028	2,695.6	16.3	120.1	110.3	5.3	2,947.5
2029	2,479.4	16.3	120.1	110.3	5.3	2,731.3
tm ca	0.6	-13.8	-0.01	12.1	-4.3	0.4

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

Fuente: IMP con información de Pemex.

Sector Residencial

En el sector residencial, la demanda total de combustibles presentará una tmca de -0.3% durante el periodo de 2014-2029, pasando de 1,270.6 mmpcdgne a 1,219.2 mmpcdgne, una disminución de 4.0% respecto a 2014. En este sector el gas L.P. seguirá siendo el combustible más utilizado con un volumen de 633.7 mmpcdgne; seguido por la leña con un volumen de 461.6 mmpcdgne; cabe destacar que estos dos combustibles presentarán una tmca negativa de 0.3% y 0.8% respectivamente. En el caso de gas natural, éste tendrá un incremento de 41.1%, pasando de 87.8 mmpcd a 123.8 mmpcd; esto debido a que el gas natural sustituirá la demanda de gas L.P. y a la leña; y al desarrollo de infraestructura de gasoductos, lo que permitirá que se tenga mayor acceso a gas natural. Ver Cuadro 2.16.

CUADRO 2. 16 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2014-2029
(mmpcdgne)

Año	Gas LP (m m pcdgne)	Leña (m m pcdgne)	Gas natural (m m pcd)	Total (m m pcdgne)
2014	663.0	519.8	87.8	1,270.6
2015	657.2	514.1	90.3	1,261.6
2016	648.3	506.5	93.7	1,248.5
2017	642.3	501.1	97.3	1,240.7
2018	638.1	493.9	100.7	1,232.7
2019	635.2	486.2	104.0	1,225.3
2020	633.3	476.6	107.1	1,216.9
2021	632.1	476.9	109.9	1,218.9
2022	631.4	475.7	112.5	1,219.5
2023	631.2	474.2	114.7	1,220.1
2024	631.1	471.3	116.7	1,219.2
2025	631.2	470.8	118.5	1,220.5
2026	631.6	468.8	120.0	1,220.4
2027	632.2	466.6	121.4	1,220.2
2028	632.9	462.9	122.7	1,218.5
2029	633.7	461.6	123.8	1,219.2
tm ca	-0.3	-0.8	2.3	-0.3

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

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

Sector Servicios

Se espera que en 2029, la demanda de combustibles por parte de este sector se ubique en 300.2 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 8.7% respecto a 2014. En este sector, el gas L.P. será el combustible más demandado con un volumen de 184.4 mmpcdgne, presentando una tmca de 0.8% durante el horizonte de planeación. Al gas L.P. le seguirá la leña, con un volumen 73.9 mmpcdgne y una tmca de -0.8% para el periodo 2014-2029.

Finalmente el gas natural será el combustible menos demandado con un volumen de 42.0 mmpcdgne, sin embargo, éste presentará un incremento de 40.6% respecto a 2014, y una tmca de 2.3% durante el periodo de estudio. El aumento se deberá, principalmente, a la sustitución de leña por gas natural; y a que se tendrá mayor acceso a este combustible, debido al desarrollo de infraestructura de gasoductos. Ver Cuadro 2.17.

CUADRO 2. 17 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2014-2029

(mmpcdgne)

Año	Gas LP (m m pcdgne)	Leña (m m pcdgne)	Gas natural (m m pcd)	Total (m m pcdgne)
2014	163.3	83.2	29.9	276.3
2015	156.7	82.3	28.4	267.3
2016	155.2	81.0	28.8	265.0
2017	154.6	80.2	29.4	264.2
2018	154.9	79.0	30.1	264.0
2019	155.9	77.8	31.0	264.6
2020	157.4	76.3	32.0	265.7
2021	159.5	76.3	33.0	268.8
2022	161.8	76.1	34.1	272.0
2023	164.4	75.9	35.2	275.5
2024	167.2	75.4	36.3	279.0
2025	170.3	75.3	37.4	283.0
2026	173.5	75.0	38.6	287.1
2027	176.9	74.7	39.7	291.3
2028	180.6	74.1	40.8	295.5
2029	184.4	73.9	42.0	300.2
tm ca	0.8	-0.8	2.3	0.6

mmpcdgne: millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente

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

En cuanto a ahorros de gas natural en los sectores residencial y de servicios, se espera que en 2029 se tengan ahorros de 19.8 mmpcd, es decir, 12.9 mmpcd adicionales respecto a 2014. Estos ahorros se deberán principalmente a la mejora en eficiencias de calentadores de agua, estufas con encendido electrónico y hornos de microondas.

En 2029, el ahorro derivado de los calentadores representará el 91.1% del total, pasando de 5.8 mmpcd en 2014 a 18.0 mmpcd en 2029, mientras que el ahorro por estufas con encendido electrónico representará el 8.8%, llegando a un volumen de gas ahorrado de 1.7 mmpcd en 2029. Finalmente, el ahorro por incorporación de hornos de microondas será de 0.2%, es decir un volumen de 0.04 mmpcd al final del periodo. Ver Cuadro 2.18.

CUADRO 2. 18 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS

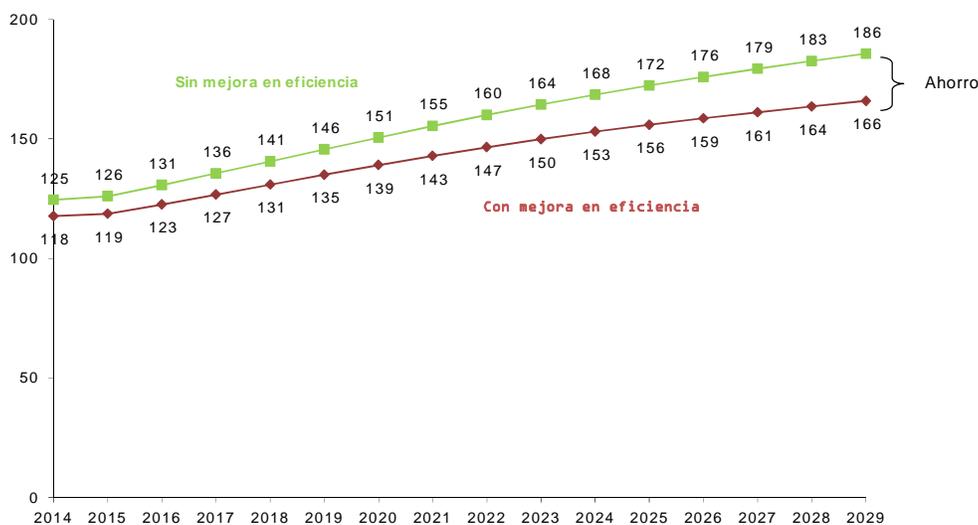
(millones de pies cúbicos diarios)

Año	Calentadores de agua	Estufas con encendido electrónico	Hornos de microondas	Total
2014	5.8	1.0	0.00	6.9
2015	6.3	1.1	0.00	7.4
2016	7.0	1.1	0.00	8.1
2017	7.7	1.2	0.00	8.9
2018	8.5	1.2	0.00	9.7
2019	9.3	1.3	0.00	10.6
2020	10.2	1.3	0.00	11.5
2021	11.1	1.4	0.00	12.5
2022	12.0	1.4	0.00	13.4
2023	13.0	1.5	0.00	14.4
2024	13.9	1.5	0.00	15.4
2025	14.8	1.6	0.00	16.4
2026	15.7	1.6	0.01	17.3
2027	16.5	1.7	0.02	18.2
2028	17.3	1.7	0.04	19.0
2029	18.0	1.7	0.04	19.8
	0.9	0.1	0.0	1.0

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

En un escenario en el que no se tuvieran mejoras en eficiencia, tanto en calentadores, estufas con encendido electrónico y hornos de microondas, la demanda sería de 124.5 mmpcd en 2014, y alcanzaría un volumen de 185.6 mmpcd en 2029; mientras que en un escenario con ahorro esta demanda pasaría de 117.6 mmpcd en 2014 a 165.9 mmpcd en 2029. Ver la siguiente gráfica.

FIGURA 2. 22 AHORRO DE GAS NATURAL EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS (BASE=2002), 2014-2029
(millones de pies cúbicos diarios)



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

Sector Autotransporte

En 2029, se pronostica que la demanda de combustibles en el sector autotransporte será de 8,923.7 mmpcdgne, lo que representará un incremento del 55.4% respecto a 2014. Este aumento se debe a que, en 2029, el parque vehicular será de 40,126.6 miles de unidades, lo que representará un aumento de casi el 30% respecto a 2014. Ver Anexo Cuadro A.21.

En este sector el combustible más utilizado seguirá siendo la gasolina, este petrolífero presentará una tmca de 2.5 durante el periodo de 2014-2029, con lo que su demanda se ubicará en 5,426.1 mmpcdgne en el último año del periodo. Este volumen representará una participación de 60.8% del total de combustibles demandados por este sector en 2029. A la gasolina le sigue el diésel, con un volumen de 3,323.9 mmpcdgne; gas L.P con 170.3 mmpcd y, finalmente gas natural, con 3.4 mmpcd, lo que representó un incremento de 45.7% respecto a 2014.

CUADRO 2. 19 DEMANDA DE GASOLINAS, GAS L.P. CARBURANTE Y GAS NATURAL COMPRIMIDO Y DIÉSEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2014-2029

Año	Gasolina	Diésel	Gas LP	Gas natural comprimido	Total
2014	3,728.2	1,874.0	139.3	2.3	5,743.8
2015	3,718.4	1,893.5	158.4	2.6	5,772.9
2016	3,648.7	1,971.8	161.0	2.7	5,784.2
2017	3,701.6	2,107.6	166.1	2.8	5,978.0
2018	3,756.9	2,211.0	169.5	2.8	6,140.2
2019	3,868.5	2,322.3	172.5	2.9	6,366.2
2020	3,974.1	2,424.2	174.6	3.0	6,575.9
2021	4,154.1	2,534.5	176.4	3.0	6,868.1
2022	4,355.6	2,628.7	177.7	3.1	7,165.0
2023	4,541.4	2,712.9	178.1	3.2	7,435.5
2024	4,712.5	2,803.6	178.0	3.2	7,697.4
2025	4,881.8	2,899.2	177.5	3.2	7,961.8
2026	5,040.6	3,005.4	176.7	3.3	8,226.0
2027	5,172.9	3,108.7	175.3	3.3	8,460.1
2028	5,331.3	3,213.4	173.1	3.3	8,721.1
2029	5,426.1	3,323.9	170.3	3.4	8,923.7
tmca	2.5	3.9	1.3	2.5	3.0

(mmpcdgne)

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.

2.3.3. Demanda regional y estatal

La demanda de gas natural en el país presentará un incremento de 44.1% pasando de 7,209.3 mmpcd en 2014 a 10,390.3 mmpcd en 2029, con lo que su tmca será de 2.5% durante el periodo 2014-2029. En 2029, la región Noreste, será la que presente la mayor demanda y tendrá una participación de 31.4% dentro del total nacional, seguida de la región Sur-Sureste con 22.9%, Centro-Occidente con 17.9%, la región Centro con 15.1%, Noroeste con 11.2% y finalmente aguas territoriales con 1.6%. Ver Cuadro 2.20.

En general, todas las regiones tendrán un incremento en la demanda, que ira del 21.9% al 133.3% respecto al 2014. El mayor incremento se presentará en la región Noroeste con 133.3%, seguida de la región Centro con 103.9%, Centro-Occidente con un incremento de 76.3%, Noreste con 38.8% y Sur-Sureste con 21.9%. En el caso del rubro denominado Aguas territoriales, se presentará una disminución de 71.5%, cuya demanda pasará de 589.1 mmpcd en 2014 a 167.9 mmpcd.

En 2029, la demanda de la región Noreste se ubicará en 3,268.8 mmpcd, presentando una tmca de 2.2%. Por estado, la mayor demanda será en Nuevo León, con 1,346.8 mmpcd, lo que representará una participación de 41.3% de la demanda regional, le sigue Tamaulipas con 800.5 mmpcd y, en tercer lugar, el estado de Chihuahua con 623.1 mmpcd. El incremento en la demanda se deberá a la construcción de nuevas centrales de generación que utilizan gas en los estados de Nuevo León y Chihuahua³¹.

Se espera que en 2029 la demanda de gas natural en la región Sur-Sureste sea de 2,381.3 mmpcd, que representa una tmca de 1.3% durante el periodo de estudio. En 2029 se pronostica que el estado de Chiapas sea el que presente la mayor demanda con un volumen de 957.1 mmpcd, seguido de Veracruz con 903.6 mmpcd, y, en tercer lugar, Tabasco con 234.2 mmpcd. El incremento en la demanda de gas natural de la región, y principalmente en Chiapas, se explica porque uno de los gasoductos considerados dentro del programa de expansión servirá para llevar gas natural a esta parte del país, que, a la fecha, no cuenta con acceso a este combustible.

En la región Centro-Occidente se pronostica que la demanda de gas natural pasará de 1,053.6 mmpcd en 2014 a 1,857.1 mmpcd en 2029, con una tmca de 3.9%, para el periodo 2014-2029. En la región, el estado de Guanajuato será el mayor demandante de gas, alcanzando un volumen de 718.1 mmpcd, seguido de Jalisco con 398.8 mmpcd y San Luis Potosí con 368.8 mmpcd. El incremento en la demanda se encuentra vinculado al desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural y a la construcción de una planta de generación a partir de gas natural en Guanajuato.

En el caso de la región Centro, la demanda pasará de 767.1 mmpcd en 2014 a 1,564.1 mmpcd en 2029, lo que representa una tmca de 4.9% para el periodo prospectivo. El estado que concentrará la mayor demanda de gas será Hidalgo, con un volumen de 616.3 mmpcd, le siguen el Estado de México con 518.5 mmpcd y Morelos con 202.3 mmpcd al final del periodo. El incremento se explica a la construcción del Ramal Tula, que transportará gas natural del sistema Cempoala-Santa Ana, y abastecerá a la central de generación de Tula, adicionalmente se fortalecerá la capacidad de transporte para la zona centro del país³².

Finalmente, en la región Noroeste la tmca será de 5.8%, con lo que la demanda se incrementará de 496.7 mmpcd en 2014 a 1,158.7 mmpcd en 2029. El estado de Sonora será el principal demandante en la región, con un volumen de 432.7 mmpcd, seguido de Sinaloa con 332.8 mmpcd y Baja California con 301.0 mmpcd. El incremento en la demanda de debe a la construcción de gasoductos que forman parte del sistema Norte-Noroeste (El Encino- Topolobampo; Sásabe-Guaymas; Guaymas- El Oro; El Oro-Mazatlán; y Chihuahua), que suministrarán gas natural a los estados de Sonora, Sinaloa y Chihuahua, con lo que se fortalecerá la disponibilidad del energético tanto para las centrales de generación, como para los usuarios industriales y residenciales de la región³³.

CUADRO 2. 20 CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR ESTADO, 2014-2029

(millones de pies cúbicos diarios)

³¹ Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad.

³² *Ibidem*.

³³ *Ibidem*.

Estado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca
Total nacional	7 209.3	7 215.5	9 074.1	9 326.1	9 402.6	9 546.8	9 806.3	9 886.8	10 010.3	10 102.7	10 214.9	10 177.9	10 328.7	10 389.2	10 329.2	10 390.3	2.5
Noreste	496.7	370.4	588.8	686.0	687.2	849.7	863.2	889.2	908.2	960.6	972.1	1 014.4	1 082.7	1 117.2	1 149.8	1 158.6	5.8
Baja California	334.2	186.2	187.1	192.6	194.8	204.6	196.3	130.9	143.9	175.1	168.4	195.6	240.7	266.8	288.2	301.0	-0.7
Baja California Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.2	53.6	49.2	51.5	61.4	65.2	68.7	75.3	80.1	84.2	92.1	na.
Sinaloa	0.0	0.1	20.5	132.0	120.8	206.4	226.8	334.6	335.3	336.5	336.2	336.4	336.6	336.1	336.2	332.8	na.
Sonora	162.5	184.1	381.2	361.4	371.6	388.5	386.5	374.5	377.5	387.6	402.3	413.7	430.1	434.3	441.2	432.7	6.7
Noreste	2 350.1	2 418.5	2 549.8	2 714.6	2 799.6	2 850.1	2 830.9	2 977.7	3 000.3	2 990.6	3 024.4	3 094.5	3 148.7	3 182.6	3 218.4	3 260.8	2.2
Chihuahua	366.4	357.1	357.1	392.9	460.5	434.0	451.1	450.3	452.4	452.2	456.1	467.7	487.2	491.8	560.9	623.1	3.6
Coahuila	208.4	207.5	245.2	246.8	243.7	229.1	232.0	235.2	238.3	240.9	243.7	247.0	250.9	252.1	253.6	255.7	1.4
Durango	196.4	191.1	177.8	205.7	157.5	160.3	163.4	202.9	217.7	217.5	231.4	244.0	248.0	257.9	262.3	234.6	1.2
Nuevo León	687.4	767.3	871.8	949.8	1 006.0	1 069.2	1 087.5	1 105.0	1 116.4	1 124.3	1 133.0	1 148.0	1 162.6	1 317.6	1 332.1	1 346.8	4.6
Tamaulipas	891.5	895.5	897.9	919.3	931.8	957.5	896.9	984.3	975.4	955.7	960.1	987.9	1 000.0	863.3	809.5	800.5	-0.7
Centro - Occidente	1 053.6	1 188.8	1 312.7	1 285.7	1 283.5	1 329.1	1 471.2	1 417.1	1 391.0	1 446.0	1 480.2	1 546.9	1 637.6	1 694.1	1 751.8	1 857.1	3.9
Aguascalientes	19.1	19.1	21.3	22.1	23.1	24.1	25.2	26.4	27.7	28.9	30.0	31.3	32.6	34.0	35.5	37.0	4.5
Colima	216.7	340.3	340.3	339.9	257.9	35	3.7	3.9	4.1	4.3	4.4	4.7	12.6	5.7	27.1	6.4	-20.9
Guanajuato	259.1	276.5	286.0	272.4	308.9	507.9	613.8	614.3	591.4	622.5	625.8	661.4	710.2	713.9	718.8	718.1	7.0
Jalisco	68.4	71.8	85.2	113.6	151.0	247.8	250.4	252.4	255.3	258.0	258.3	263.5	267.2	266.1	269.0	398.8	12.5
Michoacán	131.9	146.9	166.7	167.3	167.1	167.2	167.5	167.7	167.9	168.3	168.6	168.9	169.2	169.6	170.0	170.4	1.7
Querétaro	160.0	93.4	125.2	125.4	130.4	121.0	125.1	123.1	125.3	128.4	134.8	137.1	141.5	145.1	145.5	144.4	-0.7
San Luis Potosí	198.4	232.3	279.0	235.7	235.5	247.8	275.3	218.9	208.6	224.7	246.9	268.3	292.2	347.3	373.0	368.8	4.2
Zacatecas	0.0	8.5	9.0	9.3	9.5	9.8	10.1	10.4	10.7	11.1	11.4	11.8	12.1	12.5	12.9	13.2	na.
Centro	767.1	898.5	1 258.2	1 202.4	1 098.7	953.3	1 088.6	986.6	991.2	1 006.1	1 050.2	1 121.1	1 125.3	1 258.0	1 472.5	1 564.5	4.9
Distribución Federal	59.1	81.3	72.6	71.7	68.5	50.5	65.5	51.7	53.3	56.3	55.7	64.5	70.6	67.4	72.3	63.0	0.4
Hidalgo	196.5	241.7	514.0	445.0	303.0	252.2	312.2	254.1	254.1	263.8	268.8	300.7	328.0	476.3	664.0	616.3	7.9
México	300.7	319.2	345.1	355.8	400.9	322.2	391.3	347.7	348.3	359.8	401.4	429.1	461.1	446.3	465.8	518.5	3.7
Morales	9.8	49.1	104.8	105.0	105.4	105.6	105.9	106.4	106.7	106.9	107.2	107.5	107.8	108.1	108.4	202.3	22.3
Puebla	170.6	170.5	182.9	185.3	180.5	181.4	182.4	183.4	184.6	185.4	182.2	183.5	120.7	121.9	123.0	124.3	-2.1
Tlaxcala	30.4	36.8	38.8	39.7	40.4	41.3	31.2	43.3	44.3	33.9	34.8	35.9	37.0	38.0	39.1	40.1	1.9
Sur-Sureste	1 952.7	2 184.4	2 819.2	2 887.4	2 965.1	3 023.8	2 985.5	3 011.1	3 078.1	3 039.0	2 964.9	2 899.3	2 920.6	2 855.0	2 519.1	2 381.3	1.3
Campeche	118.9	96.9	105.1	105.6	107.7	102.1	87.1	112.7	131.5	114.3	120.5	91.4	83.7	79.6	67.5	57.7	-4.7
Chiapas	62.7	858.9	1 158.9	1 203.9	1 286.1	1 334.7	1 341.9	1 195.2	1 215.9	1 276.5	1 250.6	1 225.4	1 262.7	1 245.4	1 104.7	957.1	19.9
Oaxaca	0.0	7.3	90.9	100.5	71.5	49.0	49.0	89.3	97.6	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	89.3	74.2
Quintana Roo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	na.
Tabasco	696.1	286.1	233.9	208.4	216.6	226.8	223.9	296.3	315.3	251.8	248.7	243.0	246.0	244.2	235.1	234.2	-7.0
Veracruz	955.4	852.4	1 140.4	1 176.2	1 186.0	1 228.2	1 199.3	1 228.9	1 233.9	1 222.3	1 171.9	1 165.4	1 153.4	1 072.4	895.9	903.5	-0.4
Yucatán	119.6	82.8	90.0	92.6	97.1	82.8	84.2	88.5	83.7	84.5	83.5	84.2	85.0	123.4	125.9	138.6	1.0
Aguas territoriales	589.1	1 54.8	545.4	550.0	568.5	540.9	566.9	605.1	641.6	660.3	723.1	501.7	413.8	282.2	217.5	167.9	-8.0

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

2.3.4. Oferta de gas natural

Ronda Uno

El 11 de diciembre de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), publicó la Primera Convocatoria y las bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras. La Ronda Uno comprende una serie de licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos que lleva a cabo el Estado Mexicano.

El 15 de julio de 2015, se llevó a cabo la apertura de las propuestas y se adjudicaron los dos primeros contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos a partir de la Reforma Energética. Estos contratos fueron firmados el 4 de septiembre de 2015 por la CNH, en representación del Estado, y los licitantes ganadores, Sierra Oil & gas, S. de R.L. de C.V en consorcio con Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC.

El 27 de febrero de 2015, se publicó la Segunda Convocatoria para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en nueve campos, en esta ocasión los campos en concurso incluían reservas certificadas. El 30 de septiembre de 2015 se llevó a cabo el acto de presentación de propuestas y se adjudicaron tres de las cinco áreas contractuales ofertadas. Las empresas ganadoras fueron: la italiana ENI International B.V., el consorcio Pan American Energy, LLC y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V., y el consorcio Fieldwood Energy, LLC y Petrobal, S.A.P.I. de C.V.

El 12 de mayo de 2015, se anunció la Tercera Convocatoria, la cual incluye 25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres. Al cierre de la inscripción se registraron 60 empresas, de las cuales 40 son mexicanas. La adjudicación de estos contratos se llevará a cabo el 15 de diciembre de 2015.

Es importante señalar que las siguientes licitaciones de la Ronda Uno, considerarán aceites pesados y extra-pesados, aguas profundas, Chicontepec y yacimientos de recursos no convencionales.

Producción de gas

De acuerdo a los artículos 26, 27 y 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía (SENER) será la responsable de emitir el Plan Quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, con base en la propuesta de la CNH; asimismo, CNH es la responsable de realizar la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos de México.

De acuerdo a lo anterior, la CNH realizó un estimado de la producción de gas natural para los siguientes 15 años, en los que se consideraron dos escenarios de producción (mínimo y máximo). Para estos escenarios, se tomaron las siguientes premisas.

- La prospectiva está construida con base en la Base de Reservas al 1 de enero de 2015, en la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias (BDOE) del 18 de septiembre de 2014, el reporte del Programa Operativo Trimestral I (POT I) de Pemex de 2015, Así como la información entregada por Pemex para las migraciones de contratos.
- Para las estimaciones de las rondas de licitación, se consideraron las convocatorias de la Ronda 1 y las áreas y campos previstos en el Plan Quinquenal de Rondas de Licitación 2015 – 2019 propuesto por la CNH. Después de 2019 se consideraron los campos y las oportunidades restantes tanto de Reservas como de BDOE.
 - a) En el caso de la extracción de hidrocarburos, se asume que la totalidad de los campos con reservas se asignan en el horizonte de planeación.
 - b) En cuanto a los prospectos exploratorios, se modeló a partir de la probabilidad de ser asignados en las rondas de licitación y la probabilidad de éxito geológico.
- La producción de los campos considerados para rondas de licitación fue sumada a la producción de Pemex de la siguiente manera:
 - a) En 2016 se sumó la producción de los campos de las Rondas 2, 3, y 4.

- b) En 2017 se sumó la producción de los campos de las Rondas 3 y 4.
 - c) En 2018 se sumó la producción de los campos de la Ronda 4.
 - d) A partir de 2019 se agrega la producción de todos los campos disponibles.
- En el caso de las estimaciones de la plataforma de producción mínima, corresponden a los perfiles de producción de las reservas 2P y a los perfiles de producción del escenario medio de la BDOE. Mientras que la de la plataforma de producción máxima corresponde a los de reservas 3P y al perfil de producción del escenario P90³⁴ de BDOE. Los recursos prospectivos se ajustaron por riesgo.
 - Para los perfiles de producción asociados a los campos de Aceite Terciario del Golfo que fueron otorgados parcialmente a Pemex en la Ronda Cero, se tomó la parte proporcional para dividirlo entre el perfil de los campos que administra el Estado y el perfil de los campos que administra Pemex.
 - Se incluyen los perfiles de producción de las asignaciones que Pemex solicitó migrar a un contrato de exploración y extracción de hidrocarburos para realizar actividades en alianza con personas morales (en adelante, asociaciones).
 - Se incluyen los perfiles de producción de las asignaciones que se encuentran bajo el esquema de Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) y de Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) de los cuales Pemex solicitó modificación de la asignación, para la posterior migración a un Contrato de Exploración y Extracción de hidrocarburos.
 - Los perfiles fueron obtenidos de la documentación presentada por Pemex referente a las asignaciones: Misión, Santuario, Ébano, Miquetla, Magallanes, Arenque y Altamira. La solicitud para la asignación Olmos no fue incluida debido a que no cuenta con componente de extracción, mientras que la solicitud para la asignación Pánuco no fue presentada debido a los cambios realizados por SENER en el proceso.

En el corto plazo, se privilegiará la selección de campos con mayor avance en su desarrollo que no hayan sido solicitados por Pemex en Ronda Cero, o bien que para el desarrollo de los mismos la empresa carezca de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución suficientes, de acuerdo a lo establecido en el Sexto Transitorio del Decreto.

A mediano y largo plazo, las empresas que resulten ganadoras en las rondas de licitación podrán desarrollar proyectos de exploración y extracción en áreas poco exploradas y con alto potencial de desarrollo, contribuyendo a incrementar la producción de gas natural³⁵.

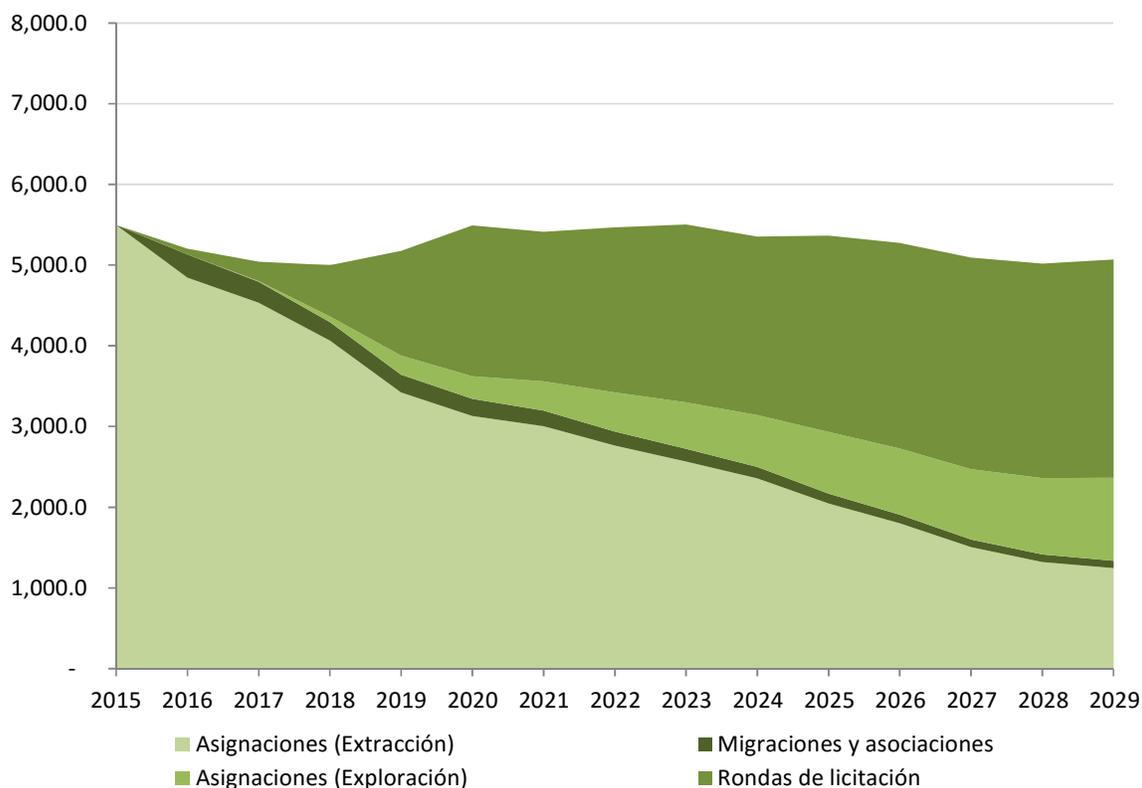
Con base en las premisas descritas, se presenta las plataformas de producción de gas natural 2015-2029, para los escenarios máximo y mínimo.

La clasificación de áreas a licitar está desarrollada a partir del tipo de actividad (exploración o extracción). En el caso de la plataforma de producción de gas para el escenario mínimo, se estima que la producción alcanzará un volumen de 5,069.5 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2029, lo que representará una disminución de 13.7% respecto a la producción de 2014. En este escenario, la producción tendrá una disminución en los próximos años y, en 2020, se incrementará debido a la producción por parte de las empresas ganadoras de las licitaciones. Ver Figura 2.23.

FIGURA 2. 23 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIO MÍNIMO 2015-2029
(mmpcd)

³⁴ Recurso Prospectivo P90 (Estimación Baja): son aquellos en los que existe una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado. CNH, Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

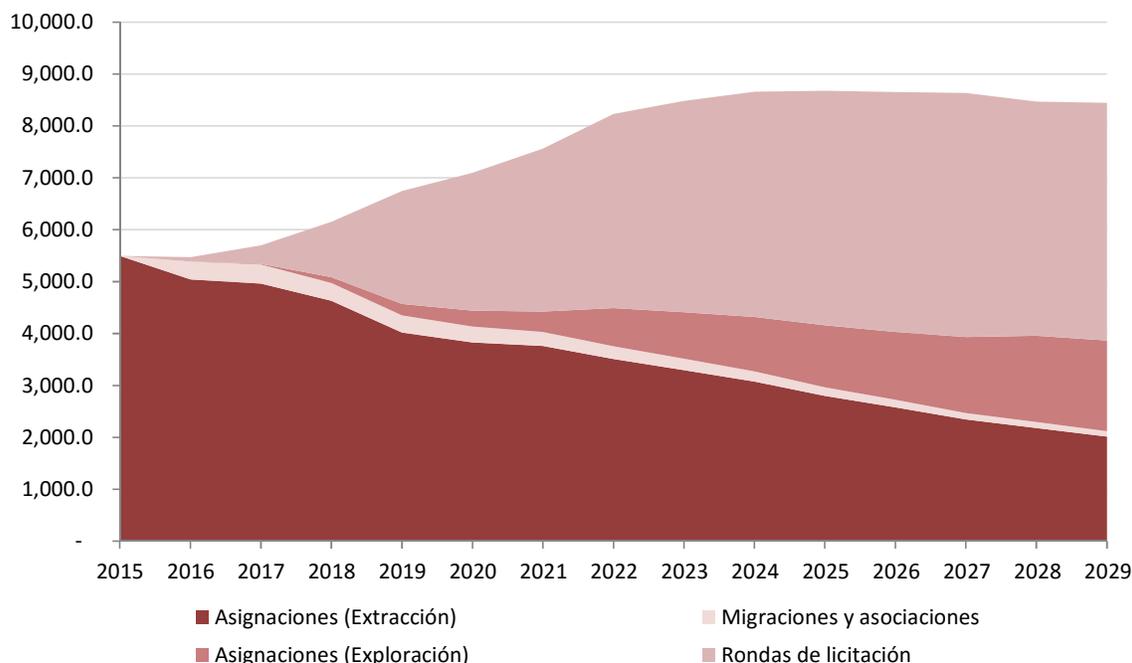
³⁵ Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019



Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

En el caso de la plataforma de producción de gas para el escenario máximo, la CNH estima que aumentará 43.7%, pasando de 5,873.4 mmpcd en 2014 a 8,442.4 mmpcd en 2029, y tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 3.1% durante el periodo 2015-2029. En este escenario, se observa que la producción máxima se alcanzará en 2025, con un volumen de 8,678.4 mmpcd. Ver Figura 2.24.

FIGURA 2. 24 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DE GAS, ESCENARIO MÁXIMO 2015-2029
(mmpcd)



Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

La producción de gas natural por categorías son: campos de extracción terrestres, Chicontepec, aceites pesados y extra-pesados, aguas someras y aguas profundas. Las áreas para exploración se encuentran agrupadas por provincia petrolera, la clasificación de áreas reconoce la diferencia entre recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos.

El Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, considera la licitación de 237 campos petroleros: 169 de ellos se ubican en áreas terrestres, 12 en Chicontepec, 13 son considerados como campos de aceite extra-pesado, 39 se localizan en aguas someras y 4 en aguas profundas. En total suman un volumen remanente de 65,944.5 mmbpce y un área total de 7,604.2 km².

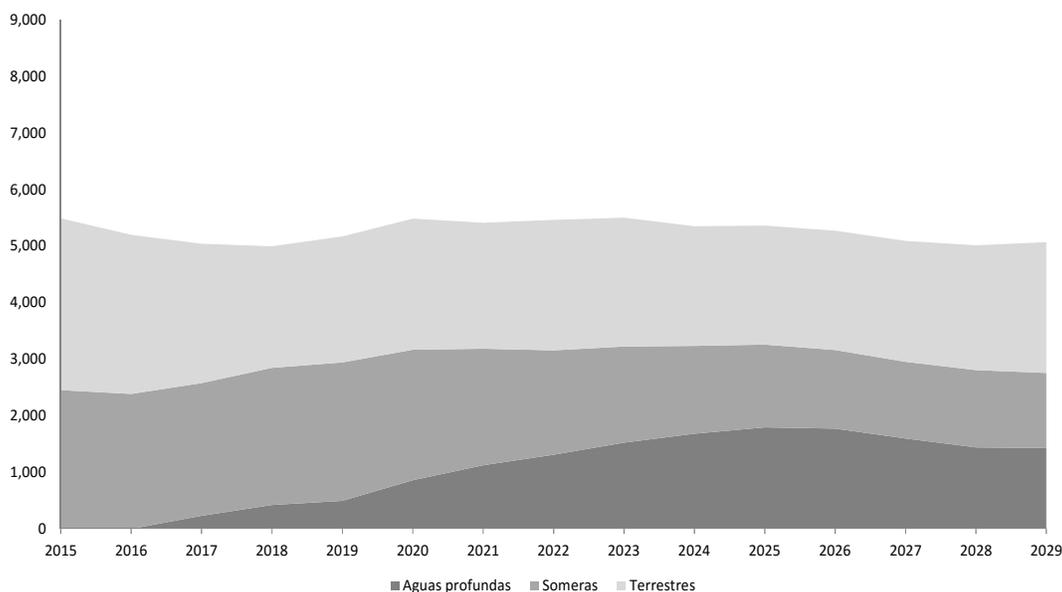
Respecto a la exploración convencional de hidrocarburos, se estima la licitación de 72 áreas: 26 de ellas en tierra, 17 en aguas someras y 29 en aguas profundas, con un recurso prospectivo total de 13,568.1 mmbpce y una superficie de aproximadamente 192,635.6 km².

