

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028





PROSPECTIVA DE PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS

2014-2028



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2014



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

César Emiliano 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



ELABORACIÓN Y REVISIÓN

Rafael Alexandri Rionda

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

Luis Gerardo Guerrero Gutiérrez

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

En la portada: Plataformas de la Sonda de Campeche, Aguas Territoriales de México.

Diseño de portada: Karimi Molina Garduño. (Jefa del Departamento de Diseño Gráfico; Diseñadora Gráfica de Comunicación Social).

2014. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

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

Dirección Corporativa de Operaciones de PEMEX

Dirección Corporativa de Finanzas de PEMEX

PEMEX Exploración y Producción

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

PEMEX Refinación

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Reguladora de Energía

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Instituto Mexicano del Petróleo

Subsecretaría de Hidrocarburos

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Secretaría de Economía

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

Dirección de Integración de Estrategias

ÍNDICE

PRESENTACIÓN.....	19
INTRODUCCIÓN.....	21
RESUMEN EJECUTIVO	23
1. Capítulo Uno. Marco Regulatorio y Normativo.....	27
1.1. Órganos reguladores en materia energética	33
1.2. Actividades de la industria de los hidrocarburos	34
1.3. Comercialización de Hidrocarburos	36
1.4. Regulación y obligaciones de los órganos reguladores en materia energética.....	38
2. Capítulo dos. Panorama Internacional	40
2.1. Demanda.....	40
2.2. Producción	41
2.3. Reservas	43
2.4. Capacidad de refinación.....	45
3. Capítulo Tres. Industria del Petróleo y Mercado Nacional de Petrolíferos.....	53
3.1. Oferta nacional de petróleo.....	53
3.1.1. Distribución de las reservas de hidrocarburos	53
3.1.2. Tasa de restitución 1P y 3P	56
3.1.3. Exploración y Producción.....	57
3.1.4. Producción de petróleo.....	61
3.2. Demanda de petróleo	64
3.2.1. Transporte y distribución.....	64
3.3. Sistema Nacional de Refinación (SNR).....	65
3.3.1. Proceso de petróleo en el SNR.....	66
3.3.2. Producción de petrolíferos	67
3.4. Demanda de petrolíferos.....	70
3.4.1. Sector Transporte.....	71
3.4.2. Sector Eléctrico.....	76
3.4.3. Sector Industrial.....	78
3.5. Comercio exterior de petróleo y petrolíferos.....	80
4. Capítulo cuatro. Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos, 2014-2028.....	85
4.1. Oferta nacional de petróleo crudo	87
4.1.1. Cartera de proyectos en la oferta de petróleo de PEMEX y de PEMEX más asociaciones	87
4.1.2. Incorporación de reservas de hidrocarburos por parte de PEMEX.....	89
4.1.3. Producción total de petróleo crudo	92
4.1.4. Producción de petróleo crudo en proyectos de EPS Exploración y Producción y de EPS Exploración y Producción más asociaciones.....	93
4.1.5. Requerimientos de inversión.....	98
4.2. Demanda de petróleo crudo.....	100
4.2.1. Evolución del Sistema Nacional de Refinación, 2014-2028	102
4.2.2. Incorporación de capacidad de procesamiento	103
4.2.3. Requerimientos de Inversiones en el SNR.....	104
4.2.4. Proceso de petróleo en el SNR.....	105
4.3. Producción nacional de petrolíferos, 2013-2028	107
4.3.1. Rendimientos de producción	112
4.4. Demanda de petrolíferos.....	113



PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

4.4.1. Sector Transporte.....	113
4.4.2. Sector Eléctrico.....	120
4.4.3. Sector Industrial.....	122
4.4.4. Sector Petrolero.....	125
4.5. Comercio exterior de petróleo y petrolíferos.....	126
5. Anexos	131
5.1. Anexo A. Fundamento Constitucional y Normativo para la elaboración de los documentos subsecuentes de Prospectivas del Sector Energía.....	131
5.2. Anexo B Ejercicios de Sensibilidad con Cambio de Modalidad y Rendimiento en el Sector Autotransporte.....	133
5.3. Anexo C. Balances nacionales históricos y estadísticas complementarias de petróleo petrolíferos, 2003-2013.....	141
5.4. Anexo D. Balances nacionales prospectivos y estadísticas complementarias de petróleo y petrolíferos, 2013-2028.....	165
5.5. Anexo E. Glosario	187
5.6. Anexo F. Abreviaturas y siglas.....	204
5.7. Anexo G. Factores de conversión	207
5.8. Referencias	208

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2. 1	Clasificación de las empresas petroleras por su capacidad de refinación	47
Cuadro 2. 2	Empresas con capacidad de refinación mayor a 200,000.....	48
Cuadro 2. 3	Operaciones de refinación a nivel mundial por región	49
Cuadro 3. 1	Distribución de las reservas totales de hidrocarburos por tipo de fluido,	53
Cuadro 3. 2	Composición de las reservas probadas de aceite crudo por tipo 2005-2014 ¹	55
Cuadro 3. 3	Reservas de crudo por región, 2013 y 2014	55
Cuadro 3. 4	Avances y adquisiciones de sísmica 2D y 3D en PEMEX Exploración y Producción, 2003-2013.....	57
Cuadro 3. 5	Perforación de pozos y explotación de campos, 2003-2013.....	58
Cuadro 3. 6	Inversión en capital de la industria petrolera, 2008-2013 ¹	60
Cuadro 3. 7	Producción nacional de crudo por tipo, 2003-2013	61
Cuadro 3. 8	Producción nacional de petróleo crudo por Región y Activo ^a , 2003-2013.....	63
Cuadro 3. 9	Capacidad instalada por refinería y por proceso, 2003-2013.....	66
Cuadro 3. 10	Proceso de crudo por refinería, 2012-2013	67
Cuadro 3. 11	Producción de petrolíferos en el SNR, 2003-2013.....	68
Cuadro 3. 12	Ventas regionales de petrolíferos al sector transporte, 2013	71
Cuadro 3. 13	Demanda de combustibles en el autotransporte, 2003-2013	72
Cuadro 3. 14	Demanda regional de gasolinas en el sector autotransporte, 2003-2013.....	72
Cuadro 3. 15	Demanda regional de diesel en el sector autotransporte, 2003-2013.....	72
Cuadro 3. 16	Estructura del parque vehicular, 2004-2013.....	73
Cuadro 3. 17	Evolución del parque vehicular a gasolina, 2004-2013.....	73
Cuadro 3. 18	Evolución del parque vehicular a diesel, 2004-2013.....	74
Cuadro 3. 19	Operaciones por tipo de aviación, 2003-2013.....	74
Cuadro 3. 20	Demanda regional de turbosina, 2003-2013.....	75
Cuadro 3. 21	Demanda de diesel y combustóleo en diferentes modalidades.....	75



PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Cuadro 3. 22	Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 2003-2013.....	77
Cuadro 3. 23	Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico privado, 2003-2013	77
Cuadro 3. 24	Evolución de la demanda de combustibles en el sector industrial, 2003-2013	78
Cuadro 3. 25	Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2003-2013	79
Cuadro 3. 26	Destino de las exportaciones de crudo por país*, 2003-2013	81
Cuadro 3. 27	Evolución de las importaciones de petrolíferos, 2003-2013	81
Cuadro 4. 1	Pozos totales a perforar (PEMEX), 2013-2028	92
Cuadro 4. 2	Producción de petróleo crudo	92
Cuadro 4. 3	Campos a ser licitados en ronda uno.....	93
Cuadro 4. 4	Incorporación de capacidad ¹ de principales procesos en el SNR, entre 2014 y 2028	103
Cuadro 4. 5	Producción de petrolíferos en el SNR, 2013-2028.....	107
Cuadro 4. 6	Producción de petrolíferos por centro de trabajo, 2013-2028.....	108
Cuadro 4. 7	Demanda de combustibles en el sector transporte, 2013-2028.....	113
Cuadro 4. 8	Demanda de combustibles en el autotransporte, 2013-2028	115
Cuadro 4. 9	Parque vehicular por tipo de combustible, 2013-2028	116
Cuadro 4. 10	Parque vehicular a gasolina, 2013-2028	117
Cuadro 4. 11	Parque vehicular a diesel, 2013-2028	118
Cuadro 4. 12	Demanda de combustibles en el transporte ferroviario, marítimo y aéreo, 2013-2028.....	120
Cuadro 4. 13	Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 2013-2028.....	121
Cuadro 4. 14	Demanda de combustibles en el sector eléctrico privado, 2013-2028	122
Cuadro 4. 15	Consumo de combustibles en el sector industrial, 2013-2028	123
Cuadro 4. 16	Demanda de coque de petróleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2013-2028....	123
Cuadro 4. 17	Consumo estatal de coque de petróleo de la industria del cemento, 2013-2028	124
Cuadro 4. 18	Demanda de combustóleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2013-2028.....	124
Cuadro 4. 19	Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2013-2028	125

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. 1 Actividades de la industria de hidrocarburos	33
Diagrama 1. 2 Asignaciones y contratos	35
Diagrama 1. 3 Estructura del proceso contractual	36
Diagrama 1. 4 Autorizaciones y permisos de hidrocarburos, petróleo y petrolíferos	37
Diagrama 1. 5 Régimen de transición gradual para el expendio de gasolinas y diesel.....	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4. 1 Estructura del Portafolio de EPS Exploración y Producción 2014	88
--	----

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. 1 Producción de petróleo crudo por región, 2000-2013	27
Gráfica 1. 2 Valor y volumen de las exportaciones de petróleo crudo	28
Gráfica 2. 1 Demanda mundial de petróleo por región	40
Gráfica 2. 2 Demanda mundial de petróleo por país.....	41
Gráfica 2. 3 Producción mundial de petróleo crudo por país.....	42
Gráfica 2. 4 Producción mundial de petróleo crudo por región	43
Gráfica 2. 5 Reservas de petróleo por región, 2013	44
Gráfica 2. 6 Clasificación de países con reservas de petróleo, 2013.....	44
Gráfica 2. 7 Capacidad mundial de refinación por región	46
Gráfica 2. 8 Capacidad mundial de refinación por país	46
Gráfica 2. 9 Importación y exportación de petróleo por región, 2013	50
Gráfica 3. 1 Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México al 1 de enero de 2014*	54
Gráfica 3. 2 Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos. 2006-2013 [†]	56
Gráfica 3. 3 Campos productores en operación y por tipo, 2003-2013	59
Gráfica 3. 4 Movimiento de petróleo y productos refinados por medios de transporte	64
Gráfica 3. 5 Distribución de petróleo por destino, 2003 y 2013.....	65

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Gráfica 3. 6	Rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos, 2013	69
Gráfica 3. 7	Estaciones de servicio por entidad federativa, 2003 y 2013.....	70
Gráfica 3. 8	Demanda de petrolíferos por sector, 2003-2013	71
Gráfica 3. 9	Transporte de carga e intensidad energética del transporte ferroviario, 2003-2013	76
Gráfica 3. 10	Intensidad en el uso de combustibles en el sector industrial y el PIB manufacturero 2003-2013	79
Gráfica 3. 11	Mezcla de crudos a terminales de exportación, 2003-2013	80
Gráfica 3. 12	Producción, demanda e importación de gasolinas, 2003-2013.....	82
Gráfica 3. 13	Importaciones y exportaciones de diésel, 2003-2013	82
Gráfica 3. 14	Importaciones y exportaciones de coque de petróleo, 2003-2013.....	83
Gráfica 3. 15	Importaciones y exportaciones de combustóleo, 2003-2013.....	83
Gráfica 3. 16	Importaciones y exportaciones de turbosina, 2003-2013.....	84
Gráfica 4. 1	Evolución de los precios de referencia del petróleo y la mezcla mexicana de exportación	86
Gráfica 4. 2	Reservas 3P a incorporar por parte de pemex en el escenario de planeación	91
Gráfica 4. 3	Producción de crudo por tipo de actividad, 2014-2028	94
Gráfica 4. 4	Producción de crudo por categoría de proyectos, 2013-2028	96
Gráfica 4. 5	Producción de Petróleo Crudo por región, 2013-2028.....	97
Gráfica 4. 6	Producción de petróleo Crudo de cada región, 2013-2028.....	97
Gráfica 4. 7	Producción de Petróleo Crudo por tipo, 2013-2028	98
Gráfica 4. 8	Inversión* requerida para la cartera de proyectos de la EPS Exploración y Producción, 2015-2028	99
Gráfica 4. 9	Distribución de la inversión requerida por origen, 2015-2028.....	100
Gráfica 4. 10	Distribución de petróleo crudo de la EPS Exploración y Producción a terminales de exportación y refinerías.....	101
Gráfica 4. 11	Capacidad instalada de procesamiento y nominación de crudos al SNR, 2014-2028.....	102
Gráfica 4. 12	Capacidad nominal por proceso en el SNR, 2014 y 2028	104
Gráfica 4. 13	Distribución de las inversiones en los principales proyectos de EPS de Transformación Industrial-Refinación, 2014-2028.....	105
Gráfica 4. 14	Proceso de crudo en el SNR, 2013-2028	106
Gráfica 4. 15	Proceso de crudo por tipo y por refinería, 2013 y 2028	107
Gráfica 4. 16	Producción, demanda e importación de gasolinas	109
Gráfica 4. 17	Balance de diésel, 2013-2028	110
Gráfica 4. 18	Balance de turbosina, 2013-2028.....	110
Gráfica 4. 19	Balance de combustóleo, 2013-2028	111
Gráfica 4. 20	Balance de coque de petróleo, 2013-2028	111
Gráfica 4. 21	Rendimientos en refinerías por productos, 2028	112

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Gráfica 4. 22	Curva de saturación de vehículos por región	114
Gráfica 4. 23	Demanda de gasolinas automotrices por segmento, 2013-2028.....	115
Gráfica 4. 24	Demanda de combustibles en el sector transporte y parque vehicular por tipo de combustible, 2013-2028	117
Gráfica 4. 25	Rendimiento promedio del parque a gasolina por categoría, 2013-2028.....	118
Gráfica 4. 26	Rendimiento promedio del parque vehicular a diesel por categoría, 2013-2028.....	119
Gráfica 4. 27	Intensidad en el uso de hidrocarburos en el sector industrial y el PIB manufacturero, 2013-2028.....	125
Gráfica 4. 28	Comercio exterior de petróleo crudo, 2013-2028.....	126
Gráfica 4. 29	Comercio exterior de gasolinas, 2013-2028	127
Gráfica 4. 30	Comercio exterior de diésel, 2013-2028	127
Gráfica 4. 31	Comercio exterior de turbosina, 2013-2028.....	128
Gráfica 4. 32	Comercio exterior de combustóleo, 2013-2028.....	128
Gráfica 4. 33	Comercio exterior de coque de petróleo, 2013-2028.....	129

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 3. 1	Producción de crudo por tipo y región, 2013.....	62
Mapa 3. 2	Producción de petrolíferos por refinería, 2012 y 2013.....	68
Mapa 4. 1	Distribución de recursos prospectivos de México	90

ÍNDICE DE “ANEXOS B” CUADROS

Cuadro B. 1	Comparativo ventas internas de gasolina por estado, sector autotransporte 2014-2028.	134
Cuadro B. 2	Comparativo ventas internas de diesel por estado, sector autotransporte	136
Cuadro B. 3	Escenarios de rendimientos fijos, 2014-2028	137
Cuadro B. 4	Comparativo ventas internas de gasolina por estado, sector autotransporte 2014-2028.	138
Cuadro B. 5	Comparativo ventas internas de diesel por estado, sector autotransporte 2014-2028..	140

ÍNDICE DE “ANEXOS B” GRÁFICAS

Gráfica B. 1	Comparativo ventas internas de gasolina nacional, sector autotransporte 2014-2028..	133
Gráfica B. 2	Comparativo ventas internas de diesel nacional, sector autotransporte 2014-2028.....	135
Gráfica B. 3	Comparativo ventas internas de gasolina nacional, sector autotransporte 2014-2028..	137
Gráfica B. 4	Comparativo ventas internas de diesel nacional, sector autotransporte 2014-2028.....	139