Para la exploración del recurso no convencional de hidrocarburos, se consideran 24 áreas: 5 de ellas en la provincia de Burgos, 2 en la Plataforma Burro-Picachos y 17 en la provincia de Tampico- Misantla. La superficie a licitar es de 34,830.1 km² con un recurso prospectivo asociado de 25,276 mmbpce³⁶.

En la siguiente gráfica, se presenta la producción de gas por ubicación del escenario mínimo, en el que se estima que la producción de gas en aguas profundas comenzará en 2017, con un volumen de 226.4 mmpcd y que ésta seguirá en aumento llegando a 1,430.7 mmpcd en 2029. En el caso de la producción en aguas someras y terrestres, se estima que se tendrá una disminución de 45.8% y 24.1% respectivamente en comparación con 2015. En el caso de aguas someras, se pasará de un volumen de 2451.1 mmpcd en 2015 a 1,328.3 mmpcd en 2029, mientras que la producción de gas en tierra pasará de 3,042.9 mmpcd en 2015 a 2,310.4 mmpcd.

FIGURA 2. 25 PRODUCCIÓN DE GAS POR UBICACIÓN, ESCENARIO MÍNIMO 2015-2029
(mmpcd)

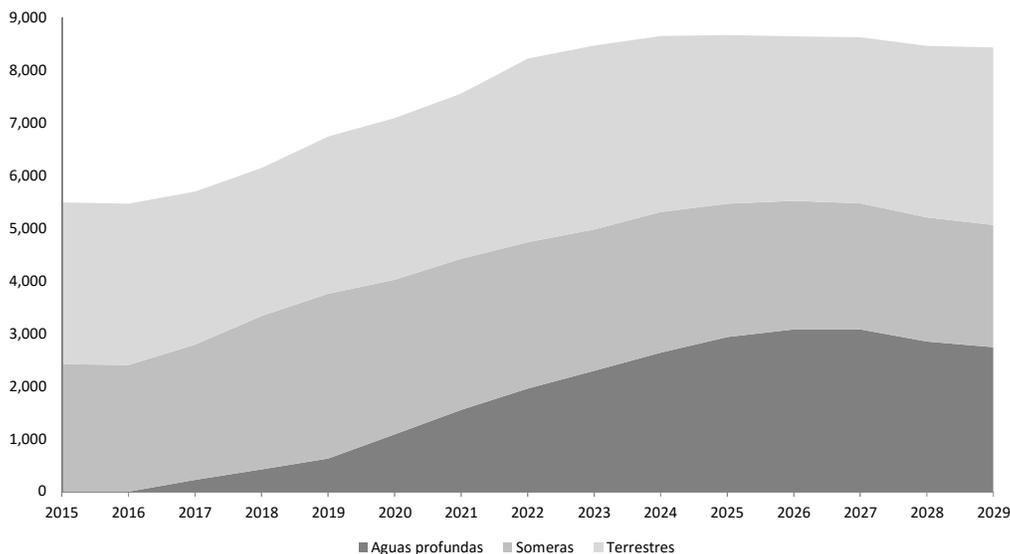
³⁶ Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019



Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

Para el escenario máximo de producción de gas por ubicación, se estima que, a 2029, se tendrá una producción de 8,442.4 mmpcd, lo que significa un incremento de 53.7% respecto a 2015. En el caso de la producción de gas en aguas profundas, se estima que pasará de 222.4 mmpcd en 2017 a 2,746.1 en 2029, mientras que la producción de gas en aguas someras pasará de 2,426.9 mmpcd en 2015 a 2,320.8 mmpcd en 2029, y finalmente, la producción en tierra pasará de 3,067.1 mmpcd en 2015 a 3,375.5 mmpcd en 2029. Ver Figura 2.26.

FIGURA 2. 26 PRODUCCIÓN DE GAS POR UBICACIÓN, ESCENARIO MÁXIMO 2015-2029
(mmpcd)

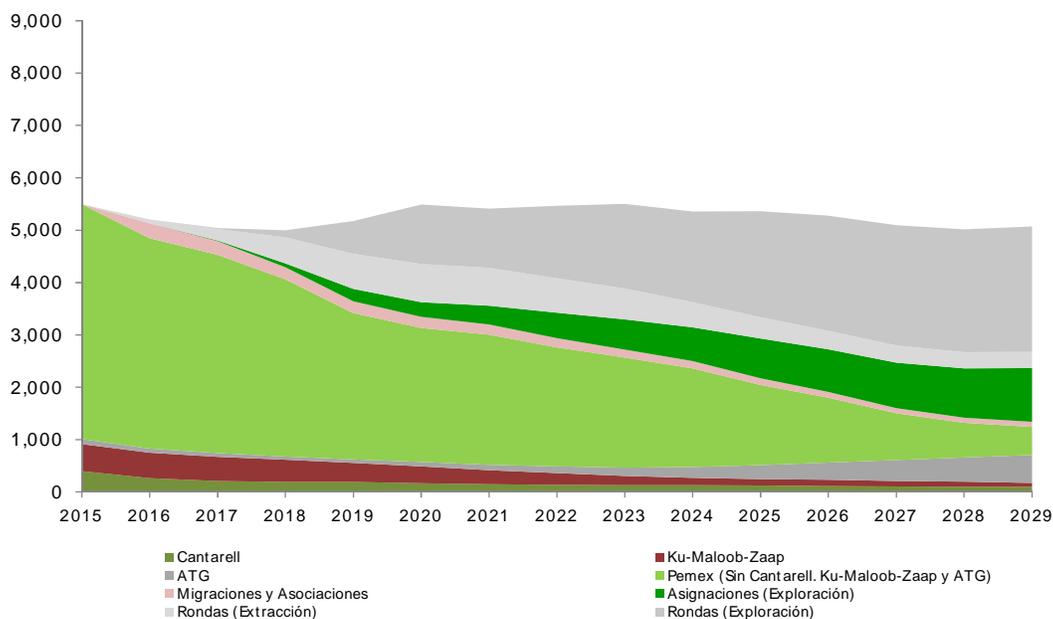


Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

En el caso de la producción de gas natural por tipo de proyecto, se estima que los Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap presentarán una disminución en su producción, 74.5% y 85.8% menos que en 2015 respectivamente. Por el contrario, el Activo ATG tendrá un aumento en la producción, alcanzando un volumen de 532.1 mmpcd. Ver Figura 2.27.

Asimismo, la producción de Pemex en las modalidades de migraciones y asociaciones y asignaciones, que se estima comience en 2017, alcanzarán un volumen de 1,118.9 mmpcd, lo que representará el 22.1% de la producción total en 2029. Por otra parte, se observa que la producción de Pemex de los diferentes campos que actualmente se encuentran en desarrollo irá disminuyendo y, a 2029, el volumen producido será de 537.6 mmpcd. Finalmente, en el caso de la producción procedente de Rondas, éstas alcanzarán un volumen de 2,705.3 mmpcd, y se estima que en 2029, este volumen representará el 53.4% de la producción total.

FIGURA 2. 27 ESCENARIO MÍNIMO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR PROYECTOS, 2015-2029
(mmpcd)



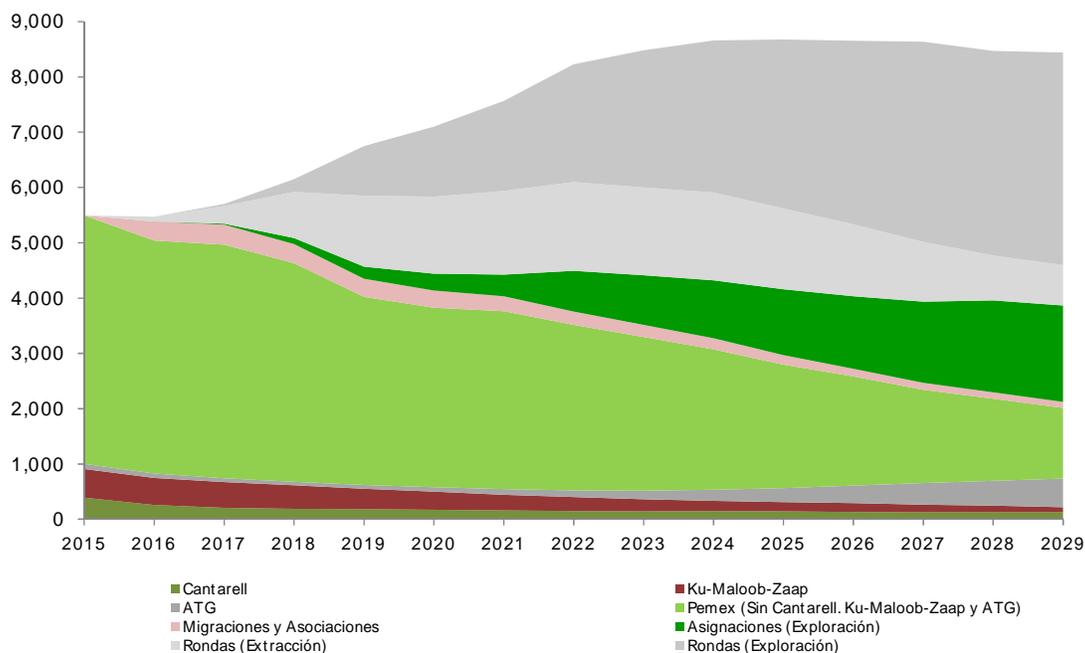
Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

En el caso de la producción de gas en el escenario máximo, se prevé que la producción de los activos de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, al igual que en el escenario mínimo, tendrá disminución de 68.3% y 81.8% respectivamente, mientras que el activo ATG alcanzará un nivel de producción de 517.1 mmpcd, y presentará una tmca de 13.3% en el periodo de 2015-2029.

En el caso de la producción de los proyectos actuales de Pemex, la producción en 2029 se ubicará en 1,276.9 mmpcd, lo que representará una disminución de 71.6% respecto a 2015, participando con 15.1% del total de la producción. Para los proyectos de las modalidades de Migración y asociaciones, y asignaciones en exploración, el volumen de producción será de 1,854.8 mmpcd, y estos participaran con el 22.0% de la producción total.

Asimismo, se espera que la producción proveniente de las rondas, tanto de extracción como de exploración comenzarán en 2017, y el volumen producido será de 4,575.0 mmpcd, lo que representará el 24.2% de la producción total en el 2029. Ver Figura 2.28.

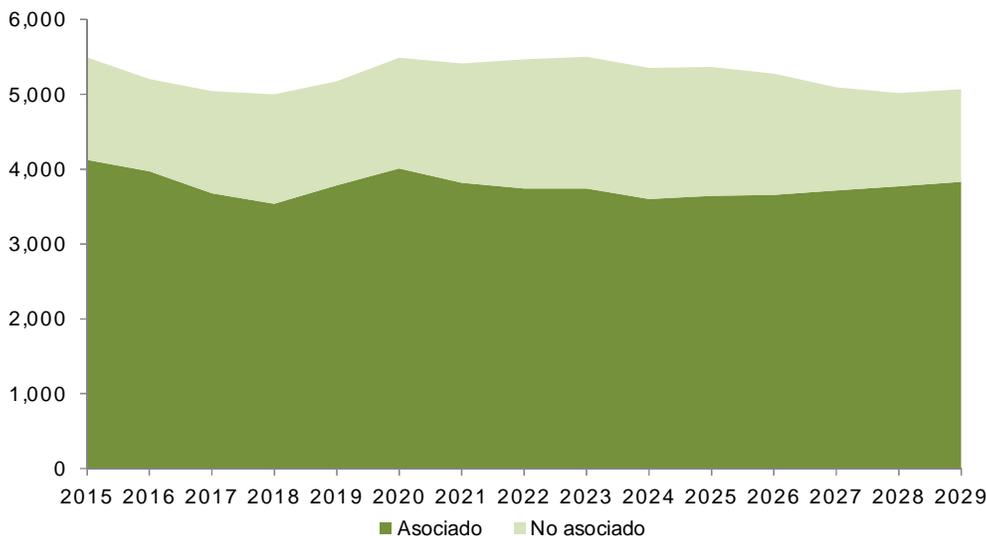
FIGURA 2. 28 ESCENARIO MÍNIMO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR PROYECTOS, 2015-2029
(mmpcd)



Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

En cuanto a la producción clasificada por origen del gas, en escenario mínimo se espera que, hacia el último año del periodo de análisis, el volumen correspondiente a gas asociado se ubique en 3,829.8 mmpcd, lo que representará una disminución de 7.1% respecto a 2015; por otra parte el gas no asociado tendrá un volumen de 1,239.6 mmpcd, es decir, una disminución de 9.5% respecto a 2015. Ver Figura 2.29.

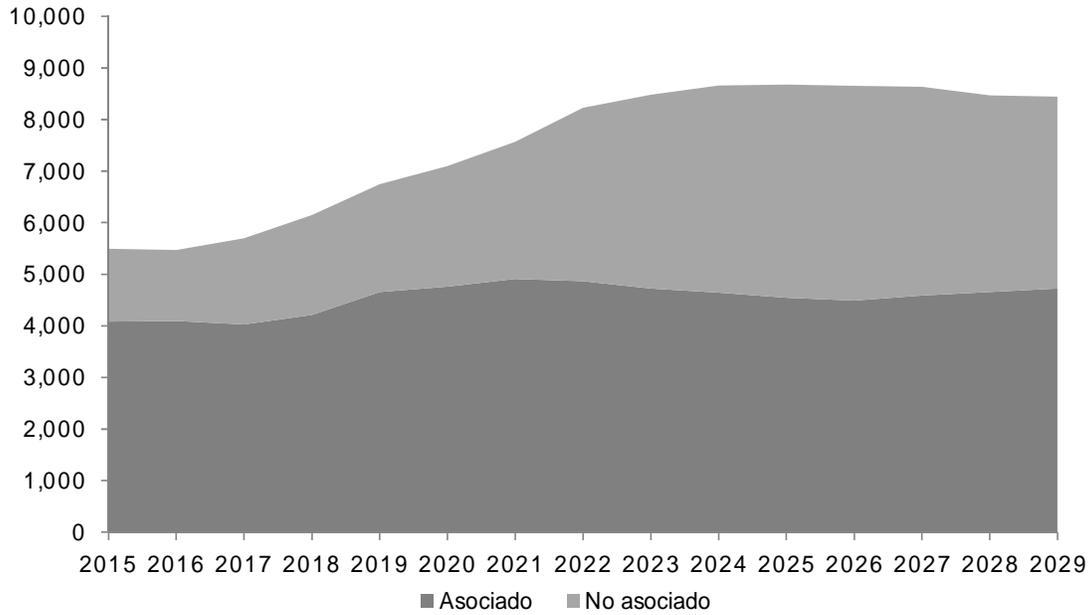
FIGURA 2. 29 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN ESCENARIO MÍNIMO, 2015-2029
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

En el escenario máximo, se pronostica que el gas asociado alcanzará un volumen de 4,725.2 mmpcd en 2029, lo que representará una tmca de 1.0% durante el periodo 2015-2029. Para el gas no asociado, éste presentará un volumen de 3,717.2 mmpcd, es decir una tmca de 7.2% en el mismo periodo. Ver Figura 2.30.

FIGURA 2. 30 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ORIGEN ESCENARIO MÁXIMO, 2015-2029
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: SENER con base en datos de la CNH.

2.3.5. Infraestructura

Derivado de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, así como de las Leyes Secundarias y Reglamentos, se creó el CENAGAS, el cual es el administrador y operador de la infraestructura de gas natural incorporada al Sistema Nacional de Gasoductos.

En este sentido, el pasado 29 de octubre de 2015, Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control del Gas Natural, firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco-Hermosillo, que anteriormente pertenecían a Pemex.

El Sistema Nacional de Gasoductos cuenta con 87 ductos y alcanza una longitud de casi de 9 mil kilómetros, con capacidad de transporte mayor a 5 mil mmpcd. Por otro lado, el Sistema Naco-Hermosillo cuenta con más de 300 kilómetros de longitud, con una capacidad de transporte de 90 mmpcd³⁷.

En materia de planeación, el Artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos, establece que el CENAGAS deberá proponer a la SENER, para su aprobación, previa opinión técnica de la CNH, el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (plan quinquenal).

Dado lo anterior, el pasado 14 de octubre de 2015, se presentó el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, en el cual se incluyen proyectos derivados del Plan Nacional de Infraestructura, lo que implica una expansión del Sistema de 5,159 kilómetros de nuevos gasoductos y una estación de compresión. Se estima que la inversión total estimada será de 9,736 millones de dólares.

Con estos proyectos se fortalecerá el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, lo que permitirá llevar este hidrocarburo a distintas zonas del país e incorporar a otras regiones que hasta ahora no han tenido acceso al gas natural, lo que conlleva al desarrollo industrial, la generación de electricidad, y el acceso a fuentes alternativas de energía en los sectores residenciales y de transporte. Asimismo, contribuirá a la creación de empleos y el desarrollo económico y social de la Nación³⁸. En el siguiente cuadro se muestra los proyectos de infraestructura de gas natural para el periodo 2015-2019.

CUADRO 2. 21 PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA CONTEMPLADOS EN EL PLAN QUINQUENAL, 2015-2019

#	Proyecto	Estados Beneficiados	Longitud* (Kilómetros)	Inversión estimada (millones de dólares)	Fecha de licitación estimada	Fecha de operación estimada
1	Tuxpan -Tula	Hidalgo y Veracruz	263	400	2015	2017
2	La Laguna -Aguascalientes	Aguascalientes y Durango	600	1,000	2015	2018
3	Lázaro Cárdenas -Acapulco	Guanajuato y Michoacán	331	456	2015	2018
4	Tula -Villa de Reyes	Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco y San Luis Potosí	295	420	2015	2017
5	Villa de Reyes -Aguascalientes -Guadalupe	Aguascalientes, Jalisco, San Luis Potosí y Zacatecas	355	555	2015	2017
6	San Isidro -Samabyuca	Chihuahua	23	109*	2015	2017
7	Samabyuca -Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	571*	2015	2017
8	Jáltipan -Salina Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	643	2015	2017
9	Salina Cruz -Tapachula	Chiapas y Oaxaca	440	442	2016	2018
10	Sur de Texas -Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	800	3,100	2015	2019
11	Colombia -Escobedo	Nuevo León	300	N/A	2016	2018
12	Los Ramones -Cempoala	Nuevo León, Tamaulipas, y Veracruz	855	1,980	2017	2019
13	Estación de compresión el Cabrito	Chihuahua -Nuevo León	N/A	60	2015	2016

Fuente: Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

En 2015, se han presentado diferentes eventos, los cuales dan como resultado la modificación de algunos proyectos, estos eventos son:

³⁷ http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-099-nacional.aspx

³⁸ Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.

En junio de 2015, Kinder Morgan Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R.L. de C.V. (KM) anunció la expansión de su sistema de transporte, con objeto de recibir solicitudes de servicio en base firme a través del esquema de temporada abierta. La temporada abierta de KM y la construcción de un ramal hasta Escobedo presentaban una opción de suministro para los requerimientos de gas de la CFE en los alrededores de Monterrey.

Debido a lo anterior, la SENER dejó sin efecto la instrucción dictada a CFE para que llevase a cabo la licitación del gasoducto "Colombia-Escobedo". Sin embargo el proyecto Colombia-Escobedo se mantiene dentro del Plan Quinquenal de expansión del Sistema por razones de orden legal y técnico.

Adicionalmente, la SENER autorizó a la CFE la licitación del gasoducto submarino Sur de Texas-Tuxpan y dejar sin efecto la instrucción dictada para que Pemex licitase el gasoducto Ramones-Cempoala. Estas acciones permitirán optimizar el diseño del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, y se espera se tengan ahorros significativos para la Administración Pública Federal, estimados en 7 mil millones de dólares³⁹.

De igual manera, el 21 de agosto y el 1 de septiembre de 2015, la CFE anunció que participó en las temporadas abiertas de KM y Howard Midstream Energy Partners, LLC (Howard Midstream) en EUA para transportar gas natural entre el condado de Webb, en Texas, a Escobedo y Monterrey, en Nuevo León. La CFE informó que, después de una evaluación de ambas propuestas, la de Howard Midstream fue la mejor oferta técnica y económica, al representar un ahorro de 25 millones de dólares.

El 7 de octubre de 2015, la CFE publicó las bases para la licitación del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. El fallo contractual está previsto para febrero de 2016 y la entrada de operación comercial del gasoducto en junio de 2018.

La CFE adjudicó el desarrollo del gasoducto San Isidro-Samalayuca a Gasoductos de Agua Prieta S. de R.L. de C.V. (Filial de IEnova) el 14 de julio de 2015. La entrada en operación comercial del gasoducto será en enero de 2017.

El 5 y 10 de agosto de 2015, la CFE publicó las bases para la licitación de los gasoductos Tula-Villa de Reyes y Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, respectivamente. Los fallos contractuales para ambos proyectos están previstos para diciembre de 2015, y la entrada de operación comercial en diciembre de 2017.

El 11 de septiembre de 2015, la CFE llevó a cabo el fallo de la licitación para la prestación del servicio de transporte de gas natural a través del gasoducto Samalayuca - Sásabe. El licitante que desarrollará el proyecto será el consorcio formado por las empresas Carso Electric S.A. de C.V. y Promotora de Desarrollo de América Latina, S.A. de C.V. Se estima que su entrada en operación sea en noviembre de 2017.

El 21 de septiembre de 2015, la CFE publicó las bases de licitación del gasoducto La Laguna- Aguascalientes. El fallo contractual está programado para enero de 2016 y la entrada de operación comercial en diciembre de 2017.

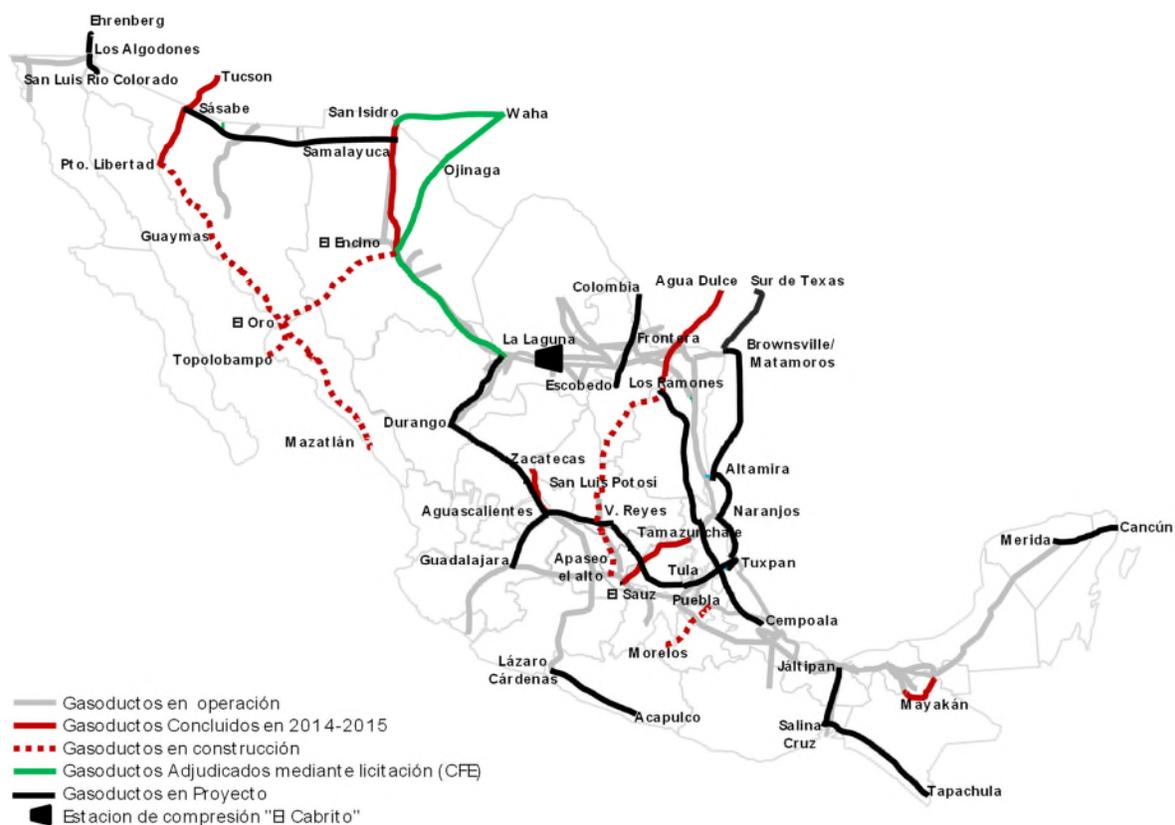
El gasoducto Tuxpan-Tula se encuentra en proceso de licitación por la CFE. El fallo contractual será en noviembre de 2015 y entrará en operación comercial en diciembre de 2017.

En el siguiente mapa, se observa la infraestructura de gasoductos actuales, así como los nuevos proyectos que se tiene contemplados en el plan quinquenal y los proyectos que son promovidos por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Adicionalmente, se contempla el proyecto de una estación de compresión llamado El Cabrito, el cual consiste en incrementar la capacidad de transporte en la zona norte del país para atender el requerimiento de suministro de gas natural. Esta estación beneficiará a los Estados de Chihuahua y Nuevo León.

FIGURA 2. 31 RED DE GASODUCTOS 2015-2019

³⁹ Ídem.



Fuente: SENER, con información de CENAGAS y PRODESEN

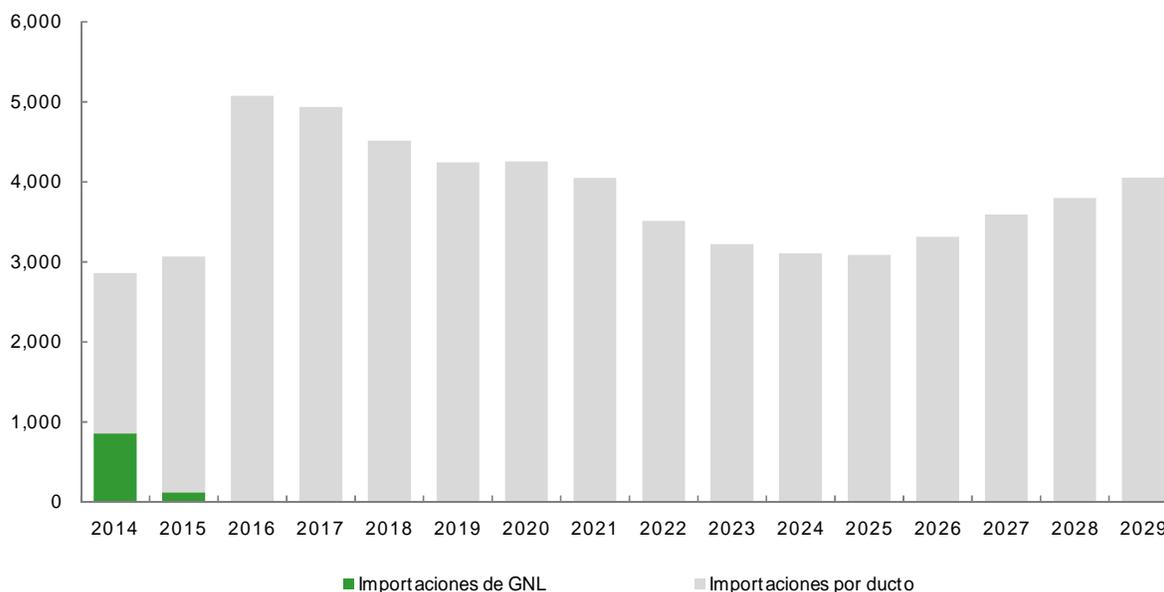
2.3.6. Comercio exterior

En 2029, se espera que la demanda de gas natural alcance un volumen de 10,390.3 mmpcd, mientras que la producción de gas será de 6,451.9 mmpcd, lo que representará una diferencia de 3,938.3 mmpcd. Este nivel de demanda hará necesario recurrir a otras fuentes de abastecimiento (mercado internacional). Es por esto que se tiene contemplado realizar importaciones mediante ducto en la frontera con EUA, así como importaciones de GNL.

Se espera que, en el último año del período de análisis, las importaciones totales de gas natural alcancen un volumen de 4,052.2 mmpcd, es importante señalar que la totalidad de estas importaciones serán realizadas mediante ductos. El volumen asociado a la importación por ductos tendrá un incremento de 102.1% respecto a 2014 debido, principalmente, al desarrollo de la infraestructura de gasoductos que se tiene planeada para los siguientes años. En cuanto a las importaciones de GNL, éstas se dejaron de realizar en los próximos años.

En lo que respecta a las exportaciones, Pemex tiene planeado exportar 113.9 mmpcd en 2029, lo que representará una tmc de 15.9% durante el periodo 2014-2029.

FIGURA 2. 32 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2014-2029
(millones pies cúbicos diarios)



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

2.3.7. Balance nacional 2015-2029

Se espera que, al final del periodo prospectivo 2014-2029, la producción nacional de gas natural crezca a una tmca de 2.6%, con lo que alcanzará un volumen de 6,451.9 mmpcd, hacia el final del periodo. De esta producción, el 48.2% será producido en aquellos campos asociados a la ronda cero de Pemex, así como a las modalidades de migraciones y asociaciones y 3,339.7 mmpcd estarán asociados a la producción de las rondas de licitación. Este escenario de producción se encuentra basado en información proporcionada por la CNH, con los supuestos descritos en la sección de oferta de gas natural.

Por otra parte, en 2029, la producción de gas seco alcanzará un volumen de 10,390.3 mmpcd. Lo anterior resulta en que, aun considerando los proyectos que se desarrollarán para incrementar la producción de gas natural, ésta no alcanzará a cubrir la demanda, haciendo necesario recurrir al mercado externo.

En este sentido, las importaciones presentarán una tmca de 2.3% durante el periodo prospectivo, alcanzando un volumen de 4,052.2 mmpcd en 2029. Al final de periodo, se espera que la totalidad de importaciones se realicen mediante ductos provenientes de EUA, esto debido a los proyectos de infraestructura que se realizarán en los próximos años. En el caso de las exportaciones, se espera que alcancen un volumen de 113.9 mmpcd, y que éstas las realizará Pemex a partir de 2019 y tendrán como destino Centroamérica.

En el caso de balances regionales, se pronostica que, durante el periodo prospectivo, la región Noreste tendrá una demanda de 3,260.8 mmpcd, mientras que la producción será de 3,111.0. Como resultado, la producción no cubrirá el total de la demanda, por lo que se recurrirá a importaciones por un volumen de 3,976.5 mmpcd, del cual 3,826.8 se exportarán a otras regiones.

En la región Noroeste, se espera una demanda de 1,158.6 mmpcd con una tmca de 5.8% durante el periodo de análisis. En esta región, es necesario recurrir a las importaciones provenientes de otras regiones por un volumen de 1,082.9 mmpcd y el resto serán importaciones por logística con un volumen de 75.7 mmpcd.

Se espera que, hacia 2029, la región Centro-Occidente presente una tmca de 3.9%, con lo que la demanda se ubicará en 1,857.1 mmpcd en ese año. Debido a que en esta región, la totalidad de la oferta se cubrirá mediante importaciones provenientes de otras regiones. Al igual que la región Centro-Occidente, la región Centro no tiene producción de gas, por lo que para cubrir su demanda de gas de 1,564.5 mmpcd, se recurrirá a importar de otras.

Finalmente, la demanda de la región Sur-Sureste será de 2,549.2mmpcd al final del periodo de análisis, presentando una tmc de 0.02% durante el periodo 2014-2029. Por su parte, la producción en esta región será de 3,340.9 mmpcd. Se espera que esta región tenga un excedente de 791.7 mmpcd, de éste, 113.9 mmpcd serán exportados por Pemex a Centroamérica y el resto será exportado a otras regiones. Los balances regionales de gas natural se presentan en los Anexos Cuadro A.22-A.26

CUADRO 2. 22 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 2014-2029
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tmc 2014-2021	tmc 2014-2029
Origen	7,253.9	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,560.9	9,823.7	9,908.2	4.6	2.5
Producción nacional	4,392.8	4,147.4	4,002.0	4,390.6	4,886.4	5,317.1	5,566.9	5,860.6	4.2	2.6
Producción de asignaciones, m. g. y asociaciones	4,392.8	4,147.4	3,938.5	4,131.1	4,108.2	3,726.3	3,627.6	3,566.9	-	-
Producción por rondas	-	-	63.5	259.5	778.2	1,590.9	1,939.3	2,293.7	n.a.	n.a.
Importación	2,861.1	3,068.1	5,072.1	4,935.5	4,516.3	4,243.8	4,256.8	4,047.5	5.1	2.3
Destino	7,221.8	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,560.9	9,823.7	9,908.2	4.6	2.5
Demanda nacional	7,209.3	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,546.8	9,806.3	9,886.8	4.6	2.5
Sector petróleo	2,275.6	1,941.0	2,981.2	3,070.3	3,091.0	3,220.5	3,259.2	3,189.5	4.9	0.6
Sector industrial	1,313.5	1,441.8	1,633.9	1,713.7	1,808.5	1,839.5	1,882.3	1,920.4	5.6	3.8
Sector eléctrico	3,500.3	3,711.4	4,333.8	4,412.6	4,369.5	4,348.9	4,522.7	4,630.9	4.1	3.0
Sector residencial	87.8	90.3	93.7	97.3	100.7	104.0	107.1	109.9	3.3	2.3
Sector servicios	29.9	28.4	28.8	29.4	30.1	31.0	32.0	33.0	1.4	2.3
Sector Autotransporte	2.3	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	4.0	2.5
Exportación	12.5	-	-	-	-	14.1	17.4	21.4	8.0	15.9
Exportación PGPB	12.5	-	-	-	-	14.1	17.4	21.4	8.0	15.9
Exportación por particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	32.1	-	n.a.	n.a.						

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tmc 2022-2029	tmc 2014-2029
Origen	10,036.7	10,135.2	10,255.0	10,227.3	10,389.6	10,464.2	10,421.6	10,504.2	0.7	2.5
Producción nacional	6,525.8	6,909.9	7,150.2	7,142.6	7,077.3	6,873.9	6,625.0	6,451.9	-	2.6
Producción de asignaciones, m. g. y asociaciones	3,798.8	3,941.7	3,982.1	3,843.7	3,705.4	3,442.1	3,333.9	3,112.2	-	-
Producción por rondas	2,727.0	2,968.2	3,168.2	3,298.9	3,372.0	3,431.8	3,291.1	3,339.7	2.9	n.a.
Importación	3,510.9	3,225.3	3,104.7	3,084.6	3,312.3	3,590.3	3,796.6	4,052.2	2.1	2.3
Destino	10,036.7	10,135.2	10,255.0	10,227.3	10,389.6	10,464.2	10,421.6	10,504.2	0.7	2.5
Demanda nacional	10,010.3	10,102.7	10,214.9	10,177.9	10,328.7	10,389.2	10,329.2	10,390.3	0.5	2.5
Sector petróleo	3,264.4	3,352.3	3,416.3	3,145.7	3,088.9	2,929.8	2,695.6	2,479.4	-	0.6
Sector industrial	1,964.8	2,009.0	2,050.9	2,099.7	2,148.5	2,200.1	2,250.6	2,301.4	2.3	3.8
Sector eléctrico	4,631.5	4,588.3	4,591.5	4,773.3	4,929.5	5,094.9	5,216.2	5,440.2	2.3	3.0
Sector residencial	112.5	114.7	116.7	118.5	120.0	121.4	122.7	123.8	1.4	2.3
Sector servicios	34.1	35.2	36.3	37.4	38.6	39.7	40.8	42.0	3.0	2.3
Sector Autotransporte	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	1.2	2.5
Exportación	26.4	32.5	40.1	49.4	60.9	75.0	92.4	113.9	23.2	15.9
Exportación PGPB	26.4	32.5	40.1	49.4	60.9	75.0	92.4	113.9	23.2	15.9
Exportación por particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	-	n.a.	n.a.							

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

Capítulo Tres Mercado de Gas L.P.

Resumen Ejecutivo

Mercado Internacional

En regiones y países en desarrollo, los combustibles sólidos, como la leña, están siendo reemplazados por el gas L.P.; esto se debe a que este combustible es una excelente opción frente a otros al considerar sus propiedades, tales como: portabilidad, alto poder calorífico y bajas emisiones de carbono. Casi la mitad de la demanda de gas L.P. se concentra en el sector residencial, en donde se utiliza para la cocción de alimentos y calefacción principalmente.

En esta sección se describen el mercado de gas L.P a nivel mundial, las principales regiones demandantes y productoras a nivel mundial y su comercio internacional durante 2014. Asimismo, aborda uno de los principales acontecimientos relacionados con la producción de gas en lutitas en Estados Unidos de América (EUA), a saber, la fuerte expansión en las exportaciones de gas L.P.

Durante el 2014, la región de Asia-Pacífico fue la que presentó la mayor demanda de gas L.P., con una participación aproximada de 34% del total mundial; le siguen la región de Norteamérica, con una participación superior al 20%; la región de Europa y Eurasia, presentó una participación de alrededor del 15%; Latinoamérica, con una participación a nivel mundial de aproximadamente 11%; Medio Oriente, tuvo una participación de cerca del 10%; y, finalmente, la región de África presentó la menor participación en la demanda mundial de gas L.P.