ÍNDICE DE “ANEXOS C” CUADROS

Cuadro C. 1	Balance nacional de Petrolíferos, 2003-2013	141
Cuadro C. 2	Balance de Petrolíferos 2003-2013, Región Noroeste	141
Cuadro C. 3	Balance de Petrolíferos 2003-2013, Región Noreste.....	142
Cuadro C. 4	Balance de Petrolíferos 2003-2013, Región Centro-Occidente	142
Cuadro C. 5	Balance de Petrolíferos 2003-2013, Región Centro	143
Cuadro C. 6	Balance de Petrolíferos 2003-2013, Región Sur-Sureste.....	143
Cuadro C. 7	Balance nacional de combustóleo, 2003-2013	144
Cuadro C. 8	Balance de combustóleo 2003-2013, Región Noroeste	144
Cuadro C. 9	Balance de combustóleo 2003-2013, Región Noreste.....	145
Cuadro C. 10	Balance de combustóleo 2003-2013, Región Centro-Occidente	145
Cuadro C. 11	Balance de combustóleo 2003-2013, Región Centro	146
Cuadro C. 12	Balance de combustóleo 2003-2013, Región Sur-Sureste	146
Cuadro C. 13	Balance nacional de coque de petróleo, 2003-2013	147
Cuadro C. 14	Balance de coque de petróleo 2003-2013, Región Noroeste	147
Cuadro C. 15	Balance de coque de petróleo 2003-2013, Región Noreste.....	148
Cuadro C. 16	Balance de coque de petróleo 2003-2013, Región Centro-Occidente	148
Cuadro C. 17	Balance de coque de petróleo 2003-2013, Región Centro	149
Cuadro C. 18	Balance de coque de petróleo 2003-2013, Región Sur-Sureste.....	149
Cuadro C. 19	Balance nacional de diesel, 2003-2013.....	150
Cuadro C. 20	Balance de diésel 2003-2013, Región Noroeste.....	150
Cuadro C. 21	Balance de diésel 2003-2013, Región Noreste	151
Cuadro C. 22	Balance de diésel 2003-2013, Región Centro-Occidente.....	151
Cuadro C. 23	Balance de diésel 2003-2013, Región Centro.....	152

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Cuadro C. 24 Balance de diésel 2003-2013, Región Sur-Sureste	153
Cuadro C. 25 Balance nacional de gasolinas, 2003-2013.....	153
Cuadro C. 26 Balance de gasolinas 2003-2013, Región Noroeste.....	154
Cuadro C. 27 Balance de gasolinas 2003-2013, Región Noreste	154
Cuadro C. 28 Balance de gasolinas 2003-2013, Región Centro-Occidente.....	155
Cuadro C. 29 Balance de gasolinas 2003-2013, Región Centro.....	155
Cuadro C. 30 Balance de gasolinas 2003-2013, Región Sur-Sureste	156
Cuadro C. 31 Balance nacional de turbosina ¹ , 2003-2013	156
Cuadro C. 32 Balance de turbosina 2003-2013, Región Noroeste ¹	157
Cuadro C. 33 Balance de turbosina Región Noreste ¹ , 2003-2013	157
Cuadro C. 34 Balance de turbosina 2003-2013, Región Centro-Occidente ¹	158
Cuadro C. 35 Balance de turbosina 2003-2013, Región Centro ¹	158
Cuadro C. 36 Balance de turbosina 2003-2013, Región Sur-Sureste ¹	159
Cuadro C. 37 Demanda estatal de combustóleo 2003-2013.....	160
Cuadro C. 38 Demanda estatal de coque de petróleo 2003-2013.....	161
Cuadro C. 39 Demanda estatal de diesel 2003-2013	162
Cuadro C. 40 Demanda estatal de gasolinas 2003-2013	163
Cuadro C. 41 Demanda estatal de turbosina, 2003-2013.....	164

ÍNDICE DE “ANEXOS D” CUADROS

Cuadro D. 1 Balance nacional de petrolíferos, 2013-2028.....	165
Cuadro D. 2 Balance de petrolíferos 2013-2028, Región Noroeste.....	165
Cuadro D. 3 Balance de petrolíferos 2013-2028, Región Noreste.....	166
Cuadro D. 4 Balance de petrolíferos 2013-2028, Región Centro-Occidente.....	166
Cuadro D. 5 Balance de petrolíferos 2013-2028, Región Centro.....	167
Cuadro D. 6 Balance de petrolíferos 2013-2028, Región Sur-Sureste	167
Cuadro D. 7 Balance nacional de gasolinas, 2013-2028.....	168
Cuadro D. 8 Balance de gasolinas 2013-2028, Región Noroeste.....	168
Cuadro D. 9 Balance de gasolinas 2013-2028, Región Noreste	169
Cuadro D. 10 Balance de gasolinas 2013-2028, Región Centro-Occidente.....	169
Cuadro D. 11 Balance de gasolinas 2013-2028, Región Centro.....	170
Cuadro D. 12 Balance de gasolinas 2013-2028, Región Sur-Sureste	170

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Cuadro D. 13 Balance nacional de diesel, 2013-2028.....	171
Cuadro D. 14 Balance de diesel 2013-2028, Región Noroeste.....	171
Cuadro D. 15 Balance de diesel 2013-2028, Región Noreste.....	172
Cuadro D. 16 Balance de diesel 2013-2028, Región Centro-Occidente.....	172
Cuadro D. 17 Balance de diesel 2013-2028, Región Centro.....	173
Cuadro D. 18 Balance de diesel 2013-2028, Región Sur-Sureste.....	173
Cuadro D. 19 Balance nacional de turbosina, 2013-2028.....	174
Cuadro D. 20 Balance de turbosina 2013-2028, Región Noroeste.....	174
Cuadro D. 21 Balance de turbosina 2013-2028, Región Noreste.....	175
Cuadro D. 22 Balance de turbosina 2013-2028, Región Centro-Occidente.....	175
Cuadro D. 23 Balance de turbosina, 2013-2028, Región Centro.....	176
Cuadro D. 24 Balance de turbosina, 2013-2028, Región Sur-Sureste.....	176
Cuadro D. 25 Balance nacional de combustóleo 2013-2028.....	177
Cuadro D. 26 Balance de combustóleo 2013-2028, Región Noroeste.....	177
Cuadro D. 27 Balance de combustóleo 2013-2028, Región Noreste.....	178
Cuadro D. 28 Balance de combustóleo 2013-2028, Región Centro-Occidente.....	178
Cuadro D. 29 Balance de combustóleo 2013-2028, Región Centro.....	179
Cuadro D. 30 Balance de combustóleo, 2013-2028 Región Sur-Sureste.....	179
Cuadro D. 31 Balance nacional de coque de petróleo, 2013-2028.....	180
Cuadro D. 32 Balance de coque de petróleo 2013-2028, Región Noroeste.....	180
Cuadro D. 33 Balance de coque de petróleo 2013-2028, Región Noreste.....	181
Cuadro D. 34 Balance de coque de petróleo 2013-2028, Región Centro-Occidente.....	181
Cuadro D. 35 Balance de coque de petróleo 2013-2028, Región Centro.....	182
Cuadro D. 36 Balance de coque de petróleo 2011-2026, Región Sur-Sureste.....	182
Cuadro D. 37 Demanda interna de gasolinas por estado, 2013-2028.....	183
Cuadro D. 38 Demanda interna de diesel por estado, 2013-2028.....	184
Cuadro D. 39 Demanda interna de combustóleo por estado, 2013-2028.....	185
Cuadro D. 40 Demanda interna de coque de petróleo por estado, 2013-2028.....	186
Cuadro D. 41 Demanda interna de turbosina nacional por estado, 2013-2028.....	186

PRESENTACIÓN

El nuevo marco legal de la Reforma Energética, promovida por el Presidente Enrique Peña Nieto, constituye un cambio del paradigma y marca un antes y un después en la manera en que relacionamos nuestra identidad nacional con la energía. Con la aprobación de esta Reforma en materia de energía, el 20 de diciembre de 2013, se generaron las condiciones para dinamizar el desarrollo de todo el sector energético y tener como resultado mayores beneficios para la Nación.

El Estado Mexicano mantendrá la rectoría de la industria en los procesos de exploración, extracción, refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento de hidrocarburos; además, la Reforma Energética abre las puertas a las inversiones privadas y tecnología de punta, lo que permitirá incrementar la producción de energéticos de forma transparente, eficiente, competitiva y sustentable.

En extracción de hidrocarburos, se llevarán a cabo importantes inversiones en proyectos que demandan mejor tecnología y se contará con una cartera diversa que permitirá impulsar la competitividad del país en estas actividades. Esto permitirá incrementar la producción de hidrocarburos y colocará a México a la vanguardia entre los más grandes productores de petróleo. Con ello, el país mantiene firme su posición en el desarrollo de proyectos que reditarán un mayor beneficio al país, no sólo a nivel energético, sino en los ámbitos laboral y ambiental, fomentando el desarrollo de los diversos sectores económicos del país que requieren de mejores combustibles y precios competitivos.

En este sentido la Reforma Energética aporta los mecanismos necesarios para un mejor desempeño de las Empresas Productivas del Estado (EPE), incrementando su autonomía al potenciar su capacidad de ejecución. Asimismo, se fortalece y moderniza a Petróleos Mexicanos (PEMEX) para que pueda competir en igualdad de condiciones con las nuevas empresas que participen e inviertan en el sector. A través de la Ronda Cero se otorgan a PEMEX las asignaciones en las áreas de exploración y los campos de producción que podrá seguir operando y en donde ha demostrado contar con las capacidades técnicas, operativas y financieras para desarrollar los recursos en forma eficiente y competitiva.

Asimismo, el Gobierno Federal ha direccionado grandes inversiones para el desarrollo de proyectos estratégicos para refinación. El crecimiento del parque vehicular nacional ha resultado en incrementos en la demanda de gasolinas que implicaron el aumento vertiginoso de las importaciones en los últimos años. Con los proyectos que se emprenderán, se logrará asegurar el abasto de energéticos a precios más competitivos, con lo que el país atraerá mayores inversiones nacionales y extranjeras, detonando así la apertura de empresas y de nuevos puestos de trabajo en el propio sector energético y en las demás actividades productivas.

Por último, en la búsqueda de satisfacer las necesidades energéticas del país, el sector requiere de una planeación que establezca las bases para el desarrollo de infraestructura de producción de petróleo y petrolíferos, que garanticen el abasto oportuno y suficiente de combustibles de mayor calidad. En este sentido, la presente Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos contiene un análisis del sector petrolero nacional incluyendo los productos que de él se derivan, así como información útil para los inversionistas y consumidores.

En definitiva, en el camino hacia el desarrollo de la industria petrolera nacional, se consolidarán acciones para establecer una nueva y sólida base energética que brinde la seguridad y certeza a los planes y proyecciones de crecimiento económico en México. Hace falta mucho por hacer, pero se han dado grandes pasos para la construcción de un futuro claro en materia energética.

INTRODUCCIÓN

La Secretaría de Energía publica anualmente la Prospectiva de petróleo y petrolíferos, con el objetivo de mostrar información confiable en relación a la evolución histórica del mercado de petrolíferos y la industria del petróleo y refinación, así como presentar un análisis de cómo se espera su comportamiento en el período prospectivo 2014-2028.

El documento se integra por cuatro capítulos. El primero contiene el marco regulatorio y normativo que se enfoca principalmente en mencionar los aspectos más importantes de la Reforma Constitucional en materia de energía, así como en hacer referencia de las nuevas atribuciones y facultades entre las autoridades del sector energético, y de una nueva naturaleza de las entidades reguladoras del mismo. En este contexto, se señalan las actividades de la industria de los hidrocarburos y la regulación de las mismas, también se muestran las obligaciones de los órganos reguladores del sector.

En el capítulo dos se presenta una visión global de la industria de la refinación, considerando acontecimientos que se presentaron a nivel mundial en torno al sector. A lo largo del capítulo se presentan tendencias históricas de demanda de petróleo por región y país, principales países productores de petróleo, reservas y capacidad de refinación de petróleo de acuerdo a las principales empresas del mundo en refinación.

En el tercer capítulo se analiza la evolución del mercado de petróleo y petrolíferos para el periodo comprendido entre 2003 y 2013; se muestra la distribución de las reservas por tipo de fluido y región, así como la inversión ejercida en PEMEX por subsidiaria y la producción de petróleo, distinguiéndola por región y activo. Además, se describe la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación (SNR), se muestran el proceso de crudo, la producción de petrolíferos y los rendimientos de producción a nivel nacional, que han permitido aumentar la producción de gasolinas y diesel, así como incrementar su calidad. También integra la demanda y oferta históricas en el país por petrolífero, región y sector, así como los balances de oferta y demanda por petrolífero incluyendo las importaciones y exportaciones. Se incluye un análisis de la evolución nacional del parque vehicular y su impacto sobre la demanda de combustibles.

En el capítulo cuatro se muestran las estimaciones en el período prospectivo 2014-2028, que incluyen las inversiones en el sector, con énfasis en los proyectos estratégicos y su impacto sobre la producción de petróleo y petrolíferos, así como las implicaciones sobre el proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación. Se presentan la oferta y demanda prospectivas para cada petrolífero por sector de consumo y detalles por región, además de los balances de oferta y demanda prospectivos.

Como parte de los Anexos, se enlistan los nuevos Reglamentos aprobados en materia de energía, entre ellos, el Reglamento Interno de la Secretaría de Energía. Adicionalmente se incluye un ejercicio de sensibilidad con un cambio de modalidad y rendimientos para el sector autotransporte. El resto de los anexos contienen balances históricos y prospectivos desglosados por región, así como la demanda estimada de petrolíferos por estado.

La Prospectiva de petróleo y petrolíferos 2014-2028, se enfoca a ser un documento que muestra la información y las expectativas del sector a partir de la mejor información disponible al momento de la elaboración del mismo, haciendo un esfuerzo por ser una herramienta de referencia de planeación al otorgar datos e información confiables sobre sector energético.

RESUMEN EJECUTIVO

Marco Regulatorio

La estructura de la industria petrolera ha cambiado con la entrada en vigor de la Reforma Energética de 2013, misma que responde a la necesidad de aumentar el ritmo de crecimiento económico y mejorar la productividad del país. Una de las vertientes de la reforma es que la industria de los hidrocarburos cuente con la tecnología y recursos para acceder a aguas profundas y yacimientos no convencionales, teniendo como objetivo revertir la tendencia decreciente en la producción de petróleo.

Dentro de los aspectos más importantes de la reforma constitucional en materia de energía, destaca que la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos, son áreas estratégicas a cargo exclusivamente del Estado Mexicano, la propiedad de éstos en el subsuelo será siempre de la Nación y, en consecuencia, no se otorgarán concesiones. Por lo que la Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con empresas particulares nacionales o internacionales.

Además de que, las modalidades de contratación serán: contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia y, las actividades restantes de la cadena de valor, incluyendo la transformación y la logística de los hidrocarburos y sus derivados, dejarán de ser estratégicas y se permitirá la participación de particulares a través de permisos otorgados por la autoridad.

Por otra parte, con las modificaciones constitucionales aprobadas en diciembre de 2013, se dispuso de nuevas atribuciones y facultades entre las autoridades del sector energético, así como de una nueva naturaleza a las entidades reguladoras del mismo. Se fortalece a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para asumir nuevas responsabilidades de regulación de la nueva industria energética nacional.

Panorama Mundial

En 2013, el petróleo continuó siendo el principal combustible de consumo mundial. Su demanda fue de 90,006 miles de barriles diarios (mbd), 1.2% mayor a lo registrado en 2012, reflejo de indicios de una recuperación económica en los principales países consumidores de petróleo. Sin embargo, la producción mundial no mantuvo el mismo ritmo de crecimiento, ya que únicamente aumentó en 76.4 mbd o un 0.1% respecto a 2012.

El 43% de la producción provino de países integrantes de la OPEP, liderados por Arabia Saudita, en tanto que la producción de los países que integran la OCDE representó el 19.8%. Este aumento provino principalmente del comportamiento atribuido a la revolución energética que está ocurriendo en Estados Unidos de América como consecuencia de una mayor inversión en la perforación de yacimientos de gas y petróleo de lutita.

En el mismo año, las reservas probadas de petróleo a nivel mundial ascendieron a 1,489,865 millones de barriles, volumen suficiente para cubrir una producción mundial durante 56 años. Donde, el país con las mayores reservas probadas de crudo fue Venezuela con 298,350 millones de barriles de petróleo.

Con respecto a la capacidad mundial de refinación de crudo, esta se ubicó en 94,474 mbd, 0.4% mayor en comparación con 2012. La capacidad de refinación de México se ubica por debajo de países como Brasil, Canadá, Venezuela e Irán y por encima de Reino Unido, Francia y España

Mercado Nacional

Al 1 de enero de 2014, México registró un nivel de reservas remanentes totales (también llamadas 3P, resultado de la suma de las reservas probadas, probables y posibles de hidrocarburos) de 42,158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), que comparado con la reserva estimada para el 2013, tiene una disminución de 5.3%. En los últimos años, PEMEX ha logrado mantener una tendencia creciente en la tasa de restitución integral de reservas probadas de hidrocarburos, al pasar de 41.0% en 2007 a 81.0% en 2014.

En materia de exploración, durante 2013 se terminaron 823 pozos, 33.5% menos que en 2012, de éstos, 38 fueron pozos de exploración, 2.7% más que el año previo. Del total de pozos exploratorios, 17 pozos fueron en los activos regionales de exploración, 13 en el Activo Integral Burgos, seis del Activo Integral Veracruz y dos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste.

En 2013, la producción de petróleo crudo fue 2,522 mbd, volumen menor en 1.0% respecto al año anterior, lo que significa que en 2013 se dejaron de producir 25.8 mbd derivado de un mayor flujo fraccional de agua y menor producción por terminación de pozos en los activos Samaria-Luna, Litoral de Tabasco y Cantarell, situación que no fue compensada por el incremento en la producción asociada al desarrollo e inicio de operación de campos del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc.

La elaboración de petrolíferos del SNR fue de 1,057.3 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce), lo que representó un 2.5% superior a lo registrado en 2012. Este incremento fue resultado de una mayor producción de gasolina PEMEX Magna y PEMEX Diesel UBA. Mientras que la demanda disminuyó 38.9 mbdpce ubicándose en 1,424.8 mbdpce, afectando principalmente al sector transporte dadas las políticas de deslizamiento en los precios de la gasolina y el diésel e incremento en el parque vehicular.

Finalmente, al cierre del 2013 la evolución de las importaciones de petrolíferos presentaron una tasa de crecimiento anual de 10.4% en el periodo comprendido entre 2003 y 2013, con lo que se ubicaron al final del periodo en 483.0 mbdpce, cifra menor en 13.4% al registrado en 2012.

Panorama Prospectivo

La inversión a ejercer estimada por PEMEX para los próximos años considera proyectos en ejecución, así como proyectos en fase de planeación, ya sea en visualización, conceptualización o definición; todos ellos orientados a satisfacer las necesidades energéticas del país. Como resultado de la Reforma Energética, le correspondió a PEMEX la entrega de la solicitud de áreas en exploración y campos en producción a través de la Ronda Cero, con el objetivo de fortalecer la empresa manteniendo las áreas en exploración y los principales campos en producción.

La solicitud en campos exploratorios se resumen en tres áreas principales: Cuencas del Sureste, Aguas Profundas, y recursos no convencionales. La vigencia del portafolio de proyectos dependerá, en gran medida, de los resultados de las solicitudes de áreas en la Ronda Cero y de las asignaciones futuras y participación de PEMEX en las rondas subsecuentes por lo que podría cambiar su caracterización con los ajustes derivados de los campos finalmente asignados.

Al cierre de 2014, la producción de petróleo por tipo de actividad, en proyectos de explotación promediará 2,407 mbd, y llegará a 1,572 mbd en 2028. La declinación de los campos maduros es la principal causa de la reducción de la producción. En cuanto a la actividad exploratoria, comenzará en el año 2016 con 25 mbd, y se incrementará hasta alcanzar 1,141 mbd en 2028. Por categoría de proyecto, se espera que la producción de Cantarell se estabilice, mientras que aquella proveniente de los proyectos Ku-Maloob-Zaap disminuya a lo largo del periodo. Es así que la participación dentro del total de la producción nacional de los proyectos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y ATG, que en 2014 representaba 52.6% pasará a 20.6% en 2028. En tanto que los proyectos de explotación y aguas profundas contribuirán a mantener la producción de petróleo en el corto y mediano plazo con lo cual se espera aporten el 49.9% de la producción nacional de crudo en 2008.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Al inicio del periodo 2014-2028, la Región Marina Noreste presenta una producción de petróleo de 1,246 mbd, y mantendrá su producción promedio en 1,245 mbd hasta el año 2026, para posteriormente comenzar su declinación estimada en 757 mbd, reduciendo su producción de petróleo 30.5%. Por otra parte, la mayor cantidad de crudo que se produce es de tipo pesado, en 2014, la participación del crudo pesado es de 52.3% (1,288 mbd), no obstante durante el periodo prospectivo se prevé que su participación se reduzca a 32.8% (944 mbd) del total en 2028. En cuanto a la producción de crudo ligero, se espera un incremento promedio anual de 4.0% entre 2014 y 2028, al pasar de 872 mbd a 1,515 mbd. La participación esperada de este tipo de crudo pasará de 35.4% en 2014 a 52.5% en 2028.

En 2015 se estima que el 80.3% de las inversiones estarán dirigidas a proyectos de explotación, sin embargo, éstas se reducirán de forma importante hasta alcanzar 16.7% del total en 2028. Los esfuerzos de la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Exploración y Producción estarán dirigidos, en su mayor parte, a inversiones en de aguas someras, seguido de aguas profundas y en menor proporción a cuencas terrestres.

En 2014, la exportación de petróleo participa con 49% de la producción de la EPS Exploración y Producción y de PEMEX más asociaciones, lo que equivale a un volumen de 1,143 mbd. Se prevé que dicha contribución para el periodo prospectivo sea de 53.8% en 2028, equivalente a 1,279 mbd. Por su parte, la EPS de Transformación Industrial-Refinación, busca satisfacer la demanda nacional de petrolíferos en forma rentable y con calidad. Para ello, dirige sus acciones estratégicas hacia la optimización del SNR con una visión de largo plazo, a fin de evaluar la rentabilidad de las inversiones en proyectos importantes, que contribuyan a la reducción de la importación de gasolinas y destilados intermedios.

La capacidad nominal de destilación primaria del SNR muestra el nivel de crudo que se puede procesar, por lo que ésta se mantendrá constante de 1,640 mbd durante todo el periodo prospectivo. A partir de 2016 se prevé que las refinerías nacionales procesen 1,369 mbd para incrementar esta capacidad de procesamiento a 1,472 mbd en 2018 y mantenerse invariable hasta el final del periodo prospectivo.

Los requerimientos de inversión presupuestal y complementaria de la EPS de Transformación Industrial-Refinación, para el periodo comprendido entre 2014 y 2028 suma 382.8 miles de millones de pesos. Se contempla que los proyectos a los cuales se asignará una mayor participación en inversión son: el posible Segundo Nuevo Tren de Refinación, el proyecto de Aprovechamientos de Residuales, y Calidad de Combustibles en sus fases diésel y gasolina.

Con base en la evolución de la capacidad de refinación estimada en el periodo 2013-2028, el proceso de crudo llegará a 1,438 mbd en 2028, significando un incremento de 17.4% a partir de 2013 en la capacidad de refinación. De acuerdo a lo anterior, durante todo el periodo prospectivo el valor promedio de proceso de crudo ligero será de 743.0 mbd, y el proceso de crudo pesado, se estima un incremento de 24.7% en 2028. El desarrollo de todos los proyectos previstos a realizarse en el SNR permitirá incrementar directamente el proceso de crudo pesado en las refinerías existentes en los próximos 15 años.

Los proyectos que la EPS de Transformación Industrial-Refinación tiene contemplado realizar en los próximos años estarán enfocados a incrementar la capacidad de producción de petrolíferos, en específico, de destilados ligeros e intermedios. De acuerdo a lo anterior se dispondrá de una mayor oferta de gasolinas y diésel de Ultra Bajo Azufre (UBA). Asimismo, se estima mantener la tendencia de reducción en la producción de combustóleo y el uso de trenes de conversión profunda que incrementará la producción de coque de petróleo. Por lo que, la oferta de petrolíferos promediará 1,209 mbdpce entre 2013 y 2028, reflejado en un incremento de 20.9% en este periodo.

La producción de gasolinas crecerá en 53.0% entre 2013 y 2028, alcanzando así un total de 650.5 mbd en 2028. La producción de diésel se estima en 528 mbd hacia el final del año 2028, 214.7 mbd más a lo producido en 2013. La mayor elaboración de destilados intermedios permitirá cubrir una mayor proporción de consumo, por lo que al final del periodo la producción de diésel cubrirá 79.5% de los requerimientos de su demanda.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Respecto a la demanda de petrolíferos, se estima que en el año 2028 el sector transporte demande 1,799 mbdpce de combustibles, lo que representa un aumento de 66.1% con relación al consumo de 2013. Del volumen total de demanda de combustibles, las gasolinas serán las de mayor demanda, representado 58.9%, mientras que el diésel lo hará con 33.3% como resultado de su uso intensivo en el autotransporte. Se estima que la demanda de gasolinas aumente 62.5%, de tal manera que al final del periodo se ubique en 1,278.4 mbd, debido principalmente al crecimiento del parque vehicular a gasolina. Para 2014 se tendrá un parque vehicular a gasolina estimado de 29.2 millones de unidades en sus diferentes categorías y en 2028 se estima en 49.6 millones de unidades. Con respecto a diésel el parque vehicular para 2014 se estima de 9 millones de unidades y 2.1 millones de unidades para el año 2028,

En el sector eléctrico, el gas natural es el combustible con mayor participación en la generación de energía eléctrica en todo el periodo, llegando a contribuir con el 90.0% del total en 2028. Mientras que el combustóleo, tendrá una tasa media de crecimiento anual negativa de 15.4% de 2013 a 2028, quedando su demanda en 15.5 mbd en 2028. En cuanto al diésel, se proyecta al final de periodo una disminución del 76.0% de su demanda en relación al 2013.

La demanda total de combustibles del sector eléctrico privado presentará un crecimiento de 48.9% en 2028 respecto de 2013, llegando a 143.9 mbdpce, de los cuales 86.3% se destina a generación de electricidad para autoconsumo, mientras que el 13.7% restante se destina a generación de energía eléctrica para exportación. Esta última utilizará como único combustible al gas natural, que prácticamente mantendrá su consumo constante de 19.7 mbdpce durante todo el periodo.

Para el periodo 2013-2028 el combustible que presentará el mayor crecimiento en la demanda del sector industrial será el gas natural, cuya tasa de crecimiento promedio se estima en 5.3%. Por tipo de combustible, el gas natural es el más utilizado en este sector, con el 65.2% del total en 2013. Destaca que, este combustible tiende a desplazar al combustóleo cuyo uso irá a la baja hasta desaparecer en los próximos años. Por su parte, el coque de petróleo tendrá un crecimiento promedio anual en su consumo de 3.6%, aunque su participación al total de combustibles disminuye, pasando de 15.1% en 2013 a 13.7% en 2028. La rama del cemento es la principal consumidora de este petrolífero, concentrando el 90.2% del consumo en 2013 y el 88.7% en 2028. En lo referente a la demanda de combustóleo en el sector industrial se prevé que deje de utilizarse por completo a partir del año 2020 como respuesta a su sustitución en los ingenios por otros combustibles como bagazo, gas natural y por su cada vez menor uso en la industria cementera

De acuerdo a las expectativas de producción de crudo y demanda nacional, se estima que el volumen exportado crecerá a una tasa de 0.5% en promedio anual en el periodo 2013-2028. No obstante, se estima que al final del periodo prospectivo habrá mayor exportación de crudo ligero, con un promedio de 97.5 mbd durante los años 2013 y 2018, y a partir del año 2019 se dará un incremento considerable en el volumen de exportación de este crudo, pasando de 162 mbd en ese año hasta 817 mbd en 2028

Asociado a una menor de capacidad de refinación, se estima que la demanda de gasolinas supere a la oferta interna, dando como resultado un aumento en las importaciones de dicho combustible. En el periodo 2014-2028 se espera que el déficit pase de 333.6 a 629 mbd, lo que representa un aumento del 88.5% al final del periodo. Es así que las importaciones de gasolina representarán en promedio el 44.4% de la demanda interna total, de tal manera que de representar el 43% en 2014 pasará a 49.2% en 2028.

De igual forma, durante todo el periodo 2014-2028 se presentará un déficit en la oferta interna de diésel, por lo que se tendrá que cubrir el faltante con producto de importación. Sin embargo, debido a la estrategia de aprovechamiento de residuales y combustibles limpios en el SNR, se planea incrementar la capacidad de la refinería de Cadereyta en 2016 y las del resto de las refinerías entre los años 2017 y 2028 para aprovechar las corrientes de residuales y obtener productos de mayor valor, entre ellos, diésel UBA.

En el periodo 2014-2028, se espera que la demanda interna de combustóleo continúe con una fuerte tendencia a la baja, siendo incluso sustituido en su totalidad por otros combustibles en los distintos sectores como el eléctrico y el industrial. Por su parte, se advierte que la producción de coque de petróleo durante el periodo 2014 a 2025 será insuficiente para solventar la demanda interna, compuesta principalmente por la rama del cemento y el sector eléctrico. Por consiguiente, se continuará con una fuerte dependencia del exterior para satisfacer dicha demanda.

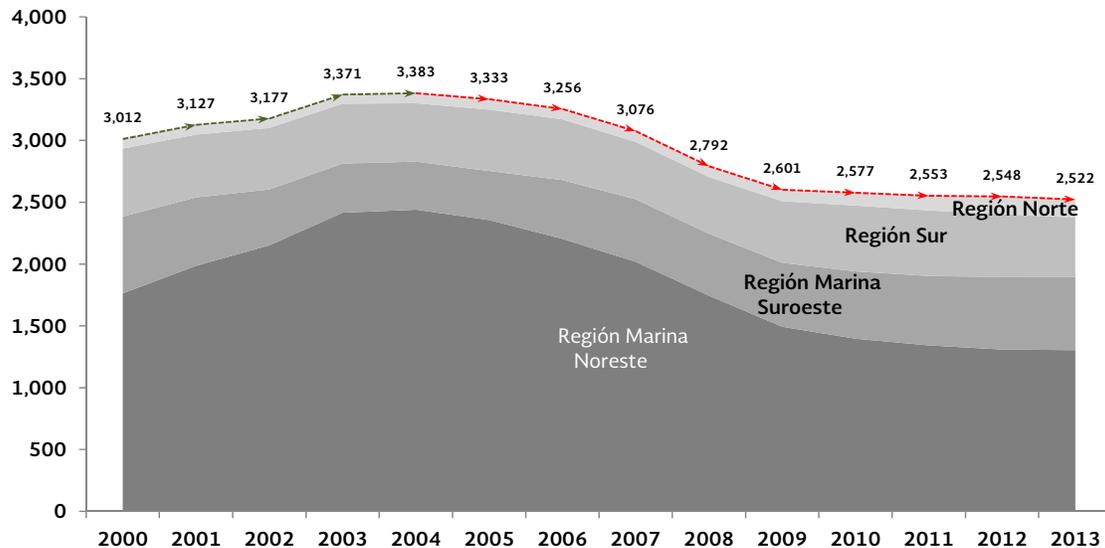
1. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO

Actualmente México enfrenta importantes cambios estructurales en el sector energético, la necesidad de revertir la tendencia negativa que presenta el sector ha motivado a la actual administración a proponer nuevas estructuras industriales en materia de petróleo, gas natural y electricidad. Es así que, el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía¹.

La Reforma Energética forma parte de un conjunto de reformas las cuales responden a la necesidad de aumentar el ritmo de crecimiento económico y mejorar la productividad del país. Una de las vertientes de la reforma es que la industria de los hidrocarburos cuente con la tecnología y recursos para acceder a aguas profundas y yacimientos no convencionales, teniendo como objetivo revertir la tendencia decreciente en la producción de petróleo.