En general se pronostica que la demanda de gas L.P tenga un aumento en los próximos años, superando las 300 mmt para el año 2019.

En cuanto a la producción, en 2014, la región de Norteamérica, fue la mayor productora de gas L.P. con una participación de aproximada del 23% de la producción mundial; le siguen la región de Medio Oriente, con una participación de alrededor de 22%; la región de Asia-Pacífico, fue la tercera mayor productora de gas L.P. con un porcentaje de participación de aproximadamente 21%; la región de Europa y Eurasia, con una participación de alrededor de 17%; y, finalmente en 2014, las regiones de Latinoamérica y África, presentaron una participación aproximada de 8% y 7% respectivamente. Hacia el futuro, se espera que la producción de gas L.P en 2019, alcance un volumen de más de 300 millones de toneladas.

Finalmente, se estima que en 2015, el comercio de gas L.P., alcance un volumen de 80.2 mmt, que representará un aumento de 3.0 mmt respecto a 2014. En el caso del comercio en el Golfo Pérsico, se espera se tenga un crecimiento en las exportaciones de 1.1 mmt, alcanzando un volumen de 35.6 mmt en 2015.

En el caso de Norteamérica, el mayor cambio se dio en los EUA, conforme la producción del país aumentó, las exportaciones netas se incrementaron en 292 mbd.

En el caso del comercio en el Mediterráneo, se espera que en 2015, el comercio de gas L.P dentro de esta misma región alcance un volumen de 11.4 mmt. Asimismo, se realizan importaciones desde regiones como África, Norteamérica, y Europa, por un volumen aproximado de 3.8 mmt; mientras que las exportaciones alcanzan un volumen de 0.2 mmt.

Por otra parte, se espera que el volumen de gas L.P. comercializado en la región Europea, sea de 10.5 mmt, de estos 6.8 se comercializan dentro de la misma región.

En Asia, aun cuando la producción ha ido en aumento, liderada por la rápida expansión en la capacidad de refinación de China, esta región todavía dependerá en gran medida de importaciones de gas L.P. El mayor aumento en importaciones a nivel mundial, se verá en esta región, donde se espera que se incrementen aproximadamente en 2.4 mmt, pasando de poco más de 43 mmt en 2014 a 45,5 mmt en 2015.

Asimismo, en la región de África, se espera que el volumen de gas L.P. comercializado sea de 3.8 mmt. Las exportaciones de África occidental, se incrementarán alcanzando un volumen de 3.1 mmt.

Finalmente, se espera que en 2019 el comercio de gas L.P. en Latinoamérica se ubique en 8 mmt, de los cuales 1.2 mmt se comercializarán dentro de la misma región, y 7.8 mmt se importarán de EUA. Se estima que las importaciones de Norteamérica hacia Latinoamérica se incrementaron 32 % de 2013 a 2014.

Mercado Nacional Histórico

Al cierre de 2014, la demanda nacional de Gas L.P. fue de 287.2 miles de barriles diarios (mbd), 0.2% más que en 2013. De este volumen, el sector residencial demandó 170.8 mbd, lo que representó el 59.5% del total de la demanda. Le siguen los sectores servicio con 42.1 mbd, autotransporte con 35.9 mbd, sector industrial con 29.2 mbd y finalmente los sectores petrolero y agropecuario con 5.1 y 4.0 mbd.

En 2014, la producción de gas L.P. fue de 206.1 mbd, 1.0 mbd menos que en 2013. De este total, 175.7 mbd fueron producidos por PGPB (no incluye el gas licuado del Sistema Nacional de Refinación (SNR), ni el del campo Nejo de PEP), mientras que la producción por parte de PR fue de 27.1 mbd y la producción de PEP fue de 3.0 mbd.

En el último año, la producción de PGPB presentó una disminución de 1.1%, pasando de 177.7 mbd en 2013 a 175.7 mbd en 2014, esto debido a una menor disponibilidad de gas húmedo amargo y de condensados amargos. Del total de esta producción el Centro Procesador de Gas (CPG) Cangrejera produjo 47.0 mbd, 19.9 % más que en 2013, mientras que el CPG Matapionche fue el que produjo la menor cantidad de gas con apenas 0.8 mbd.

En el caso de la producción de PR, ésta pasó de 26.1 mbd en 2013 a 27.1 mbd en 2014, lo que representó un incremento de 3.9%. La mayor producción de PR provino de la Refinería de Tula con un volumen de 12.2 mbd, 13.1% más que en 2013, le sigue la Refinería de Minatitlán con 6.2 mbd, Salina Cruz con 3.6 mbd, Salamanca con 2.9 mbd, Cadereyta con 1.3 mbd y, finalmente, la Refinería de Madero con 0.8 mbd.

En lo referente a la infraestructura para el transporte de gas L.P. , al cierre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tenía otorgados cinco permisos de transporte de gas L.P. a diferentes empresas: TDF, S. de R.L. de C.V., (cuyo trayecto va del Centro Procesador de Gas Burgos hacia Monterrey Nuevo León); Ductos del Altiplano, S.A de C.V. (trayecto Tuxpan, Veracruz hacia Atotonilco de Tula, Hidalgo); Penn Octane de México S. de R.L de C.V. (trayecto, cruce fronterizo de Sabina, Tamaulipas hacia la terminal en Matamoros); Pemex Gas y Petroquímica Básica SNGLP (trayecto Cactus hacia Guadalajara) y Pemex Gas y Petroquímica Básica “Hobbs-Mendez” (trayecto, estación “hobbs”, localizada en la frontera de Texas, EUA, hacia Ciudad Juárez, Chihuahua)

Actualmente, México no produce todo el gas L.P. que necesita, por lo que para satisfacer al mercado nacional compra alrededor del 30% de su demanda en el mercado internacional.

En 2014, se importaron 85.0 mbd de gas L.P., de los cuales 65.3% se importaron a través de buque tanques, es decir 55.5 mbd. El mayor volumen, 36.7 mbd equivalente al 66.1% de las importaciones mediante buques, se recibió en la terminal de pajaritos.

En el caso de las exportaciones, éstas tuvieron un crecimiento de 1.1 mbd, pasando de 0.2 mbd en 2013 a 1.3 mbd en 2014, este volumen fue enviado a Belice.

En el caso de los precios de gas, durante el 2014, el precio de venta de primera mano (VPM) promedio 9.0 pesos /kg (\$/kg), lo que representó un 9.6% más que el promedio del año 2013. En el periodo de enero a diciembre de 2014, el precio de VPM paso de 8.72 \$/ kg a 9.19 \$/kg.

En el caso del precio ponderado de gas L.P. al usuario final, durante el periodo de enero a diciembre de 2014, se tuvo un incremento de 8.8%, pasando de 11.37 \$/kg a 12.3 \$/kg. Durante to el año se mantuvo un incremento de 0.09 \$/kg.

Mercado Nacional Prospectivo

En 2029, se estima que la demanda de gas L.P. alcanzará un volumen de 323.6 mbd, lo que representa una tmca de 0.8% en el periodo de estudio. El mayor incremento en la demanda en estos años se dará entre 2016 y 2018, pasando de 282.8 mbd en 2016 a 294.7 mbd en 2017 y a 307.8 mbd en 2018. Lo anterior se explica debido a que se espera un incremento en la demanda del sector petrolero en esos años, asociado a una estrategia de Pemex para usar este combustible como insumo en una de sus refinerías.

Por otra parte, la producción de gas L.P. en 2029 presentará una disminución de 3.5%, pasando de 206.1 mbd en 2014 a 198.8 mbd en 2029, lo que representa una tmca negativa de 0.02% durante el periodo de análisis. Del total de la producción, 147.9 mbd provendrán de los CPG's; mientras que el restante, 50.9 mbd, serán producidos en las refinerías. La producción mínima en el periodo de estudio se presenta en 2015, equivalente a 119.5 mbd, mientras que el máximo se espera en 2025 con un volumen de 251.7 mbd, cayendo a 198.8 mbd al final del periodo.

En lo referente al comercio de gas L.P., se pronostica que las importaciones de gas L.P. crecerán a una tmca de 2.6% durante el periodo 2014-2029, alcanzando un volumen de 124.7 mbd, un aumento de 46.8% respecto a 2014. En cuanto a las exportaciones, el volumen máximo que se exportará será en 2016 con 16.7 mbd, asociado a un excedente en la producción de gas L.P. de la región Sur-Sureste, a partir de 2023 las exportaciones cesarán por completo.

3.1. Mercado internacional de Gas L.P.

En regiones y países en desarrollo, los combustibles sólidos, como la leña, están siendo reemplazados por el gas L.P.; esto se debe a que este combustible es una excelente opción frente a otros al considerar sus propiedades, tales como: portabilidad, alto poder calorífico y bajas emisiones de carbono. Casi la mitad de la demanda de gas L.P. se concentra en el sector residencial, en donde se utiliza para la cocción de alimentos y calefacción principalmente⁴⁰.

En esta sección se describen el mercado de gas L.P. a nivel mundial, las principales regiones demandantes y productoras a nivel mundial y su comercio internacional durante 2014. Asimismo, aborda uno de los principales acontecimientos relacionados con la producción de gas en lútitas en Estados Unidos de América (EUA), a saber, la fuerte expansión en las exportaciones de gas L.P.. El aumento sustancial de la oferta interna no sólo ha significado una disminución de las importaciones estadounidenses, que provienen principalmente de Canadá, también se ha traducido en que éste país se convierta en uno de los mayores exportadores mundiales de gas L.P. de un volumen de 67 mbd en 2008 (2.1 millones de toneladas por año), las exportaciones aumentaron a más de 330 mbd (10.4 millones de toneladas por año) en 2013, y, en abril de 2015, registraron un máximo histórico de 636 mbd. Este nivel de exportaciones ha tenido un fuerte impacto en la dinámica del mercado de gas L.P. a nivel mundial.

3.1.1. Demanda de Gas L.P.

Para el análisis del mercado de gas L.P., se parte del estudio de la oferta y demanda en seis regiones: Norteamérica, Asia-Pacífico, Medio Oriente, Europa y Eurasia, Latinoamérica y África.

De acuerdo con datos de IHS Energy, durante el 2014, la región de Asia-Pacífico fue la que presentó la mayor demanda de gas L.P., con una participación aproximada de 34% del total mundial. En esta región, los países como India, Indonesia y China, emplean el gas para la cocción de alimentos y la calefacción, principalmente. En India, los subsidios otorgados al consumo de este combustible, hacen que la demanda se incremente, tan sólo entre 2014 y 2015, la demanda creció de 18.6 millones de toneladas (mmt) a 19.2 mmt. En este país el sector con el mayor consumo fue el residencial, seguido del sector comercio, transporte, y finalmente el sector industrial⁴¹.

Conforme estos países sigan desarrollándose económicamente, se espera que el consumo de gas L.P. se incremente, como resultado de la sustitución de combustibles como el estiércol, leña y queroseno. Asimismo, en países como Corea del Sur y Tailandia, el uso de gas L.P. en el sector transporte es muy relevante.

La región de Norteamérica, fue la segunda mayor consumidora de gas L.P., con una participación superior al 20% a nivel mundial. En esta región, el gas L.P. es consumido principalmente en hogares, comercios, química, industria y transporte. Hacia el futuro, se estima que el consumo de los sectores que tradicionalmente demandan este combustible, tales como la calefacción del hogar y la agricultura, permanezca sin grandes modificaciones. Sin embargo, se espera un incremento

⁴⁰ Accelerating the LPG transition, <http://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/09/accelerating-the-lpg-transition-2015-light.pdf>

⁴¹ LPG IN WORLD MARKETS, A Monthly Report on International Trends in LPG, February 2015.

considerable en los sectores de transporte y petroquímica. De éstos últimos, la industria petroquímica es la que, se estima, tendrá el mayor incremento en su demanda⁴².

Durante el 2014, el consumo de gas L.P. en la región de Europa y Eurasia, presentó una participación de alrededor del 15% de la demanda mundial. La demanda de este combustible varía en función de las aplicaciones en los diferentes países. Por ejemplo, en los países del Norte y Este de Europa, una gran parte del gas L.P., es para uso residencial y comercial; mientras que los países de Europa Occidental lo utilizan principalmente en los sectores industrial y transporte⁴³.

En la región de Latinoamérica, la participación de la demanda a nivel mundial fue de aproximadamente 11%, los principales demandantes fueron los sectores residencial y comercial. Se espera que en los próximos años la demanda en esta región se incremente en 5.8 mmt por año entre el 2014 y el 2019. En esta región, el consumo promedio per cápita de gas L.P. es de alrededor de 34 kg; el doble del consumo per cápita a nivel mundial. Lo anterior está relacionado al alto consumo per cápita en países que conforman la región, por ejemplo México, cuyo consumo per cápita fue de 56 kg en 2014. A pesar de que México, tiene un importante mercado de gas L.P, hacia el futuro se espera la demanda por este combustible se incremente de forma marginal⁴⁴.

La región de Medio Oriente, tuvo una participación de cerca del 10% del total mundial. Arabia Saudita es el mayor consumidor y productor de gas L.P. en esta región, y su demanda representa más del 50 % del total regional. La mayor parte de la producción de este país se consume a nivel nacional; casi 70 por ciento de la producción de gas L.P. se consume en la industria petroquímica, industrial, y el sector residencial. La expansión de la industria petroquímica en este país se considera estratégica con el objetivo de promover la industrialización basada en materias primas disponibles localmente, como el petróleo y el gas natural, así como diversificar la producción industrial y apoyar la generación de empleo .

Finalmente, la región de África presentó la menor participación en la demanda mundial de gas L.P. Prácticamente todo el consumo de gas L.P. en África, se realiza en los sectores residencial y servicios y se pronostica se tenga un crecimiento en los próximos años, esto debido a los esfuerzos de los gobiernos para mejorar los niveles de vida, reducir la deforestación y la contaminación.

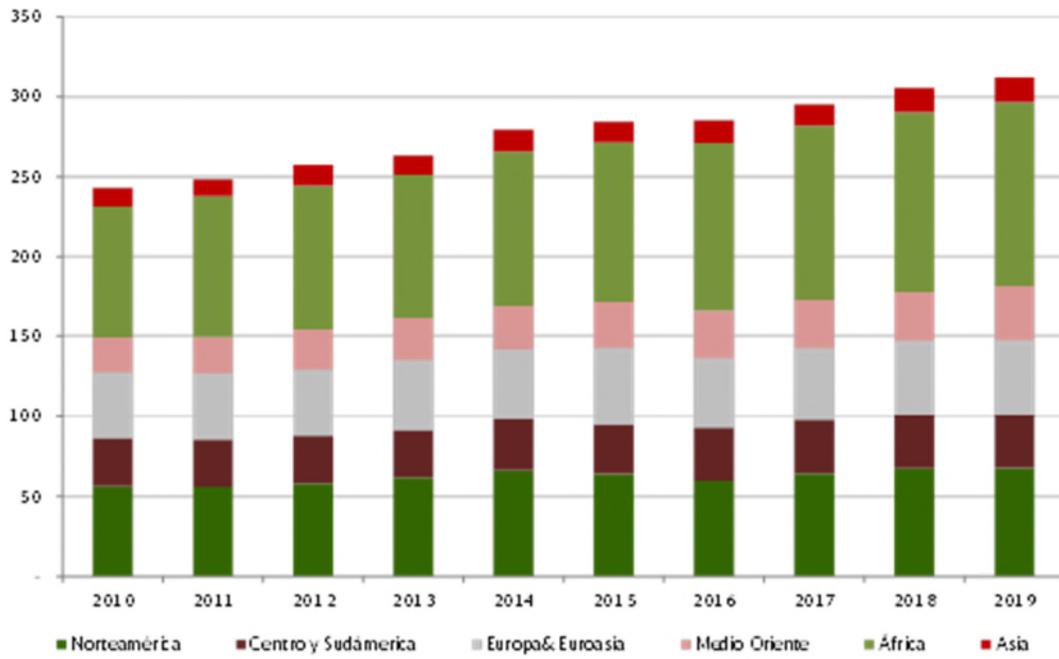
En general se pronostica que la demanda de gas L.P tenga un aumento en los próximos años, superando las 300 mmt para el año 2019. Ver Figura 3.1.

FIGURA 3. 1 CONSUMO POR REGIÓN DE GAS L.P, 2010-2019
(millones de toneladas)

⁴² North America Liquefied Petroleum Gas Market by Sources, by Application, by Countries - Regional Trends & Forecast to 2019.

⁴³ Europe Liquid Petroleum Gas Market.

⁴⁴ HIS, How Much Can Latin American LPG Demand Grow—and Can It Absorb More US LPG Exports?



Fuente: IHS Energy

3.1.2. Producción de Gas L.P.

En cuanto a la producción de gas L.P. por región, en Norteamérica, EUA y Canadá fueron los mayores productores, con una participación de aproximada del 23% de la producción mundial en 2014. Esto debido al incremento en la producción de líquidos de gas provenientes de fuentes no convencionales. La mayor parte del crecimiento de la producción se debió a una mayor producción de planta de gas natural asociado con la expansión de gas de lutitas⁴⁵ y el desarrollo petrolero en formaciones compactas (tight oil), mientras que la producción de propano de las refinerías se mantuvo relativamente constante.

El crecimiento inicial en la producción de propano de EUA, entre 2008 y 2010, redujo la dependencia de las importaciones. La balanza comercial de ese país cambió de 109 mbd de importaciones en 2008 a cerca de 16 mbd de exportaciones netas en 2010. Para el año 2011, únicamente Canadá se mantuvo como exportador relevante hacia los EUA, y las importaciones marítimas fueron relegadas a traslados estacionales ocasionales en el noreste y en la entrega a Hawái. Posteriormente, entre 2011 y 2014, la producción anual de propano en los EUA se incrementó en 376 mbd, incrementando aún más los niveles disponibles para exportación.

En el caso de la región de Medio Oriente, la participación fue de alrededor de 22% de la producción mundial. La mayor parte de la producción de gas L.P. de la región se obtiene del procesamiento de gas natural y el resto proviene del procesamiento de crudo en las refinerías⁴⁶. Con esto en consideración, y a pesar de los retrasos en algunos de los proyectos, se espera que los países productores del Medio Oriente (principalmente Arabia Saudita, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, y posiblemente Irán) sigan incrementando su producción de gas L.P. debido a que la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) no ha interrumpido la producción de petróleo. En este sentido, se espera que ésta alcance 70 millones de toneladas en 2015.

Las empresas estatales de Medio Oriente dominan el mercado de gas L.P. en esta región, siendo Saudi Aramco (Arabia Saudita), la principal productora, seguida por la National Iranian Oil Corporation. Aparte de éstas, Kuwait National Petroleum (Kuwait) y Abu Dhabi Petroleum Refining Company (Abu Dhabi) tienen una participación considerable en el mercado regional.

La región de Asia-Pacífico, fue la tercera mayor productora de gas L.P. con un porcentaje de participación de aproximadamente 21%. En la región, el 80% de la producción de gas L.P se obtiene a partir del procesamiento de crudo en las refinerías; por ello, las condiciones económicas y la demanda de productos petrolíferos son variables clave en la oferta de gas L.P. En los últimos años, la producción de gas L.P. en China se ha incrementado de 2.5 millones de toneladas en 2013 a 2,7 millones de toneladas en 2014⁴⁷.

La producción de gas L.P. en la región de Europa y Eurasia, tuvo una participación de alrededor de 17% a nivel mundial. Esto debido al aumento en la producción de gas natural proveniente de campos y producción en las refinerías. En la región, la producción de gas L.P. en Rusia creció un 5% en 2014, esto como resultado en la producción de condensado y al mayor rendimiento en las refinerías⁴⁸.

Finalmente en 2014, las regiones de Latinoamérica y África, presentaron una participación aproximada de 8% y 7% respectivamente. En el caso de la región de África, Sudáfrica y Egipto son los principales consumidores. Asimismo, se prevé que Sudáfrica alcance una producción de 20,000 toneladas por año, ya que se tiene planeada la construcción de nuevas plantas de procesamiento de líquidos, con las cuales se espera extraer condensados, gas seco y gas L.P., provenientes de la producción de los campos Pande y Temane, los cuales podrían operar en 2018⁴⁹.

Se espera que la producción de gas L.P en 2019, alcance un volumen de más de 300 millones de toneladas. Ver Figura 3.2.

FIGURA 3. 2 PRODUCCIÓN POR REGIÓN DE GAS L.P, 2010-2019
(millones de toneladas)

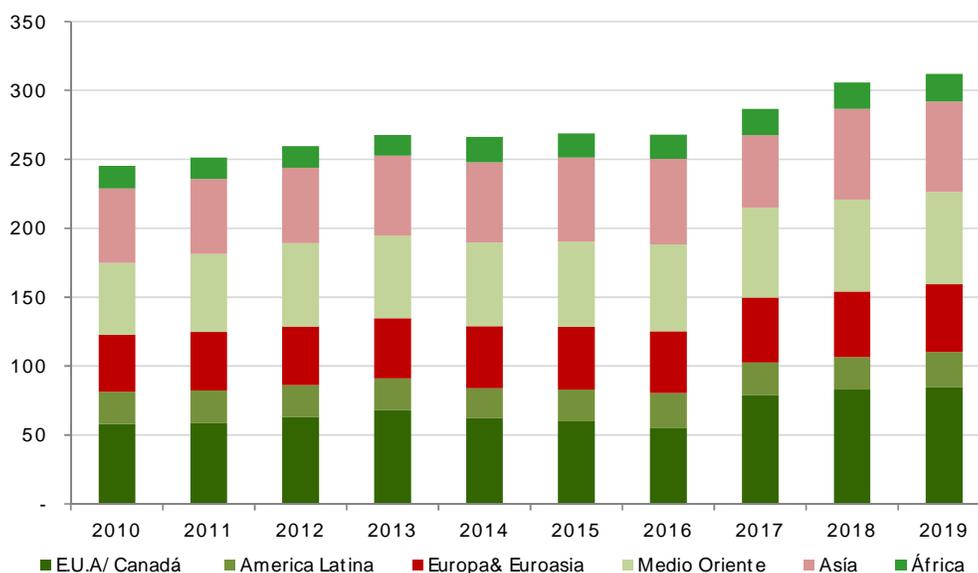
⁴⁵ *Ibidem*

⁴⁶ The Global LPG Market Outlook After the New Oil Shock.

⁴⁷ LPG IN WORLD MARKETS, February 2015.

⁴⁸ <http://russian-energy-co.com/russian-lpg.html>

⁴⁹ LPG IN WORLD MARKETS A Monthly Report on International Trends in LPG.



Fuente: IHS Energy

3.1.3. Impactos de la producción de gas L.P. de EUA en el mercado internacional

El acelerado incremento en las exportaciones de EUA está teniendo amplias repercusiones en la dinámica global del mercado de gas L.P. y en los flujos. Aun cuando, actualmente, el grueso de las exportaciones de este país se destina para América Latina, se estima que el impacto del aumento en sus exportaciones mermará la posición de los exportadores tradicionales, sobre todo de los países que forman parte del Consejo de Cooperación para los Estados Árabes del Golfo (GCC por sus siglas en inglés).

En primera instancia, conforme los países asiáticos aumenten su compra de gas L.P. proveniente de EUA con la intención de diversificar sus fuentes de suministro y obtener acceso a combustible más barato, la participación de los países GCC en el mercado asiático se espera que disminuya. En segundo lugar, los precios del gas L.P. y el mecanismo de fijación de precios existente, pueden estar sujetos a una intensa presión por la mayor competencia del suministro estadounidense. Hacia el futuro, se espera que el comercio entre Norteamérica y Latinoamérica, alcance un volumen de 7.8 mmt; asimismo las exportaciones de Norteamérica a Asia, alcancen un volumen de 4.6 mmt.

La demanda de las exportaciones de gas L.P. de EUA es impulsada por los precios favorables de este país en comparación con el mercado internacional, donde los precios se basan en el precio del contrato mensual de Saudi Aramco (ACP). Esta empresa, generalmente basa su precio de propano en la nafta, un petrolífero ligero producto de la refinación de petróleo y que se emplea como una materia prima en petroquímica que compite con el propano.

En 2005, cuando EUA era un importador neto de gas propano, el precio de propano en Mont Belvieu, Texas, promediaba 0.03 USD por galón (USD/gal) por arriba del ACP. Conforme las exportaciones de gas propano de EUA saturaban la capacidad de las terminales de exportación, los precios Mont Belvieu se ubicaron hasta 0.89 USD/gal por debajo del existente en el mercado internacional.

La diferencia de precios impulsó la construcción de nuevas terminales de exportación, proporcionando una salida para los inventarios de propano en EUA hacia el mercado internacional. Con la expansión de la capacidad de exportación de los EUA, el diferencial entre los precios internacionales y EUA se ha reducido gradualmente. El descuento para los precios de gas propano Mont Belvieu en comparación con los países ACP se redujo de un promedio de 0.77 USD/gal en 2013 a 0.59 USD/gal en 2014 y a 0.40 USD/gal de enero a septiembre de 2015⁵⁰.

⁵⁰ EIA: As U.S. Propane Production and Export Capacity Expand, U.S. Propane Exports Reach More Distant Markets.

3.1.4. Comercio de gas L.P.

Se estima que en 2015, el comercio de gas L.P., alcanzará un volumen de 80.2 mmt, que representará un aumento de 3.0 mmt respecto a 2014. El mayor comercio se presentará en el Golfo Pérsico, seguido de Norte América y el Mediterráneo.

En el caso del comercio en el Golfo Pérsico, se espera se tenga un crecimiento en las exportaciones de 1.1 mmt, alcanzando un volumen de 35.6 mmt en 2015, lo que representa aproximadamente el 45% del total de las exportaciones. El mayor volumen comercializado será enviado a Asia, 34.9 mmt, lo que representa 1.8 mmt más que en 2014. El principal exportador de gas L.P. en Medio Oriente seguirá siendo Qatar con 10.4 mmt. Este país está ampliando sus mercados en Asia del Sur y Sureste de Asia, sin embargo, se enfrenta a la creciente competencia de los EE.UU. por sus mercados tradicionales del norte de Asia. Por último, otro de los principales exportadores en la región es Abu Dhabi, el total de las exportaciones en el Golfo Pérsico, este país comercializará 9.6 mmt⁵¹.

En el caso de Norteamérica, el mayor cambio se dio en los EUA, que, en 2010, se convirtió en un exportador neto de gas L.P. Esto se debe a que el incremento en la producción permitió exportaciones adicionales, sobre todo a través de la Costa del Golfo. Conforme la producción del país aumentó, las exportaciones netas se incrementaron en 292 mbd.

Debido al rápido aumento en la producción y, por consiguiente de las exportaciones, entre abril y octubre de 2014, las exportaciones combinadas de propano y butano superaron la capacidad nominal de las terminales diseñadas para exportar cualquiera de los dos productos. En este sentido, se han desarrollado proyectos de construcción de nuevas terminales de exportación, así como la ampliación de terminales existentes. Estos proyectos han aumentado la capacidad de exportación vía marítima en 400 mbd entre abril 2014 y abril 2015, con dos proyectos más previstos para entrar en operación hacia finales de año.

En el caso del comercio en el Mediterráneo, se espera que en 2015, el comercio de gas L.P dentro de esta misma región alcance un volumen de 11.4 mmt. Asimismo, se realizan importaciones desde regiones como África, Norteamérica, y Europa, por un volumen aproximado de 3.8 mmt; mientras que las exportaciones alcanzan un volumen de 0.2 mmt. Se espera que el volumen de gas L.P. comercializado en la región Europea, sea de 10.5 mmt, de estos 6.8 se comercializan dentro de la misma región.

En Asia, aun cuando la producción ha ido en aumento, liderada por la rápida expansión en la capacidad de refinación de China, esta región todavía dependerá en gran medida de importaciones de gas L.P. de hecho, el mayor aumento en importaciones a nivel mundial, se verá en esta región, donde se espera que se incrementen aproximadamente en 2.4 mmt, pasando de poco más de 43 mmt en 2014 a 45,5 mmt en 2015. En la región, China y la India serán los países que mostrarán mayor crecimiento en sus importaciones. En el caso de China, el incremento en el volumen de importación dependerá de la entrada y operación de su planta de deshidrogenación de propano (PDH). En el caso de la India se deberá al desarrollo del mercado de gas L.P en zonas rurales, sin embargo el aumento en sus importaciones dependerá en gran medida, de la política del gobierno de este país hacia los subsidios de este combustible⁵².

Asimismo, en la región de África, se espera que el volumen de gas L.P. comercializado sea de 3.8 mmt. Las exportaciones de África occidental, se incrementarán alcanzando un volumen de 3.1 mmt.

Finalmente, se espera que en 2019 el comercio de gas L.P. en Latinoamérica se ubique en 8.0 mmt, de los cuales 1.2 mmt se comercializarán dentro de la misma región, y 7.8 mmt se importarán de EUA. Se estima que las importaciones de Norteamérica hacia Latinoamérica se incrementaron 32 % de 2013 a 2014.

CUADRO 3. 1 COMERCIO DE GAS L.P. A 2015

(mmt)

⁵¹ LPG IN WORLD MARKETS A Monthly Report on International Trends in LPG

⁵² Ibídem

Exportadores	Importadores													
	Golfo Árabe		Asia		África		Mediterráneo		Europa		Latinoamérica		Total	
Golfo Pérsico	0.6	-0.1	34.9	+1.8	-	-	0.0	-0.7	-	-	-	-	35.6	+1.1
Asia	-	-	4.0	-0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	4.0	-0.2
América	-	-	4.6	+1.6	0.3	0.0	1.1	+0.2	2.3	0.0	7.8	+0.3	16.1	+2.1
África	-	-	1.7	-0.1	0.4	0.0	1.4	+0.2	-	-	-	-	3.5	+0.1
Mediterráneo	-	-	0.1	-0.5	-	-	11.4	+0.7	0.1	0.0	-	-	11.6	+0.2
Europa	-	-	0.0	-0.3	-	-	1.3	0.0	6.8	0.0	-	-	8.1	-0.3
Latinoamérica	-	-	0.2	0.0	-	-	-	-	-	-	1.2	0.0	1.4	0.0
Total	0.6	-0.1	45.5	+2.4	0.7	0.0	15.2	+0.4	9.2	-	9.0	+0.4	15.2	+0.4
	No hay cambio respecto a 2014													
	Incremento respecto a 2014													
	Disminución respecto a 2014													
-	Cambio no significativo													

Fuente: LPG IN WORLD MARKETS A Monthly Report on International Trends in LPG

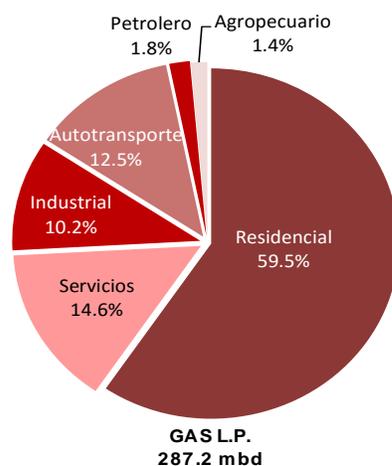
3.2. Mercado Nacional de Gas L.P.

En esta sección se presenta el análisis del mercado nacional, en cuanto demanda de gas a nivel nacional y regional, producción, infraestructura, comercio, precios y los balances de gas L.P. tanto nacional como regional durante el periodo 2004-2014.

3.2.1. Demanda Nacional de gas L.P. por sector

Al cierre de 2014, la demanda nacional de gas L.P. fue de 287.2 miles de barriles diarios (mbd), 0.2% más que en 2013. De este volumen, el sector residencial demandó 170.8 mbd, lo que representó el 59.5% del total de la demanda. Le siguen los sectores servicio con 42.1 mbd, autotransporte con 35.9 mbd, sector industrial con 29.2 mbd y finalmente los sectores petrolero y agropecuario con 5.1 y 4.0 mbd. Ver Figura 3.3.

FIGURA 3.3 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL Y GAS L.P. POR SECTOR
(Participación porcentual)



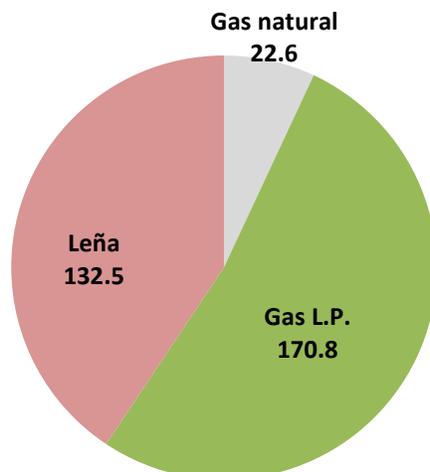
FUENTE: SENER, con base en información del IMP.

Demanda de gas L.P. en el sector residencial

En 2014, la demanda de combustibles en el sector residencial fue de 325.9 miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente (mbdglpe), 1.2 mbdglpe menos que en 2013. En este sector el gas L.P. fue el principal combustible utilizado con un volumen de 170.8 mbd, es decir, 40.6% de la demanda total del sector. En segundo lugar se ubicó la leña con 132.5 mbdglpe y finalmente el gas natural con 22.6 mbdglpe. Ver Figura 3.4.

Por sus características, el gas L.P. puede ser transportado para su consumo en regiones rurales o poblaciones alejadas de centros urbanos, sin embargo, el costo de transporte depende, en gran medida de la distancia y la dificultad del traslado del combustible, además de que en muchas de estas regiones, los consumidores no tienen el poder adquisitivo para comprar el producto. Por ello una parte de la población emplea leña para cubrir sus necesidades energéticas, la cual tiene consecuencias directas en la salud de sus usuarios. Adicionalmente, el aumento en el uso de paneles solares y el incremento en la cobertura de gas natural en centros urbanos, tienen un impacto en la demanda de gas L.P., ver Anexo Cuadro B.1.

FIGURA 3.4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2014
(mbdglpe)



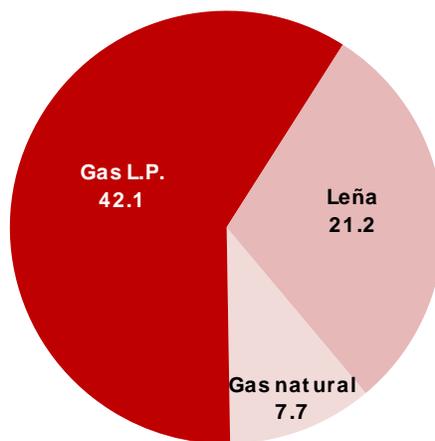
FUENTE: SENER, con base en información de IMP

Demanda de gas L.P. en el sector servicios

El consumo de combustible en el sector servicios fue de 71.0 mbdglpe. Al igual que en el sector residencial, el combustible que más se demandó fue el gas L.P. con 42.1 mbdglpe, seguido de la leña con 21.2 mbdglpe y gas natural con 7.7 mbdglpe. Ver Figura 3.5.

En el caso de la demanda de gas L.P. ésta tuvo una disminución respecto al 2013 debido a que en algunos hoteles se han instalado sistemas de calentamiento de agua con energía solar, además de los incrementos en la eficiencia de equipos de calefacción. Por otra parte, la penetración de gas natural en este sector ha sustituido la demanda de gas L.P.

FIGURA 3. 5 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS, 2014
(mbdglpe)



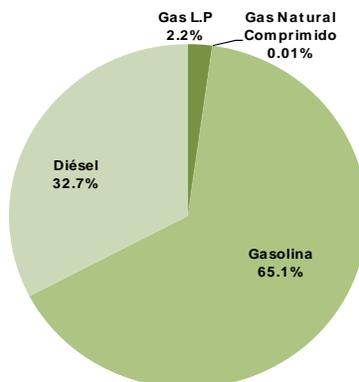
FUENTE: SENER, con base en información de IMP

Demanda de gas L.P. en el sector autotransporte

En 2014, la demanda de gas L.P. en este sector alcanzó un volumen 1,192.7 miles de barriles de gasolina equivalente (mbdge). El combustible más utilizado fue la gasolina con una participación de 65.1%, seguido de diésel con 32.7%, gas L.P. con 2.2% y finalmente gas natural con apenas 0.01% de participación. En el caso de gas L.P., se tuvo un incremento de 0.3% respecto a 2013, esto debido al incremento en el parque vehicular que utiliza este combustible. Ver Figura 3.6.