No obstante los esfuerzos por mantener su nivel de producción mediante incrementos en su gasto de capital, la producción de petróleo en el país ha mostrado una tendencia decreciente, lo que se traduce en que, en años recientes, México ha venido perdiendo posicionamiento como uno de los principales exportadores y productores de crudo a nivel internacional. Son diversos los factores que explican esta disminución, uno de ellos es el hecho de que más del 80% de la producción nacional proviene de campos maduros que actualmente se encuentran en declinación. Adicionalmente, tres cuartas partes de las reservas posibles se encuentran en aguas profundas, lo que representan altos costos de explotación. (véase GRÁFICA 1. 1).

GRÁFICA 1. 1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN, 2000-2013
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de PEMEX.

¹ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Ante este contexto, la captación en los ingresos anuales de exportación de crudo se redujo en 8.8% en 2013 respecto a 2012, (véase GRÁFICA 1. 2).

GRÁFICA 1. 2 VALOR Y VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO



Fuente: Elaborado por la SENER con información de PEMEX.

Otro determinante de la Reforma Energética, es el hecho de que la capacidad que procesan las seis refinerías ha sido insuficiente para abastecer la demanda interna de muchos de los petrolíferos que demanda el país, situación atribuida a: problemas operativos y de mantenimiento, ineficiencia, falta de acondicionamiento para procesar crudo pesado, intensivas en el uso de energía y por consiguiente menos eficientes en el rendimiento de destilados. Actualmente, sólo tres de las seis refinerías tienen tecnologías de conversión profunda que permiten la producción de gasolina a partir de crudo de baja calidad.

Los principales cambios en la reforma en el Sector Eléctrico derivados del texto constitucional vigente son:

ARTÍCULO 25 CONSTITUCIONAL

Texto anterior

Texto vigente

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

...

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

...

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

...

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

...

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

...

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

...

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL

Texto anterior

...

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y substancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva. Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

...

Texto vigente

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

...

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y substancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose de **minerales radiactivos no se otorgarán concesiones**. Corresponde exclusivamente a la Nación **la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.**

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

...

ARTÍCULO 28 CONSTITUCIONAL

Texto anterior

Texto vigente

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

...

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

(Se deroga el párrafo quinto)

...

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

...

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

...

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

...

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

...

Además, se desarrollaron 21 disposiciones transitorias que establecen las bases para la legislación secundaria², dentro de los cuales se crean modalidades de órganos desconcentrados y descentralizados y, se crea un nuevo régimen jurídico de asignaciones, permisos y contratos.

El nuevo marco constitucional plantea el rediseño de instituciones existentes y la creación de nuevas instituciones al considerar la participación de empresas privadas en los sectores energéticos de México, incluyendo las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural. No obstante, el Estado continuará manteniendo la rectoría sobre la industria petrolera y conserva para la Nación la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo, tal y como lo establecen el marco constitucional vigente en los artículos 25 y 27.

Los aspectos más importantes de la reforma constitucional en materia de energía son:

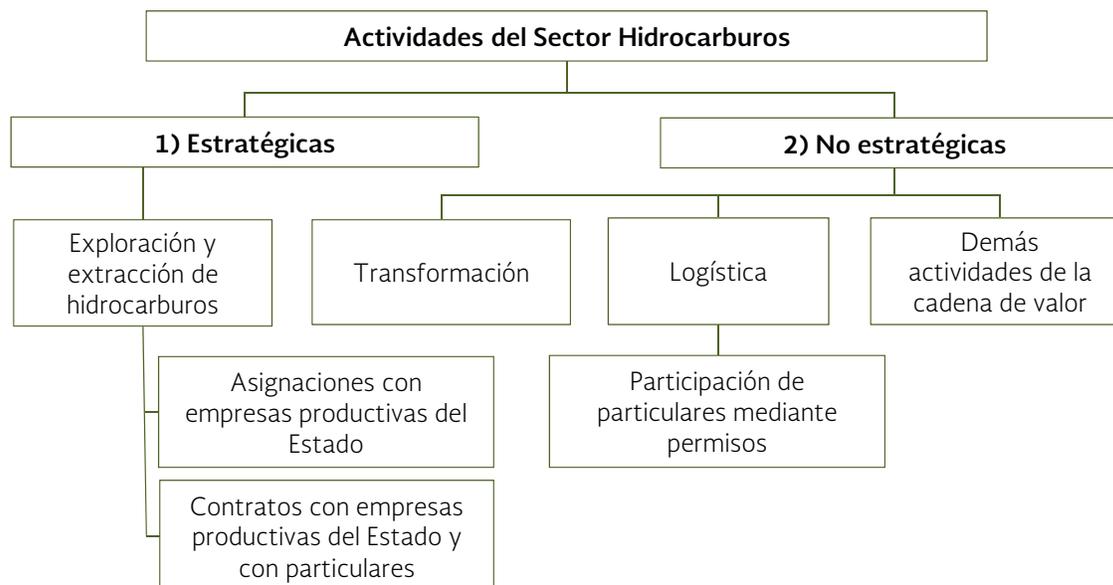
- La exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos, son áreas estratégicas a cargo exclusivamente del Estado Mexicano, la propiedad de éstos en el subsuelo será siempre de la Nación y, en consecuencia, no se otorgarán concesiones.
- La Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares nacionales e internacionales.
- Las modalidades de contratación serán contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia.

La forma en que el Estado pagará las contraprestaciones a sus empresas productivas o a los particulares para los cuatro tipos de contratos establecidos será la siguiente:

1. **Contratos de servicios:** Efectivo.
 2. **Contratos de utilidad compartida:** Un porcentaje de la utilidad.
 3. **Contratos de producción compartida:** Un porcentaje de la producción obtenida.
 4. **Contratos de licencia o cualquier combinación de éstas:** La transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo.
- Las actividades restantes de la cadena de valor, incluyendo la transformación y la logística de los hidrocarburos y sus derivados, dejarán de ser estratégicas y se permitirá la participación de particulares, a través de permisos otorgados por la autoridad.

² Refiérase a la página de Internet: <http://www.diputados.gob.mx/sedia/biblio/virtual.htm>

DIAGRAMA 1. 1 ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS



Fuente: Elaborado por la SENER.

Las modificaciones al marco jurídico constitucional implican que PEMEX deja de ser el único participante en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como en las actividades relacionadas con su transformación. Es así que se contempla un nuevo modelo de participación de particulares en actividades de refinación, transporte, almacenamiento y distribución de petróleo y los derivados de estos hidrocarburos. De igual modo se permitirá su participación activa en la venta al público de los productos.

1.1. Órganos reguladores en materia energética

Con las modificaciones constitucionales aprobadas en diciembre de 2013, se dispuso de nuevas atribuciones y facultades entre las autoridades del sector energético, así como de una nueva naturaleza a las entidades reguladoras del mismo. Se fortalece a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para asumir nuevas responsabilidades de regulación de la nueva industria energética nacional. Se introduce en la Constitución a los órganos reguladores coordinados en materia energética, reemplazando a los órganos desconcentrados que se tienen en la actualidad. Lo anterior significa que se deberán tomar las medidas legislativas que hagan compatible este nuevo marco constitucional con las distintas leyes, reglamentos, directivas, normas y demás disposiciones aplicables a la actividad del sector y de esta manera contar con órganos reguladores modernos, fuertes y eficientes que permitan una eficaz regulación del sector ante la participación de actores privados.

Cabe aclarar que la descripción de este capítulo no se centrará en las actividades correspondientes a gas licuado de petróleo, gas natural y electricidad, debido a que todo lo relacionado a las mismas se presenta por separado en los Documentos de Gas natural y Gas LP y, Electricidad, no obstante que se lleguen a mencionar como parte de las actividades de la industria de hidrocarburos.

1.2. Actividades de la industria de los hidrocarburos

El artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establece que "No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: la exploración y extracción del petróleo y los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos séptimo del artículo 27 de esta Constitución". Las actividades de la industria de hidrocarburos se subdividen en:

1. **Reconocimiento y exploración superficial.** Las cuales podrán ser llevadas a cabo por PEMEX, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, así como por particulares, previa autorización por parte de la CNH.
2. **Exploración y extracción.** Estas actividades se consideran estratégicas y, en consecuencia, la Nación las llevará a cabo, de manera exclusiva, a través de asignaciones que la Secretaría de Energía (SENER) conferirá en favor de PEMEX o de cualquier otra Empresa Productiva del Estado, o mediante la suscripción de un Contrato para la exploración y extracción con particulares o con la Empresa Productiva del Estado y Particulares.
3. **Tratamiento y refinación de petróleo.** Actividad sujeta a permiso por parte de la SENER.
4. **Transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de Petrolíferos.** Actividades que estarán sujetas a permisos que serán expedidos por la CRE.

Asignaciones

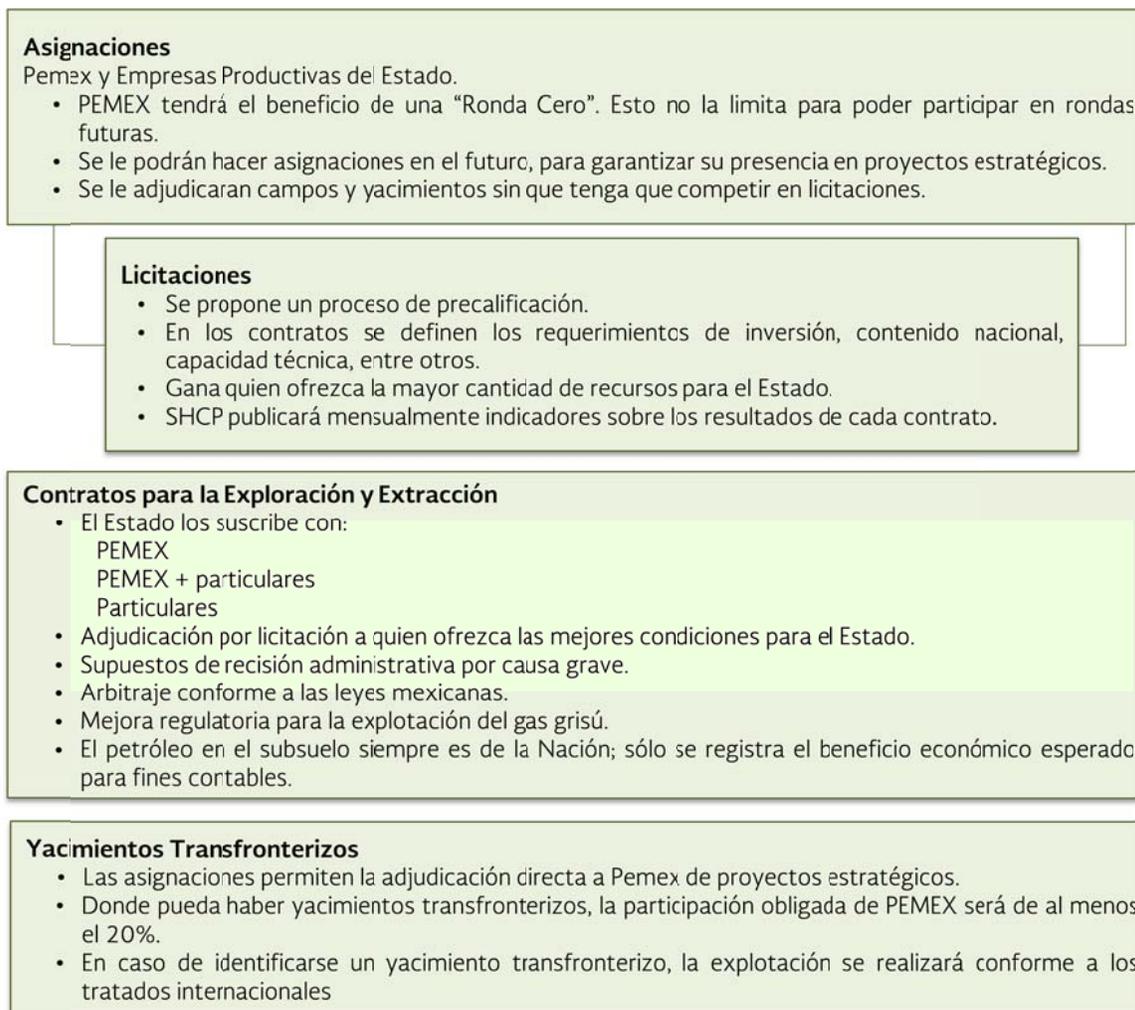
Las asignaciones para realizar la exploración y extracción de Hidrocarburos serán otorgadas y modificadas por la SENER, tanto para PEMEX como a cualquier otra empresa productiva del Estado. Además, se podrán celebrar con particulares contratos de servicios para la ejecución operativa de las actividades relacionadas con dichas asignaciones, bajo esquemas que les permitan la mayor productividad y rentabilidad, siempre que la contraprestación se realice en efectivo.

Contratos para la Exploración y Extracción

El Estado mantendrá la rectoría en la planeación y conducción de las actividades de exploración y extracción, así como en la selección de los contratistas que actuarán en su nombre, por lo que la SENER, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la CNH tendrán las atribuciones específicas para que el proceso de licitación se lleve con transparencia.

Las actividades de exploración y extracción se realizarán mediante el otorgamiento de contratos, los cuales serán celebrados por la CNH con PEMEX, con cualquier otra Empresa Productiva del Estado o con cualquier persona moral, siempre que sean sociedades mercantiles constituidas de conformidad con la legislación mexicana. En todos los contratos deberá establecerse lo dispuesto en el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional y serán adjudicados a través de licitaciones.

DIAGRAMA 1. 2 ASIGNACIONES Y CONTRATOS

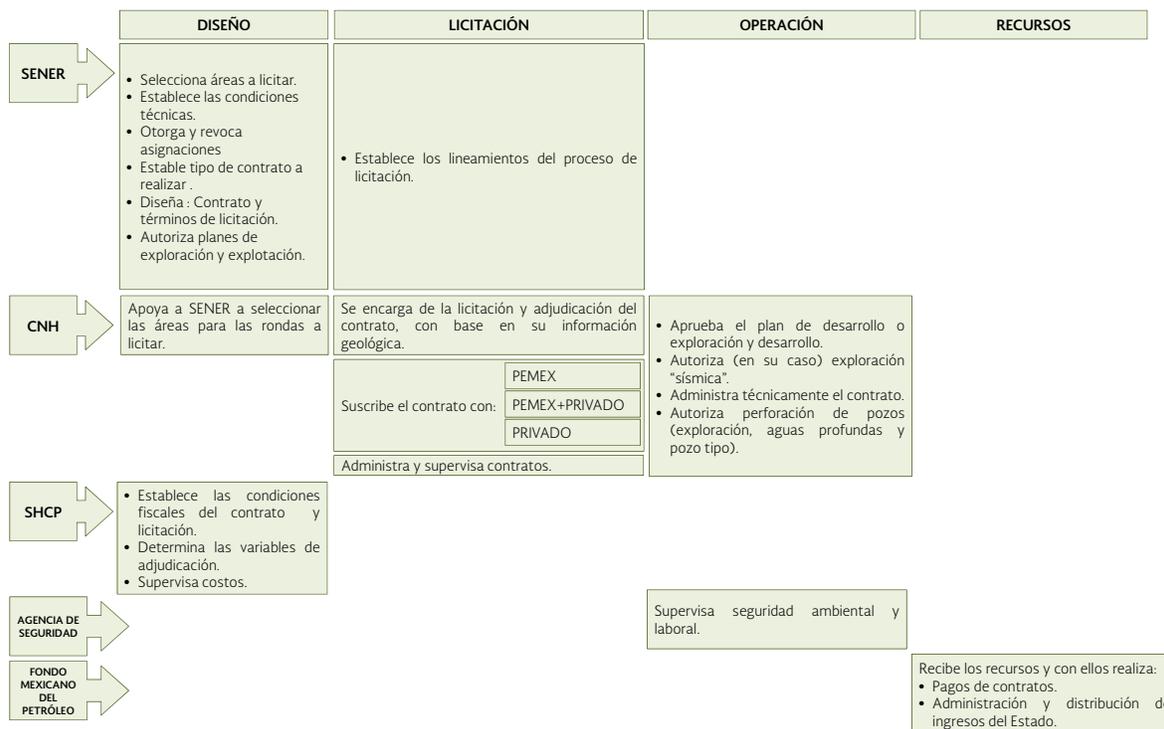


Fuente: Elaborado por la SENER.