FIGURA 3. 6 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2014

(Miles de barriles diarios de gasolina equivalente)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP

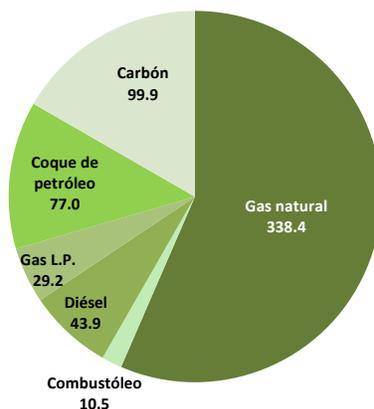
Demanda de gas L.P en el sector industrial

En 2014, la demanda de combustibles del sector industrial alcanzó un volumen de 599.5 mbdglpe. En el caso de gas L.P., ésta fue de 29.2 mbd, 2.0% menor en comparación con 2013. Este volumen representó 4.9% del total de la demanda del sector. La reducción en la demanda responde a una mayor penetración de gas natural en este sector.

En la industria, el gas L.P. es utilizado en hornos, procesos de calefacción, cerámica, fabricación de vidrio y procesamiento de metales.

FIGURA 3. 7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014

(mbdglpe)



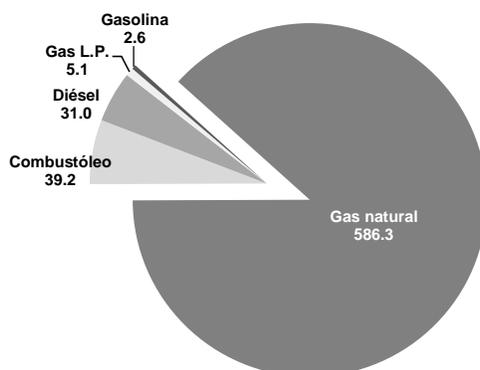
FUENTE: SENER, con base en información de IMP

Demanda de gas L.P en el sector petrolero

La demanda de combustible en el sector petrolero fue de 664.1 mbdglpe, lo que representó una disminución de 0.05% respecto a 2013. En el caso de gas L.P., la demanda pasó de 2.5 mbd en 2013 a 5.1 mbd en 2014; lo que se explica, en parte, por un menor consumo de combustóleo y diésel.

En este sector Pemex Refinación (PR) fue el mayor consumidor con un volumen de 2.9 mbd, seguido de Pemex Exploración y Producción (PEP) con 1.8 mbd, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) con 0.4 mbd y, finalmente, Pemex Petroquímica (PPQ) con 0.002 mbd. Ver Anexo Cuadro B.2.

FIGURA 3. 8 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014
(mbdglpe)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP

3.2.2. Demanda Regional y estatal de gas L.P.

A nivel nacional, la tasa media de crecimiento anual en la demanda de gas L.P. fue de -1.5%, lo cual se explica ya que todas las regiones presentan tasas de crecimiento negativas para el periodo 2004-2014. La demanda de gas L.P. por región y estado se presenta en el cuadro 3.2.

Las ventas internas en la región Noroeste alcanzaron un volumen de 25.4 mbd, es decir, un crecimiento de 2.8% respecto a 2013. En esta región, el estado que presentó la mayor demanda fue Baja California con 9.8 mbd, lo que representó una participación de 36.8% del total de la demanda de la región. En contraste, Baja California Sur redujo su demanda al pasar de 2.0 mbd en 2013 a 1.5 en 2014, es decir, una disminución de 26.0%.

En el caso de la región Noreste, ésta tuvo una demanda de 40.3 mbd, lo que representó una disminución de 5.6% respecto a 2013. El estado que tuvo la mayor demanda fue Chihuahua con un volumen de 10.8 mbd, aun cuando la misma se redujo en 15.0% respecto a 2013. Por otra parte, con 3.1 mbd, Durango es el estado que presentó la menor demanda, equivalente 7.7% del total del total regional.

En la región Centro-Occidente, en el último año, se tuvo una disminución de 1.1%, pasando de 64.0 mbd en 2013 a 63.3 mbd en 2014. En esta región Jalisco fue el estado con mayor demanda, con un volumen de 21.2 mbd, mientras que el Estado de Nayarit fue el que presentó la menor demanda con un volumen de 2.2 mbd.

La región Centro sigue siendo la mayor consumidora de gas L.P. En 2014, la demanda alcanzó un volumen de 116.1 mbd, lo que representó una participación de 41.2 % del total nacional. En esta región el Estado de México es el mayor consumidor con un volumen de 49.7 mbd, es decir una participación de 42.8% de la demanda regional, por su parte Tlaxcala fue el que presentó la menor demanda con un volumen de 4.6 mbd.

Finalmente, la región Sur-Sureste presentó una demanda de 36.9 mbd, lo que representó una participación de 13.1% de la demanda nacional. En esta región, Veracruz representó la mayor demanda con un volumen de 13.7 mbd, sin embargo presentó una disminución de 5.1% respecto a 2013. Por otra parte el Estado de Campeche, fue el que presentó la menor demanda, alcanzando un volumen de apenas 1.0 mbd.

CUADRO 3. 2 VENTAS INTERNAS DE GAS L.P. POR ESTADO Y REGIÓN, 2004-2014

(Miles de barriles diarios)

Región / Estado	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TM CA 2004-2014
Noroeste	28.9	27.8	26.7	26.1	25.1	24.0	24.0	24.3	24.4	24.7	25.4	- 1.3
Baja California	11.2	11.1	11.1	11.3	10.8	10.4	10.2	9.8	9.6	9.4	9.8	- 1.3
Baja California Sur	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	1.7	1.8	2.0	1.9	2.0	1.5	- 1.1
Sinaloa	7.3	6.9	6.4	6.0	5.8	5.8	5.7	5.8	6.0	6.6	6.6	- 1.0
Sonora	8.8	8.1	7.5	6.9	6.6	6.2	6.2	6.7	6.8	6.8	7.6	- 1.5
Noreste	51.3	47.5	44.4	43.5	40.0	38.1	41.0	40.7	41.8	42.7	40.3	- 2.4
Coahuila	11.2	10.1	9.2	8.8	8.0	7.6	8.2	7.7	8.1	8.1	7.8	- 3.6
Chihuahua	13.8	12.8	12.3	12.2	11.4	11.1	12.4	12.4	12.5	12.7	10.8	- 2.4
Durango	3.9	3.9	3.6	3.5	3.1	2.7	3.0	3.3	3.5	3.4	3.1	- 2.2
Nuevo León	12.8	11.7	10.7	9.3	7.7	7.1	7.2	6.7	7.8	8.4	8.8	- 3.6
Tamaulipas	9.6	9.0	8.8	9.6	9.9	9.6	10.2	10.7	9.8	10.1	9.7	0.1
Centro-Occidente	74.9	71.5	70.2	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	63.3	- 1.7
Aguascalientes	4.2	3.9	3.5	3.4	3.4	3.1	3.1	3.0	3.3	3.5	3.4	- 2.0
Colima	1.6	1.7	1.6	1.7	1.8	1.6	1.8	2.9	3.0	3.1	2.6	4.8
Guanaajuato	13.8	13.4	13.7	13.7	13.6	13.0	13.8	13.9	12.9	12.9	12.9	- 0.7
Jalisco	25.8	24.6	23.9	23.5	22.8	22.2	22.5	21.3	20.7	20.7	21.2	- 1.9
Michoacán	12.0	11.5	11.4	11.4	10.3	10.1	10.3	10.1	10.1	10.8	10.3	- 1.5
Nayarit	2.6	2.5	2.4	2.4	2.3	2.1	2.3	2.2	2.3	2.2	2.2	- 1.5
Querétaro	4.7	4.1	3.8	3.5	3.2	2.4	2.3	2.5	2.4	2.2	2.9	- 4.9
San Luis Potosí	5.5	5.5	5.4	5.5	5.4	5.4	5.5	5.3	5.3	4.6	4.5	- 2.0
Zacatecas	4.8	4.4	4.5	4.5	4.9	4.5	4.4	4.3	4.4	3.9	3.3	- 3.5
Centro	130.8	126.3	124.6	122.6	120.3	118.8	120.1	117.3	117.5	114.8	116.1	- 1.2
Districto Federal	35.8	34.4	33.9	32.7	30.7	29.1	28.6	27.9	26.7	25.6	25.9	- 3.2
Hidalgo	9.6	9.2	9.2	8.9	8.4	8.0	7.9	7.7	8.3	8.1	8.3	- 1.4
México	56.8	55.3	55.3	54.3	51.7	49.6	49.5	48.8	49.2	48.2	49.7	- 1.3
Morales	6.5	6.3	6.3	6.1	5.8	5.5	5.5	5.4	5.5	5.4	5.5	- 1.6
Puebla	18.4	17.6	16.7	17.2	19.7	22.2	23.8	22.9	23.1	22.9	22.1	1.9
Tlaxcala	3.6	3.5	3.3	3.4	3.9	4.5	4.8	4.6	4.7	4.7	4.6	2.3
Sur-Sureste	42.3	40.9	40.1	39.5	38.9	36.6	37.9	37.9	38.4	37.7	36.9	- 1.4
Campeche	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	0.0
Chiapas	5.8	5.6	5.3	5.2	5.1	4.9	5.0	5.2	5.1	4.7	4.9	- 1.7
Guerrero	3.9	3.8	3.7	3.6	3.3	3.2	3.2	2.9	2.5	1.7	1.4	- 10.0
Oaxaca	4.4	4.3	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.9	4.8	0.8
Quintana Roo	2.2	2.4	2.5	3.0	3.3	3.1	3.4	3.5	3.6	3.7	4.0	5.9
Tabasco	4.4	4.1	4.1	3.6	3.6	3.6	3.8	3.8	3.8	3.9	4.0	- 0.8
Veracruz	16.8	15.9	15.5	15.4	15.1	13.4	14.1	14.1	14.7	14.5	13.7	- 2.0
Yucatán	3.9	3.9	3.7	3.5	3.3	3.0	3.2	3.1	3.1	3.2	3.1	- 2.0
Total nacional	328.2	314.1	306.0	301.3	292.1	281.8	288.8	285.8	286.5	283.9	282.1	- 1.5

FUENTE: SENER, con base en información de IMP

3.2.3. Producción Nacional de Gas L.P.

En 2014, la producción de gas L.P. fue de 206.1 mbd, 1.0 mbd menos que en 2013. De este total, 175.7 mbd fueron producidos por PGPB (no incluye el gas licuado del Sistema Nacional de Refinación (SNR), ni el del campo Nejo de PEP), mientras que la producción por parte de PR fue de 27.1 mbd y la producción de PEP fue de 3.0 mbd.

En el último año, la producción de PGPB presentó una disminución de 1.1%, pasando de 177.7 mbd en 2013 a 175.7 mbd en 2014, esto debido a una menor disponibilidad de gas húmedo amargo y de condensados amargos. Del total de esta

producción el Centro Procesador de Gas (CPG) Cangrejera produjo 47.0 mbd, 19.9 % más que en 2013, mientras que el CPG Matapionche fue el que produjo la menor cantidad de gas con apenas 0.8 mbd. Ver Cuadro 3.3.

En el caso de la producción de PR, ésta pasó de 26.1 mbd en 2013 a 27.1 mbd en 2014, lo que representó un incremento de 3.9%. La mayor producción de PR provino de la Refinería de Tula con un volumen de 12.2 mbd, 13.1% más que en 2013, le sigue la Refinería de Minatitlán con 6.2 mbd, Salina Cruz con 3.6 mbd, Salamanca con 2.9 mbd, Cadereyta con 1.3 mbd y, finalmente, la Refinería de Madero con 0.8 mbd. Ver Anexo Cuadro B.3.

CUADRO 3.3 PRODUCCIÓN DE GAS L.P. EN PGPB, 2004-2014

(Miles de barriles diarios)

CPG*	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	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	175.7	-2.4
Burgos	-	6.3	9.9	14.5	17.0	18.0	20.0	19.9	19.8	18.2	19.5	18.0	11.1
Cactus	45.7	48.8	40.2	45.0	35.5	27.1	27.0	32.7	31.7	32.0	28.9	25.1	-6.5
Cangrejera	37.9	43.7	43.6	44.1	39.1	43.4	43.4	39.6	45.0	43.0	39.2	47.0	0.7
Matapionche	2.3	2.4	2.2	2.2	2.1	1.8	1.5	1.1	1.0	0.8	0.9	0.8	-10.0
Morelos	48.8	41.2	42.1	46.3	41.8	39.8	46.6	47.6	38.9	41.1	40.7	37.1	-1.0
Nuevo Pemex	68.9	75.7	70.4	57.8	57.8	48.2	38.9	39.8	44.2	35.5	42.2	42.1	-5.7
Poza Rica	2.0	2.2	2.7	2.3	3.0	2.7	3.1	3.4	4.7	5.4	6.1	5.6	9.6
Reynosa	6.6	4.5	4.4	3.2	2.6	1.5	0.1	-	-	-	-	-	n.a.

FUENTE: SENER, con base en información de IMP

3.2.4. Infraestructura de Gas L.P.

La infraestructura para el transporte de gas LP se integra por diversos sistemas de ductos, autotanques, buques gaseros y tractocamiones con semirremolques que son de propiedad privada.

Al cierre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tenía otorgados cinco permisos de transporte de gas L.P. a diferentes empresas: TDF, S. de R.L. de C.V., (cuyo trayecto va del Centro Procesador de Gas Burgos hacia Monterrey Nuevo León); Ductos del Altiplano, S.A de C.V. (trayecto Tuxpan, Veracruz hacia Atotonilco de Tula, Hidalgo); Penn Octane de México S. de R.L de C.V. (trayecto, cruce fronterizo de Sabina, Tamaulipas hacia la terminal en Matamoros); Pemex Gas y Petroquímica Básica SNGLP (trayecto Cactus hacia Guadalajara) y Pemex Gas y Petroquímica Básica "Hobbs-Mendez" (trayecto, estación "hobbs", localizada en la frontera de Texas, EUA, hacia Ciudad Juárez, Chihuahua). Ver Figura 3.9.

En lo que respecta a los permisos de distribución mediante ductos, en 2014, la CRE tenía registrados cuatro permisos, estos fueron otorgados a diferentes compañías: Compañía de Gas de Tijuana, S.A. de C.V. en el estado de Baja California, Asociación de Colonos de la Herradura, A.C. en el Estado de México, Gas del Caribe, S.A. de C.V. en el estado de Quintana Roo y Hermogas S.A. de C.V. en el estado de Sonora. Cabe destacar que en abril de 2014, la CRE extinguió el permiso de gas L.P. por medio de ductos otorgado a Gas Butano Propano de Baja California, S.A. de C.V. En el siguiente mapa se muestra la infraestructura de ductos de transporte y distribución.

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 estrecho

FIGURA 3.9 INFRAESTRUCTURA PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS L.P.



Fuente: SENER con información de CRE

En el caso de los permisos de distribución mediante estaciones de gas L.P. para carburación, la CRE tenía 2550 permisos, de los cuales 752 permisos se otorgaron en la región Centro-Occidente, 640 en la región Noreste, 550 en la región Centro, 314 en la región Noroeste y finalmente 294 en la región Sur-Sureste.

Al cierre de 2014, se tenían un total de 962 permisos para plantas de distribución, de éstos, 272 se otorgaron en la región Noreste, 251 en la región Centro-Occidente, 178 en la región Sur-Sureste, 171 en la región Centro y 90 en la región Noroeste. Ver Cuadro 3.4.

CUADRO 3. 4 PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS L.P. OTORGADOS POR LA SENER*

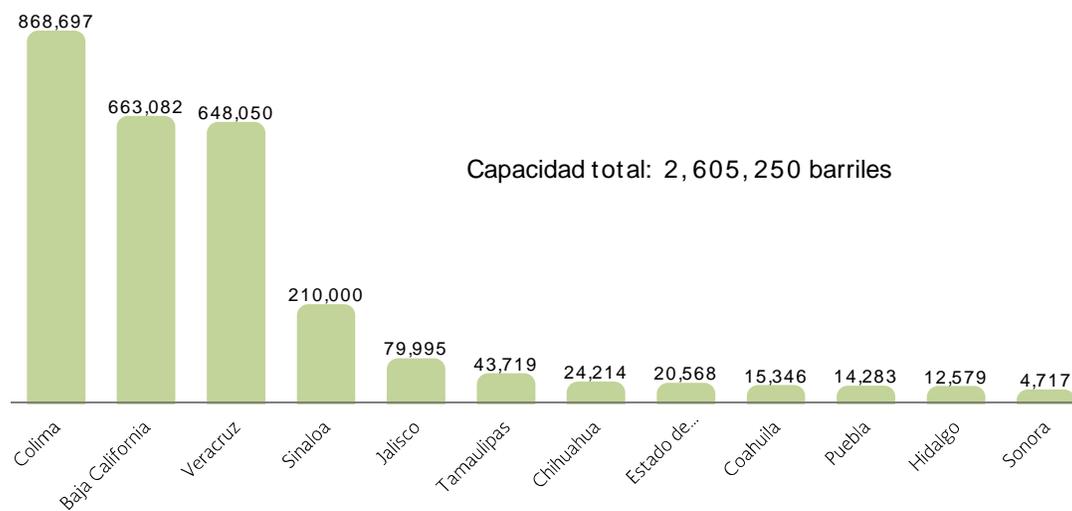
Región	Estación de gas L.P. para carburación	Planta de distribución
Centro	550.0	171.0
Centro-Occidente	752.0	251.0
Noreste	640.0	272.0
Noroeste	314.0	90.0
Sur-Sureste	294.0	178.0

* Número de permisos al cierre de 2014

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

En el caso de los permisos de almacenamiento, al 2014 se tenían 23 permisos en diferentes estados del país, entre éstos se encuentran el estado de Baja California, Chihuahua, Coahuila, Colima, Hidalgo, Jalisco, México, Puebla, Sinaloa, Sonora, Tamaulipas y Veracruz. La capacidad de almacenamiento de gas L.P fue de 2.6 millones de barriles. Ver Figura 3.10.

FIGURA 3. 10 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS L.P., 2014
(barriles)



Fuente: SENER con información de la CRE.

3.2.5. Comercio de Gas L.P.

Actualmente, México no produce todo el gas L.P. que necesita, por lo que para satisfacer al mercado nacional compra alrededor del 30% de su demanda en el mercado internacional.

Mex Gas International es una empresa filial de PGPB que se encarga del comercio exterior de gas L.P. a través de su filial MGI Trading Ltd. con objeto de abastecer las necesidades del mercado mexicano, buscando obtener mejores oportunidades dentro del comercio internacional, lo cual redunda en la obtención de mayores beneficios para el Estado⁵³.

En 2014, se importaron 85.0 mbd de gas L.P., de los cuales 65.3% se importaron a través de buque tanques, es decir 55.5 mbd. El mayor volumen, 36.7 mbd equivalente al 66.1% de las importaciones mediante buques, se recibió en la terminal de pajaritos.

En el caso de las importaciones mediante ducto, éstas se ubicaron en 18.6 mbd, de éste, 14.8 mbd se importó por Cd. Juárez y 3.6 mbd por Piedras Negras. En el caso de las importaciones por vía terrestre, se recibió un volumen de 10.9 mbd.

En el caso de las exportaciones, éstas tuvieron un crecimiento de 1.1 mbd, pasando de 0.2 mbd en 2013 a 1.3 mbd en 2014, este volumen fue enviado a Belice. Ver Figura 3.11.

FIGURA 3. 11 COMERCIO EXTERIOR DE GAS LP EN MÉXICO, 2014
(miles de barriles diarios)



Fuente. IMP, con base en Pemex y SENER.

⁵³ <http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+licuado/Comercio+exterior/>

3.2.6. Precios de Gas L.P.

El subsidio al gas L.P. que existió hasta mediados de 2014, consistía en que el precio de venta al usuario final estaba por debajo del precio de referencia internacional. El esquema de precios regulados autorizados por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Economía, ajustaba mensualmente al alza el precio del gas L.P. buscando disminuir la brecha con respecto al precio de referencia (Mont Belvieu).

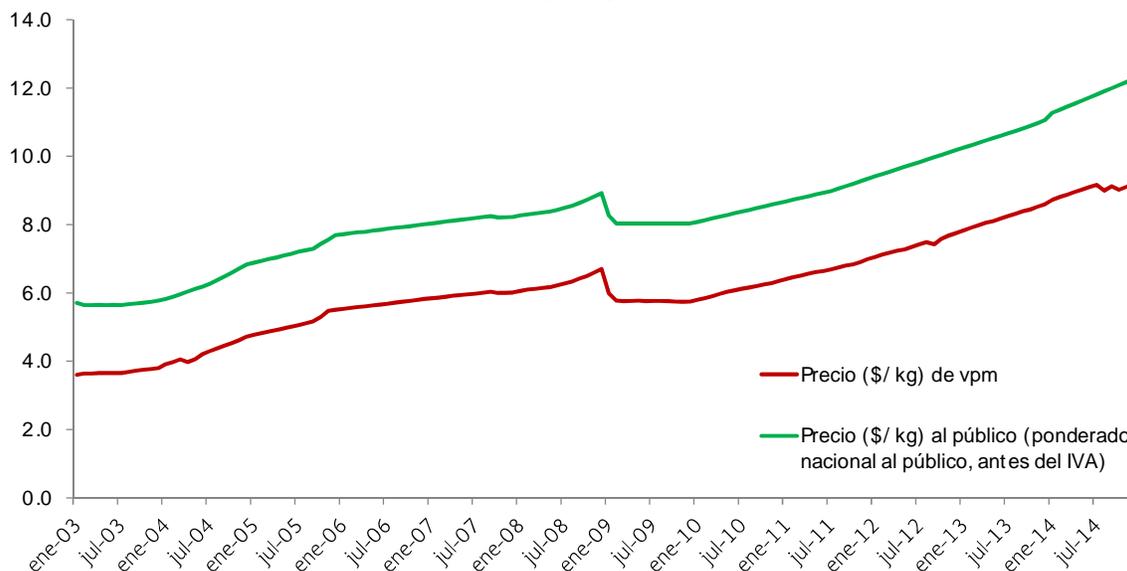
Actualmente, Mont Belvieu (MB) se utiliza como principal referencia para el mercado Norteamericano y para el mercado mexicano de acuerdo a la Directiva de Precios emitida por la CRE. Esta referencia también se utiliza en otros países tanto de América del Norte como de Latinoamérica, Chile, Brasil y Colombia entre otros.

El subsidio se otorgaba de manera indirecta a través de Pemex Gas y Petroquímica Básica, ya que ellos absorbían el diferencial entre el precio de Ventas de Primera Mano (VPM) y el precio de referencia internacional.

Durante el 2014, el precio de venta de primera mano (VPM) promedio 9.0 pesos /kg (\$/kg), lo que representó un 9.6% más que el promedio del año 2013. En el periodo de enero a diciembre de 2014, el precio de VPM paso de 8.72 \$/ kg a 9.19 \$/kg.

En el caso del precio ponderado de gas L.P. al usuario final, durante el periodo de enero a diciembre de 2014, se tuvo un incremento de 8.8%, pasando de 11.37 \$/kg a 12.3 \$/kg. Durante to el año se mantuvo un incremento de 0.09 \$/kg. Ver Figura 3.12.

FIGURA 3. 12 PRECIOS DE VPM Y PÚBLICO DE GAS L.P., 2004-2014
(pesos por kilogramo)



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 B.1. Dicho anexo muestra que el gas L.P. administrado superó 15.9% el precio de gas L.P. con base en costo de oportunidad.

3.2.7. Balance de gas L.P.

En el balance de gas L.P. se observa que la producción alcanzó un volumen de 206.1 mbd, es decir un incremento de 1.6% respecto a 2013, mientras que la demanda alcanzó un volumen de 287.2 mbd, lo que representó un incremento de 0.2%, sin embargo tanto la producción como la demanda, presentaron una tasa media de crecimiento anual (tmca) negativa durante el periodo de 2004-2014. Ver Cuadro 3.5.

En el caso de las importaciones, éstas alcanzaron un volumen de 85.0 mbd, con una tmca de 0.04%. En lo que respecta a las exportaciones, éstas alcanzaron un volumen de 1.3 mbd, lo que representó un incremento de 1.1 mbd respecto a 2013, y una tmca de 18.3% en el periodo 2004-2014. Los balances de gas L.P. por región se presentan en los Anexos Cuadro B.4.a B.8

CUADRO 3.5 BALANCE NACIONAL DE GAS L.P., 2004-2014

Concepto	mbd											tm ca 2004-2014
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Origen	339.6	320.7	317.4	308.9	298.0	289.6	291.6	292.9	292.0	286.5	291.0	-1.5
Oferta interna	255.0	247.8	241.8	226.0	209.3	209.6	212.8	210.5	206.4	207.0	206.1	-2.1
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	224.9	215.4	215.3	198.9	182.4	180.6	184.2	185.4	176.0	177.7	175.7	-2.4
Pem ex Refinación	28.9	31.4	26.1	26.8	26.4	28.0	26.7	22.7	27.5	26.1	27.1	-0.6
Pem ex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	na.
Pem ex Exploración Producción	1.2	1.0	0.3	0.2	0.6	1.0	1.9	2.4	2.9	3.3	3.3	11.0
Importación	84.6	72.9	75.6	82.9	88.7	80.0	78.8	82.4	85.6	79.5	85.0	0.0
Destino	334.6	320.3	313.3	308.0	297.3	287.8	292.9	291.9	291.0	286.7	288.5	-1.5
Demanda interna	334.3	318.5	311.2	307.0	297.2	286.7	292.9	290.4	290.9	286.5	287.2	-1.5
Sector agropecuario	5.5	6.2	4.2	3.3	4.6	4.4	4.4	4.7	4.1	4.0	4.0	-3.1
Sector transporte	39.8	35.4	28.1	30.5	28.3	26.8	26.6	29.2	32.8	35.8	35.9	-1.0
Sector industrial	28.3	28.3	29.8	29.1	27.8	27.4	28.9	27.0	27.4	29.8	29.2	0.3
Sector petroquímico	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	5.1	-1.8
Sector residencial	210.1	200.1	198.1	196.0	191.5	183.5	188.3	182.9	179.6	171.0	170.8	-2.0
Sector servicios	44.4	44.1	45.8	42.5	39.9	39.6	40.5	41.9	42.6	43.4	42.1	-0.5
Exportación	0.2	1.8	2.1	1.0	0.1	1.1	0.1	1.5	0.1	0.2	1.3	18.3
Variación de inventarios *	5.0	0.4	4.1	0.9	0.7	1.8	-1.3	1.0	1.0	-0.1	2.5	-6.7

3.3. Mercado Nacional Prospectivo de Gas L.P.

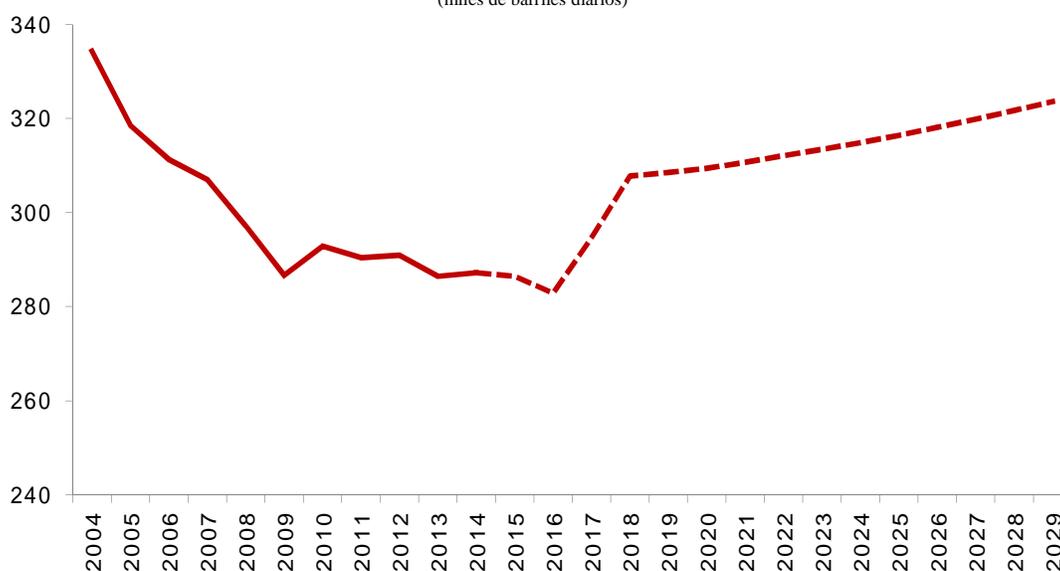
En esta sección se muestra el análisis del mercado de gas en los siguientes 15 años en lo referente a demanda, oferta, infraestructura, comercio y los balances, tanto nacional como regional, así como las variables que afectan dicho mercado.

3.3.1. Demanda Nacional de gas L.P. por sector

En 2029, se estima que la demanda de gas L.P. alcanzará un volumen de 323.6 mbd, lo que representa una tmca de 0.8% en el periodo de estudio. El mayor incremento en la demanda en estos años se dará entre 2016 y 2018, pasando de 282.8 mbd en 2016 a 294.7 mbd en 2017 y a 307.8 mbd en 2018. Lo anterior se explica debido a que se espera un incremento en la demanda del sector petrolero en esos años, asociado a una estrategia de Pemex para usar este combustible como insumo en una de sus refinерías. Ver Figura 3.13.

FIGURA 3. 13 DEMANDA NACIONAL DE GAS L.P., 2004-2029

(miles de barriles diarios)

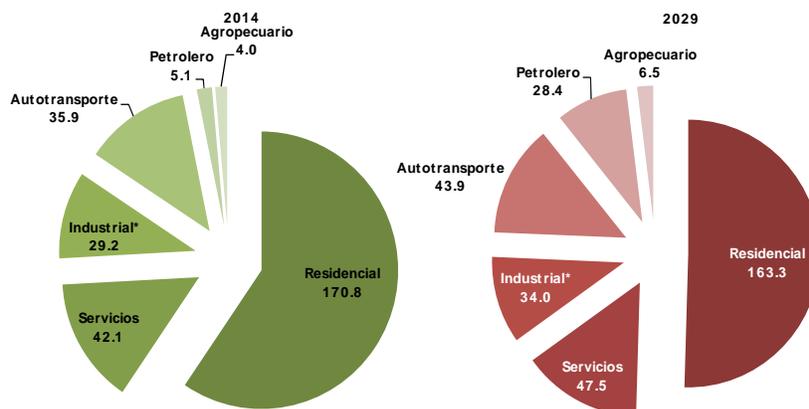


Fuente: SENER con base en información del IMP

En el caso de la demanda de gas L.P. por sector, el sector residencial seguirá siendo el mayor consumidor, con una participación de 50.5% (163.3 mbd) del total de la demanda nacional, le siguen el sector servicios, con 14.7% (47.5 mbd); el autotransporte con 13.6%; industrial 10.5%; sector petrolero y agropecuario, con 8.8% y 2.0%, respectivamente. Todos los sectores, a excepción del residencial, presentarán un incremento en su demanda (Ver Figura 3.14.). El mayor aumento será en el sector petrolero; mientras que el sector residencial tendrá una disminución de 4% respecto a 2014.

FIGURA 3. 14 DEMANDA INTERNA DE GAS L.P.* POR SECTOR, 2014-2029

(miles de barriles diarios)



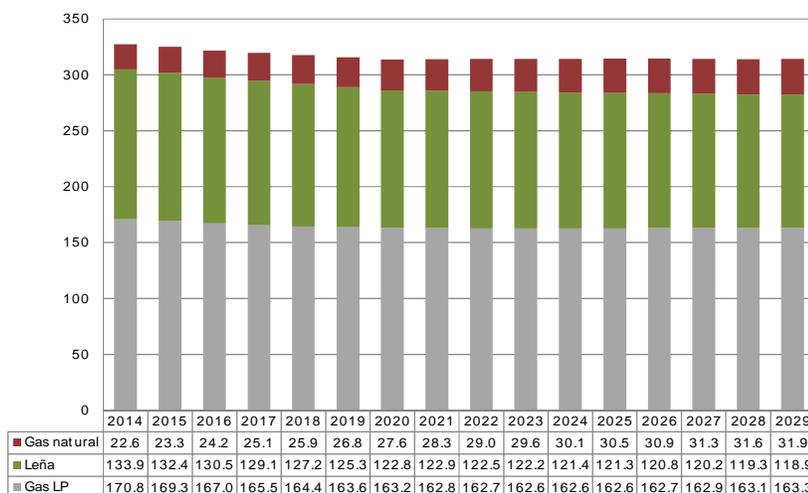
*Incluye propano y butanos utilizados como materia prima en el sector industrial.
Fuente: SENER con base en información del IMP

Demanda de gas L.P en el sector residencial

En este sector, la demanda total de combustibles presentará una disminución de 4.0% respecto a 2014, pasando de 327.4 mbdglpe en 2014 a 314.1 mbdglpe en 2029. En el caso específico del gas L.P., este combustible presentará una disminución de 7.5 mbd respecto a 2014. Aun así, permanecerá como el combustible más demandado en este sector. Hacia 2029, el consumo de gas L.P. en el sector residencial llegará a 163.3 mbd, lo que representa una participación del 52.0%. La disminución en la demanda se encuentra asociada a una mayor penetración del gas natural en los hogares.

En cuanto a la leña, ésta será el segundo combustible más utilizado, con una participación de 37.9% del total nacional en 2029, equivalente a 118.9 mbdglpe. Este volumen representa una disminución de 11.2% respecto a 2014. Por otra parte, el gas natural será el combustible menos utilizado, con una participación de 10.2% del total nacional, a pesar de esto, tendrá un aumento de 41.1% respecto a los niveles de demanda en 2014, alcanzando un volumen de 31.9 mbdglpe. Ver Figura 3.15.

FIGURA 3. 15 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 2014-2029
(mbdglpe)

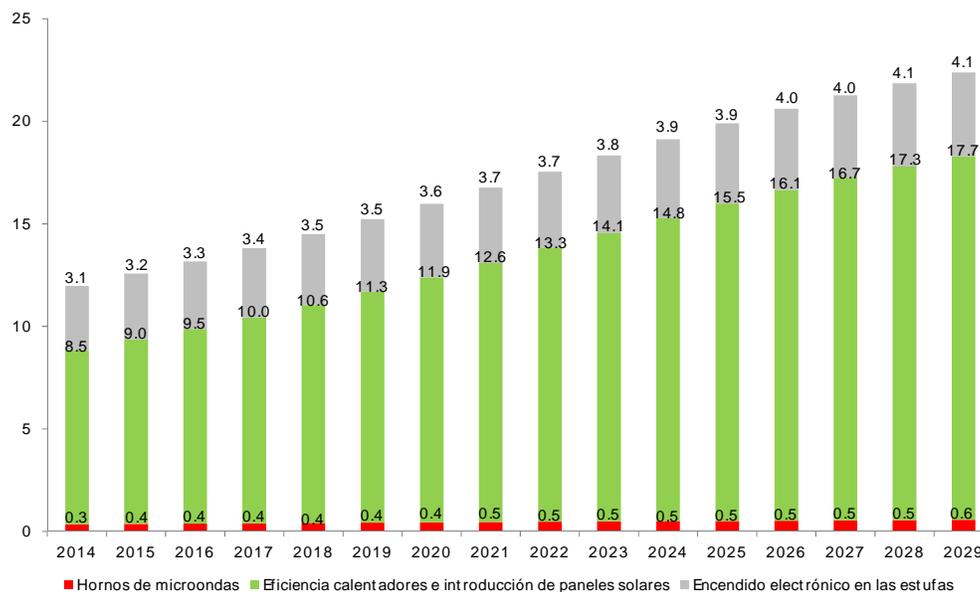


Fuente: SENER con información del IMP

En cuanto a los ahorros de gas L.P. en el sector residencial, se espera que, en 2029, el volumen de gas L.P. que se dejará de utilizar sea equivalente a 22.4 mbd, esto asociado a la eficiencias de calentadores, introducción de paneles solares, hornos de microondas y estufas con encendido electrónico. En el caso del ahorro por eficiencia de calentadores e introducción de paneles solares, éste pasará de 8.5 mbd en 2014 a 17.7 mbd en 2029, lo que representará el 79.2% de participación en el

total del ahorro. El ahorro por encendido electrónico en estufas será de 4.1 mbd al final del periodo prospectivo y representará el 18.3% del total del ahorro; mientras que el ahorro por hornos de microondas será de 0.6 mbd. Ver Figura 3.16.