Cuando se trate de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos la Nación podrá participar a través del vehículo financiero especializado, para lo cual creó un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Se plantea la posibilidad de que las EPE que tengan asignaciones soliciten a la SENER, migrar los proyectos a contratos para la exploración y extracción. En este caso, la SENER resolverá con la asistencia técnica de la CNH. Por su parte, se contempla que la SHCP establezca las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los contratos para la exploración y extracción que permitan a la Nación obtener ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo.

DIAGRAMA 1. 3 ESTRUCTURA DEL PROCESO CONTRACTUAL



Fuente: Elaborado por la SENER.

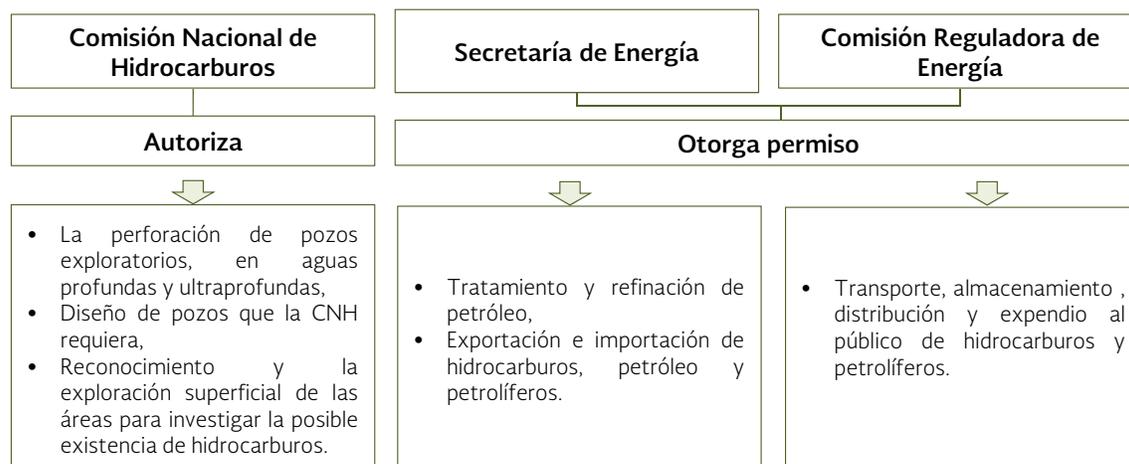
1.3. Comercialización de Hidrocarburos

El Estado deberá comercializar la producción de hidrocarburos que resulte de los contratos de utilidad compartida y de producción compartida. Para lo anterior se contempla que la CNH³ contrate a PEMEX o alguna de sus filiales, a otra empresa productiva del Estado o a otras personas morales para que realice la comercialización de hidrocarburos extraídos. Dicha comercialización se deberá realizar a través de una licitación pública.

Para el resto de actividades de la industria de hidrocarburos la Ley de Hidrocarburos contempla un régimen de permisos, incluyendo la transformación industrial y la logística. Para estas actividades, la SENER expedirá permisos para el tratamiento y refinación de petróleo, así como el transporte por medio distinto del ducto y el almacenamiento no vinculado a ductos.

³ A partir de la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos.

DIAGRAMA 1. 4 AUTORIZACIONES Y PERMISOS DE HIDROCARBUROS, PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS



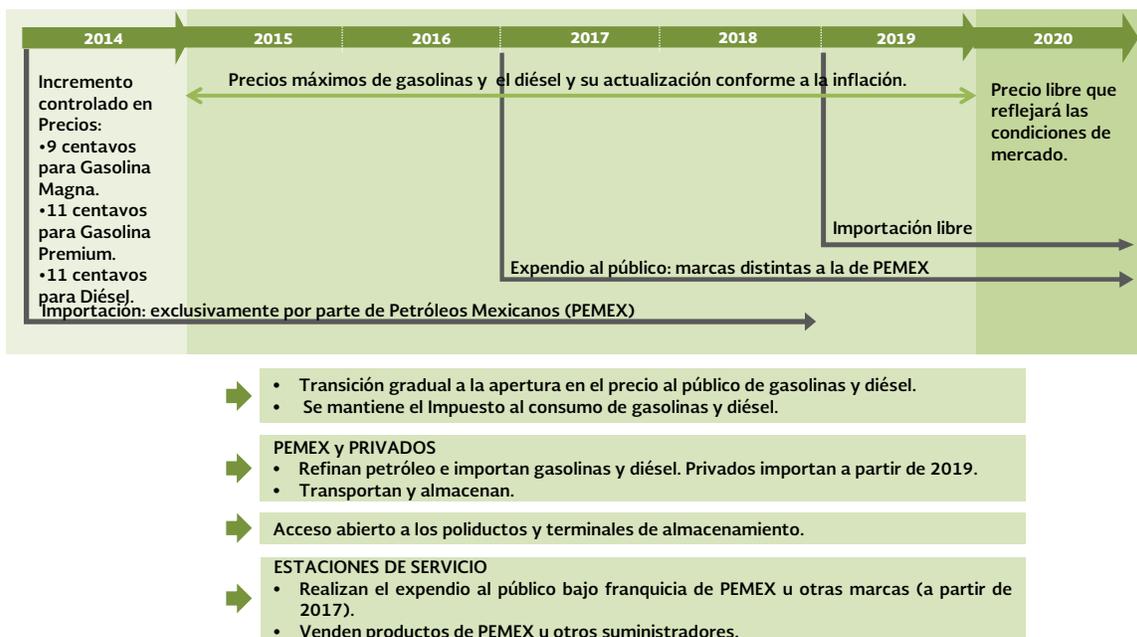
Fuente: Elaborado por la SENER.

Para realizar actividades de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en territorio nacional se requerirá de permiso. Teniendo por obligación: a) Realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público; b) Cumplir con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la SENER; c) Entregar la información que la CRE requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y d) Sujetarse a los lineamientos aplicables a los permisionarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que forman parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.

Respecto al expendio al público de petrolíferos, se tiene contemplado un régimen de transición gradual, y se requerirá de permiso otorgado por la CRE. De acuerdo a la Ley de Ingresos, a partir de enero de 2017 dichos permisos serán expedidos y se podrá realizar el expendio al público de petrolíferos, sin que sea necesario contar con un contrato de franquicia suscrito con PEMEX y sin que se condicione el suministro a la celebración de dicho contrato. Al amparo del permiso correspondiente, los participantes en el sector podrán establecer sus propias estaciones de servicio y podrán suministrar los petrolíferos de la fuente que mejor les convenga; ya sea a través de la refinación o de la importación de productos.

En relación a los precios de las gasolinas y diésel para expendio al público, se establece un régimen especial, también progresivo. En donde se considera un aumento controlado en el precio de los petrolíferos hasta que finalice el año de 2014. A partir de 2015, y hasta el 31 de diciembre de 2019, los precios de las gasolinas serán ajustados de forma mensual por la SHCP conforme a la inflación esperada durante el año de que se trate. A partir de 2020, la determinación de precios reflejará las condiciones del mercado.

DIAGRAMA 1. 5 RÉGIMEN DE TRANSICIÓN GRADUAL PARA EL EXPENDIO DE GASOLINAS Y DIESEL



Fuente: Elaborado por la SENER.

Para realizar actividades de comercialización de hidrocarburos, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, no se requerirá permiso. Sin embargo los comercializadores tendrán que registrarse ante la CRE.

1.4. Regulación y obligaciones de los órganos reguladores en materia energética

La legislación secundaria consta de 21 Leyes, agrupadas en 9 bloques. De éstas, 8 serán nuevas y 13 representan modificaciones a Leyes ya existentes⁴. En ellas se busca establecer la regulación y obligaciones de las actividades para las dependencias de la Administración Pública Federal y órganos reguladores coordinados en materia energética:

1. Decreto por el que se expide la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial de protección al medio ambiente del sector hidrocarburos.
2. Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley General de Deuda Pública.
3. Decreto por el que se expide la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y se reforman diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
4. Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y la Ley de Coordinación Fiscal.
5. Decreto por el que se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

⁴ http://www.energia.gob.mx/webSENER/leyes_Secundarias/9200.html



PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

6. Decreto por el que se expiden la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad y se reforman y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas.
7. Decreto por el que se expide la Ley de Energía Geotérmica y se adiciona y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales.
8. Decreto por el que se expide la Ley de la Industria Eléctrica.
9. Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de asociaciones público privadas.

Con la aprobación de las leyes secundarias, se diseña un nuevo marco regulatorio sólido, que permita la apertura del sector a la inversión privada nacional y extranjera, así como iniciar la organización de PEMEX, la SENER, la CRE, y la CNH.

Partiendo siempre de los principios establecidos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), las autoridades regulatorias formularán un cuerpo de directivas, resoluciones, acuerdos, reglamentos y normas que organizarán con mayor detalle al sector energético en los próximos años.

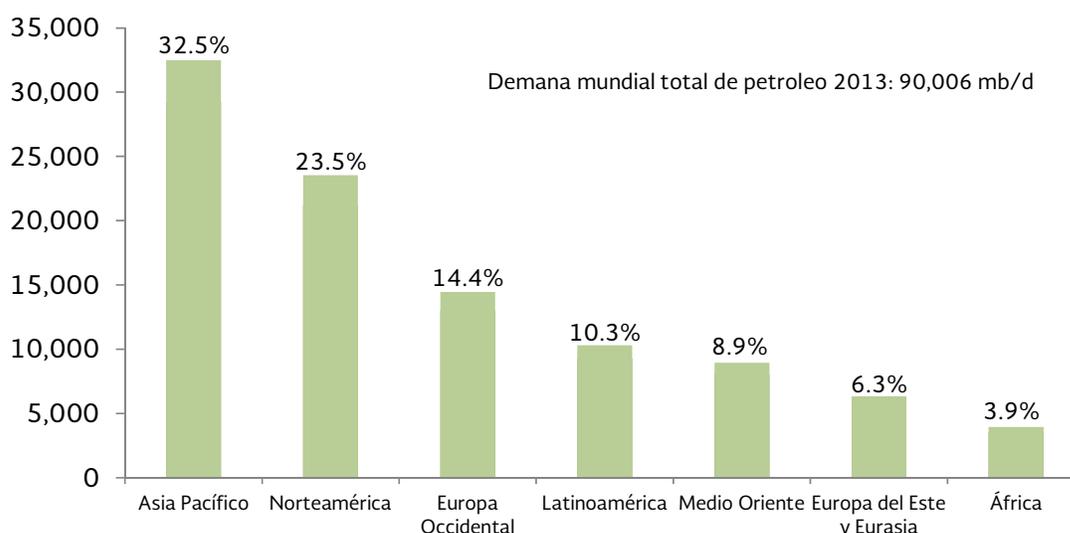
Con la Reforma Energética, México inicia un proceso de cambios en toda la cadena productiva de su industria petrolera hacia la apertura de nuevos mercados que implica desde la exploración y explotación de hidrocarburos hasta la refinación, transportación y distribución de energéticos.

2. PANORAMA INTERNACIONAL

2.1. Demanda

A nivel global, el crecimiento de la economía mundial presentó una mejoría, lo que impulsó un ligero aumento en la demanda de energía en 2013. En este sentido, los cambios en el consumo energético reflejaron aquellos que se produjeron en los esquemas económicos mundiales. Ejemplo de ello fue el bajo crecimiento en el consumo energético de economías emergentes asociado a un menor crecimiento de China, mientras que el consumo de economías no emergentes aumentó a una tasa mayor a lo que se había presentado en los últimos años como resultado del crecimiento de Estados Unidos de América. Aun así, las economías emergentes representaron el 80% del crecimiento de la demanda energética mundial⁵.

GRÁFICA 2. 1 DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO POR REGIÓN
(Miles de barriles diarios)

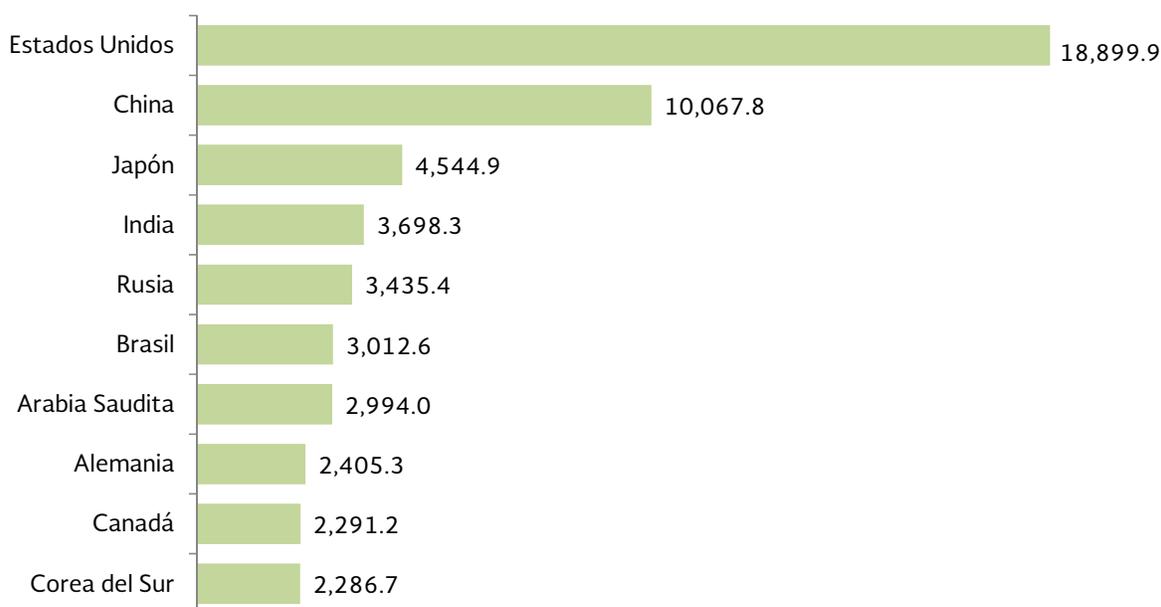


Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2014.

En 2013, el petróleo continuó siendo el principal combustible de consumo mundial. Su demanda fue de 90,005.5 mbd, 1.2% mayor a lo registrado en 2012, reflejo de indicios de una recuperación económica en los principales países consumidores de petróleo. La demanda de petróleo de países que conforman la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se situó en 9,031.2 mbd, 10.0% del total mundial, mientras que los países integrantes de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) representaron el 50.9%. Entre los diez países que encabezaron la demanda de petróleo, Estados Unidos de América se ubica en primer sitio con 18,899.9 mbd, superior al volumen registrado por China, el cual fue de 10,067.8 mbd.

⁵ BP Statistical Review of World Energy June 2014.