FIGURA 3. 16 AHORRO DE GAS LP EN EL CONSUMO RESIDENCIAL POR MEJORAS TÉCNICAS Y CAMBIO EN LOS PATRONES DE CONSUMO, 2014-2029
(miles de barriles diarios)



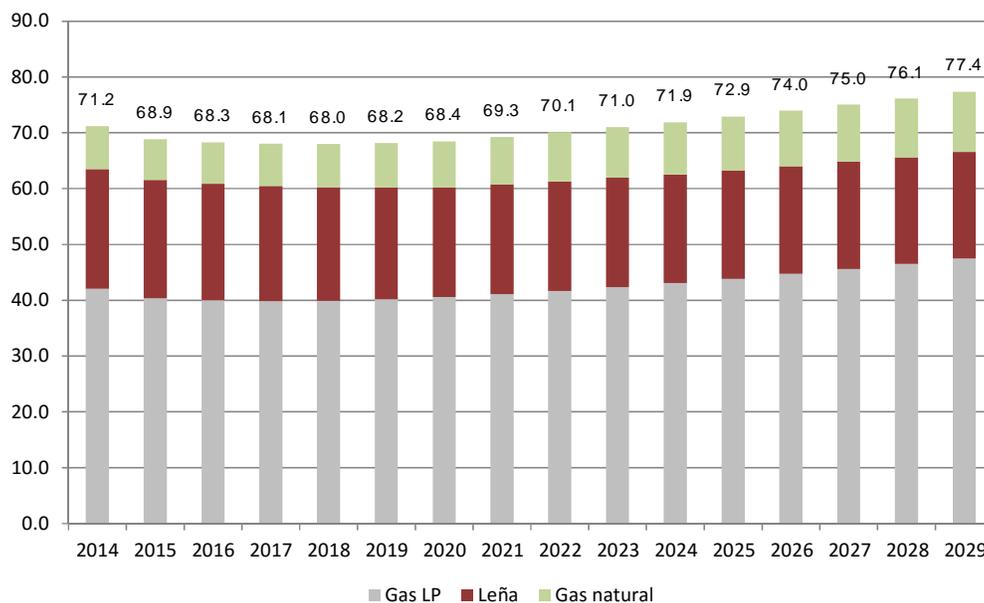
Fuente: IMP, con base en ANES, CONAPO, INEGI, PROCALSOL y empresas privadas.

Demanda de gas L.P en el sector servicios

La demanda de combustibles en el sector servicios presentará un aumento de 8.7% respecto a 2014, pasando de 71.2 mbdglpe en 2014 a 77.4 mbdglpe en 2029. Al igual que en el sector residencial, el gas L.P. será el combustible más utilizado, alcanzando un volumen de 47.5 mbd en 2029, lo que representará un incremento de 5.4 mbd respecto a los niveles de demanda en 2014.

El segundo lugar en cuanto a demanda lo ocupará la leña con una participación de 24.6% del total nacional. En 2029, la demanda de leña alcanzará un volumen de 19.0 mbdglpe, lo que representa una disminución de 11.2% respecto a 2014. Finalmente, la demanda de gas natural tendrá un incremento de 40.6% respecto a 2014, con un volumen de 10.8 mbdglpe, lo que representará una participación del 14.0% del total nacional.

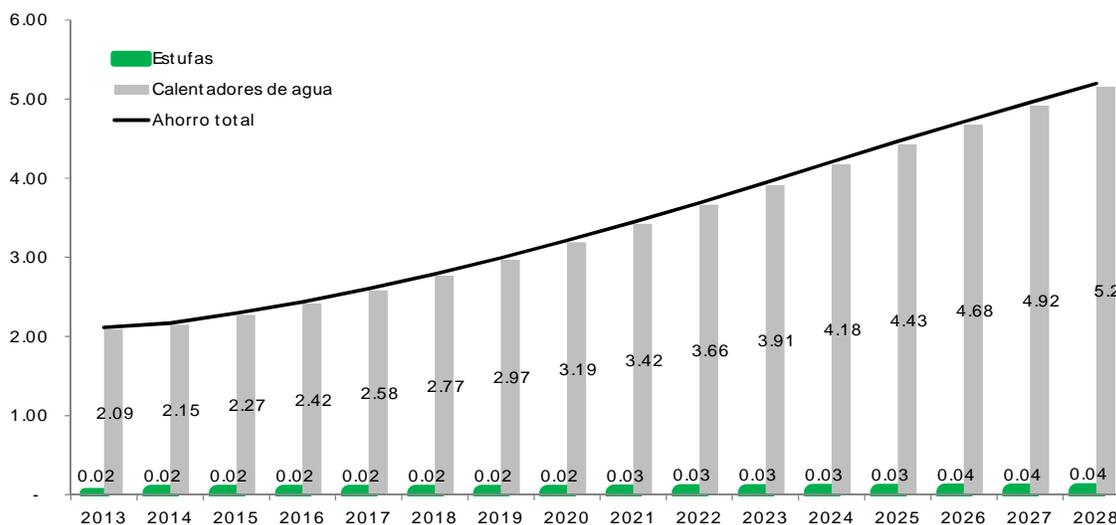
FIGURA 3. 17 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR SERVICIOS, 2014-2029
(mbdglpe)



Fuente: SENER con información del IMP

En 2029, el ahorro de gas L.P en el sector servicios será de 5.2 mbd, es decir 3.1 mbd más que en 2014. Éste se deberá al incremento en la eficiencia en calentadores de agua y estufas, en el caso del primero, este ahorro será de 5.2 mbd en 2029; mientras que, para el caso del incremento en la eficiencia en estufas, el ahorro será de 0.04 mbd al final del periodo de análisis. Ver Figura 3.18.

FIGURA 3. 18 AHORRO DE GAS LP EN EL SECTOR SERVICIOS POR TIPO DE EQUIPO, 2014-2029
(miles de barriles diarios)



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

Demanda de gas L.P en el sector autotransporte

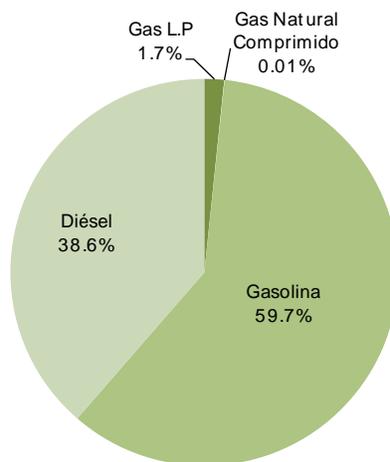
En 2029, se espera que la demanda del sector autotransporte sea de 1,920.0 mbdge, lo que representa un incremento de 61.0% respecto a 2014. En este sector, la gasolina será el combustible más utilizado, con un volumen de 1,146.3 mbdge en

2019, lo que representará un incremento de 47.7% respecto a 2014. Lo anterior es consecuencia de que se espera que el parque vehicular que utiliza este combustible se incremente 26.0%, es decir, pasará de 29,821.5 miles de unidades en 2014 a 37,579.1 miles de unidades en 2029. Ver Anexo Cuadro A.21. La segunda posición en cuanto a consumo en el sector la ocupa el diésel, con un volumen de 741.7 mbdge en el último año del periodo de estudio, lo que representa una participación de 38.6% del total de la demanda del sector y un incremento de 90.1% en comparación con 2014.

En el caso de gas L.P., éste será el tercer combustible más demandado en el sector, con un volumen de 31.9 mbdge en 2029, lo que representa un incremento de 22.2% respecto a 2014, es decir, una participación 1.7%. El aumento de la demanda de gas L.P. en este sector se debe a que, en 2029, se espera que el parque vehicular se incremente en 13.6%, es decir 37.0 miles de unidades más que en 2014.

Finalmente el gas natural tendrá una participación de 0.01%, con un volumen de 0.18 mbdge, que representa un incremento de 45.7% respecto a 2014.

FIGURA 3. 19 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2029
(mbdge)



FUENTE: SENER, con base en información de IMP.

Demanda de gas L.P en el sector industrial

En el sector industrial la demanda total de combustibles crecerá a una tmca de 2.7% durante el periodo de 2014-2029, con lo cual la demanda durante el último año del periodo se ubicará en 899.9 mbdglpe. En este sector el combustible más utilizado será el gas natural con 592.9 mbd en 2029 que representa una participación de 65.9%; le sigue el carbón con 120.4 mbd, el coque de petróleo con 98.3 mbd, diésel con 54.2 mbd y gas L.P. con 34.0 mbd; en el caso de éste último, la demanda se incrementará 16.3% respecto a 2014. Destaca el caso del combustóleo, mismo que dejará de utilizarse a partir de 2019, como resultado de la sustitución de este combustible por otros con menores costos relativos, más eficientes y menos contaminantes. Ver Cuadro 3.6.

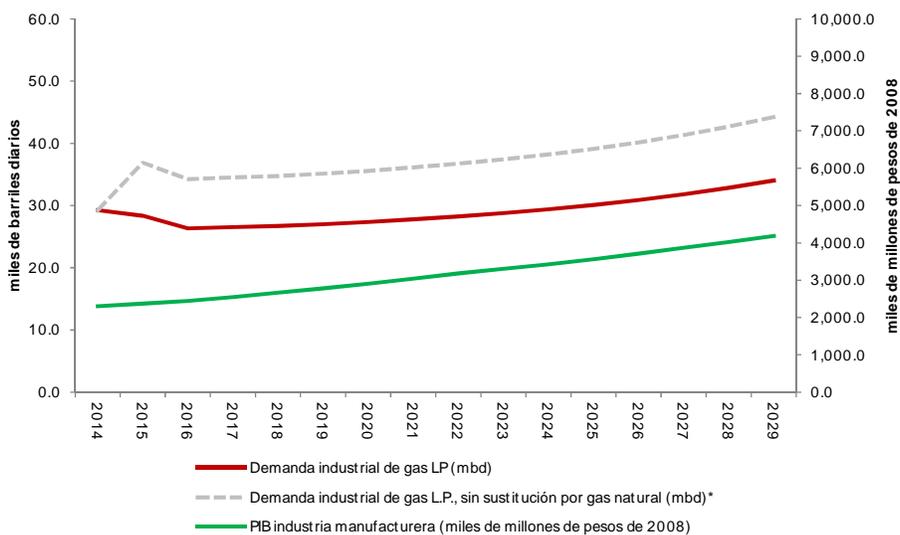
CUADRO 3. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2014-2029
(mbdglpe)

Año	Gas natural (m bdlgpe)	Combustóleo (m bdlgpe)	Gas L.P. (m bd)	Diésel (m bdlgpe)	Coque de petróleo (m bdlgpe)	Carbón (m bdlgpe)	Total (m bdlgpe)
2014	338.4	10.5	29.2	43.9	77.5	99.9	599.5
2015	371.5	14.1	28.4	45.0	77.0	99.2	635.2
2016	421.0	11.2	26.3	43.6	80.1	99.5	681.7
2017	441.5	8.4	26.6	42.6	82.7	100.8	702.5
2018	465.9	5.6	26.7	42.9	86.2	102.1	729.3
2019	473.9	2.8	27.0	42.7	87.9	103.4	737.6
2020	485.0	0.0	27.4	43.7	90.3	104.5	750.9
2021	494.8	0.0	27.8	44.8	91.9	106.3	765.5
2022	506.2	0.0	28.3	45.9	93.2	107.8	781.5
2023	517.6	0.0	28.8	47.0	94.1	109.4	796.9
2024	528.4	0.0	29.4	48.1	94.2	110.6	810.8
2025	541.0	0.0	30.1	49.3	95.4	112.7	828.4
2026	553.5	0.0	30.9	50.5	96.2	114.5	845.6
2027	566.8	0.0	31.8	51.7	97.1	116.3	863.8
2028	579.8	0.0	32.8	53.0	97.5	118.1	881.2
2029	592.9	0.0	34.0	54.2	98.3	120.4	899.9
tm ca 2014-2029	3.8	n.a.	1.0	1.4	1.6	1.3	2.7

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

Se espera que en 2029 el crecimiento del PIB de la industria alcance los 4,182.8 miles de millones de pesos. Cabe mencionar que, de no existir el efecto de sustitución de gas L.P. por gas natural en el sector industrial, la demanda del primero alcanzaría un volumen de 44.2 mbd, lo que representaría 10.2 mbd más en 2029 en comparación con el escenario en que si se presenta la sustitución. Ver Figura 3.20.

FIGURA 3. 20 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS L.P. Y PIB DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA, 2014-2029
(mbd y miles de millones de pesos)



Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CONAGUA, CONUEE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Demanda de gas L.P en el sector petrolero

En 2029, se espera que la demanda de combustibles del sector petrolero alcance un volumen de 703.7 mbdgpe, lo que representa un incremento de 6.0% respecto a 2014. En este sector, el combustible más utilizado será el gas natural, con

una demanda de 638.8 mbdglpe, le siguen el diésel, con un volumen de 30.9 mbdglpe; gas L.P., con 28.4 mbd; combustóleo, con 4.2 mbdglpe; y, finalmente, la gasolina con 1.4 mbdglpe. Ver Cuadro 3.7.

En el caso de gas L.P., éste tiene un incremento de 23.3 mbd entre el primer y el último año, lo que representa una tmca de 12.1% durante el periodo de 2014-2029. Este incremento se explica porque la refinería de Minatitlán utilizará propano e isobutano en su proceso de gasolinas.

CUADRO 3.7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2014-2029
(mbdglpe)

Año	Gas natural Com bustóleo		Diésel	Gas L.P.	Gasolinas		Total	
	(m b d g l p e)	(m b d g l p e)	(m b d g l p e)	(m b d)	m m p c d g n e	(m b d g l p e)	(m m p c d g n e)	(m b d g l p e)
2014	586.3	39.2	31.0	5.1	10.1	2.6	2,577.7	664.1
2015	500.1	35.6	29.0	3.2	6.3	1.6	2,211.0	569.6
2016	768.1	28.1	30.9	3.6	5.0	1.3	3,229.3	832.0
2017	791.0	11.4	30.9	15.4	5.3	1.4	3,299.8	850.2
2018	796.4	11.4	30.9	28.4	5.3	1.4	3,371.0	868.5
2019	829.7	6.6	30.9	28.4	5.3	1.4	3,481.8	897.1
2020	839.7	6.6	30.9	28.4	5.3	1.4	3,520.5	907.0
2021	821.7	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,441.4	886.6
2022	841.0	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,516.3	905.9
2023	863.7	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,604.2	928.6
2024	880.2	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,668.2	945.1
2025	810.5	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,397.6	875.4
2026	795.8	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,340.8	860.7
2027	754.8	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	3,181.7	819.7
2028	694.5	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	2,947.5	759.4
2029	638.8	4.2	30.9	28.4	5.3	1.4	2,731.3	703.7
tm ca	0.6	-1.3	0.0	12.1	-4.3	-4.3	0.4	0.4

Incluye ventas interorganismos y autoconsumo de PGPB.
Fuente: IMP con información de Pemex.

3.3.2. Demanda Regional y estatal de gas L.P.

En 2029, la demanda de gas L.P. presentará un incremento en el periodo prospectivo, alcanzando un volumen de 323.6 mbd, lo que representa 36.4 mbd adicionales respecto al 2014. La región que tendrá la mayor demanda será la Centro, con una participación de 37.4% del total de la demanda, en segundo lugar la región Sur-Sureste con 21.9%, seguida de la región Centro-Occidente con 18.7%, la región Noreste con 13.1% y finalmente la región Noroeste con 9.1%. Ver Cuadro 3.8.

La región Centro presentará una tmca de 0.2% durante el periodo 2014-2029, con lo que la demanda en el último años se ubicará en 120.5 mbd. El Estado de México será el que presentará la mayor demanda al final del periodo, con un volumen de 54.2 mbd, esto representará un aumento de 4.5 mbd, respecto a 2014. En contraste, Tlaxcala, con un volumen de 4.0 mbd, será el menor consumidor. Este nivel de consumo representa una disminución de 0.5 mbd respecto a los niveles que tenía este estado en 2014. Sin embargo, la mayor reducción en la demanda la presenta Puebla, con una disminución de 9.6% respecto a 2014.

La región Sur-Sureste será la que presentará el mayor aumento en su demanda, la cual pasará de 42.0 mbd en 2014 a 70.9 mbd en 2029. En la región, el estado de Veracruz será el mayor demandante, con un volumen que pasará de 16.8 mbd en 2014 a 43.5 mbd en 2029. Por otra parte el estado que presentará la menor demanda será Campeche, con 1.3 mbd, lo que representa un aumento de 0.3 mbd durante el periodo prospectivo.

La región Centro-Occidente tendrá una disminución de 4.7% respecto a 2014, pasando de 63.3 mbd en 2014 a 60.4 mbd en 2029, presentando una tmca de 0.3%, durante el periodo 2014-2029. En la región, el estado que tendrá la mayor demanda será Jalisco, con un volumen de 18.1 mbd, esto a pesar de que presentará una disminución de 3.2 mbd al final del periodo prospectivo. En contraste, el estado con menor demanda será Nayarit con 2.2 mbd, nivel que se mantiene prácticamente constante a lo largo del periodo.

En la región Noreste, la demanda será de 42.3 mbd, 5.0% más que en 2014. El estado que presentará la mayor demanda será Tamaulipas con un volumen de 10.9 mbd al final del periodo prospectivo, lo que representa un aumento de 12.3%. En contraste, la menor demanda de gas L.P. la presentará Durango con un volumen de 3.9 mbd en 2029, es decir, un incremento de 24.0% con respecto a 2014.

Finalmente, la región Noroeste tendrá una demanda 29.5 mbd en 2029, lo que representa un incremento de 4.0 mbd al final del periodo. En la región, Baja California será el estado con la mayor demanda con un volumen de 11.0 mbd en 2029. Por otra parte, Baja California Sur presentará la menor demanda en la región con un volumen de 2.2 mbd para ese año.

CUADRO 3. 8 DEMANDA DE GAS LP POR REGIÓN Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2014 2029
(mbd)

Estado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029
Noroeste	25.4	24.0	24.2	24.6	25.0	25.4	25.9	26.3	26.8	27.2	27.6	28.0	28.4	28.8	29.2	29.5	1.0
Baja California	9.8	9.1	9.2	9.3	9.5	9.6	9.8	9.9	10.1	10.2	10.4	10.5	10.6	10.7	10.9	11.0	0.7
Baja California Sur	1.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.8
Sinaloa	6.6	5.9	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.1	0.6
Sonora	7.6	7.1	7.2	7.3	7.5	7.7	7.8	8.0	8.2	8.3	8.5	8.6	8.8	8.9	9.0	9.1	1.3
Noreste	40.3	39.3	38.8	39.0	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.6	40.9	41.2	41.5	41.8	42.0	42.3	0.3
Coahuila	7.8	8.3	8.2	8.3	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	8.9	9.0	9.1	9.1	9.2	9.2	9.3	1.2
Chihuahua	10.8	9.8	9.6	9.4	9.3	9.2	9.2	9.2	9.2	9.3	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	- 0.7
Durango	3.1	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	1.4
Nuevo León	8.8	7.8	7.7	7.8	7.8	7.9	8.0	8.0	8.1	8.2	8.2	8.3	8.3	8.4	8.4	8.5	- 0.3
Tamaulipas	9.7	10.0	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.7	10.8	10.9	10.9	0.8
Centro-Occidente	63.3	65.0	63.5	63.0	62.6	62.2	61.8	61.6	61.4	61.1	61.0	60.8	60.7	60.6	60.5	60.4	- 0.3
Aguascalientes	3.4	3.5	3.5	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	- 0.5
Colima	2.6	3.9	3.8	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	2.4
Guanajuato	12.9	13.5	13.1	13.1	13.0	12.9	12.8	12.8	12.7	12.7	12.6	12.6	12.6	12.5	12.5	12.4	- 0.2
Jalisco	21.2	20.3	19.8	19.6	19.4	19.1	19.0	18.8	18.6	18.5	18.4	18.3	18.2	18.1	18.1	18.1	- 1.1
Michoacán	10.3	10.3	10.1	10.0	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.7	- 0.4
Nayarit	2.2	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	2.2	2.2	0.0
Querétaro	2.9	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	- 1.3
San Luis Potosí	4.5	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	0.6
Zacatecas	3.3	3.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.7	3.7	3.7	0.8
Centro	116.1	117.8	115.9	115.3	115.0	114.8	114.9	115.1	115.4	115.7	116.2	116.8	117.5	118.4	119.4	120.5	0.2
Distrito Federal	25.9	30.0	29.4	29.0	28.6	28.3	28.1	27.9	27.7	27.6	27.5	27.5	27.5	27.6	27.7	27.9	0.5
Hidalgo	8.3	7.8	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.2	8.3	- 0.0
México	49.7	51.7	51.1	51.0	51.0	51.1	51.2	51.4	51.6	51.8	52.1	52.4	52.8	53.2	53.6	54.2	0.6
Morelos	5.5	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8	5.9	5.9	6.0	6.0	6.1	6.1	0.7
Puebla	22.1	18.7	18.3	18.2	18.2	18.2	18.3	18.4	18.6	18.7	18.9	19.1	19.3	19.5	19.7	20.0	- 0.7
Tlaxcala	4.6	3.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	- 0.8
Sur-Sureste	42.0	40.3	40.4	52.7	66.1	66.6	67.1	67.7	68.2	68.7	69.2	69.6	70.0	70.4	70.6	70.9	3.6
Campeche	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.5
Chiapas	4.9	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	5.9	1.2
Guerrero	1.4	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	6.0
Oaxaca	4.8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	- 0.1
Quintana Roo	4.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	0.3
Tabasco	6.0	4.3	4.3	4.2	4.2	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7	- 1.7
Veracruz	16.8	16.7	16.8	29.0	42.1	42.2	42.4	42.6	42.7	42.9	43.0	43.1	43.2	43.3	43.4	43.5	6.6
Yucatán	3.1	3.0	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	0.5
Total Nacional	287.2	286.4	282.8	294.7	307.8	308.5	309.4	310.7	312.1	313.4	314.9	316.4	318.1	319.9	321.7	323.6	0.8

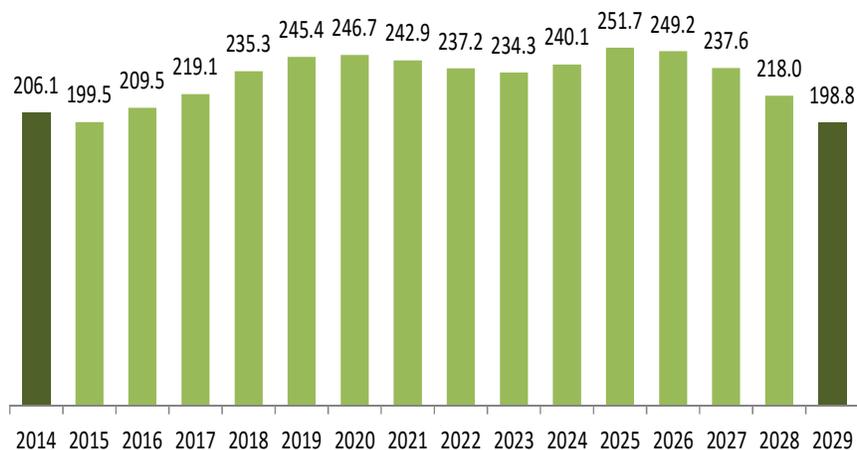
Nota. No incluye autoconsumos de Pemex.

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.

3.3.3. Producción de gas L.P.

La producción de gas L.P. en 2029 presentará una disminución de 3.5%, pasando de 206.1 mbd en 2014 a 198.8 mbd en 2029, lo que representa una tmca negativa de 0.02% durante el periodo de análisis. Del total de la producción, 147.9 mbd provendrán de los CPG's; mientras que el restante, 50.9 mbd, serán producidos en las refinerías. La producción mínima en el periodo de estudio se presenta en 2015, equivalente a 119.5 mbd, mientras que el máximo se espera en 2025 con un volumen de 251.7 mbd, cayendo a 198.8 mbd al final del periodo.

FIGURA 3. 21 PRODUCCIÓN DE GAS L.P. 2014-2029
(mbd)



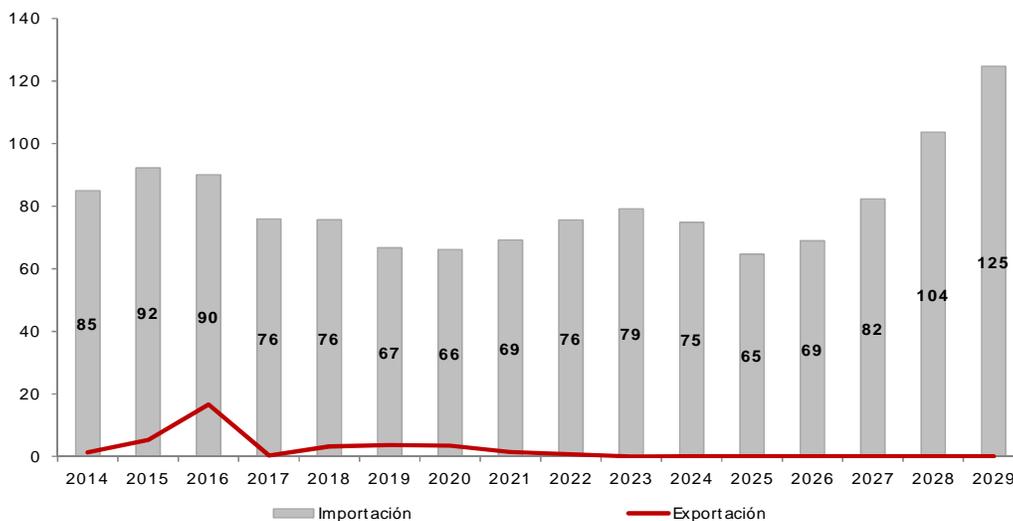
Fuente: IMP, con base en Pemex

3.3.4. Comercio de Gas L.P.

Se pronostica que las importaciones de gas L.P. crecerán a una tmca de 2.6% durante el periodo 2014-2029, alcanzando un volumen de 124.7 mbd, un aumento de 46.8% respecto a 2014. En 2029, el mayor volumen se importará por la región Sur-Sureste alcanzando 83.3 mbd, le siguen las región Noreste y Noroeste con 28.1 mbd y 13.3 mbd respectivamente.

En cuanto a las exportaciones, el volumen máximo que se exportará será en 2016 con 16.7 mbd, asociado a un excedente en la producción de gas L.P. de la región Sur-Sureste, a partir de 2023 las exportaciones cesarán por completo.

FIGURA 3. 22 COMERCIO EXTERIOR DE GAS L.P., 2014-2029
(mbd)



Fuente: IMP, con base en información de Pemex.

3.3.5. Balance de gas L.P.

En el periodo 2014-2029, la producción interna de gas L.P. presentará una tmca de 0.7%, con lo que alcanzará un volumen de 198.8 mbd en el último año. Por otro lado, para ese año, la demanda interna se ubicará en 323.6 mbd; lo que representa que crecerá a un ritmo de -0.2% anual. A excepción del sector residencia, en el resto de los sectores la demanda presentará un incremento, sin embargo, éste no es suficiente para revertir el efecto de la reducción en el residencial, con lo cual, la demanda total nacional tendrá una disminución de 7.5 mbd al final del periodo prospectivo.

En lo referente a las importaciones, éstas presentarán un incremento de 46.8% al final del periodo, pasando de 85.0 mbd en 2014 a 124.7 mbd en 2029; en tanto que el país dejará de exportar gas L.P. a partir de 2023, situación que se mantendrá el resto de los años que comprenden el periodo de análisis. Ver Cuadro 3.9.

En cuanto a los balances por región, la región Centro tendrá una demanda de 120.5 mbd en 2029, en la región el mayor consumidor será el sector residencial con un volumen de 69.4 mbd, seguido del sector industrial con 18.0 mbd, sector servicios con 17.5 mbd, autotransporte con 15.0 mbd y finalmente el sector agropecuario con 0.5 mbd. En cuanto a la producción de gas L.P. en la región, ésta alcanzará volumen de 19.3 mbd al final del periodo prospectivo, por lo que, para poder cubrir la demanda, se realizarán transferencias por logística provenientes de otras regiones con un volumen de 101.2 mbd en 2029.

En la región Sur-Sureste se espera una demanda de 70.9 mbd, en la región, los sectores residencial y petrolero serán los mayores consumidores de gas L.P. con un volumen de 28.4 mbd en ambos casos, seguidos por el sector servicio con 7.7 mbd, autotransporte con 4.1 mbd, industrial y agropecuario con 1.5 mbd y 0.7 mbd respectivamente. Por otra parte, se espera que la producción al final del periodo prospectivo alcance un volumen de 130.0 mbd, por lo que, el excedente y las importaciones que se realizan en la región se enviará a otras regiones, volumen que representa 142.4 mbd.

Se pronostica que, en la región Centro-Occidente, la demanda de gas L.P. se ubique en 60.4 mbd, de los cuales el mayor consumidor será el sector residencial con un volumen de 33.7 mbd, le sigue el sector autotransporte con 10.3 mbd, servicios con 9.6 mbd, industrial y agropecuario con 5.2 mbd y 1.5 mbd respectivamente. En lo referente a la producción de gas L.P., ésta alcanzará un volumen de 6.6 en 2029, por lo que, para poder satisfacer la demanda, se realizarán transferencias por logística provenientes de otras regiones, cuyo volumen será de 53.8 mbd.

En 2029, la región Noreste tendrá una demanda de 42.3 mbd; el mayor consumidor será el sector residencial con un volumen de 17.2 mbd, seguido de los sectores autotransporte con 9.2 mbd, servicios con 7.8 mbd, industrial y agropecuario con 5.3 mbd y 2.8 mbd respectivamente. En la región la producción de gas L.P. alcanzará un volumen de 43.2 mbd. En cuanto a las importaciones, se alcanzará un volumen de 28.1 mbd, mientras que las transferencias a otras regiones serán de 28.7 mbd.

Finalmente, en la región Noroeste la demanda de gas L.P. alcanzará un volumen de 29.5 mbd, en esta región el mayor consumidor será el sector residencial con 14.5 mbd, le siguen los sectores autotransporte con 5.2 mbd, servicios con 5.0 mbd, industrial y agropecuario con 3.9 y 0.9 mbd. En esta región no hay producción de gas, por lo que para cubrir la demanda se realizarán importaciones por un volumen de 13.3 mbd, y transferencias interregionales por logística por 16.1 mbd. Los balances de cada región se presentan en los anexos (Cuadros B.9-B.13).

CUADRO 3. 9 BALANCE NACIONAL DE GAS L.P., 2014-2029

(mbd)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca
Origen	291.0	291.8	299.5	295.0	311.0	312.1	312.9	312.1	312.8	313.4	314.9	316.4	318.1	319.9	321.7	323.6	0.7
O ferta interna	206.1	199.5	209.5	219.1	235.3	245.4	246.7	242.9	237.2	234.3	240.1	251.7	249.2	237.6	218.0	198.8	-0.2
Importación	85.0	92.2	90.0	75.9	75.7	66.7	66.2	69.2	75.6	79.1	74.8	64.7	68.9	82.3	103.7	124.7	2.6
Destino	288.5	291.8	299.5	295.0	311.0	312.1	312.9	312.1	312.8	313.4	314.9	316.4	318.1	319.9	321.7	323.6	0.8
Dem anda interna	287.2	286.4	282.8	294.7	307.8	308.5	309.4	310.7	312.1	313.4	314.9	316.4	318.1	319.9	321.7	323.6	0.8
Sector agropecuario	4.0	4.3	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.1	5.2	5.4	5.5	5.7	5.8	6.0	6.2	6.5	3.2
Sector autotransporte	35.9	40.8	41.5	42.8	43.7	44.4	45.0	45.5	45.8	45.9	45.9	45.7	45.5	45.2	44.6	43.9	1.3
Sector industrial	29.2	28.4	26.3	26.6	26.7	27.0	27.4	27.8	28.3	28.8	29.4	30.1	30.9	31.8	32.8	34.0	1.0
Sector petroleo	5.1	3.2	3.6	15.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	12.1
Sector residencial	170.8	169.3	167.0	165.5	164.4	163.6	163.2	162.8	162.7	162.6	162.6	162.6	162.7	162.9	163.1	163.3	-0.3
Sector servicios	42.1	40.4	40.0	39.8	39.9	40.2	40.6	41.1	41.7	42.4	43.1	43.9	44.7	45.6	46.5	47.5	0.8
Exportación	1.3	5.3	16.7	0.3	3.2	3.6	3.5	1.4	0.7	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventario *	2.5	-	n.a.														
Nota: El volu m en de propano y butanos que se consum e con o m ateria 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

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

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

Capítulo Cuatro Análisis de Sensibilidad de Gas Natural.

Para el presente documento, se realizó un ejercicio de sensibilidad considerando dos escenarios de producción nacional de gas natural, máximo y mínimo, y el impacto que éstos tendrían dentro de la dinámica del mercado nacional de gas. Para ello, se analizó la producción, demanda y comercio de gas natural. Asimismo, se evaluó el escenario de oferta moderada vs la expansión en la Red Nacional de Gasoductos, 2014-2029.

4.1. Antecedentes

En la actualidad, la Reforma Constitucional en Materia de Energía promulgada el 20 de diciembre de 2013, así como sus Leyes Secundarias y Reglamentos del 11 de agosto y 31 de octubre de 2014, respectivamente, sientan las bases para la transformación y el desarrollo del sector energético nacional.

En este sentido, la SENER) se ha encargado de coordinar el desarrollo de políticas y acciones estratégicas, que aseguren el abasto de gas natural. Para ello, cuenta con el apoyo del CENAGAS, de los órganos reguladores coordinados del sector y de las Empresas Productivas del Estado.

A partir de la creación del CENAGAS en agosto de 2014, se ha avanzado en la transferencia de infraestructura existente, así como en el diseño de los procesos de gestión, administración y operación del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural, actividades que anteriormente realizaban Pemex. Con base en lo anterior, el CENAGAS ha establecido una herramienta de planeación indicativa para evaluar la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, a fin de dar certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país. Dicha herramienta se le ha denominado “Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2029”. Es importante señalar que, dicho Plan toma como base los proyectos contenidos en el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018.

En el Plan se incluyen proyectos considerados como estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del sistema, ya sea por su capacidad, acceso a nuevas rutas o a la redundancia que aporten a la red nacional de transporte. Así como, proyectos denominados gasoductos de cobertura social, cuya finalidad es llevar el gas natural a aquellas regiones menos favorecidas del país donde no había sido económicamente viable llevar el gas natural.

La metodología empleada en el Plan identifica las distintas fuentes de suministro accesibles al sistema, tanto de origen nacional como de importación. En este sentido, cuantifica el tamaño o capacidad de suministro de dichas fuentes y los posibles efectos de su interconexión con el sistema⁵⁴. En el análisis de las alternativas de expansión y extensión considera las viabilidades técnicas y económicas de los proyectos, así como su congruencia con las políticas públicas en materia de energía.

El Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019 aprobado por la SENER incluye 12 gasoductos y 1 estación de compresión. Estos gasoductos implican una expansión en el sistema de 5,159 kilómetros de nuevos gasoductos con una estimación estimada de 9,736 millones de dólares⁵⁵.

De acuerdo con información de CENAGAS, la expansión de la Red Nacional de Gasoductos considera 12 gasoductos y una estación de compresión (El Cabrito), así como un proyecto de gasoducto comercial y 6 gasoductos de internación. Asimismo, se incluye el gasoducto Los Ramones-Centro, el cual inicia desde Agua Dulce en Texas, EUA a Frontera en el estado de Tamaulipas y continúa a Los Ramones en el estado de Nuevo León. Actualmente, el gasoducto Los Ramones-Centro está construido hasta San Luis Potosí y se espera que en el año de 2016 concluya hasta Apaseo el Alto en el estado de Guanajuato.

⁵⁴ Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019

⁵⁵ *Ibidem*

4.2. Infraestructura de transporte considerada

El presente ejercicio considera proyectos como el gasoducto de los Ramones-Cempoala. Este gasoducto se encuentra en proyecto y tiene como finalidad abastecer la demanda del Golfo y centro del país. En este sentido, su construcción no implica el aumento de capacidad de importación, pero si complementaría el flujo de gas al golfo y centro del país, y, se estima que la cantidad sea de aproximadamente 670 mmpcd.

El gasoducto Sur de Texas-Tuxpan se encuentra en proceso de licitación, éste considera un incremento en la capacidad de importación de 1,135 mmpcd, el cual abastecerá la demanda futura de las regiones del golfo y centro del país. En el año de 2014, se concluyeron los gasoductos de Tucson-Sásabe, Sásabe-Puerto Libertad en el estado de Sonora con una capacidad máxima de 770 mmpcd y se conectará con los gasoductos; Puerto-Libertad Guaymas con 510 mmpcd, Guaymas-El Oro con 510 mmpcd, El Oro-Mazatlán con 202 mmpcd, los cuales se encuentran en proceso de construcción.

Actualmente, los proyectos más importantes por el volumen de transporte y la longitud considerada son Agua Dulce y Los Ramones. Este proyecto integral no forma parte del plan quinquenal del CENAGAS. El gasoducto inicia en Agua Dulce, Texas, Estado Unidos de América (E.U.A.), y llega a Frontera en el estado de Tamaulipas, posteriormente se conecta al gasoducto Frontera-Los Ramones (Fase I) y sigue con el gasoducto Los Ramones-Centro hasta llegar a Apaseo el Alto, en el estado de Guanajuato (Fase II). Se espera que este gasoducto inicie operaciones durante 2016, con una capacidad máxima desde Agua Dulce hasta Los Ramones de 2,100 mmpcd y de Los Ramones a Apaseo El Alto de 1,430 mmpcd. Durante este año su construcción ha llegado hasta San Luis Potosí, por lo que sólo resta el tramo a Apaseo el Alto en Guanajuato.

Por otro lado, el gasoducto Ehrenberg-Los Algodones-San Luis Río Colorado, transportará gas desde la frontera con E.U.A., Ehrenberg cerca de Arizona hasta la zona de San Luis Río Colorado en el estado de Sonora con una capacidad de 130 mmpcd. Este gasoducto aún se encuentra en proyecto, por lo cual no se ha definido fecha de inicio de operaciones.

Otro de los proyectos que abastecerán al país de gas de importación será el San Isidro-Samalayuca, se prevé inicie operaciones en enero de 2017 con una capacidad de 1,135 mmpcd, a su vez este ducto se interconectará con el gasoducto Samalayuca-Sásabe con una capacidad de 472 mmpcd y se espera inicie operaciones en noviembre de 2017.

Además, se desarrollará el proyecto Gasoducto Waha-Ojinaga con una capacidad de 1,350 mmpcd, el cual se espera inicie operaciones en marzo de 2017. El gasoducto proveerá gas a las regiones centro, norte y occidente de México y estará interconectado con el gasoducto Ojinaga-El Encino en el estado Chihuahua con la misma capacidad de transporte de gas natural. Este gasoducto se extenderá de El Encino a la Laguna con una capacidad de 1,500 mmpcd, con lo cual suministrará gas natural a centrales de generación de CFE ubicadas en los estados de Chihuahua, Durango y Coahuila.

Por otro lado, el gasoducto de Colombia-Escobedo, transportará gas natural desde las zonas de producción, en Webb County, en Texas, hasta Escobedo y Monterrey, en Nuevo León. Tendrá una capacidad máxima de 228 mmpcd y llevará gas natural a las centrales de la CFE de ciclos combinados Noreste, Monterrey II y Monterrey III, y finalmente se interconectará con el Sistema Nacional de Gasoductos.

4.3. Mercado nacional de gas natural, Escenario Oferta Máximo, 2014-2029.

Durante 2014, la demanda nacional de gas natural fue de 7,209.3 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), de los cuales el sector eléctrico demandó el 41.6%, el petrolero 31.6%, industrial 18.2% y residencial 1.2%. Hacia el futuro, se estima que, durante el periodo de 2014-2029, la demanda presente un crecimiento promedio anual de 2.5%; con lo que, en 2029, ésta se ubicará en 10,390.3 mmpcd. La demanda del sector eléctrico aumentará ligeramente su participación para llegar a 52.4%, mientras que la del sector petrolero será de 23.9%, industrial 22.1% y residencial 1.2%. Ver Cuadro 4.1.

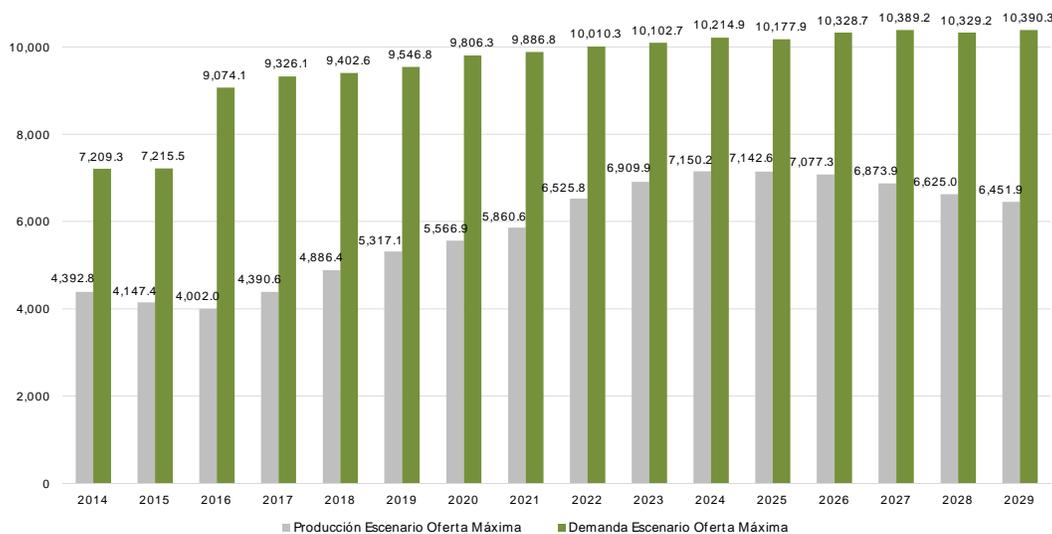
CUADRO 4.1 BALANCE DE GAS NATURAL SECO EN ESCENARIO MÁXIMO, 2014-2029
(mmpcd)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029
Origen	7,253.9	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,560.9	9,823.7	9,908.2	10,036.7	10,135.2	10,255.0	10,227.3	10,389.6	10,464.2	10,421.6	10,504.2	2.5
Producción nacional	4,392.8	4,147.4	4,002.0	4,390.6	4,886.4	5,117.1	5,566.9	5,860.6	6,225.8	6,909.9	7,150.2	7,142.6	7,077.3	6,873.9	6,625.0	6,451.9	2.6
Producción de asignaciones, licitaciones y asociaciones	4,392.8	4,147.4	3,938.5	4,131.1	4,108.2	3,726.3	3,627.6	3,566.9	3,798.8	3,941.7	3,982.1	3,843.7	3,705.4	3,442.1	3,333.9	3,112.2	-2.3
Producción por rondas	-	-	63.5	259.5	778.2	1,590.9	1,939.3	2,293.7	2,727.0	2,968.2	3,168.2	3,298.9	3,372.0	3,431.8	3,291.1	3,339.7	n.a.
Importación	2,861.1	3,068.1	5,072.1	4,935.5	4,516.3	4,243.8	4,256.8	4,047.5	3,810.9	3,225.3	3,104.7	3,084.6	3,312.3	3,590.3	3,796.6	4,052.2	2.3
Destino	7,221.8	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,560.9	9,823.7	9,908.2	10,036.7	10,135.2	10,255.0	10,227.3	10,389.6	10,464.2	10,421.6	10,504.2	2.5
Demanda nacional	7,209.3	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,546.8	9,806.3	9,886.8	10,010.3	10,102.7	10,214.9	10,177.9	10,328.7	10,389.2	10,329.2	10,390.3	2.5
Sector petroquímico	2,275.6	1,941.0	2,981.2	3,070.3	3,091.0	3,220.5	3,259.2	3,189.5	3,264.4	3,352.3	3,416.3	3,145.7	3,088.9	2,929.8	2,695.6	2,479.4	0.6
Sector industrial	1,313.5	1,441.8	1,633.9	1,713.7	1,808.5	1,839.5	1,882.3	1,920.4	1,964.8	2,009.0	2,050.9	2,099.7	2,148.5	2,200.1	2,250.6	2,301.4	3.8
Sector eléctrico	3,500.3	3,711.4	4,333.8	4,412.6	4,369.5	4,348.9	4,522.7	4,630.9	4,631.5	4,588.3	4,591.5	4,773.3	4,929.5	5,094.9	5,216.2	5,440.2	3.0
Sector residencial	87.8	90.3	93.7	97.3	100.7	104.0	107.1	109.9	112.5	114.7	116.7	118.5	120.0	121.4	122.7	123.8	2.3
Sector servicios	29.9	28.4	28.8	29.4	30.1	31.0	32.0	33.0	34.1	35.2	36.3	37.4	38.5	39.7	40.8	42.0	2.3
Sector transporte	2.3	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	2.5
Exportación	12.5	-	-	-	-	14.1	17.4	21.4	26.4	32.5	40.1	49.4	60.9	75.0	92.4	113.9	15.9
Variación de inventarios y diferencias	32.1	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.							

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

En este escenario, la producción crecerá a un ritmo de 2.6%, es decir, pasará de 4,392.8 mmpcd a 6,451.9 mmpcd en 2029. En lo que refiere a la producción proveniente de rondas, a partir de 2016, ésta tendrá un papel cada vez más relevante, iniciando con una producción de 63.5 mmpcd, para después ubicarse en 3,339.7 mmpcd en 2029, año en el cual representa 51.7% de la producción nacional.

FIGURA 4.1 COMPARACIÓN DEMANDA Y PRODUCCIÓN DE GAS SECO, ESCENARIO MÁXIMO, 2014-2029
(mmpcd)



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

Con base en lo anterior, se observa que, para satisfacer la demanda, será necesario recurrir a importaciones. Durante el 2014 se importaron 2,861.1 mmpcd de gas natural y se estima que esta cifra llegará a 4,052.2 mmpcd en 2029.

FIGURA 4.2 BALANCE COMERCIAL DE GAS SECO EN ESCENARIO MÁXIMO, 2014-2029
(mmpcd)



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

4.4. Mercado nacional de gas natural, Escenario Oferta Mínima, 2014-2029

En el escenario de oferta mínima, se considera que la demanda presente el mismo comportamiento que en el escenario de oferta máxima. En este sentido, una disminución en la producción nacional implica realizar ajustes importantes en el mercado de gas natural.

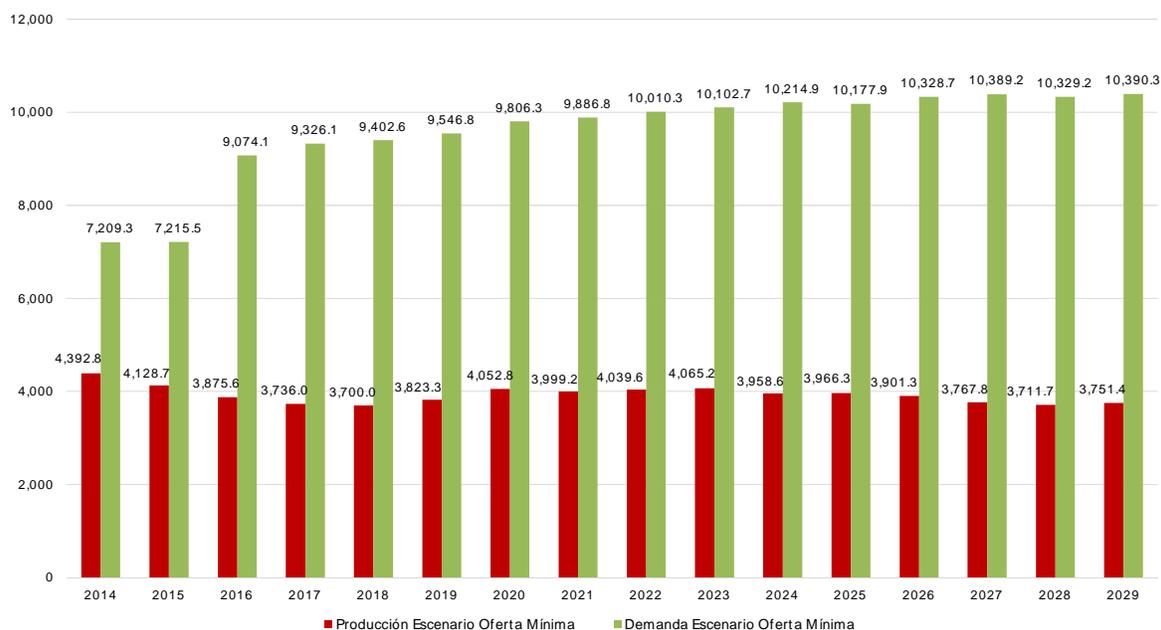
En este escenario se prevé una disminución en la producción nacional de 2,700.5 mmpcd en el año de 2029 respecto al escenario máximo, para ubicarse en 3,751.4 mmpcd. Para satisfacer la demanda de gas natural será necesario considerar un flujo adicional de gas de importación. Ver cuadro 4.2 y Figura 4.3.

CUADRO 4.2 BALANCE DE GAS NATURAL SECO EN ESCENARIO MÍNIMO, 2014-2029
(mmpcd)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TM CA 2014-2029
Origen	7,253.9	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,560.9	9,823.7	9,908.2	10,036.7	10,135.2	10,255.0	10,227.3	10,389.6	10,464.2	10,421.6	10,504.2	2.5
Producción nacional	4,392.8	4,128.7	3,875.6	3,736.0	3,700.0	3,823.3	4,052.8	3,999.2	4,039.6	4,065.2	3,958.6	3,966.3	3,901.3	3,767.8	3,711.7	3,751.4	-1.0
Producción de asignaciones, m... paciones y asociaciones	4,392.8	4,128.7	3,824.3	3,561.2	3,236.3	2,877.0	2,689.9	2,645.3	2,547.5	2,456.8	2,344.6	2,189.7	2,041.8	1,853.4	1,772.6	1,776.6	-5.9
Producción por zonas	-	-	51.3	174.8	463.7	946.2	1,362.9	1,353.9	1,492.0	1,608.4	1,614.0	1,776.6	1,859.5	1,914.4	1,939.1	1,974.8	n.a.
Importación	2,861.1	3,086.8	5,198.5	5,590.1	5,702.6	5,737.6	5,770.9	5,909.0	5,997.2	6,069.9	6,296.4	6,261.0	6,488.3	6,696.3	6,709.9	6,752.8	5.9
Destino	7,221.8	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,560.9	9,823.7	9,908.2	10,036.7	10,135.2	10,255.0	10,227.3	10,389.6	10,464.2	10,421.6	10,504.2	2.5
Demanda nacional	7,209.3	7,215.5	9,074.1	9,326.1	9,402.6	9,546.8	9,806.3	9,886.8	10,010.3	10,102.7	10,214.9	10,177.9	10,328.7	10,389.2	10,329.2	10,390.3	2.5
Sector petroquímico	2,275.6	1,941.0	2,981.2	3,070.3	3,091.0	3,220.5	3,259.2	3,189.5	3,264.4	3,352.3	3,416.3	3,145.7	3,088.9	2,929.8	2,695.6	2,479.4	0.6
Sector industrial	1,313.5	1,441.8	1,633.9	1,713.7	1,808.5	1,839.5	1,882.3	1,920.4	1,964.8	2,009.0	2,050.9	2,099.7	2,148.5	2,200.1	2,250.6	2,301.4	3.8
Sector eléctrico	3,500.3	3,711.4	4,333.8	4,412.6	4,369.5	4,348.9	4,522.7	4,630.9	4,631.5	4,588.3	4,591.5	4,773.3	4,929.5	5,094.9	5,216.2	5,440.2	3.0
Sector residencial	87.8	90.3	93.7	97.3	100.7	104.0	107.1	109.9	112.5	114.7	116.7	118.5	120.0	121.4	122.7	123.8	2.3
Sector servicios	29.9	28.4	28.8	29.4	30.1	31.0	32.0	33.0	34.1	35.2	36.3	37.4	38.6	39.7	40.8	42.0	2.3
Sector Autotransporte	2.3	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	2.5
Exportación	12.5	-	-	-	-	14.1	17.4	21.4	26.4	32.5	40.1	49.4	60.9	75.0	92.4	113.9	15.9
Variación de inventarios y diferencias	32.1	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.							

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

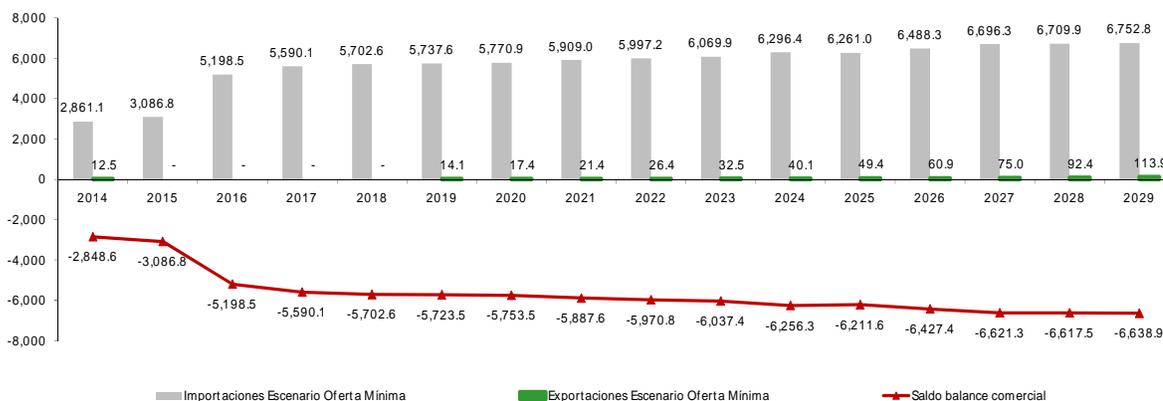
FIGURA 4.3 COMPARACIÓN DEMANDA Y PRODUCCIÓN DE GAS SECO, ESCENARIO MÍNIMO, 2014-2029
(mmpcd)



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

En 2029, se estima que el volumen de importación alcanzará 6,752.8 mmpcd, que representan 65.0% de la demanda nacional. Por otro lado, las exportaciones registrarán un volumen de 113.9 mmpcd.

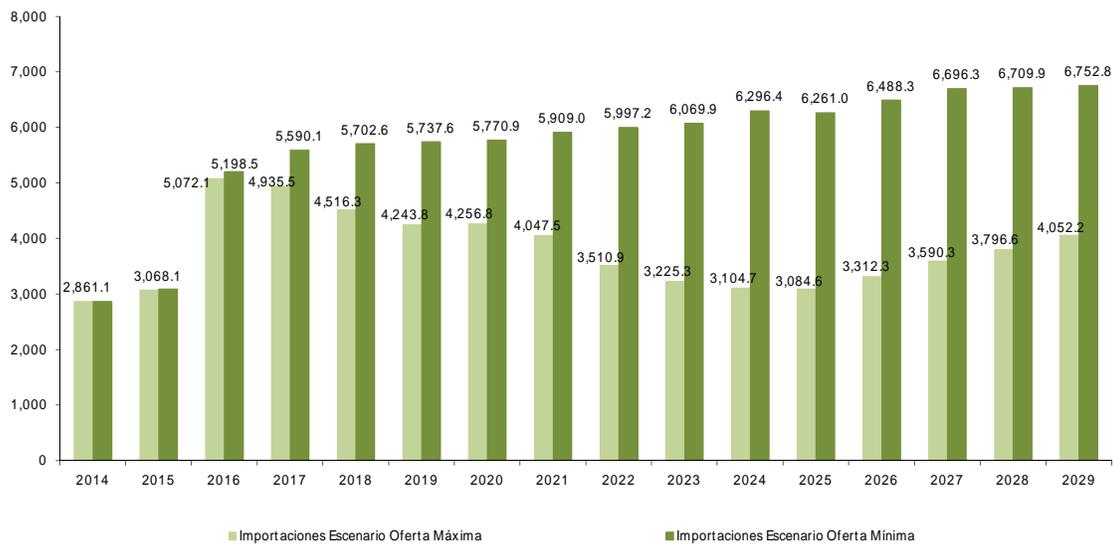
FIGURA 4. 4 BALANCE COMERCIAL DE GAS SECO EN ESCENARIO MÍNIMO, 2014-2029
(mmpcd)



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

El volumen necesario de importaciones en este escenario es superior en 2,700.5 mmpcd en comparación con el escenario de oferta máxima, y representa 3,891.7 mmpcd adicionales con respecto al 2014.

FIGURA 4. 5 COMPARACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN LOS ESCENARIOS MÁXIMO Y MÍNIMO.
(mmpcd)



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

4.5. Implicaciones de una oferta mínima vs una expansión en la Red Nacional de Gasoductos, 2014-2029

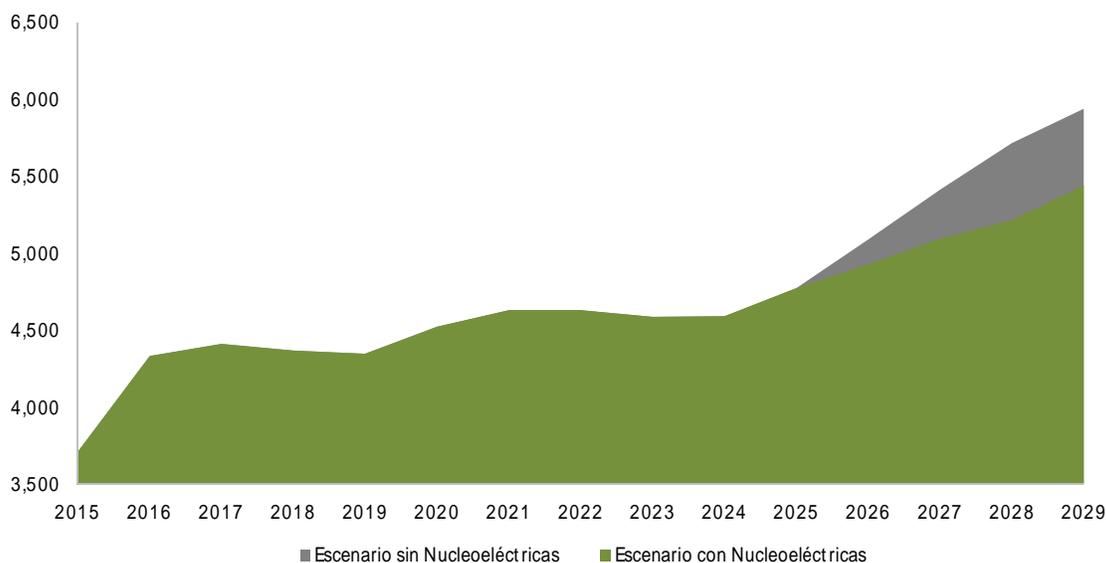
La disminución en la producción del escenario de oferta mínima en comparación con el escenario máximo resulta en un importante incremento en los volúmenes de importación de gas natural. Con base en lo anterior, el presente ejercicio parte de la revisión de las capacidades de los proyectos, tanto concluidos en los años de 2014 y 2015, como aquellos ductos que actualmente se encuentran en construcción, adjudicados mediante licitación, en trámite de permiso, en proyecto y aquellos desarrollados por particulares, con la intención de analizar si la infraestructura propuesta es suficiente para solventar la caída en la producción nacional de gas.

Considerando la infraestructura de gasoductos descrita en el apartado 4.2, se tiene que la capacidad máxima de los proyectos de transporte de gas natural de importación será en el orden de 6,848.0 mmpcd a partir del año de 2019. Por otro lado, los requerimientos de importación adicional para satisfacer la demanda en comparación con el año de 2014 se estima sean de 3,891.7 mmpcd para el año de 2029, en el caso de oferta moderada para ubicarse, en 2029 en 6,752.8 mmpcd.

Por último, cabe señalar que uno de los factores que podrían incrementar la demanda nacional es la no realización de los proyectos de instalación de centrales nucleoelectricas. En este sentido, y dado que el precio del gas natural en la región permanece en niveles bajos en comparación con otros combustibles, la alternativa más viable para suplir la capacidad nucleoelectrica es la tecnología de ciclo combinado con base en gas natural, ver ejercicio de sensibilidad 5.2 de la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*.

Con dicha sustitución se incrementaría la capacidad de ciclos combinados, pasando de 47,941.0 MW, en el escenario PRODESEN, a 52,272.2 MW en el escenario sin incrementos de capacidad de plantas nucleares, es decir, se requerirían 4,331.3 MW adicionales. Esta sustitución representa un consumo adicional de gas natural de 498.8 mmpcd en 2029 por el sector eléctrico. (Véase Figura 4.6).

FIGURA 4.6 CONSUMO ADICIONAL DE GAS ESCENARIOS CON Y SIN NUCLEOELECTRICA
(mmpcd)



Fuente: SIMISE

COMENTARIOS A PARTIR DEL ESTUDIO:

A partir del análisis realizado, es posible observar que la capacidad de importación asociada al incremento de infraestructura en los gasoductos es superior en 1.4% a los requerimientos de importación en el escenario de oferta moderada. Sin embargo debe considerarse que la demanda de gas natural tiene fluctuaciones a lo largo del año e, incluso, durante el transcurso del día. Por ello, los requerimientos de infraestructura deben de reflejar la demanda máxima coincidente. En conclusión y derivado del análisis de oferta, demanda y expansión de gasoductos, se considera que se tiene un margen suficiente en la capacidad de importación, inclusive para soportar las demandas máximas de los diferentes sectores. Sin embargo, se requieren estudios de demanda y análisis hidráulicos para confirmar esta apreciación.

Uno de los puntos más relevantes es la importancia de llevar a cabo los proyectos de generación planteados en el PRODESEN. En este sentido, la no realización de proyectos de generación con base en tecnologías limpias, tendría un impacto directo en la demanda de gas natural del país, lo que representaría un mayor volumen de importaciones.

Anexos de Gas Natural

CUADRO A. 1 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2004-2014.....	130
CUADRO A. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR INDUSTRIAL 2004-2014	130
CUADRO A. 3 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR RAMA, 2004-2014	131
CUADRO A. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR PETROLERO 2004-2014	131
CUADRO A. 5 CONSUMO DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 2004-2014.....	132
CUADRO A. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2004-2014	132
CUADRO A. 7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR SERVICIOS 2004-2014.....	133
CUADRO A. 8 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ESTADO, 2004-2014.....	134
CUADRO A. 9 PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ACTIVO 2004-2014.....	135
CUADRO A. 10 CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE PGPB, 2014	135
CUADRO A. 11 ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL, 2014	136
CUADRO A. 12 PRECIOS DEL GAS NATURAL A USUARIOS FINALES DE LAS PRINCIPALES CIUDADES DEL PAÍS, MARZO DE 2015.	136
CUADRO A. 13 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL POR PUNTO DE INTERCONEXIÓN, 2004-2014 ...	137
CUADRO A. 14 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2004-2014.....	138
CUADRO A. 15 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2004-2014	139
CUADRO A. 16 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2004-2014.....	140
CUADRO A. 17 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2004-2014	141
CUADRO A. 18 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2004-2014	142
CUADRO A. 19 DEMANDA DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2014-2029.....	143
CUADRO A. 20 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR COMPONENTE DE PROYECCIÓN, 2014-2029	143
CUADRO A. 21 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2014-2029.....	144
CUADRO A. 22 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORESTE, 2014-2029	144
CUADRO A. 23 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NOROESTE, 2014-2029	145
CUADRO A. 24 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2014-2029.....	146
CUADRO A. 25 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO, 2014-2029	147
CUADRO A. 26 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2014-2029	148

CUADRO A. 1 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2004-2014
(miles de unidades)

Combustible	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Gas natural comprimido	2	2	3	3	3	2	1	2	2	4	3	5.1
Gasolina	16 514	16 667	19 199	21 182	23 147	24 160	25 241	26 802	28 377	30 092	29 821	6.1
Gas L.P.	329	305	235	221	196	185	185	203	232	260	271	1.9
Diesel	662	672	701	738	774	780	791	799	845	898	855	2.6

CUADRO A. 2 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR INDUSTRIAL 2004-2014
(MMpcdgne y Mbdgpe)

Año	Combustibles del sector industrial						Total
	Gas natural	Combustóleo	Diesel	Gas L.P.	Coque de petróleo	Carbón	
	MMpcdg	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne	MMpcdgne
2004	956.5	391.3	154.0	109.7	226.7		1 838.3
2005	935.2	379.2	145.4	110.0	228.2		1 798.0
2006	1 014.0	305.3	141.0	115.8	300.9		1 877.1
2007	1 040.1	285.0	143.7	113.1	348.3		1 930.2
2008	1 026.6	222.0	147.6	108.0	302.0		1 806.2
2009	912.8	186.5	133.7	106.3	250.2		1 589.4
2010	1 054.3	150.7	141.9	112.2	232.9		1 691.9
2011	1 129.2	130.2	158.4	104.8	254.6		1 777.4
2012	1 181.1	89.5	182.0	106.4	262.6		1 821.6
2013	1 239.9	68.1	179.1	115.8	317.2		1 920.2
2014	1 313.5	40.6	170.4	113.5	301.0	387.8	2 326.8
tm ca	3.2	-20.3	1.0	0.3	2.9	na	2.4

CUADRO A. 3 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR RAMA, 2004-2014

(millones de pies cúbicos diarios)

Ram a	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Total	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	1,313.5	3.2
Alimentos	82.6	89.1	92.3	95.9	96.0	102.9	111.5	122.8	132.6	125.7	132.0	4.8
Celulosa y papel	55.2	52.3	63.8	65.2	69.9	62.9	63.8	63.6	76.8	83.8	81.4	4.0
Cemento	16.5	13.0	18.1	10.7	8.7	11.7	9.6	8.5	17.4	11.4	13.4	-2.1
Cerveza y malta	15.9	15.3	18.9	16.6	17.7	15.8	16.2	18.6	22.0	39.1	34.9	8.2
Materiales básicos	297.3	279.5	293.6	305.6	299.3	223.4	287.5	301.4	299.2	326.1	340.4	1.4
Madera	23.6	23.8	23.8	22.4	20.3	17.5	21.4	21.6	23.1	23.8	17.2	-3.1
Productos de madera y otros no metálicos	64.1	63.9	68.3	69.4	66.2	58.2	74.2	80.9	82.6	83.1	80.1	2.3
Productos metálicos, equipo eléctrico y de transporte	103.2	103.4	106.9	111.2	106.3	95.0	110.6	124.6	130.1	123.3	135.2	2.7
Química	117.5	115.9	127.1	131.7	132.3	135.2	155.8	165.6	167.3	170.0	204.4	5.7
Resto	54.7	53.6	61.6	65.3	59.0	51.9	63.4	71.3	72.0	91.1	99.4	6.2
Textil	32.4	30.4	33.9	35.0	34.4	34.4	35.3	37.8	37.6	38.0	39.3	2.0
Varios	93.6	95.0	105.6	111.1	116.6	104.0	105.0	112.6	120.4	124.5	136.0	3.8

CUADRO A. 4 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR PETROLERO 2004-2014

(Mmpcdgne)

Año	Combustibles del sector petrolero					Total		
	Gas natural	Combustóleo	Diésel	Gas L.P.	Gasolina			
	M M pcd	M M pcdgne	M M pcdgne	M M pcdgne	M M pcdgne			
2004	2,052.5	280.5	91.8	23.7	3.5	2,452.0		
2005	2,030.0	265.3	95.1	17.1	3.1	2,410.7		
2006	2,159.6	234.7	86.8	20.2	3.2	2,504.6		
2007	2,125.4	230.6	99.3	21.9	3.2	2,480.4		
2008	2,174.9	225.9	101.7	19.7	3.1	2,525.3		
2009	2,149.4	207.7	115.4	18.9	3.2	2,494.7		
2010	2,236.6	178.2	110.7	15.7	3.3	2,544.4		
2011	2,186.2	190.0	101.7	18.0	4.2	2,500.2		
2012	2,273.1	150.1	114.6	17.0	5.8	2,560.6		
2013	2,272.2	161.9	128.8	9.9	6.1	2,578.9		
2014	2,275.6	152.0	120.2	19.8	10.1	2,577.7		
tm ca	1.0	-	5.9	2.7	-	1.8	11.2	0.5

CUADRO A. 5 CONSUMO DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 2004-2014

(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Total	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	2,275.6	1.0
Corporativo	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	-2.5
Refinación	260.8	274.9	279.5	282.4	306.0	299.3	337.8	332.9	343.5	348.8	375.7	3.7
Gas y Petroquímica Básica	254.8	250.9	262.9	268.4	287.6	291.4	289.0	292.0	274.8	213.4	196.1	-2.6
Explotación y Producción ¹	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	1,285.4	0.3
Petroquímica	295.0	263.5	292.0	322.9	344.5	318.4	319.9	320.0	340.6	349.1	332.0	1.2
Cogeneración Nuevo Pemex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.8	86.1	n.a

CUADRO A. 6 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2004-2014

(mmpcdgne)

Año	Combustibles del sector residencial			Total
	Gas natural	Gas L.P.	Leña	
	M M pcd	M M pcdgne	M M pcdgne	M M pcdgne
2004	86.5	815.6	494.5	1,396.6
2005	86.6	776.7	492.3	1,355.6
2006	84.5	769.0	488.8	1,342.3
2007	88.5	760.8	485.9	1,335.1
2008	87.4	743.3	482.1	1,312.8
2009	82.9	712.3	481.1	1,276.3
2010	85.7	730.9	477.9	1,294.5
2011	81.7	709.8	528.1	1,319.5
2012	84.1	696.9	522.5	1,303.6
2013	86.7	663.5	519.3	1,269.6
2014	87.8	663.0	519.8	1,270.6
tm ca	0.2	-2.0	0.5	-0.9

**CUADRO A. 7 DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR
SERVICIOS 2004-2014**
(mmpcdgne)

Año	Com bustibles del sector servicios			Total
	Gas natural	Gas L.P.	Leña	
	M M pcd	M M pcdgne	M M pcdgne	M M pcdgne
2004	19.6	172.5	79.1	271.2
2005	20.5	171.0	78.8	270.3
2006	23.3	177.9	78.2	279.3
2007	24.2	164.8	77.7	266.8
2008	25.3	154.9	77.1	257.4
2009	24.5	153.9	77.0	255.4
2010	26.6	157.3	76.5	260.4
2011	25.2	162.7	84.5	272.5
2012	27.0	165.4	83.6	276.0
2013	28.5	168.3	83.1	279.8
2014	29.9	163.3	83.2	276.3
tm ca	4.3	-0.5	0.5	0.2

CUADRO A. 8 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ESTADO, 2004-2014
(Millones de pies cúbicos diarios)

Estado	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Noroeste	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3	437.7	496.7	5.5
Baja California	226.8	248.1	282.8	265.8	303.2	289.2	255.6	276.2	317.6	306.1	334.2	5.5
Sonora	85.0	86.4	108.7	110.6	125.7	119.1	124.4	123.1	127.7	131.6	162.5	5.5
Noreste	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	2,350.1	6.0
Chihuahua	220.6	199.3	229.6	258.5	266.0	276.4	280.7	306.5	322.1	336.8	366.4	4.2
Coahuila	128.0	122.1	129.7	136.3	142.3	127.3	139.2	156.5	174.1	201.5	208.4	4.7
Durango	39.0	71.8	98.6	107.5	107.8	112.3	153.3	186.6	193.1	163.1	196.4	15.7
Nuevo León	560.0	554.6	607.0	604.1	617.4	591.2	633.4	667.7	672.4	675.8	687.4	1.0
Tamaulipas	453.6	470.9	569.2	679.3	674.3	726.8	759.0	902.0	855.4	886.0	891.5	12.6
Centro-Occidente	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	1,053.6	5.9
Aguascalientes	9.9	10.7	12.6	12.4	12.8	13.2	16.9	19.2	20.9	21.3	19.1	12.0
Colima									53.6	125.9	216.7	na.
Guanajuato	192.6	194.8	217.7	219.6	220.4	201.0	211.2	217.0	226.4	245.3	259.1	2.6
Jalisco	45.2	45.6	48.0	47.2	50.0	50.4	54.2	57.1	59.4	59.2	68.4	1.7
Michoacán	136.2	125.9	134.5	139.7	131.6	65.9	111.2	119.9	114.3	124.1	131.9	- 0.3
Querétaro	110.4	114.7	121.2	111.6	118.1	157.4	138.4	127.0	143.5	128.6	160.0	2.6
San Luis Potosí	25.8	26.4	30.8	106.9	172.1	178.3	171.6	188.8	171.3	174.3	198.4	21.7
Zacatecas										1.6		na.
Centro	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	2.3
Distrito Federal	58.9	56.6	55.6	50.9	48.6	50.2	64.1	70.1	74.5	71.4	59.1	2.4
Hidalgo	207.7	169.9	181.6	151.1	168.8	155.2	153.4	149.9	162.9	205.3	196.5	1.5
México	275.3	283.5	300.9	321.7	319.5	348.1	329.2	335.0	316.6	341.2	300.7	0.9
Morales									1.2	8.4	9.8	na.
Puebla	87.4	78.3	87.8	98.4	102.1	97.7	141.4	172.3	170.3	162.1	170.6	6.3
Tlaxcala	16.9	15.7	16.8	17.0	16.9	21.7	24.0	25.1	28.6	29.6	30.4	5.8
Sur-Sureste	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	2,541.9	1.6
Campeche	106.7	108.5	116.5	135.4	740.2	89.3	124.1	105.3	120.0	121.7	118.9	2.2
Chiapas	354.6	384.3	419.0	450.8	542.8	577.1	561.4	76.6	76.6	67.9	62.7	- 15.3
Oaxaca	0.0	0.0	1.4	3.0	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5
Tabasco	155.0	151.5	147.0	152.9	174.7	182.3	191.3	663.0	651.8	702.2	696.1	16.6
Veracruz	796.5	735.8	843.9	904.0	882.4	900.6	917.2	844.9	866.7	951.9	955.4	2.5
Yucatán	88.5	83.9	108.7	151.4	168.1	168.7	151.8	122.5	114.7	113.2	119.6	2.6
Agua Terrenales	787.0	748.4	803.4	689.8		600.7	634.0	600.1	642.8	596.1	589.1	- 2.2
Total Nacional	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	7,209.3	3.6

CUADRO A. 9 PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN Y ACTIVO 2004-2014
(Millones de pies cúbicos diarios)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Total	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	6 531.9	3.6
Región Marina Noreste	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	1 691.9	0.0
Cantarell	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	1 120.9	0.0
Ku-Mabob-Zaap	158.4	167.1	202.5	212.2	272.8	327.2	331.8	330.9	329.7	405.1	571.0	0.4
Región Marina Suroeste	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	1 396.0	0.2
Abkatún-Polchuc	456.1	431.8	512.5	544.2	569.0	580.2	594.2	559.0	523.6	579.4	553.4	0.0
Litoral de Tabasco	146.5	222.9	343.6	448.4	453.9	531.3	577.6	649.3	735.6	747.6	842.6	1.8
Región Sur	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	1 515.4	0.0
Cinco Presidentes	67.8	62.8	56.7	61.4	67.5	69.2	104.9	116.9	116.3	129.4	152.8	4.1
Belbta-Jup	276.6	281.9	271.4	239.6	250.7	260.8	305.9	288.2	297.4	319.7	288.9	0.1
Macuspana-Muspac	737.7	616.7	561.4	534.1	560.0	591.0	580.0	571.5	542.9	515.1	490.6	-3.3
Samará-Luna	412.9	438.9	462.6	517.6	572.4	678.6	773.9	715.7	695.9	606.3	583.1	-0.1
Región Norte	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	1 928.6	0.1
Burgos	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	1 221.0	0.0
Poza Rica-Alamita	119.50	118.80	174.10	222.50	152.50	133.50	117.3	115.2	120.0	112.4	102.8	-0.1
Acetate Terciario del Golfo	-	-	-	-	52.10	78.70	85.3	111.9	148.8	167.0	149.5	na.
Veracruz	313.80	499.20	723.30	921.70	956.70	809.60	818.9	716.7	601.2	494.5	455.3	0.2

CUADRO A. 10 CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE PGPB, 2014

(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	4 523.0	5 912.0	3 356.4	4 303.2	3 639.9
Cactus	1 960.0	1 275.0	1 701.7	980.0	828.6
Cd. Pemex	1 290.0	915.0	879.7	834.1	738.3
Matapánche	109.0	125.0	23.6	22.8	21.4
Nuevo Pemex	880.0	1 500.0	533.6	1 101.9	875.8
Poza Rica	250.0	490.0	188.6	184.8	173.4
Arenque	34.0	33.0	29.3	15.6	26.8
La Venta		182.0		164.7	144.2
Pajaritos ²		192.0		131.2	-
Burgos		1 200.0		868.0	831.5

CUADRO A. 11 ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL, 2014
(Caballos de fuerza)

Com presión PGPB			Com presión Privada		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)	Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Noite	Chavez	7,110	Noroeste	Naco	14,300
Noreste	Santa Catarina	9,400	Noreste	Grbar a Dbs	14,300
Noreste	Los Ram ones	21,250	Noreste	ElSueco	6,160
Noreste	Estación 19	23,700	Noreste	ElCaracol	46,350
Centro-O ccidente	Valentía	4,700	Noreste	Los Indbs	46,350
Centro-O ccidente	Em iliano Zapata	35,000	Centro-O ccidente	ElSauz	13,500
Sur-Sureste	Cem poah	55,000	Totalcom presión Privada		140,960
Sur-Sureste	Lerdo	55,000			
Sur-Sureste	Chham eca	55,000			
Totalcom presión PGPB		266,160	Totalcom presión		407,120

CUADRO A. 12 PRECIOS DEL GAS NATURAL A USUARIOS FINALES DE LAS PRINCIPALES CIUDADES DEL PAÍS, MARZO DE 2015.