GRÁFICA 2. 2 DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS
(Miles de barriles diarios)



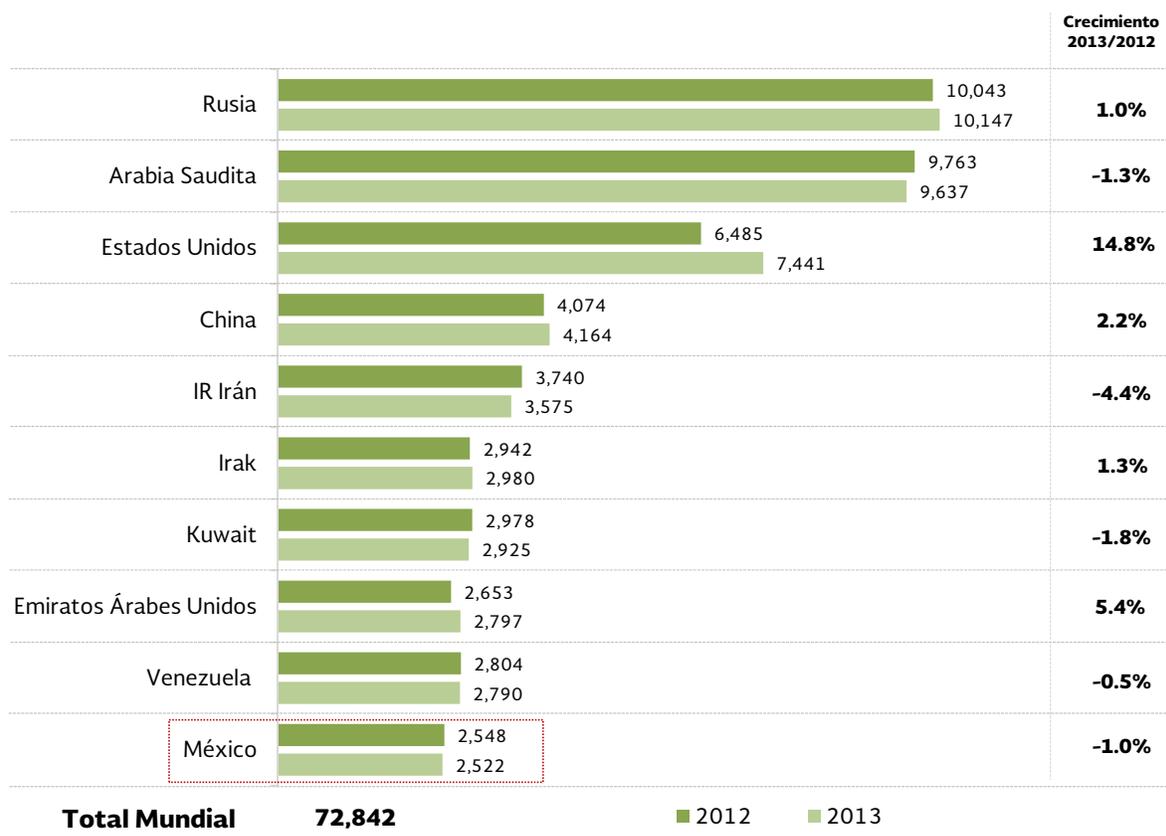
Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2014.

2.2. Producción

Respecto a la producción mundial de petróleo, ésta no siguió el ritmo de crecimiento del consumo mundial, ya que únicamente aumentó en 76.4 mbd, 0.1% más respecto a 2012. El 43.4% de la producción provino de países integrantes de la OPEP, liderados por Arabia Saudita, en tanto que la producción de los países que integran la OCDE representó el 19.8%. Este aumento provino principalmente del comportamiento atribuido a la revolución energética que está ocurriendo en Estados Unidos de América como consecuencia de una mayor inversión en la perforación de yacimientos de gas y petróleo de lutita. Lo anterior dio como resultado que este país registrara el mayor crecimiento a nivel mundial en la producción de petróleo y el mayor incremento anual de su historia por segundo año consecutivo, 14.8% en relación a 2012. Con ello su producción promedio se ubicó en 7,441 mbd, nivel que lo sitúa en el tercer lugar en cuanto a producción de crudo, sólo superado por Rusia con 10,147 mbd, 13.9% del total global, y Arabia Saudita con 9,637.0 mbd. Muy por detrás se ubicó China, Irán, Irak y por lo que respecta a México, éste ocupó la décima posición como productor de petróleo.

Cabe destacar que la producción de Venezuela ha caído de forma persistente durante la última década, no obstante que concentra el 20.0% de las reservas mundiales. La producción de este país apenas representó un 3.8% del total mundial, es decir 2,789.5 mbd de petróleo.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 2. 3 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍS
 (Miles de barriles diarios)


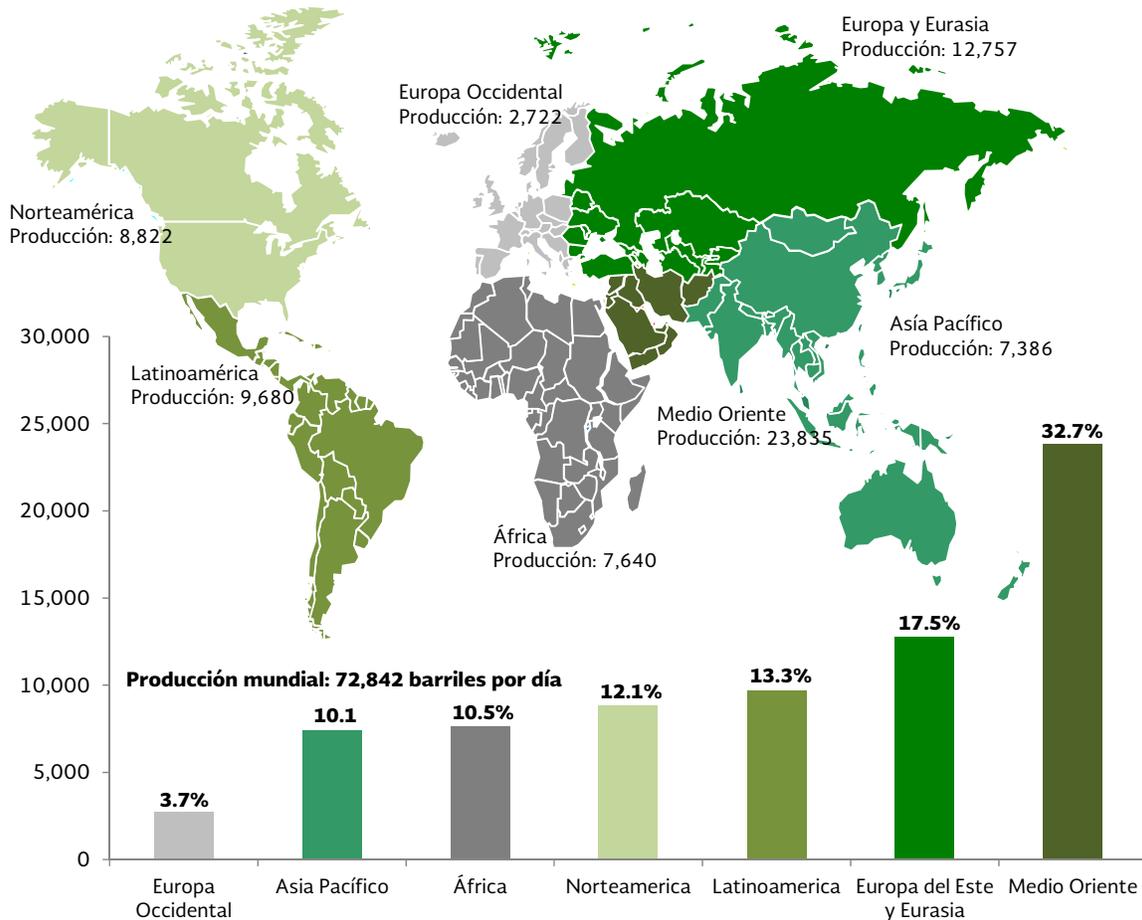
Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2014.

Los acontecimientos geopolíticos fueron un factor que afectó la producción de petróleo en algunos de los principales países productores de este combustible, tal es el caso de Libia que disminuyó su oferta⁶. Estas reducciones fueron compensadas por el incremento en otros países, principalmente en Estados Unidos de América⁷, con lo que los precios medios del petróleo permanecieron estables.

⁶ Las protestas y las tensiones en Libia afectaron su producción, y las perspectivas de un mayor aumento de la oferta fueron inciertas dada la agudización de los enfrentamientos civiles.

⁷ Resultado de una mayor inversión en extracción de gas de esquisto y de petróleo de formaciones compactas.

GRÁFICA 2. 4 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2014.

2.3. Reservas

En 2013 las reservas probadas de petróleo a nivel mundial ascendieron a 1,489,865.0 millones de barriles, volumen suficiente para cubrir una producción mundial durante 56 años. El país con las mayores reservas probadas de crudo fue Venezuela con 298,350.0 millones de barriles de petróleo⁸. Sin embargo, debido a que se ha tenido una baja inversión y problemas estructurales e ideológicos del gobierno⁹, en la última década su producción ha venido disminuyendo debido a incapacidad para explotar los enormes recursos de los que dispone.

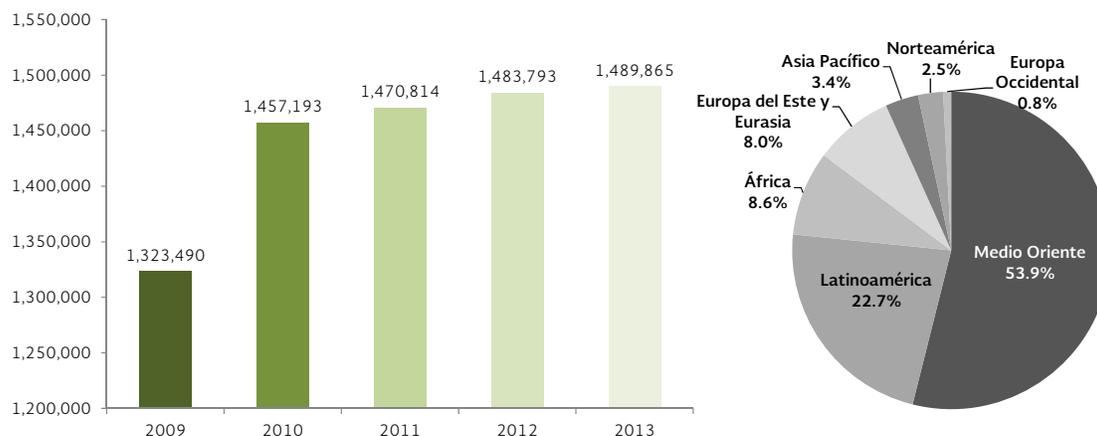
⁸ La mayor parte de estas reservas se localizan en la Faja Petrolífera del Orinoco.

⁹ Otra de las principales causas del empeoramiento en los niveles de producción y refinamiento de combustibles es la explosión producida en agosto de 2012 en la refinería de Amuay.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 2. 5 RESERVAS DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 2013

(Millones de barriles)



Nota: Cifras al cierre del ejercicio. Para algunos países se incluyen condensados.

Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2015.

Los países de Oriente Medio, encabezados por Arabia Saudita con el 17.8%, se mantuvieron con las mayores reservas probadas de petróleo al concentrar más del 50% de las reservas mundiales en 2013. Por su parte, Irán, Irak y Kuwait concentraron un 10.6%, 9.7% y 6.8%, respectivamente. Respecto a México, se ubicó en la posición 17 con un porcentaje de reservas mundiales del 0.7%.

GRÁFICA 2. 6 CLASIFICACIÓN DE PAÍSES CON RESERVAS DE PETRÓLEO, 2013

(Millones de barriles)

Venezuela	298,350
Arabia Saudita	265,789
IR Irán	157,800
Irak	144,211
Kuwait	101,500
Emiratos Árabes Unidos	97,800
Rusia	80,000
Libia	48,363
Nigeria	37,070
Estados Unidos	33,000
Kazajstán	30,000
Qatar	25,244
China	24,428
Brasil	13,219
Argelia	12,200
México	10,070
Total Mundial	1,489,865

Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2015.

2.4. Capacidad de refinación

La capacidad mundial de refinación de crudo en 2013 se ubicó en 94,473.9 mbd, 0.4% mayor en comparación con 2012. Del total mundial, la región que concentra la mayor capacidad es Asia-Pacífico con 32.1%. En 2013, esta región mantuvo los planes de inversión y expansión adicional para diversificar el proceso de diferentes tipos de crudo, aun cuando se tuvo una lenta recuperación económica mundial acompañada de una desaceleración del crecimiento económico y una débil demanda en los mercados de petróleo y petroquímicos.

Dentro de la región Asia-Pacífico destaca la capacidad de refinación de China, 11,787.3 mbd, que representa 38.8% del total en la región y 12.5% de la capacidad mundial. Esta capacidad ubica a China como el país con la segunda mayor capacidad de refinación en el mundo. Las empresas nacionales de petróleo Sinopec y CNPC/PetroChina dominan el sector de la refinación de petróleo en este país. (OGJ Online, 14 de agosto de 2013).

La región que ocupa el segundo lugar en capacidad de refinación es Norteamérica con el 21.0%. Esta participación se encuentra directamente asociada a la capacidad de refinación instalada en Estados Unidos de América. Con 142 refinerías en funcionamiento¹⁰, que en conjunto representan una capacidad de 17,815.4 mbd, este país cuenta con la mayor capacidad de refinación a nivel mundial, 18.9% del total, seguido de China, Rusia y Japón. Asimismo, cabe mencionar que su capacidad registró un crecimiento de 2.8% respecto a 2012. El estado de Texas concentra la quinta parte de la capacidad de refinación del país con 27 refinerías que operan en el estado, seguido de Louisiana con 19 refinerías y California con 18 refinerías.

En Norteamérica, también se tiene contemplado llevar a cabo mejoras en varias refinerías con la finalidad de aumentar la capacidad de proceso de crudo así como obtener productos con bajo contenido de azufre. Las nuevas instalaciones buscan producir una mayor proporción de diesel y querosenos para satisfacer la creciente demanda de transporte por carretera y comercial en respuesta al auge de la producción de petróleo. Otras mejoras conllevan a aumentar la complejidad de las refinerías de modo que puedan procesar una mayor proporción de crudos pesados e incrementar la producción de destilados ligeros e intermedios. Es importante mencionar que las restricciones a la exportación de petróleo crudo de Estados Unidos de América han sido un factor importante para que las refinerías tengan una mayor utilización para exportar refinados de petróleo, principalmente de gasolinas. No obstante sigue siendo un país importador de crudo.

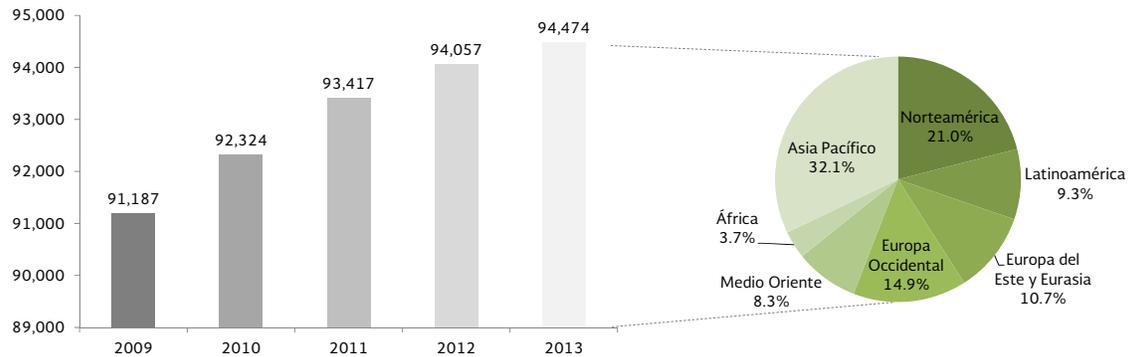
La tercera región en importancia por su capacidad de refinación fue Europa Occidental con 14.9%, destacando Alemania como el de mayor actividad en el refino de petróleo. Por su parte, Rusia ocupa el tercer lugar con una capacidad de refinación de 5,754.0 mbd en 2013 dentro de esta región, lo que representa aproximadamente el 6.1% de la capacidad de refinación total del mundo por día. A finales de 2012 operaban en Rusia un total de 40 refinerías de petróleo, de las cuales la empresa Rosneft posee y opera siete refinerías importantes en el país.

Por otra parte, respecto a México, su capacidad de refinación se ubica por debajo de países como Brasil, Canadá, Venezuela e Irán y por encima de Reino Unido, Francia y España.

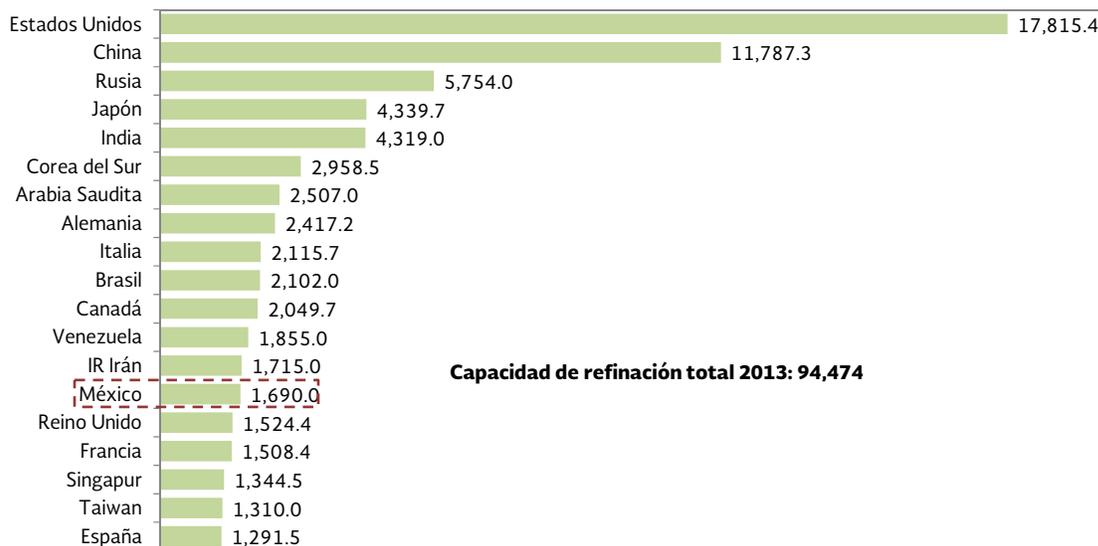
Oriente Medio también tiene contemplado proyectos de expansión para procesar condensados. En algunas refinerías el proyecto es aumentar la producción de gasolina y diesel.