(Dólares por millón de BTU)

Zona de distribución	Residencial				Servicios				Industrial			
	Precio de la molécula (USD/BTU)	Cargos por transporte	Tarifa de Distribución	Precio al público	Precio de la molécula (USD/BTU)	Cargos por transporte	Tarifa de Distribución	Precio al público	Precio de la molécula (USD/BTU)	Cargos por transporte	Tarifa de Distribución	Precio al público
Piedras Negras	2.69	1.23	9.30	13.22	2.69	1.23	3.29	7.21	2.69	1.23	0.19	4.11
Valle-Cuautlán	2.66	0.84	3.85	7.36	2.66	0.84	1.63	5.13	2.66	0.84	0.88	4.38
Ciudad Juárez	2.69	0.25	4.23	7.17	2.69	0.25	3.63	6.57	2.69	0.25	1.24	4.18
Puebla-Tehuacan	2.66	0.84	6.84	10.34	2.66	0.84	0.97	4.47	2.66	0.84	0.69	4.19
Norte de Tamaulipas	2.76	0.54	6.82	10.12	2.76	0.54	1.43	4.73	2.76	0.54	1.26	4.56
Chihuahua	2.76	0.84	9.18	12.79	2.76	0.84	1.78	5.38	2.76	0.84	0.82	4.42
La Laguna-Durango	2.76	0.84	14.53	18.14	2.76	0.84	4.44	8.04	2.76	0.84	2.38	5.98
Mexicali	2.72	0.22	7.80	10.74	2.72	0.22	3.58	6.52	2.72	0.22	1.77	4.71
Guadalupe	2.66	0.95	5.88	9.49	2.66	0.95	2.80	6.41	2.66	0.95	1.91	5.52
Rio Panuco	2.66	0.65	8.79	12.10	2.66	0.65	4.75	8.05	2.66	0.65	4.43	7.74
Querétaro	2.66	0.95	4.36	7.97	2.66	0.95	3.14	6.75	2.66	0.95	3.07	6.68
Toluca	2.66	1.54	8.02	12.22	2.66	1.54	2.44	6.64	2.66	1.54	0.44	4.64
Nuevo Laredo	2.76	0.60	11.73	15.09	2.76	0.60	3.36	6.71	2.76	0.60	0.96	4.31
Saltillo	2.76	0.54	8.75	12.05	2.76	0.54	2.05	5.35	2.76	0.54	0.59	3.89
Montemey 1	2.76	0.60	8.98	12.34	2.76	0.60	2.53	5.89	2.76	0.60	0.50	3.85
ElBajo	2.66	0.96	7.20	10.82	2.66	0.96	2.23	5.85	2.66	0.96	0.78	4.40
Distribo Pedernales	2.66	0.87	7.61	11.13	2.66	0.87	2.22	5.75	2.66	0.87	0.69	4.21
Montemey 2	2.76	0.54	4.57	7.87	2.76	0.54	3.01	6.31	2.76	0.54	0.95	4.25
Hermosillo	2.58	0.47	9.46	12.50	2.58	0.47	4.80	7.85	2.58	0.47	2.66	5.70
Valle Cuautlán-Texcoco	2.66	0.84	9.12	12.63	2.66	0.84	4.28	7.78	2.66	0.84	1.97	5.48

CUADRO A. 13 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL POR PUNTO DE INTERCONEXIÓN, 2004-2014
(millones de pies cúbicos diarios)

Punto de interconexión en México	Importadores	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Total Importaciones		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	2,861.1	9.8
Importaciones por ducto		1,124.2	905.5	939.6	854.1	980.4	916.9	911.8	1,356.2	1,671.9	1,755.5	2,004.8	6.0
1. Mexical, BC.	Particulares	10.7	11.0	14.3	13.9	15.3	15.9	17.5	19.0	20.5	21.3	21.5	7.2
2. Los Abogados, BC.		216.1	237.0	268.4	251.8	277.5	257.0	111.9	250.4	274.4	255.2	295.0	3.2
	PGPB	12.3	7.2	14.4	9.6	11.7	10.3	-	-	-	-	-	n.a.
	Sector eléctrico público ¹	114.8	112.7	118.6	119.2	119.2	110.4	33.6	43.0	48.7	42.9	46.6	-8.6
	Particulares	89.0	117.1	135.4	123.1	146.7	136.3	78.3	207.4	225.7	212.3	248.4	10.8
3. Nogales, Son.	Particulares				0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	n.a.
4. Naco, Son.		36.2	37.3	62.8	58.9	73.5	69.1	69.6	64.6	73.4	72.5	66.5	6.3
	PGPB	9.7	9.0	31.0	34.0	38.1	32.4	33.6	30.7	34.8	33.9	34.0	13.3
	Sector eléctrico público ¹	26.5	28.3	31.8	24.9	35.4	36.6	36.0	34.0	38.6	38.6	32.5	2.1
5. Naco, Son.	Sector eléctrico público ¹	37.7	38.4	36.2	37.3	40.1	38.5	41.8	44.9	39.5	44.6	51.6	3.2
6. Agua Prieta, Son.	Particulares	9.7	10.2	10.3	11.3	9.7	8.9	9.0	10.1	11.2	11.4	43.1	16.0
7. Ciudad Juárez, Chh. ²		200.6	190.6	209.5	236.3	246.6	259.1	254.0	278.2	288.0	308.8	409.0	7.4
	PGPB	170.1	169.7	184.2	206.7	211.2	224.9	216.2	236.4	248.9	264.5	258.6	4.3
	Sector eléctrico público ¹	30.6	20.8	25.4	29.7	35.4	34.2	37.8	41.8	39.1	44.3	150.4	17.3
	Particulares									0.0	0.01	0.02	n.a.
8. Ciudad Acuña, Coah.	Particulares				0.9	1.0	0.9	1.0	0.8	1.1	1.2	1.1	n.a.
9. Piedras Negras, Coah.		6.7	6.3	5.6	5.9	5.0	3.9	4.8	8.4	16.8	19.1	19.7	11.5
	PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Particulares	6.7	6.3	5.6	5.9	5.0	3.9	4.8	8.4	16.8	19.1	19.7	11.5
10. Ciudad Mier, Tam ps.	PGPB	172.0	102.2	55.5	62.3	67.6	54.6	100.3	175.5	357.0	370.5	412.8	9.1
11. Camargo, Tam ps.	PGPB											10.1	n.a.
12. Argüelles, Tam ps. (Guil Terra)	PGPB	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
13. Argüelles, Tam ps. (Kinder Morgan)		166.7	72.0	49.4	21.5	98.0	40.9	58.2	167.4	182.7	208.9	211.3	2.4
	PGPB	166.7	72.0	49.4	11.8	46.2	29.1	55.0	145.5	182.4	208.9	211.3	2.4
	Particulares				9.7	51.8	11.7	3.2	22.0	0.4	-	-	n.a.
14. Reynosa, Tam ps. (Tetco)	PGPB	1.9	-	-	-	-	0.0	-	-	6.7	24.7	40.9	36.1
15. Reynosa, Tam ps. (Tennessee Gas, PM X)	PGPB	172.4	75.2	62.3	4.0	14.0	14.0	71.6	130.3	192.5	202.0	210.6	2.0
16. Reynosa, Tam ps. (Tennessee Gas, RB) ³		91.7	125.3	165.4	149.5	131.5	153.7	171.7	205.8	207.4	214.4	210.6	8.7
	PGPB	58.8	45.0	54.2	57.2	61.5	56.7	59.1	72.4	66.7	70.9	72.1	2.1
	Sector eléctrico público ¹	32.9	80.3	111.2	92.3	70.0	97.0	112.5	133.4	140.7	143.5	138.5	15.5
Importaciones GNL		-	-	78.8	249.6	355.7	340.8	547.1	393.2	457.9	761.1	856.3	n.a.
16. Atamiza, Tam ps.	Sector eléctrico público ¹	-	-	78.8	249.6	330.6	334.0	351.0	368.6	329.4	356.8	382.3	n.a.
17. Ensenada, BC.	Particulares	-	-	-	-	25.1	6.8	196.1	24.6	33.3	34.0	33.6	n.a.
18. Manzanillo, Col.		-	-	-	-	-	-	-	-	95.2	370.3	440.3	n.a.
	PGPB									114.3	107.4		n.a.
	Sector eléctrico público ¹									95.2	256.0	332.9	n.a.
Total Exportaciones		-	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	83.3	24.2	7.8	12.4	12.5	n.a.
Tijuana, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	13.9	2.9	-	-	-	n.a.
Ensenada, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	-	8.5	-	-	-	n.a.
Los Abogados, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	47.9	3.0	-	-	-	n.a.
Ciudad Mier, BC.	Particulares	-	-	-	-	-	-	2.3	8.4	6.9	9.3	8.4	n.a.
Reynosa, Tam ps.	PGPB	-	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	19.3	1.3	0.9	3.1	4.1	n.a.

CUADRO A. 14 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NOROESTE, 2004-2014

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	310.5	333.9	392.0	373.6	441.7	396.6	446.4	414.2	453.0	440.0	512.3	5.1
Producción regional	0.0											
Producción de plantas												
Directo de campos												
Etano inyectado a ductos												
Otras corrientes												
Importación	310.5	333.9	392.0	373.6	441.7	396.6	446.4	414.2	453.0	440.0	512.3	5.1
Importaciones por logística	310.5	333.9	392.0	373.6	416.6	389.8	250.3	389.6	419.7	406.0	478.7	4.4
PGPB	22.0	16.2	45.4	43.7	49.7	42.7	33.6	30.7	34.8	33.9	34.0	4.5
Particulares	288.5	317.7	346.7	329.9	366.9	347.1	216.8	358.9	384.9	372.1	444.7	4.4
Importaciones por balance PGPB												
Importación de gas natural licuado					25.1	6.8	196.1	24.6	33.3	34.0	33.6	n.a.
PGPB												
Particulares					25.1	6.8	196.1	24.6	33.3	34.0	33.6	n.a.
De otras regiones	0.0	0.0	0.0									
Destino	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	444.0	422.2	452.1	447.0	505.0	4.9
Demanda regional	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3	437.7	496.7	4.8
Sector petrolero	0.5	0.4	0.9	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	0.9	7.1
Pemex Exploración y Producción												
Pemex Refinación												
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.5	0.4	0.9	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	0.9	7.1
Pemex Petroquímica												
Pemex Corporativo												
Cogeneración Nuevo Pemex												
Sector industrial	20.8	23.6	26.5	28.2	28.4	26.8	31.5	37.1	39.6	41.8	37.1	5.9
Sector eléctrico	288.8	308.7	362.4	345.7	398.3	379.7	346.5	360.1	403.2	393.5	457.0	4.7
Público	199.3	191.4	225.8	221.9	250.0	240.7	243.0	252.4	270.2	260.1	272.5	3.2
Comisión Federal de Electricidad	88.1	81.9	109.1	112.7	121.7	121.6	128.9	130.5	143.4	135.9	149.9	5.5
Luz y Fuerza del Centro												
Productores Independientes de Energía	111.3	109.5	116.8	109.3	128.3	119.1	114.1	121.9	126.7	124.1	122.7	1.0
Privado	89.5	117.3	136.6	123.8	148.3	138.9	103.5	107.7	133.1	133.4	184.5	7.5
Autogeneración de electricidad	0.4	0.2	1.2	1.8	2.9	3.5	2.9	2.3	3.5	5.4	42.7	59.5
Autoabastecimiento*	0.4	0.2	1.2	1.8	2.9	3.5	2.9	2.3	3.5	5.4	42.7	59.5
Cogeneración												
Exportación de electricidad	89.0	117.1	135.4	122.0	145.5	135.4	100.6	105.4	129.6	128.0	141.8	4.8
Sector residencial	1.6	1.5	1.4	1.5	1.0	0.8	0.9	1.0	1.2	1.2	1.2	-2.8
Sector servicios	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	9.2
Sector Autotransporte												
Exportación							64.0	22.9	6.9	9.3	8.4	n.a.
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	-								
Variación de inventarios y diferencias	-1.4	-0.5	0.6	-2.7	12.8	-11.7	2.4	-7.9	0.9	-7.0	7.3	n.a.

CUADRO A. 15 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN NORESTE, 2004-2014
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	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	3,052.5	5.0
Producción regional	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	1,144.1	0.8
Producción de plantas	470.3	594.8	829.1	969.8	906.6	923.5	900.3	923.6	869.5	937.6	858.3	6.2
Directo de campos	584.0	581.6	528.3	391.7	420.0	525.1	514.3	356.0	331.8	267.7	285.8	-6.9
Etano inyectado a ductos	1.7	2.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Otras corrientes	4.2	4.9	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	813.8	571.6	626.4	730.0	894.4	861.1	1,012.5	1,335.2	1,581.6	1,706.3	1,908.4	8.9
Importaciones por tubería	298.9	322.2	380.5	402.4	435.9	429.3	434.6	515.3	513.6	543.4	640.4	7.9
PGPB	228.8	214.7	238.4	263.9	272.7	281.6	275.3	308.8	315.6	335.4	330.7	3.8
Particulares	70.1	107.4	142.1	138.5	163.2	147.8	159.3	206.4	198.0	208.1	309.7	16.0
Importaciones por balance PGPB	514.8	249.4	167.1	78.1	127.9	97.7	226.9	451.3	738.5	806.1	885.7	5.6
Importación de gas natural fluído			78.8	249.6	330.6	334.0	351.0	368.6	329.4	356.8	382.3	n.a.
PGPB												
Particulares			78.8	249.6	330.6	334.0	351.0	368.6	329.4	356.8	382.3	n.a.
De otras regiones				0.2								n.a.
Destino	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	3,051.3	5.0
Demanda regional	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	2,350.1	5.3
Sector petroquímico	118.9	125.3	131.3	150.8	141.9	130.3	148.9	181.2	191.4	185.2	217.4	6.2
Pemex Exploración y Producción	5.5	5.6	5.4	5.8	4.6	3.8	3.6	44.3	49.1	45.9	60.8	27.2
Pemex Refinación	100.1	102.7	102.8	120.7	112.8	102.9	124.2	114.6	119.0	115.8	134.6	3.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	13.3	17.0	23.1	24.3	24.5	23.6	21.1	22.3	23.3	23.4	22.0	5.2
Pemex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pemex Corporativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Cogeneración Nuevo Pemex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	355.7	347.8	371.4	383.6	371.5	340.1	391.4	416.7	439.5	466.9	482.5	3.1
Sector eléctrico	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	1,577.7	6.4
Público	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	1,346.9	7.1
Comisión Federal de Electricidad	281.3	239.6	283.9	303.8	358.1	388.9	399.1	488.1	486.3	470.6	430.6	4.3
Luz y Fuerza del Centro												
Productores Independientes de Energía	397.2	462.8	593.2	681.4	669.2	718.2	758.2	868.3	835.6	839.1	916.3	8.7
Privado	171.7	166.6	180.4	189.6	191.9	187.2	196.5	198.0	193.2	227.9	230.7	3.0
Autogeneración de electricidad	171.7	166.6	180.4	189.6	191.9	187.2	196.5	198.0	193.2	227.9	230.7	3.0
Autoabastecimiento*	89.5	84.2	90.8	98.7	102.1	103.0	107.1	112.9	117.5	133.5	134.7	4.2
Cogeneración	82.3	82.4	89.7	90.8	89.8	84.1	89.3	85.1	75.7	94.4	96.0	1.6
Exportación de electricidad												
Sector residencial	61.1	60.9	57.4	59.7	57.8	53.6	54.4	50.8	53.8	56.0	54.9	-1.1
Sector servicios	15.0	15.5	16.4	16.9	17.3	15.6	17.1	16.1	17.4	17.6	17.5	1.6
Sector Autotransporte	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	-1.5
Exportación	0.0	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	19.3	1.3	0.9	3.1	4.1	n.a.
A otras regiones	472.8	312.4	308.8	173.5	295.4	399.9	439.5	395.38	566.10	647.2	697.0	4.0
Variación de inventarios y diferencias	0.0	0.0	9.4	-6.4	10.5	9.3	2.7	-1.2	-1.3	-1.9	1.2	186.1

**CUADRO A. 16 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE,
2004-2014**

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	730.1	803.5	897.4	1,057.2	7.4
Producción regional	0.0	n.a.										
Producción de plantas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Directo de campos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Etano inyectado a ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Otras corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	0.0	95.2	370.3	440.3	n.a.							
Importaciones por logística	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importaciones por balance PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	95.2	370.3	440.3	n.a.
PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114.3	107.4	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	95.2	256.0	332.9	n.a.
De otras regiones	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	730.1	708.3	527.1	616.9	1.7
Destino	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	1,053.6	7.3
Demanda regional	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4	880.3	1,053.6	7.3
Sector petroquímico	41.7	61.9	68.5	61.6	65.0	59.0	65.3	57.2	63.0	63.5	62.9	4.2
Pemex Exploración y Producción												n.a.
Pemex Refinación	41.7	61.9	68.5	61.5	64.9	59.0	65.2	57.1	62.9	63.4	62.8	4.2
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	92.7
Pemex Petroquímica												n.a.
Pemex Corporativo												n.a.
Cogeneración Nuevo Pemex												n.a.
Sector industrial	267.0	259.1	287.7	296.4	298.4	231.1	287.7	310.2	318.8	334.8	370.2	3.3
Sector eléctrico	204.7	190.4	200.9	272.3	334.3	368.3	340.1	353.7	399.6	473.2	609.9	11.5
Público	178.6	166.4	174.5	242.3	306.0	340.3	309.4	322.8	366.7	445.8	580.3	12.5
Comisión Federal de Electricidad	96.7	91.3	94.8	88.2	94.4	110.8	90.7	87.9	147.1	234.9	360.7	14.1
Luz y Fuerza del Centro												n.a.
Productores Independientes de Energía	81.9	75.1	79.7	154.1	211.5	229.5	218.7	234.9	219.6	210.9	219.6	10.4
Privado	26.1	24.0	26.4	30.0	28.3	28.0	30.7	30.9	32.9	27.3	29.5	1.2
Autogeneración de electricidad	26.1	24.0	26.4	30.0	28.3	28.0	30.7	30.9	32.9	27.3	29.5	1.2
Autoabastecimiento*	20.5	21.2	23.9	27.5	25.8	25.4	28.0	28.3	30.4	24.9	26.2	2.5
Cogeneración	5.6	2.8	2.5	2.5	2.6	2.5	2.7	2.6	2.5	2.4	3.4	-5.0
Exportación de electricidad												n.a.
Sector residencial	5.6	5.6	5.4	5.0	5.2	5.1	6.9	5.7	5.7	5.9	6.5	1.5
Sector servicios	1.0	1.1	2.2	2.1	2.1	2.7	3.4	2.0	2.2	2.8	3.8	14.2
Sector Autotransporte										0.1	0.3	n.a.
Exportación	0.0	n.a.										
A otras regiones												n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	1.2	14.1	17.1	3.6	284.3						

CUADRO A. 17 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN CENTRO, 2004-2014

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	1.7
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Producción de plantas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Directo de campos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Etano inyectado a ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Otras corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importaciones por logística	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importaciones por balance PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación de gas natural liberado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	1.7
Destino	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	1.7
Demanda regional	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1	818.0	767.1	1.7
Sector petroero	88.3	68.8	72.9	63.0	92.6	94.0	87.8	103.8	103.1	104.3	108.8	2.1
Pemex Exploración y Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pemex Refinación	63.5	52.9	52.9	47.4	72.8	77.4	74.2	74.4	74.7	78.4	84.7	2.9
Pemex Gas y Petroquímica Básica	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-0.9
Pemex Petroquímica	23.9	15.0	19.1	14.6	18.9	15.7	12.7	28.4	27.5	25.1	23.3	-0.2
Pemex Corporativo	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	-2.5
Cogeneración Nuevo Pemex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	238.0	232.2	246.4	251.5	244.7	234.6	257.2	274.7	286.7	292.4	300.3	2.4
Sector eléctrico	296.6	279.1	297.0	295.7	288.1	313.6	336.5	341.4	332.2	388.2	323.1	0.9
Público	274.0	255.9	274.8	275.7	271.3	289.4	306.1	311.7	301.9	352.8	288.7	0.5
Comisión Federal de Electricidad	245.3	227.2	244.4	218.8	221.3	229.8	255.5	248.0	244.5	292.1	246.8	0.1
Luz y Fuerza del Centro	28.7	28.8	30.3	56.9	50.0	59.6	50.7	63.8	57.4	60.8	41.9	3.9
Productores Independientes de Energía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Privado	22.6	23.2	22.3	20.0	16.7	24.2	30.3	29.7	30.2	35.4	34.4	4.3
Autogeneración de electricidad	22.6	23.2	22.3	20.0	16.7	24.2	30.3	29.7	30.2	35.4	34.4	4.3
Autoabastecimiento*	18.5	19.5	17.6	14.8	15.7	19.3	24.2	23.0	23.8	26.0	24.2	2.7
Cogeneración	4.1	3.7	4.6	5.1	1.0	4.9	6.1	6.6	6.5	9.5	10.3	9.6
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	18.2	18.5	20.3	22.3	23.3	23.4	23.5	24.2	23.4	23.6	25.2	3.3
Sector servicios	3.2	3.6	4.2	4.8	5.6	5.9	5.8	6.8	7.0	7.4	7.6	9.2
Sector Autotransporte	1.9	1.8	1.9	1.8	1.5	1.4	1.3	1.4	1.8	2.2	1.9	0.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	0.0	n.a.										

CUADRO A. 18 BALANCE DE GAS NATURAL REGIÓN SUR-SURESTE, 2004-2014

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	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	3,248.8	0.8
Producción regional	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	3,248.8	0.8
Producción de plantas	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	2,781.6	0.4
Directo de campos	230.5	416.2	623.8	941.9	962.3	800.2	797.5	689.3	579.3	469.8	408.4	5.9
Etano inyectado a ductos	106.1	91.9	87.1	87.0	76.4	73.7	74.0	75.8	63.7	61.6	58.8	-5.7
Otras corrientes	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	-	-	-	-	n.a.							
Importaciones por logística	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
FGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importaciones por balance FGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación de gas natural líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
FGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	n.a.							
Destino	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	3,228.8	0.8
Demanda regional	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	2,541.9	1.1
Sector petróleo	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	1,885.5	0.4
Pem ex Exploración y Producción	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	1,224.6	-0.1
Pem ex Refinación	55.5	57.4	55.2	52.8	55.5	60.1	74.2	86.7	86.9	91.3	93.5	5.4
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	240.5	233.0	238.4	242.8	261.7	266.5	266.4	268.1	249.8	188.4	172.6	-3.3
Pem ex Petroquímica	271.2	248.6	273.0	308.3	325.6	302.7	307.3	291.6	313.1	324.0	308.7	1.3
Pem ex Corporativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cogeneración Nuevo Pem ex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.8	86.1	n.a.
Sector industrial	74.9	72.6	82.1	80.4	83.5	80.3	86.5	90.5	96.5	104.0	123.3	5.1
Sector eléctrico	410.0	366.0	471.7	557.4	554.1	577.0	559.4	478.7	461.4	530.2	532.6	2.7
Público	408.0	363.5	469.1	553.3	549.8	572.9	554.3	474.0	455.4	524.1	509.9	2.3
Comisión Federal de Electricidad	102.2	92.9	104.4	149.0	100.4	139.9	108.0	58.2	55.1	64.9	42.5	-8.4
Luz y Fuerza del Centro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Productores Independientes de Energía	305.8	270.5	364.7	404.3	449.4	432.9	446.3	415.8	400.3	459.3	467.4	4.3
Privado	2.0	2.6	2.6	4.1	4.3	4.1	5.1	4.8	5.9	6.1	22.7	27.7
Autogeneración de electricidad	2.0	2.6	2.6	4.1	4.3	4.1	5.1	4.8	5.9	6.1	22.7	27.7
Autobastecimiento*	2.0	2.6	2.6	4.1	4.3	4.1	5.1	4.8	5.9	5.1	19.4	25.7
Cogeneración	-	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	1.0	3.3	n.a.
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector servicios	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	7.6
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-							
A otras regiones	693.4	809.6	898.8	1,103.1	1,065.5	939.2	976.0	1,087.05	896.3	698.0	686.9	-0.1
Variación de inventarios y diferencias	28.7	38.2	-12.2	15.1	15.5	60.6	33.6	33.7	32.9	36.1	20.0	-3.6

CUADRO A. 19 DEMANDA DE GAS NATURAL POR GRUPO DE RAMAS, 2014-2029

(millones de pies cúbicos diarios)

Grupo de ramas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tm ca 2014-2021	tm ca 2014-2029
Total	1,313.5	1,441.8	1,633.9	1,713.7	1,808.5	1,839.5	1,882.3	1,920.4	5.6	3.8
Industrias básicas de metales	340.4	375.9	410.5	464.3	523.7	526.3	528.9	531.8	6.6	3.3
Química	204.4	219.5	277.8	279.8	283.8	281.2	284.7	284.8	4.9	3.0
Productos metálicos, maquinaria y equipo	135.2	137.2	138.6	144.2	154.5	161.8	169.6	178.3	4.0	4.0
Vitrío y productos de vitrío	136.0	137.1	138.7	141.9	145.9	150.4	155.7	160.9	2.4	2.7
Alimentos, bebidas y tabaco	132.0	133.4	136.0	138.6	141.7	145.5	150.0	154.1	2.2	2.5
Productos de minerales no metálicos	80.1	87.0	89.7	94.2	99.0	103.7	108.8	114.6	5.3	4.7
Papel y cartón, imprentas y editoriales	81.4	86.6	93.8	94.8	96.6	98.9	102.1	104.6	3.7	3.2
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	39.3	39.6	40.6	42.1	44.1	46.3	48.6	51.1	3.8	4.1
Madera	17.2	16.5	23.8	24.4	25.3	26.3	27.4	28.5	7.5	5.6
Cerveza y malta	34.9	47.5	49.3	49.9	50.3	50.9	51.9	52.4	6.0	3.9
Cemento hidráulico	13.4	13.4	13.3	13.2	13.2	13.1	13.1	13.0	-0.5	-0.5
Resto de las ramas	99.4	148.4	221.7	226.4	230.2	235.0	241.6	246.3	13.8	8.0

Grupo de ramas	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2022-2029	tm ca 2014-2029
Total	1,964.8	2,009.0	2,050.9	2,099.7	2,148.5	2,200.1	2,250.6	2,301.4	2.3	3.8
Industrias básicas de metales	534.7	537.4	539.8	542.7	545.6	548.7	551.9	555.1	0.5	3.3
Química	287.9	291.2	295.3	299.4	303.1	307.8	311.9	316.2	1.3	3.0
Productos metálicos, maquinaria y equipo	186.6	193.3	199.4	207.7	215.8	225.3	233.9	242.0	3.8	4.0
Vitrío y productos de vitrío	166.6	172.2	176.7	182.0	187.3	192.9	198.5	204.0	2.9	2.7
Alimentos, bebidas y tabaco	158.7	163.2	167.1	171.8	176.2	180.7	185.2	189.9	2.6	2.5
Productos de minerales no metálicos	120.1	124.8	129.8	135.6	141.9	147.9	154.1	160.5	4.2	4.7
Papel y cartón, imprentas y editoriales	107.7	110.8	113.7	117.1	120.5	124.1	127.6	131.2	2.9	3.2
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	53.7	56.2	58.4	60.9	63.4	66.1	68.8	71.6	4.2	4.1
Madera	29.7	30.9	32.1	33.4	34.7	36.2	37.5	38.9	3.9	5.6
Cerveza y malta	53.3	55.9	56.8	57.9	59.1	60.2	61.3	62.3	2.3	3.9
Cemento hidráulico	12.9	12.9	12.8	12.8	12.7	12.6	12.6	12.5	-0.5	-0.5
Resto de las ramas	253.0	260.3	269.0	278.5	288.1	297.6	307.3	317.3	3.3	8.0

CUADRO A. 20 DEMANDA INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR COMPONENTE DE PROYECCIÓN, 2014-2029

(millones de pies cúbicos diarios)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	1,442	1,634	1,714	1,808	1,840	1,882	1,920	1,965	2,009	2,051	2,100	2,148	2,200	2,251	2,301
Demanda tendencial	1,360	1,386	1,415	1,447	1,474	1,513	1,548	1,588	1,628	1,664	1,706	1,750	1,795	1,839	1,884
Demanda no tendencial	81.7	247.5	299.2	361.9	365.1	369.4	372.1	376.7	381.4	386.9	393.2	399.0	405.2	411.3	417.6
Proyectos industriales	43.3	136.2	187.8	245.1	245.9	246.9	247.2	248.3	249.2	250.5	252.0	253.0	254.6	255.9	257.2
Nueva infraestructura de transporte	-	-	-	3.6	3.9	4.1	4.5	4.8	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.1	12.7
Gas natural com primario	11.5	19.1	19.2	19.5	20.0	20.6	21.0	21.6	18.0	18.6	19.2	19.9	20.6	21.2	22.0
Desarrollos de distribución	26.9	92.2	92.2	93.7	95.3	97.8	99.5	101.9	104.7	107.9	111.4	115.0	118.5	122.0	125.7

CUADRO A. 21 COMPOSICIÓN REGIONAL DEL PARQUE VEHICULAR POR COMBUSTIBLE, 2014-2029

(Miles de unidades)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Gasolina	29,821.5	31,605.0	31,146.7	31,520.4	31,870.0	32,377.4	32,621.1	33,205.4	33,806.7	34,263.7	34,665.8	35,166.4	35,743.6	36,323.9	36,909.4	37,579.1
Diesel	854.5	1,043.8	1,097.4	1,182.9	1,255.5	1,333.0	1,405.2	1,487.2	1,571.5	1,651.5	1,737.5	1,827.9	1,926.1	2,025.5	2,126.6	2,236.9
Gas LP	271.1	272.6	263.6	261.2	260.0	260.3	261.4	264.1	267.7	271.6	276.4	281.8	288.2	294.7	301.3	308.1
GNC	3.1	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8	2.7	2.5
Total	30,950.1	32,924.6	32,511.0	32,967.7	33,388.9	33,974.1	34,291.1	34,960.1	35,649.1	36,190.0	36,682.8	37,279.1	37,960.8	38,646.9	39,340.0	40,126.6

CUADRO A. 22 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORESTE, 2014-2029

(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tm ca 2014-2021	tm ca 2014-2029
Origen	3,052.5	3,884.7	6,097.8	6,295.9	6,190.0	5,457.1	5,539.9	5,411.5	8.5	5.8
Producción regional	1,144.1	982.7	1,071.4	1,407.2	1,722.2	1,263.6	1,335.6	1,418.4	3.1	6.9
Importación	1,908.4	2,902.0	5,026.4	4,888.6	4,467.8	4,193.5	4,204.4	3,993.1	11.1	5.0
De otras regiones									na.	na.
Destino	3,051.3	3,884.7	6,097.8	6,295.9	6,190.0	5,457.1	5,539.9	5,411.5	8.5	5.8
Demanda regional	2,350.1	2,418.5	2,549.8	2,714.6	2,799.6	2,850.1	2,830.9	2,977.7	3.4	2.2
Sector petróleo	217.4	173.1	248.9	264.6	260.8	273.6	277.0	254.5	2.3	0.5
Sector industrial	482.5	514.5	549.2	613.2	683.9	698.5	716.0	732.9	6.2	4.1
Sector eléctrico	1,577.7	1,656.7	1,676.4	1,760.1	1,776.9	1,798.6	1,757.2	1,908.2	2.8	1.8
Sector residencial	54.9	56.3	57.3	58.4	59.6	60.7	61.8	62.8	1.9	1.4
Sector servicios	17.5	17.9	17.9	18.0	18.2	18.4	18.8	19.1	1.2	1.8
Sector auto transporte	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	12.4	5.7
Exportación	4.1	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB	4.1	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB de gas natural licuado									na.	na.
A otras regiones	697.0	1,466.2	3,548.0	3,581.3	3,390.4	2,607.0	2,709.0	2,433.8	19.6	12.0
Variación de inventarios y diferencias	1.2								na.	na.

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2022-2029	tm ca 2014-2029
Origen	5,136.9	5,131.0	5,383.3	5,641.1	5,976.4	6,341.0	6,647.3	7,087.6	4.7	5.8
Producción regional	1,682.5	1,966.3	2,341.3	2,621.6	2,731.5	2,820.7	2,923.5	3,111.0	9.2	6.9
Importación	3,454.3	3,164.6	3,042.0	3,019.6	3,244.9	3,520.3	3,723.8	3,976.5	2.0	5.0
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Destino	5,136.9	5,131.0	5,383.3	5,641.1	5,976.4	6,341.0	6,647.3	7,087.6	4.7	5.8
Demanda regional	3,000.3	2,990.6	3,024.4	3,094.5	3,148.7	3,182.6	3,218.4	3,260.8	1.2	2.2
Sector petróleo	243.9	239.9	247.6	256.2	254.6	249.9	243.8	235.9	-	0.5
Sector industrial	750.0	766.1	782.2	800.9	820.8	841.1	860.7	879.6	2.3	4.1
Sector eléctrico	1,923.0	1,899.9	1,908.7	1,950.5	1,985.3	2,002.5	2,023.7	2,054.1	0.9	1.8
Sector residencial	63.7	64.5	65.2	65.8	66.4	66.9	67.4	67.9	0.9	1.4
Sector servicios	19.5	20.0	20.4	20.9	21.4	22.0	22.5	23.1	2.4	1.8
Sector auto transporte	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-	0.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB de gas natural licuado									na.	na.
A otras regiones	2,136.6	2,140.3	2,358.9	2,546.6	2,827.7	3,158.4	3,428.9	3,826.8	8.7	12.0
Variación de inventarios y diferencias									na.	na.

CUADRO A. 23 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NOROESTE, 2014-2029

(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tm ca 2014-2021	tm ca 2014-2029
Origen	512.3	370.4	588.8	686.0	687.2	849.7	863.2	889.2	8.2	5.6
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Importación	512.3	74.6	45.7	46.9	48.4	50.3	52.5	54.4	- 27.4	- 12.0
De otras regiones		295.9	543.1	639.2	638.8	799.4	810.7	834.8	na.	na.
Destino	505.0	370.4	588.8	686.0	687.2	849.7	863.2	889.2	8.4	5.7
Demanda regional	496.7	370.4	588.8	686.0	687.2	849.7	863.2	889.2	8.7	5.8
Sector petróleo	0.9	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Sector industrial	37.1	42.2	43.3	44.3	45.8	47.5	49.5	51.3	4.7	4.4
Sector eléctrico	457.0	326.9	544.2	640.4	640.1	800.8	812.3	836.4	9.0	5.9
Sector residencial	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	- 0.4	1.1
Sector servicios	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	- 3.9	2.9
Sector autob transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación	8.4	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB	8.4	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Variación de inventarios y diferencias	7.3	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2022-2029	tm ca 2014-2029
Origen	908.2	960.6	972.1	1,014.4	1,082.7	1,117.2	1,149.8	1,158.6	3.5	5.6
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Importación	56.6	60.6	62.8	65.1	67.5	70.0	72.8	75.7	4.2	- 12.0
De otras regiones	851.6	900.0	909.3	949.3	1,015.3	1,047.2	1,077.1	1,082.9	3.5	na.
Destino	908.2	960.6	972.1	1,014.4	1,082.7	1,117.2	1,149.8	1,158.6	3.5	5.7
Demanda regional	908.2	960.6	972.1	1,014.4	1,082.7	1,117.2	1,149.8	1,158.6	3.5	5.8
Sector petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Sector industrial	53.3	57.1	59.1	61.1	63.3	65.6	68.1	70.7	4.1	4.4
Sector eléctrico	853.4	901.9	911.4	951.5	1,017.6	1,049.8	1,079.8	1,085.9	3.5	5.9
Sector residencial	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	2.5	1.1
Sector servicios	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	9.4	2.9
Sector autob transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Exportación PGPB de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	na.	na.

**CUADRO A. 24 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO-
OCCIDENTE, 2014-2029**
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tn ca 2014-2021	tn ca 2014-2029
Origen	1,057.2	1,188.8	1,312.7	1,285.7	1,283.5	1,329.1	1,471.2	1,417.1	4.3	3.8
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Importación	440.3	91.5	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones	616.9	1,097.3	1,312.7	1,285.7	1,283.5	1,329.1	1,471.2	1,417.1	12.6	7.6
Destino	1,053.6	1,188.8	1,312.7	1,285.7	1,283.5	1,329.1	1,471.2	1,417.1	4.3	3.9
Demanda regional	1,053.6	1,188.8	1,312.7	1,285.7	1,283.5	1,329.1	1,471.2	1,417.1	4.3	3.9
Sector petrolero	62.9	62.0	68.8	52.6	58.1	91.6	91.9	91.6	5.5	2.5
Sector industrial	370.2	414.7	467.8	474.4	486.5	491.0	501.8	511.9	4.7	3.4
Sector eléctrico	609.9	702.4	765.5	747.2	726.4	733.1	863.1	798.3	3.9	4.2
Sector residencial	6.5	6.3	6.9	7.4	8.0	8.5	9.1	9.6	5.8	3.8
Sector servicios	3.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.3	4.7	5.1	4.2	4.6
Sector autotransporte	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	11.6	6.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB de gas natural líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	3.6	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tn ca 2022-2029	tn ca 2014-2029
Origen	1,391.0	1,446.0	1,480.2	1,546.9	1,637.6	1,694.1	1,751.8	1,857.1	4.2	3.8
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones	1,391.0	1,446.0	1,480.2	1,546.9	1,637.6	1,694.1	1,751.8	1,857.1	4.2	7.6
Destino	1,391.0	1,446.0	1,480.2	1,546.9	1,637.6	1,694.1	1,751.8	1,857.1	4.2	3.9
Demanda regional	1,391.0	1,446.0	1,480.2	1,546.9	1,637.6	1,694.1	1,751.8	1,857.1	4.2	3.9
Sector petrolero	91.8	91.6	91.4	91.6	91.4	91.7	91.5	91.5	-	0.0
Sector industrial	524.2	536.0	547.0	559.7	572.2	586.2	600.0	614.5	2.3	3.4
Sector eléctrico	758.9	801.5	824.3	877.6	955.5	997.3	1,041.0	1,131.6	5.9	4.2
Sector residencial	10.1	10.4	10.7	11.0	11.2	11.3	11.4	11.4	1.8	3.8
Sector servicios	5.4	5.8	6.1	6.4	6.7	6.9	7.2	7.4	4.6	4.6
Sector autotransporte	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	1.5	6.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB de gas natural líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

CUADRO A. 25 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN CENTRO, 2014-2029

(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tm ca 2014-2021	tm ca 2014-2029
Origen	767.1	898.5	1,258.2	1,202.4	1,098.7	953.3	1,088.6	986.6	3.7	4.9
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones	767.1	898.5	1,258.2	1,202.4	1,098.7	953.3	1,088.6	986.6	3.7	4.9
Destino	767.1	898.5	1,258.2	1,202.4	1,098.7	953.3	1,088.6	986.6	3.7	4.9
Demanda regional	767.1	898.5	1,258.2	1,202.4	1,098.7	953.3	1,088.6	986.6	3.7	4.9
Sector petróleo	108.8	111.5	146.3	170.2	108.0	130.6	130.5	130.7	2.6	1.2
Sector industrial	300.3	319.7	341.9	347.5	353.2	360.3	369.1	376.7	3.3	2.8
Sector eléctrico	323.1	431.9	732.4	645.2	596.1	419.2	544.1	432.9	4.3	7.3
Sector residencial	25.2	26.6	28.5	30.3	32.0	33.5	35.0	36.2	5.3	3.5
Sector servicios	7.6	6.8	7.0	7.1	7.3	7.5	7.7	7.9	0.5	1.6
Sector autotransporte	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.0	1.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB de gas natural Ecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2022-2029	tm ca 2014-2029
Origen	991.2	1,006.1	1,050.2	1,121.1	1,125.3	1,258.0	1,472.5	1,564.5	6.7	4.9
Producción regional	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones	991.2	1,006.1	1,050.2	1,121.1	1,125.3	1,258.0	1,472.5	1,564.5	6.7	4.9
Destino	991.2	1,006.1	1,050.2	1,121.1	1,125.3	1,258.0	1,472.5	1,564.5	6.7	4.9
Demanda regional	991.2	1,006.1	1,050.2	1,121.1	1,125.3	1,258.0	1,472.5	1,564.5	6.7	4.9
Sector petróleo	130.8	130.8	130.5	130.5	130.7	130.8	130.5	130.5	-	0.0
Sector industrial	385.4	393.9	402.4	412.5	422.7	432.1	442.0	451.9	2.3	2.8
Sector eléctrico	427.2	432.3	467.0	526.9	519.8	642.1	846.3	927.6	11.7	7.3
Sector residencial	37.4	38.4	39.3	40.0	40.7	41.3	41.9	42.3	1.8	3.5
Sector servicios	8.2	8.4	8.6	8.8	9.0	9.2	9.4	9.7	2.5	1.6
Sector autotransporte	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	1.2	1.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Exportación PGPB de gas natural Ecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

**CUADRO A. 26 BALANCE DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN SUR-SURESTE,
2014-2029**

(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	tm ca 2014-2021	tm ca 2014-2029
Origen	3,248.8	3,164.7	3,364.6	3,437.4	3,533.6	4,053.5	4,231.3	4,442.2	4.6	0.2
Producción regional	3,248.8	3,164.7	2,930.6	2,983.4	3,164.2	4,053.5	4,231.3	4,442.2	4.6	0.2
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones			434.0	454.0	369.4				n.a.	n.a.
Destino	3,228.8	3,164.7	3,364.6	3,437.4	3,533.6	4,053.5	4,231.3	4,442.2	4.7	0.2
Demanda regional	2,541.9	2,339.2	3,364.6	3,437.4	3,533.6	3,564.6	3,552.4	3,616.2	5.2	0.0
Sector petróleo	1,885.5	1,594.4	2,517.2	2,582.9	2,664.1	2,724.7	2,759.8	2,712.7	5.3	0.5
Sector industrial	123.3	150.8	231.7	234.3	239.0	242.2	246.0	247.6	10.5	5.7
Sector eléctrico	532.6	593.6	615.3	619.8	630.0	597.2	546.0	655.2	3.0	- 5.1
Sector residencial			0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	n.a.	n.a.
Sector servicios	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	2.0	6.1
Sector autotransporte									n.a.	n.a.
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	686.9	825.5				474.8	661.5	804.6	2.3	- 0.1
Variación de inventarios y diferencias	20.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2022-2029	tm ca 2014-2029
Origen	4,843.3	4,943.6	4,808.9	4,521.1	4,345.8	4,053.1	3,701.6	3,340.9	- 5.2	0.2
Producción regional	4,843.3	4,943.6	4,808.9	4,521.1	4,345.8	4,053.1	3,701.6	3,340.9	- 5.2	0.2
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
De otras regiones									n.a.	n.a.
Destino	4,843.3	4,943.6	4,808.9	4,521.1	4,345.8	4,053.1	3,701.6	3,340.9	- 5.2	0.2
Demanda regional	3,719.7	3,699.3	3,688.1	3,400.9	3,334.4	3,137.2	2,736.7	2,549.2	- 5.3	0.0
Sector petróleo	2,797.9	2,890.0	2,946.7	2,667.3	2,612.2	2,457.4	2,229.8	2,021.5	- 4.5	0.5
Sector industrial	252.0	255.8	260.1	265.5	269.5	275.0	279.8	284.7	1.8	5.7
Sector eléctrico	669.0	552.7	480.2	466.8	451.3	403.2	225.3	241.0	- 13.6	- 5.1
Sector residencial	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	25.5	n.a.
Sector servicios	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	9.7	6.1
Sector autotransporte									n.a.	n.a.
Exportación	26.4	32.5	40.1	49.4	60.9	75.0	92.4	113.9	23.2	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									n.a.	n.a.
A otras regiones	1,097.2	1,211.7	1,080.8	1,070.7	950.5	840.9	872.5	677.8	- 6.7	- 0.1
Variación de inventarios y diferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Anexos de Gas L.P.

CUADRO B. 1 PARQUE HISTÓRICO DE CALENTADORES POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y PANELES SOLARES, 2004-2014	150
CUADRO B. 2 DEMANDA DE GAS L.P. DEL SECTOR PETROLERO, 2004-2014.....	150
CUADRO B. 3 PRODUCCIÓN DE GAS L.P. DE PEMEX REFINACIÓN, PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN Y PEMEX PETROQUÍMICA, 2003-2013	150
CUADRO B. 4 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN NOROESTE, 2004-2014.....	151
CUADRO B. 5 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN NORESTE, 2004-2014.....	152
CUADRO B. 6 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2004-2014..	152
CUADRO B. 7 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN CENTRO, 2004-2014.....	153
CUADRO B. 8 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN SUR-SURESTE, 2004-2014	153
CUADRO B. 9 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN CENTRO, 2014-2029	154
CUADRO B. 10 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2014-2029.....	154
CUADRO B. 11 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2014-2029	155
CUADRO B. 12 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN NORESTE, 2014-2029	155
CUADRO B. 13 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN NOROESTE, 2014-2029	156
FIGURA B. 1 PRECIOS DE GAS L.P. Y GAS NATURAL, 2004-2014.....	151

CUADRO B. 1 PARQUE HISTÓRICO DE CALENTADORES POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y PANELES SOLARES, 2004-2014

(Miles de unidades)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nacional	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	15,098.2
Gas natural	798.4	827.2	857.1	888.3	920.7	954.5	989.6	1,018.0	1,046.5	1,075.3	1,104.1
Gas LP	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	12,651.9
Leña	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	1,342.1
Gas con paneles solar	10.1	14.7	14.2	22.6	17.5	43.8	40.0	65.0	79.0	84.8	91.1

CUADRO B. 2 DEMANDA DE GAS L.P. DEL SECTOR PETROLERO, 2004-2014

(miles de barriles diarios)

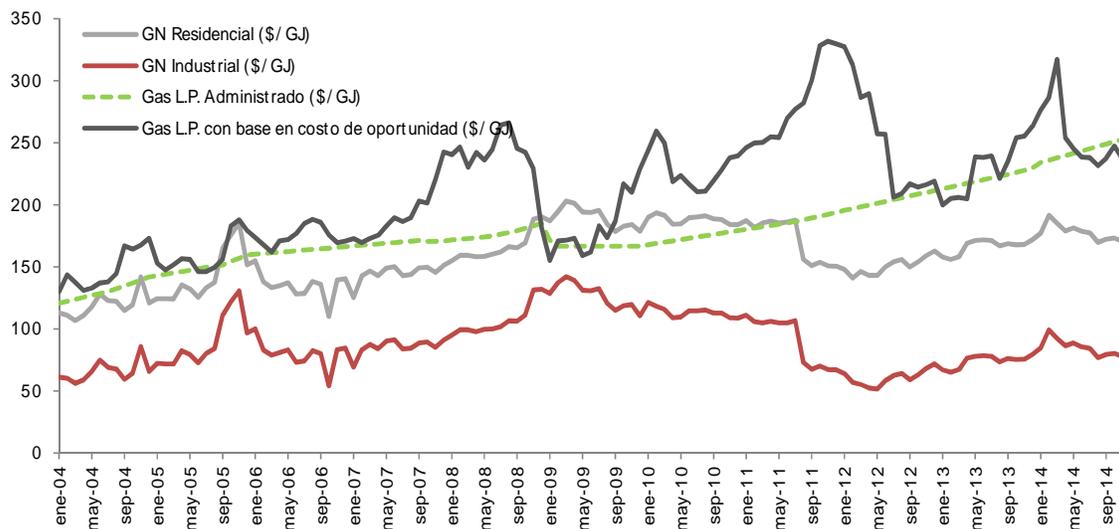
Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Total	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	5.1	- 1.8
Autoconsumo	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	5.1	- 1.8
Corporativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	na.
Refinación	5.4	3.7	4.6	5.0	4.3	4.3	3.4	3.9	3.8	2.2	2.9	- 6.0
Gas y Petroquímica Básica	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	- 5.3
Explotación y Producción			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	1.8	na.
Petroquímica	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	- 15.1

CUADRO B. 3 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	2014	tm ca
SNR	34.7	28.9	31.4	26.1	26.8	26.4	28.0	26.7	22.7	27.5	26.1	27.1	- 0.6
Cadereyta	2.5	3.2	3.3	2.5	2.9	3.0	2.7	1.7	1.3	1.7	1.5	1.3	- 8.3
Madero	1.4	1.3	1.3	0.4	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8	0.8	1.1	0.8	- 4.4
Matlán	6.5	5.0	6.5	5.0	5.3	5.8	7.3	6.2	6.1	8.0	5.8	6.2	2.2
Salamanca	3.5	3.3	3.8	3.3	2.2	2.6	2.0	1.5	1.6	1.7	2.4	2.9	- 1.4
Salamanca Cruz	8.4	8.9	8.3	6.6	6.0	5.7	4.8	5.7	4.4	3.5	4.4	3.6	- 8.6
Tula	12.3	7.2	8.1	8.3	9.6	8.4	10.4	10.6	8.5	11.7	10.8	12.2	5.4
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	3.3	10.9

FIGURA B. 1 PRECIOS DE GAS L.P. Y GAS NATURAL, 2004-2014

CUADRO B. 4 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN NOROESTE, 2004-2014
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	28.9	28.2	27.1	26.0	25.3	23.9	23.9	24.4	24.4	24.7	25.5	-1.3
Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pem ex Refinación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pem ex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pem ex Exploración Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	16.7	18.0	21.1	17.9	16.3	14.8	15.5	16.7	13.4	12.3	14.7	-1.2
De otras regiones	12.2	10.2	6.0	8.1	9.0	9.1	8.5	7.7	11.0	12.4	10.7	-1.3
Destino	28.9	27.9	27.3	26.1	25.1	24.0	24.0	24.3	24.4	24.7	25.4	-1.3
Demanda interna	28.9	27.8	26.7	26.1	25.1	24.0	24.0	24.3	24.4	24.7	25.4	-1.3
Sector agropecuario	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.5	0.6	0.6	-1.8
Sector autotransporte	5.1	4.1	2.7	2.6	2.8	2.1	2.1	2.3	2.6	2.7	2.8	-5.7
Sector industrial	2.5	2.5	3.7	3.7	3.7	3.4	3.3	3.4	3.3	3.5	3.7	4.1
Sector petroquímico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector residencial	16.2	16.0	14.8	15.1	14.1	14.0	14.0	13.7	13.9	13.8	14.1	-1.4
Sector servicios	4.4	4.5	5.0	4.2	4.0	4.0	4.0	4.3	4.0	4.2	4.2	-0.5
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	0.1	0.5	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	0.0	0.3	- 0.2	- 0.1	0.2	- 0.1	- 0.0	0.1	0.0	- 0.0	0.0	22.4

CUADRO B. 5 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN NORESTE, 2004-2014
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	59.9	60.5	59.8	62.7	61.8	58.9	56.8	52.2	52.6	52.8	42.5	-3.4
Nacional	15.3	19.0	20.6	23.3	23.4	23.6	22.5	21.9	20.7	22.1	20.2	2.8
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	10.8	14.3	17.7	19.6	19.5	20.1	19.9	19.8	18.2	19.5	18.0	5.3
Pem ex Refinación	4.4	4.7	2.9	3.7	3.9	3.5	2.6	2.1	2.6	2.6	2.1	-7.1
Pem ex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pem ex Explotación Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	44.6	41.5	39.3	39.4	38.3	35.3	34.3	30.3	31.9	30.6	22.2	-6.7
De otras regiones					0.0	0.0				0.1	0.1	n.a.
Destino	59.9	60.5	59.8	62.7	61.8	58.9	56.9	52.2	52.5	52.9	42.5	-3.4
Demanda interna	51.3	47.5	44.4	43.5	40.0	38.1	41.0	40.7	41.8	42.7	40.3	-2.4
Sector agropecuario	1.4	1.2	0.8	0.5	2.3	2.1	2.2	2.1	1.7	1.8	1.7	2.0
Sector autotransporte	9.9	8.2	7.3	7.1	5.3	4.8	5.2	5.4	7.0	7.3	6.9	-3.5
Sector industrial	5.0	4.7	6.0	6.4	5.8	4.8	5.2	5.2	4.5	5.0	4.7	-0.6
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	27.9	25.9	22.5	22.0	20.7	20.2	21.6	20.8	22.0	21.8	20.7	-3.0
Sector servicios	7.1	7.5	7.8	7.4	5.9	6.1	6.8	7.3	6.5	6.8	6.3	-1.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	8.6	12.9	15.4	19.3	21.8	20.9	15.9	11.4	10.8	10.2	2.2	-12.9
Variación de inventarios*	- 0.1	0.0	0.0	- 0.0	0.1	- 0.1	0.0	n.a.				

CUADRO B. 6 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2004-2014
(miles de barriles diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	74.9	71.6	70.1	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	63.3	-1.7
Nacional	3.3	3.8	3.3	2.2	2.6	2.0	1.5	1.6	1.7	2.4	2.9	-1.4
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pem ex Refinación	3.3	3.8	3.3	2.2	2.6	2.0	1.5	1.6	1.7	2.4	2.9	-1.4
Pem ex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pem ex Explotación Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación			4.5	11.0	10.0	10.4	9.2	2.0	1.8	0.1	3.2	n.a.
De otras regiones	71.5	67.8	62.4	56.5	55.2	52.0	55.2	61.9	60.9	61.5	57.2	-2.2
Destino	74.9	71.5	70.2	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	63.3	-1.7
Demanda interna	74.9	71.5	70.2	69.7	67.8	64.3	65.9	65.4	64.4	64.0	63.3	-1.7
Sector agropecuario	2.0	2.3	1.2	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.9	1.0	-7.0
Sector autotransporte	7.5	7.4	5.3	5.1	5.0	5.4	6.0	6.7	7.8	8.8	8.7	1.5
Sector industrial	4.0	3.8	4.2	4.1	4.4	4.3	5.0	4.8	5.4	6.5	6.5	5.0
Sector petrolero								0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Sector residencial	53.9	51.0	51.6	51.5	48.6	44.9	45.4	44.5	41.3	37.5	37.2	-3.6
Sector servicios	7.4	7.1	7.9	8.0	8.6	8.6	8.5	8.3	9.0	10.4	9.9	2.9
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	-0.1	0.0	n.a.									

CUADRO B. 7 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN CENTRO, 2004-2014
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	130.7	126.4	124.7	122.5	120.2	118.7	120.1	117.4	117.6	114.8	116.0	-1.2
Nacional	7.2	8.1	8.3	9.6	8.4	10.4	10.6	8.5	11.7	10.8	12.2	5.4
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pem ex Refinación	7.2	8.1	8.3	9.6	8.4	10.4	10.6	8.5	11.7	10.8	12.2	5.4
Pem ex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Pem ex Exploración Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	123.5	118.3	116.4	112.9	111.8	108.3	109.4	108.9	105.9	104.0	103.8	-1.7
Destino	130.8	126.3	124.6	122.6	120.3	118.8	120.1	117.3	117.5	114.8	116.1	-1.2
Demanda interna	130.8	126.3	124.6	122.6	120.3	118.8	120.1	117.3	117.5	114.8	116.1	-1.2
Sector agropecuario	0.9	1.2	0.9	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.4	0.3	-8.9
Sector transporte	12.3	9.3	9.5	13.4	12.2	11.7	10.4	11.7	11.8	13.3	13.8	1.1
Sector industrial	14.9	14.4	13.9	13.1	12.0	13.0	13.8	11.5	11.0	11.6	11.5	-2.6
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	82.3	81.7	81.7	78.7	79.8	78.0	79.7	77.6	78.0	75.0	76.2	-0.8
Sector servicios	20.4	19.7	18.8	16.8	15.8	15.8	15.7	15.8	16.2	14.5	14.4	-3.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	0.0	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	-0.1	n.a.

CUADRO B. 8 BALANCE DE GAS L.P., PROPANO Y BUTANOS, REGIÓN SUR-SURESTE, 2004-2014
(miles de barriles diarios)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tm ca 2004-2014
Origen	252.5	230.3	220.4	205.4	199.0	193.1	197.9	212.0	210.8	208.2	215.6	-1.6
Nacional	229.2	216.8	209.6	190.8	174.9	173.5	178.1	178.5	172.4	171.7	170.8	-2.9
Pem ex Gas y Petroquímica Básica	214.1	201.1	197.6	179.3	162.9	160.4	164.3	165.6	157.9	158.1	157.7	-3.0
Pem ex Refinación	13.9	14.8	11.7	11.3	11.5	12.1	12.0	10.5	11.6	10.2	9.9	-3.4
Pem ex Petroquímica	0.0	0.0	0.0	-	-	-	0.0	-	-	-	-	n.a.
Pem ex Exploración Producción	1.2	1.0	0.3	0.2	0.6	1.0	1.9	2.4	2.9	3.3	3.3	11.0
Importación	23.4	13.4	10.7	14.6	24.1	19.6	19.8	33.4	38.5	36.5	44.8	6.7
De otras regiones	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	247.3	230.3	216.2	204.3	198.3	191.1	199.2	211.1	210.0	208.3	213.0	-1.5
Demanda interna	48.4	45.3	45.3	45.2	44.0	41.5	41.9	42.6	42.7	40.2	42.0	-1.4
Sector agropecuario	0.6	0.8	0.7	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.4	0.4	0.5	-2.1
Sector transporte	5.1	6.4	3.3	2.3	2.9	2.8	2.9	3.2	3.5	3.7	3.7	-3.3
Sector industrial	1.9	2.9	2.1	1.8	1.9	1.8	1.6	2.1	3.2	3.2	2.9	4.3
Sector petrolero	6.1	4.4	5.2	5.7	5.1	4.9	4.0	4.6	4.4	2.5	5.1	-1.8
Sector residencial	29.7	25.5	27.7	28.8	28.3	26.5	27.6	26.3	24.3	22.9	22.6	-2.7
Sector servicios	5.0	5.3	6.3	6.1	5.6	5.3	5.6	6.2	6.9	7.5	7.2	3.7
Exportación	0.2	1.8	2.1	1.0	0.1	1.1	0.1	1.5	0.1	0.2	1.3	18.3
A otras regiones	198.7	183.2	168.8	158.1	154.2	148.5	157.2	167.0	167.1	167.9	169.7	-1.6
Variación de inventarios*	5.2	0.0	4.2	1.1	0.7	2.1	-1.3	0.8	0.9	0.0	2.6	-6.6

CUADRO B. 9 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN CENTRO, 2014-2029

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029
Origen	116.0	117.8	115.9	115.3	115.0	114.8	114.9	115.1	115.4	115.7	116.2	116.8	117.5	118.4	119.4	120.5	0.3
Producción nacional	12.2	10.3	9.9	14.1	14.7	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	3.1
Importaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	103.8	107.5	106.0	101.2	100.3	95.5	95.5	95.7	96.0	96.4	96.9	97.4	98.2	99.0	100.0	101.2	0.2
Destino	116.1	117.8	115.9	115.3	115.0	114.8	114.9	115.1	115.4	115.7	116.2	116.8	117.5	118.4	119.4	120.5	0.2
Demanda interna	116.1	117.8	115.9	115.3	115.0	114.8	114.9	115.1	115.4	115.7	116.2	116.8	117.5	118.4	119.4	120.5	0.2
Sector agropecuario	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	3.3
Sector autotransporte	13.8	15.3	15.5	15.9	16.2	16.4	16.6	16.6	16.7	16.6	16.4	16.2	16.0	15.8	15.4	15.0	0.6
Sector industrial	11.5	13.4	12.6	12.5	12.5	12.6	12.8	13.0	13.4	13.8	14.4	15.1	15.9	16.9	18.0	18.0	3.0
Sector petroero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	76.2	74.3	73.1	72.3	71.6	71.1	70.7	70.4	70.1	70.0	69.8	69.7	69.6	69.5	69.5	69.4	0.6
Sector servicios	14.4	14.4	14.3	14.3	14.3	14.4	14.6	14.8	15.1	15.4	15.7	16.0	16.3	16.7	17.1	17.5	1.3
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	- 0.12	-	n.a.														

CUADRO B. 10 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN SUR-SURESTE, 2014-2029

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029
Origen	215.6	218.2	228.5	208.9	214.0	203.6	202.8	205.3	208.0	208.7	206.0	198.1	198.4	201.8	206.9	213.3	- 0.1
Producción nacional	170.8	164.9	180.1	182.7	195.4	190.8	189.9	188.4	184.6	178.3	173.0	173.3	169.2	159.5	143.5	130.0	- 1.8
Importaciones	44.8	53.3	48.4	26.1	18.6	12.8	12.9	16.9	23.3	30.4	33.0	24.8	29.3	42.3	63.3	83.3	4.2
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	213.0	218.2	228.5	208.9	214.0	203.6	202.8	205.3	208.0	208.7	206.0	198.1	198.4	201.8	206.9	213.3	0.0
Demanda interna	42.0	40.3	40.4	52.7	66.1	66.6	67.1	67.7	68.2	68.7	69.2	69.6	70.0	70.4	70.6	70.9	3.6
Sector agropecuario	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	2.5
Sector autotransporte	3.7	3.3	3.4	3.6	3.8	3.9	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3	4.1	0.8
Sector industrial	2.9	2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	- 4.1
Sector petroero	5.1	3.2	3.6	15.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	12.1
Sector residencial	22.6	24.8	25.0	25.1	25.4	25.6	25.9	26.2	26.5	26.8	27.1	27.4	27.7	27.9	28.2	28.4	1.5
Sector servicios	7.2	6.5	6.5	6.5	6.5	6.6	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.2	7.3	7.4	7.5	7.7	0.4
Exportaciones	1.3	5.3	16.7	0.3	3.2	3.6	3.5	1.4	0.7	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	169.7	172.5	171.5	155.9	144.7	133.4	132.2	136.2	139.0	140.0	136.8	128.5	128.4	131.5	136.2	142.4	- 1.2
Variación de inventarios*	2.61	-	n.a.														

CUADRO B. 11 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE, 2014-2029
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029	
Origen	63.3	65.0	63.5	63.0	62.6	62.2	61.8	61.6	61.4	61.1	61.0	60.8	60.7	60.6	60.5	60.4	-	0.3
Producción nacional	2.9	3.1	2.1	3.3	3.3	6.6	6.6	6.5	6.6	6.6	6.5	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	5.6
Importaciones	3.2	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	57.2	60.6	61.4	59.7	59.2	55.6	55.3	55.0	54.8	54.6	54.4	54.2	54.1	54.0	53.9	53.8	-	0.4
Destino	63.3	65.0	63.5	63.0	62.6	62.2	61.8	61.6	61.4	61.1	61.0	60.8	60.7	60.6	60.5	60.4	-	0.3
Demanda ítema	63.3	65.0	63.5	63.0	62.6	62.2	61.8	61.6	61.4	61.1	61.0	60.8	60.7	60.6	60.5	60.4	-	0.3
Sector agropecuario	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	-	2.9
Sector autotransporte	8.7	11.4	11.5	11.6	11.5	11.4	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	10.8	10.7	10.6	10.5	10.3	-	1.1
Sector industrial	6.5	4.8	4.0	4.2	4.4	4.5	4.6	4.8	4.9	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	-	1.4
Sector petroero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	37.2	39.0	38.2	37.5	37.0	36.5	36.1	35.7	35.4	35.0	34.8	34.5	34.3	34.1	33.9	33.7	-	0.7
Sector servicios	9.9	8.8	8.7	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.7	8.8	8.9	9.0	9.1	9.3	9.5	9.6	-	0.2
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	- 0.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

CUADRO B. 12 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN NORESTE, 2014-2029
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029
Origen	42.5	47.2	41.2	48.5	60.3	64.7	66.3	67.0	65.1	65.2	69.7	79.9	81.4	79.5	76.0	71.0	3.5
Producción nacional	20.2	21.3	17.5	18.9	21.9	28.7	30.9	28.6	26.7	30.1	41.2	52.6	54.1	52.2	48.6	43.0	5.2
Importaciones	22.2	25.9	23.8	29.6	38.4	36.0	35.4	38.4	38.4	35.1	28.5	27.3	27.3	27.3	27.5	28.1	1.6
De otras regiones	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	42.5	47.2	41.2	48.5	60.3	64.7	66.3	67.0	65.1	65.2	69.7	79.9	81.4	79.5	76.0	71.0	3.5
Demanda ítema	40.3	39.3	38.8	39.0	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.6	40.9	41.2	41.5	41.8	42.0	42.3	0.3
Sector agropecuario	1.7	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.8	3.6
Sector autotransporte	6.9	7.7	7.9	8.3	8.6	8.9	9.0	9.2	9.3	9.4	9.4	9.5	9.4	9.4	9.3	9.2	1.9
Sector industrial	4.7	5.1	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	0.8
Sector petroero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	20.7	18.1	17.5	17.3	17.1	17.0	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	17.0	17.0	17.1	17.1	17.2	1.2
Sector servicios	6.3	6.5	6.4	6.3	6.4	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	7.0	7.1	7.3	7.4	7.6	7.8	1.4
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	2.2	7.9	2.4	9.4	21.1	25.2	26.6	27.0	24.8	24.6	28.8	38.7	40.0	37.7	34.0	28.7	18.8
Variación de inventarios*	0.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

CUADRO B. 13 BALANCE DE GAS L.P. DE LA REGIÓN NOROESTE, 2014-2029

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tm ca 2014-2029
Origen	25.5	24.0	24.2	24.6	25.0	25.4	25.9	26.3	26.8	27.2	27.6	28.0	28.4	28.8	29.2	29.5	1.0
Producción nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Importaciones	14.7	11.8	17.8	20.2	18.7	17.9	17.9	13.9	13.9	13.6	13.3	12.5	12.4	12.6	12.9	13.3	0.7
De otras regiones	10.7	12.2	6.4	4.4	6.3	7.5	8.0	12.5	12.9	13.6	14.4	15.5	16.1	16.2	16.3	16.1	2.8
Destino	25.4	24.0	24.2	24.6	25.0	25.4	25.9	26.3	26.8	27.2	27.6	28.0	28.4	28.8	29.2	29.5	1.0
Demanda interna	25.4	24.0	24.2	24.6	25.0	25.4	25.9	26.3	26.8	27.2	27.6	28.0	28.4	28.8	29.2	29.5	1.0
Sector agropecuario	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	2.6
Sector auto transporte	2.8	3.0	3.1	3.3	3.5	3.8	4.0	4.1	4.3	4.5	4.6	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	4.1
Sector industrial	3.7	3.1	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	3.9	0.4
Sector petroquímico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector residencial	14.1	13.2	13.2	13.2	13.3	13.4	13.5	13.7	13.8	13.9	14.0	14.1	14.2	14.3	14.4	14.5	0.2
Sector servicios	4.2	4.1	4.1	4.1	4.1	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	1.1
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios*	0.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

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 Pemex Gas y Petroquímica Básica 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 sustancias 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 sus 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

	<p>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.</p>
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, EUA. 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	Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes

Mexicanas	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.
Precio de venta de primera mano	El precio máximo de gas L.P. que Pemex Gas y Petroquímica Básica podrá trasladar en las ventas de primera mano a los distribuidores.
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

CeHas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	m etro cúbico	6.2898104	bariles
1	m etro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	m etro cúbico	1.000	litros
1	m illón de m etros cúbicos	6,289.80	m iles de bariles
1	m illón de pies cúbicos	178.107	m iles de bariles
1	pie cúbico	0.0283168	m etro cúbico
1	Gaón	0.0238	bariles
1	baril	42	Gabnes
1	baril	158.987304	litros

**CUADRO C.2
EQUIVALENCIAS CALORÍFICAS**

Celías de cambio	Unidad base	Factor de 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	Petajoules (10 ¹⁵ Joules)
1 tonelada métrica		7.33	bariles de petróleo
1 barril de petróleo		5.000	pies cúbicos de gas natural
1 millón de metros cúbicos de gas natural		0.9	millones de toneladas de petróleo crudo
1 millón de pies cúbicos de gas natural		0.026	millones de toneladas de petróleo crudo
1 metro cúbico de gas natural		8.460.000	cabrías (para efectos de facturación de gas seco)
1 metro cúbico de gas natural		8.967.600	cabrías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1 metro cúbico de kerosha		8.841.586	Kilocabrías
1 metro cúbico de gas de alto horno		8.825.000	Cabrías
1 metro cúbico de gas de coque		4.400.000	Cabrías
1 barril de combustible pesado		1.593.000	Kilocabrías
1 barril de diesel		1.469.600	Kilocabrías
1 tonelada de coque de petróleo		7.465.500	Kilocabrías
1 kilogramo de gas LP (mezcla nacional)		11.823.86	Kilocabrías
1 kilogramo de gas LP (mezcla de importación)		11.917.30	Kilocabrías
1 tonelada de bagazo		1.684.990	Kilocabrías
1 tonelada de carbón		4.662.000	Kilocabrías
1 tonelada de coque de carbón		6.933.000	Kilocabrías

* Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diésel

**CUADRO C.3
EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS**

Celias 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	cabrías
1	Cabría	4,1868	Joules
1	Kilocabría	3,968,254	BTU
1	petajule (1*10 ¹⁵)	0.94708	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
1	Gigajule	239,000,000	cabrías
1	Petacabría	132.76	megawatts
1	watthora	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	=	6,289,800 barriles
1	M m ³	=	6,289,800 barriles
1	M pies 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 combustible	=	6,783 pies ³ de gas natural
1 barril de petróleo	=	5,000 pies ³ de gas natural
1 m ³ gas natural	=	8,460 libras (para fact. de gas seco)
1 M m ³ de gas natural	=	900 toneladas de petróleo crudo
1 M pies ³ de gas natural	=	26 toneladas de petróleo crudo
1 M cal	=	3.6791 M pies ³ de gas

* Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diésel

**CUADRO C.6
EQUIVALENCIAS CALORÍFICAS**

Equivalencias caloríficas		
1 pies ³	=	1.03 M Btu de gas natural
1000 pies ³	=	1.03 M M Btu 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	=	3,968.254 Btu
1 M cal	=	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