¹⁰ [http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_cap1_a_\(na\)_8o0_count_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_cap1_a_(na)_8o0_count_a.htm)

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 2. 7 CAPACIDAD MUNDIAL DE REFINACIÓN POR REGIÓN
 (Miles de barriles diarios)


Fuente: Elaborada por SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2015.

GRÁFICA 2. 8 CAPACIDAD MUNDIAL DE REFINACIÓN POR PAÍS
 (Miles de barriles diarios)


Fuente: Elaborada por la SENER con información de Annual Statistical Bulletin, OPEC, June 2015.

La actividad de refinación se está viendo afectada por factores de estructura de mercado, ya que la demanda de combustibles está disminuyendo en países desarrollados, en tanto que la realidad es distinta para los mercados emergentes, en particular para Latinoamérica¹¹. Por un lado, los costos de energía en Europa son mayores que en otras regiones y cada vez hay más competencia en el sector principalmente por la presencia de nuevas refinerías en Oriente Medio, China, India y Rusia.

Otro factor a considerar es la penetración del diesel en Europa con respecto a la gasolina, resultado del sistema de impuestos, lo que obliga a las refinerías a tener que exportar gasolina e importar diésel. Lo anterior ocasiona una reducción en los márgenes de refinación, resultando en una pérdida de competitividad, reducción en la tasa de utilización y cierre de algunas refinerías¹².

¹¹ En esta región existe un aumento sostenido de la demanda de derivados del petróleo que requiere de ampliaciones importantes de la capacidad de refinación.

¹² También debe considerarse que la regulación europea sigue muy centrada en limitar los impactos sobre el medio ambiente, con normativas sobre calidad ambiental, calidad de combustibles, energías renovables o emisiones de CO₂. La exigencia de cuotas de biocombustibles está reduciendo aún más la demanda de combustibles fósiles y por ende los márgenes de refino y las exigencias de calidad ambiental requieren inversiones adicionales para satisfacerlas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

De acuerdo a lo antes expuesto, es importante destacar que una gran cantidad de refinerías en Europa están inactivas y algunas otras operando por debajo de su capacidad. Además, otro factor que impacta en la utilización y rentabilidad de estas refinerías, es que países como India y China, a los que antes se exportaban productos derivados, tienden a importar cada vez más petróleo crudo para procesarlo en su propio territorio, mientras que los productores de Oriente Medio prefieren exportar productos refinados antes que crudo. Asimismo, los principales productores de Oriente Medio también se están convirtiendo en grandes consumidores por el crecimiento de sus industrias, lo que genera incentivos para incrementar su capacidad de refinación a nivel local.

El CUADRO 2. 1 enumera las 25 empresas que poseen la mayor capacidad mundial de refinación. Como se puede observar, Exxon Mobil Corp., Royal Dutch Shell PLC y Sinopec son las empresas que poseen la mayor capacidad de refinación en todo el mundo, principalmente en las regiones de Asia, Norteamérica, y Europa Occidental.

CUADRO 2. 1 CLASIFICACIÓN DE LAS EMPRESAS PETROLERAS POR SU CAPACIDAD DE REFINACIÓN
(Barriles por día calendario)

Enero 1, 2014	Enero 1, 2013	Empresa	Capacidad de crudo
1	1	Exxon Mobil Corp.	5,589,000
2	2	Royal Dutch Shell PLC	4,109,239
3	3	Sinopec	3,971,000
4	4	BP PLC	2,858,964
5	10	Saudi Aramco	2,851,500
6	5	Valero Energy Corp.	2,776,500
7	6	Petroleos de Venezuela SA	2,678,000
8	7	China National Petroleum Corp.	2,675,000
9	8	Chevron Corp.	2,539,600
10	9	Phillips 66	2,514,200
11	11	Total SA	2,304,326
12	12	Petroleo Brasileiro SA	1,997,000
13	17	Marathon Petroleum Co, LP	1,714,000
14	13	Petroleos Mexicanos	1,690,000
15	14	National Iranian Oil Co,	1,451,000
16	15	JX Nippon Oil & Energy Corp.	1,423,200
17	16	Rosneft	1,293,000
18	18	OAo Lukoil	1,217,000
19	19	SK Innovation	1,115,000
20	20	Repsol YPF SA	1,105,500
21	21	Kuwait National Petroleum Co.	1,085,000
22	22	Pertamina	993,000
23	23	Agip Petroli SPA	904,000
24	24	Flint Hills Resources	714,400
25	25	Sunoco Inc.	505,000

Fuente: Oil & Gas Journal, Worldwide Refining, Jan. 1, 2014.

De acuerdo al CUADRO 2.1, la capacidad de refinación de Exxon Mobil Corp. es 3.3 veces mayor que la capacidad de PEMEX y 2.4 y 2.3 veces menor que la capacidad de Royal Dutch Shell PLC y Sinopec respectivamente.

CUADRO 2. 2 EMPRESAS CON CAPACIDAD DE REFINACIÓN MAYOR A 200,000
(Barriles por día calendario)

Región	Rank	Empresa	Núm. de Refinerías	Capacidad de crudo
Asia	1	Sinopec	27	3,971,000
	2	China National Petroleum Corp.	25	2,675,000
	3	Exxon Mobil Corp.	10	1,956,500
	4	JX Nippon Oil & Energy Corp.	7	1,423,200
	5	Indian Oil Co. Ltd.	11	1,314,566
	6	Royal Dutch Shell PLC	12	1,255,875
	7	Reliance Petroleum Ltd.	2	1,240,000
	8	SK Innovation	2	1,115,000
	9	Pertamina	8	1,011,825
	10	GS Caltex Corp.	1	775,000
	11	Chinese Petroleum Corp.	3	770,000
	12	S-Oil Corp.	1	669,000
	13	Tonen/General Sekiyu Seisei KK	4	628,250
	14	Idemitsu Kosan Co. Ltd.	4	608,000
	15	Chevron Corp.	6	583,158
	16	Cosmo Oil Co. Ltd.	4	565,250
	17	Formosa Petrochemical Co.	1	540,000
	18	Hindustan Petroleum Corp. Ltd.	3	478,000
	19	Hyundai Oil Refinery Co.	2	399,500
	20	BP PLC	4	351,785
Oriente Medio	1	Saudi Aramco	8	2,512,000
	2	National Iranian Oil Co.	8	1,167,000
	3	Kuwait National Petroleum Co.	3	936,000
	4	Takreer	2	500,000
	5	Oil Refineries Administration	6	485,500
	6	Bahrain Petroleum Co.	1	2,563,650
	7	National Oil Distribution Co.	1	200,000
Estados Unidos	1	Valero Energy Corp.	12	2,096,500
	2	Phillips 66	12	2,060,200
	3	Exxon Mobil Corp.	7	2,043,500
	4	Marathon Oil Corp.	8	1,714,000
	5	Chevron Corp.	5	955,000
	6	Royal Dutch Shell PLC	8	901,000
	7	Petroleos de Venezuela SA	4	849,400
	8	BP PLC	5	795,900
	9	Motiva Enterprises LLC	3	772,000
	10	Flint Hills Resources (Koch Industries)	3	714,400
	11	Tesoro Corp.	6	564,300
	12	Sunoco Inc.	2	505,000
	13	Saudi Aramco	3	410,000
	14	Encana Corp.	2	276,000
	15	Lyondell Basel	1	268,000
	16	Alon USA	3	241,000
	17	Husky Energy Inc.	2	237,500
Europa Occidental	1	Total SA	14	2,025,552
	2	Royal Dutch Shell PLC	9	1,718,000
	3	Exxon Mobil Corp.	9	1,567,000
	4	AgipPetroli SPA	10	876,117
	5	BP PLC	8	844,375
	6	Repsol YPF SA	5	709,200
	7	Turkish Petroleum Refineries Corp.	4	613,275
	8	Compañía Española de Petroleos (CEPSA)	3	427,000
	9	Petrolneos Refining Ltd.	2	402,800
	10	OMV AG	3	396,460
	11	ERG Group	4	396,214
	12	Phillips 66	3	350,125
	13	Preem Raffinaderi AB	2	316,000
	14	Hellenic Petroleum SA	3	313,000
	15	Neste Oil	6	311,075
	16	Statoil AS	3	304,210
	17	Galp Energia SA	2	304,172
	18	Saras SPA	1	300,000
	19	Petroleos de Venezuela SA	8	294,550
	20	Valero Energy Corp.	1	210,000

Fuente: Oil & Gas Journal, Worldwide Refining, Jan. 1, 2014.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

La modernización, ampliación y construcción de refinerías ha permitido que varias regiones dispongan de más unidades de proceso para una mayor obtención de productos. Es importante mencionar que los tipos de refinerías existentes en cada región se encuentran directamente vinculados con: las condiciones de mercado que imperan en la misma, al tipo de crudo del que se disponga y, a los productos que se busquen obtener, entre otros factores. Por ejemplo, en Norteamérica, en la zona PADD III¹³, una alta proporción de refinerías cuentan con procesos complejos que les permiten el procesamiento de crudos pesados favoreciendo una mayor proporción de destilados ligeros e intermedios, las principales unidades de proceso de este tipo de refinerías incluyen destilación de crudo, destilación a vacío, fraccionamiento catalítico, coquización, hidrocrqueo, hidrotratamiento de nafta, reformación y reducción de viscosidad.

CUADRO 2. 3 OPERACIONES DE REFINACIÓN A NIVEL MUNDIAL POR REGIÓN
(Barriles por día calendario)

Región	Núm. de refinerías	Destilación Atmosférica	Destilación al Vacío	Craqueo Catalítico	Reformación Catalítica	Hidrocrqueo Catalítico	Hidrotratamientos Catalítico	Coquización
		barriles por día						
Africa	45	3,218,085	509,504	210,380	458,426	61,754	833,626	1,841
Asia	162	25,275,612	4,662,741	3,040,668	2,168,831	1,242,200	9,881,233	20,450
Europa del Este	89	10,602,308	3,946,235	868,470	1,466,344	394,058	4,298,848	12,950
Oriente Medio	43	7,393,365	1,853,275	357,550	630,797	566,891	2,044,063	3,300
América del Norte	147	21,591,067	9,499,402	6,531,656	4,145,594	1,964,608	16,640,894	139,793
América del Sur	65	6,359,987	2,680,560	1,311,007	401,638	132,400	1,689,562	20,140
Europa Occidental	94	13,588,454	5,399,998	2,069,316	2,006,337	1,250,364	9,581,361	12,614
Total	645	88,028,878	28,551,715	14,389,047	11,277,966	5,612,276	44,969,587	211,088

Fuente: Oil & Gas Journal, Worldwide Refining, Jan. 1, 2014.

En 2013, los rendimientos mundiales sufrieron un declive, principalmente en Europa y Asia-Pacífico, impactando los márgenes de refinación y perjudicando así la rentabilidad de las refinerías. Europa fue la región que presentó las mayores reducciones de los márgenes de refinación, debido a su exceso de capacidad. En contraste, en Europa del Este se tienen planes de inversión para modernizar sus refinerías, instalando o mejorando las plantas de proceso destinadas a obtener productos de mejor calidad, aumentar la tasa de conversión de petróleo, mejorar la eficiencia energética y reducir el daño al medio ambiente.

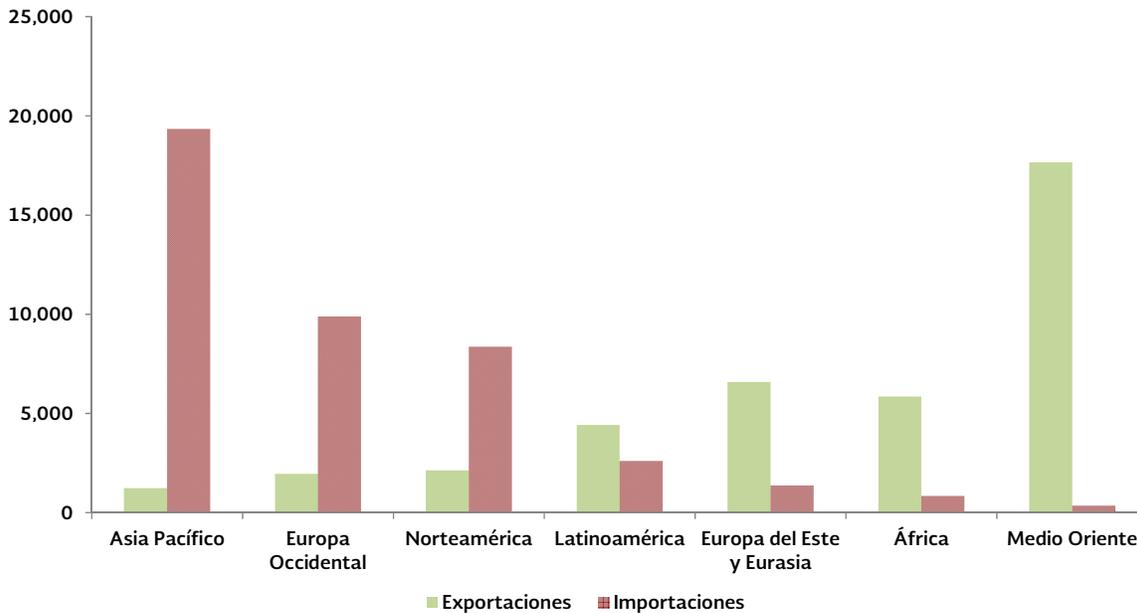
Respecto al intercambio comercial, en los países de Asia-Pacífico fue en donde se llevó el mayor intercambio comercial de petróleo, asociado a su crecimiento industrial, en 2013 la región importó el 45.2% del total mundial, principalmente por la participación de China de 13.2%, siguiendo India, Japón y Corea del Sur. En tanto que las exportaciones de la región significaron apenas 3.1% del total mundial de petróleo exportado. Las otras dos regiones de mayor importación de petróleo fueron Europa Occidental y Norteamérica, con 23.1% y 19.6%, respectivamente. En Europa Occidental países como Alemania e Italia fueron quienes realizaron mayor compra de petróleo al exterior, mientras que en Norteamérica fue Estados Unidos de América, con el 18.0% del total mundial y el 92.2% de la región.

La región de Oriente Medio continuó siendo líder en cuanto al nivel de exportación de petróleo a nivel mundial. La exportación de esta región representó el 44.3% del total mundial, asociado a los niveles de producción de petróleo de Arabia Saudita.

¹³ La Administración del Petróleo para Distritos de Defensa (PADDs) son agregaciones geográficas de los 50 estados y el Distrito de Columbia en cinco distritos : PADD 1 es la Costa Este , PADD 2 el Medio Oeste , PADD 3 la Costa del Golfo , PADD 4 la Región de las Montañas Rocallosas , y PADD 5 la Costa Oeste.

GRÁFICA 2. 9 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 2013

(Miles de barriles diarios)



Fuente: Oil & Gas Journal, Worldwide Refining, Jan. 1, 2014.

De acuerdo al reporte Petroleum Energy Outlook 2035 emitido por British Petroleum, la perspectiva para la región de Norteamérica que incluye a México presenta elementos importantes en materia de hidrocarburos:

- El uso de la energía en Norteamérica crecerá lentamente, alcanzando su nivel más alto en 2030. El crecimiento regional de la demanda será principalmente de Canadá y México, con un promedio anual de 0.6% (y en Estados Unidos de América de 0.1%) de 2012 a 2035.
- Entre 2012 y 2035, la demanda de energía en el sector transporte en la región de Norteamérica mostrará una disminución, sin embargo ésta será compensada por otros sectores (considera a los sectores residencial y comercial, servicios y agricultura). Este comportamiento estará asociado a que el consumo de energía para el sector transporte en Estados Unidos de América caerá en 18.0% durante este periodo.
- En este sentido, la disminución en la demanda de energía para el sector transporte dará origen a una reducción en la demanda de petróleo crudo, en tanto que la demanda de gas natural y los renovables mostrarán una mayor participación de mercado.
- Por otra parte, una mayor diversificación de combustibles será otro factor para que el consumo de energía en transporte se vea afectado, debido a que habrá mayores eficiencias y mayor consumo de electricidad.
- Respecto al aumento en la producción de energía en la región, Estados Unidos de América contabilizará el 66.0% del crecimiento de la misma, resultado del surgimiento del crudo y gas natural no convencional, así como de una mayor producción de energías renovables, las cuales se estima que en 2035 tengan una participación del 50.0% y solo hasta el 2027 se prevé que el gas natural supere el consumo de petróleo como principal combustible.
- En cuanto al comercio exterior, el incremento en la producción de *tight oil* en Estados Unidos de América, así como la disminución en la demanda, propiciara que continúe generándose una menor dependencia de importaciones de ese país.



Desde un punto de vista regional, Asia contabilizará cerca del 80% de las importaciones netas interregionales al 2035, en donde China encabezará los mayores requerimientos mediante importaciones. Por su parte, la participación del Medio Oriente en las exportaciones netas interregionales caerán en 54% de 2012 al 2035, sugiriendo que Asia no sólo requerirá más crudo del Medio Oriente, sino que también absorberá crudo de otras regiones excedentes como América, África y las ex repúblicas soviéticas.

3. INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y MERCADO NACIONAL DE PETROLÍFEROS

3.1. Oferta nacional de petróleo

3.1.1. Distribución de las reservas de hidrocarburos

Al 1 de enero de 2014, México registró un nivel de reservas remanentes totales (también llamadas 3P, resultado de la suma de las reservas probadas, probables y posibles de hidrocarburos) de 42,158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), comparando con la reserva estimada para el 2013, se tiene una disminución de 5.3%. Cabe mencionar que, durante los últimos diez años, el nivel de reservas ha mostrado un descenso al presentar una tasa media de crecimiento anual de -1.3%; es decir, una reducción de 5,882.6 mmbpce en comparación a 2004.

En 2014, las reservas remanentes totales de aceite crudo fueron de 29,327.8 millones de barriles, 1,489 millones de barriles de aceite por debajo a la reportada en 2013. De acuerdo al tipo de fluido, el aceite crudo es el de mayor contribución con el 69.6%, el condensado con 0.7%, líquidos de planta 8.5% y el 21.3% restante corresponde al gas seco equivalente, (véase CUADRO 3. 1).

CUADRO 3. 1 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS TOTALES DE HIDROCARBUROS POR TIPO DE FLUIDO, 2004-2014¹

(Millones de barriles de petróleo equivalente)

Concepto	Datos anuales											Variación 2014/2013	tmca 2004-2014
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Total	48,041.0	46,914.1	46,417.5	45,376.3	44,482.7	43,562.6	43,074.7	43,073.6	43,837.3	44,530.0	42,158.4	-5.3%	-1.3
Aceite	34,388.9	33,312.2	33,093.0	31,908.8	31,211.6	30,929.8	30,497.3	30,559.8	30,612.5	30,816.5	29,327.8	-4.8%	-1.6
Condensado	791.7	835.3	863.0	941.2	879.0	561.7	417.3	294.1	367.8	328.1	295.6	-9.9%	-9.4
Líquidos de planta	3,437.4	3,412.6	3,479.4	3,417.5	3,574.7	3,491.3	3,563.1	3,573.3	3,953.1	4,010.4	3,575.0	-10.9%	0.4
Gas seco equivalente	9,423.0	9,354.0	8,982.2	9,108.9	8,817.4	8,579.7	8,597.0	8,646.5	8,903.9	9,375.0	8,960.1	-4.4%	-0.5

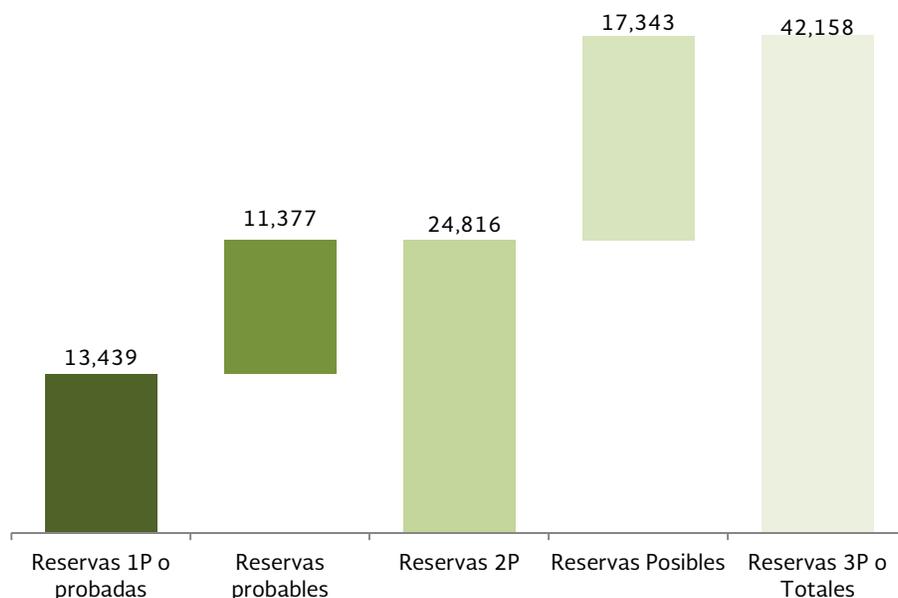
¹ Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: Las Reservas de hidrocarburos de México.

La reserva remanente 3P está conformada por 31.9% de reservas probadas, 27.0% de reserva probables y 41.1% de reservas posibles. En este contexto, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente (1P) alcanzaron un volumen de 13,439 millones de barriles (mmb), las reservas probables ascienden a 11,377 mmb, las reservas 2P (probadas + probables) 24,816 mmb, y las reservas posibles 17,343 mmb, (véase GRÁFICA 3. 1).

GRÁFICA 3. 1 RESERVAS REMANENTES TOTALES DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO AL 1 DE ENERO DE 2014*

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



* Cifras al 1o. de enero de cada año.

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

Las reservas probadas de aceite crudo alcanzaron 9,812.1 mmb en 2014, lo que representa una reducción de 2.6% con respecto al año 2013. De acuerdo a su clasificación por su densidad, el aceite pesado tiene la mayor contribución con un 61.7%, el aceite ligero aporta el 27.9% y el superligero el 10.4%. El único que ha presentado un incremento en sus reservas durante los últimos diez años es el superligero, pasando de 817.9 mmb en 2004 a 1,017 mmb en 2014; representando una tasa media de crecimiento de 2.2% durante el periodo. No obstante, tuvo un retroceso en sus reservas en el último año, las cuales presentaron un decremento de 3.5% respecto al 2013. Por su parte, el petróleo pesado y ligero han presentado una declinación acelerada en lo últimos diez años, al registrar una tasa media anual negativa de -4.0% y -4.2%, respectivamente.

Las reservas 2P de aceite crudo al 1 de enero de 2014 fueron de 17,612.5 mmb, significando un descenso de 5.0% con respecto al año 2013, es decir, 917.6 mmb. Durante el periodo que va de 2004 a 2014, estas reservas disminuyeron 3.8% en promedio anual. Del total de reservas 2P, el 57.7% está conformado por aceite pesado, 31.2% ligero y el 11.1% al superligero.

Por su parte, en las reservas remanentes totales de aceite crudo (3P), la mayor reserva de hidrocarburo corresponde al aceite pesado, el cual participa con el 53.9%, en segundo término el aceite ligero con 33.0% y por último el aceite superligero con 13.1%.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

**CUADRO 3. 2 COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE ACEITE CRUDO
POR TIPO 2005-2014¹**
(Millones de barriles)

Reserva	Tipo	Datos anuales											Variación 2014/2013	tmca 2004-2014
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
1P	Pesado	9,086.5	8,198.3	7,557.4	7,009.4	6,545.7	6,381.4	6,482.5	6,150.5	6,118.1	6,151.2	6,057.5	-1.5%	-4.0
	Ligero	4,215.2	3,839.3	3,550.4	3,402.9	3,258.7	3,237.6	3,021.7	2,938.3	2,792.4	2,868.1	2,737.6	-4.5%	-4.2
	Superligero	817.9	844.6	706.0	635.3	696.9	785.2	915.3	1,072.2	1,114.7	1,053.9	1,017.0	-3.5%	2.2
	Total	14,119.6	12,882.2	11,813.8	11,047.6	10,501.2	10,404.2	10,419.6	10,161.0	10,025.2	10,073.2	9,812.1	-2.6%	-3.6
2P	Pesado	14,961.6	13,923.4	14,332.3	13,136.9	12,276.5	11,783.5	11,194.2	11,388.4	10,739.4	10,637.1	10,164.9	-4.4%	-3.8
	Ligero	8,836.8	8,316.4	7,442.1	7,218.7	7,207.2	6,883.7	6,816.2	6,828.5	5,704.4	5,918.7	5,498.4	-7.1%	-4.6
	Superligero	2,135.3	2,263.6	1,683.5	1,725.9	1,837.0	2,112.8	2,429.7	2,680.6	2,129.5	1,974.3	1,949.2	-1.3%	-0.9
	Total	25,933.7	24,503.4	23,457.9	22,081.5	21,320.6	20,780.0	20,440.1	20,897.4	18,573.3	18,530.1	17,612.5	-5.0%	-3.8
3P	Pesado	18,035.7	17,373.3	18,786.6	17,710.5	17,175.7	16,836.2	15,997.9	15,781.0	16,026.8	16,093.8	15,801.2	-1.8%	-1.3
	Ligero	12,932.6	12,472.2	11,523.2	11,317.7	11,166.2	10,948.1	10,763.2	10,534.2	10,797.8	10,888.2	9,689.0	-11.0%	-2.8
	Superligero	3,420.6	3,466.8	2,783.0	2,880.6	2,869.9	3,145.4	3,736.2	4,244.5	3,787.9	3,834.5	3,837.7	0.1%	1.2
	Total	34,388.9	33,312.2	33,093.0	31,908.8	31,211.6	30,929.8	30,497.3	30,559.8	30,612.5	30,816.5	29,327.9	-4.8%	-1.6

¹ Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2005 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2014.

Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción, 2014.

Las reservas probadas de crudo se estimaron en 9,812, volumen menor en 2.6% con respecto a 2013. En cuanto a la distribución regional del total de estas reservas, el 55.8% se centra en la región Marina Noreste, a ésta le sigue la región Sur con el 21.8%. Respecto a las reservas probables, la mayor concentración se tiene en la región Norte con el 44.1% y en la región Marina Noreste con 34.5%. En tanto que las reservas posibles de aceite crudo registran un volumen de 11,715.4 mmb, concentrándose el 55.8% en la región Norte y en la Marina Noreste con el 27.1%.

CUADRO 3. 3 RESERVAS DE CRUDO POR REGIÓN, 2013 Y 2014
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Región	Probadas		Probables		Posibles	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Marina Noreste	5,539	5,477	2,985	2,690	3,017	3,173
Marina Suroeste	1,310	1,324	1,234	1,112	1,492	1,377
Sur	2,290	2,139	608	558	588	631
Norte	935	872	3,630	3,440	7,189	6,534
Total	10,073	9,812	8,457	7,800	12,287	11,715

Nota: Cifras al primero de enero de cada año.

Fuente: PEMEX Exploración y Producción.

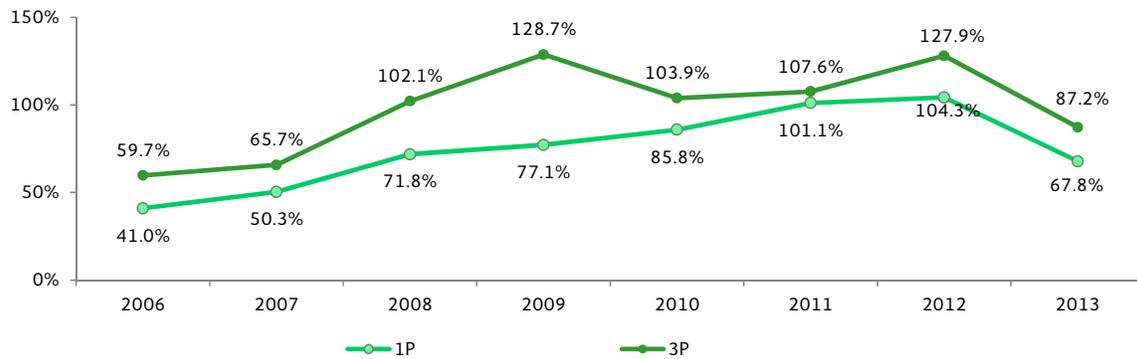
3.1.2. Tasa de restitución 1P y 3P¹⁴

Entre 2006 y 2012, PEMEX había logrado mantener una tendencia creciente en la tasa de restitución integral de reservas probadas de hidrocarburos, al pasar de 41.0% en 2006 a 104.3%, sin embargo, en 2013 ésta presentó una disminución ubicándose en 67.8%.

La tasa registrada al 31 de diciembre de 2013 fue inferior en 36.5 puntos porcentuales a la presentada en 2012 e implica una reducción en el inventario de reservas probadas. En cuanto a la tasa de restitución de las reservas de hidrocarburos 3P por descubrimientos fue de 87.2%, lo que representó un descenso de 40.7 puntos porcentuales respecto a 2012, (véase GRÁFICA 3. 2).

La relación reserva-producción, que resulta de dividir las reservas remanente al 31 de diciembre de 2013 entre la producción del año 2013, alcanzó un valor de 31.6 años considerando las reservas remanentes 3P de petróleo crudo equivalente. Para la suma de las reservas probadas más probables (2P) la relación es 18.6 años y para las reservas probadas de 10.1 años, las cuales fueron calculadas considerando una producción acumulada de 1,333.2 mmbpce para el 2013.

GRÁFICA 3. 2 TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS. 2006-2013[†]
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



[†] Datos al cierre de cada año, validados por la CNH y publicados por la SENER, marzo de 2014.
Fuente: PEMEX.

¹⁴ La tasa de restitución de reservas por descubrimientos indica la cantidad de hidrocarburos que se repone o incorpora por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Por su parte, la tasa de restitución integral de reservas probadas equivale a la incorporación de reservas por descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones.

3.1.3. Exploración y Producción

Actividad exploratoria de hidrocarburos

En 2013, la adquisición de información sísmica¹⁵ tridimensional (3D) tuvo un avance de 13,991 kilómetros cuadrados (km²) en las actividades de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, y 1,072 km² en desarrollo de campos, que en conjunto alcanzan 15,063 km², 43.2% menos que lo reportado en 2012. Destacó la región Marina Suroeste con 9,463.6 km², 90.3% de exploración y 9.7% de desarrollo. En la región Norte se adquirieron 5,060.6 km² y en la región Sur 538.7 km² de 3D¹⁶. Respecto a la información sísmica 2D, se obtuvieron 3,646 km, correspondiendo a la actividad de incorporación de reservas; cifra 4.0% mayor a la registrada en 2012. Del total adquirido, el 57.7% correspondió a la región Norte y el 42.3% a la región Sur, en su totalidad de exploración.

CUADRO 3. 4 AVANCES Y ADQUISICIONES DE SÍSMICA 2D Y 3D EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2003-2013

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Avance 2D (km)	3,182	11,688	3,678	2,172	806	7,512	18,032	2,356	3,388	3,505	3,646
Avance 3D (km2)	29,286	26,379	6,843	2,096	11,820	12,163	18,287	24,778	44,288	26,533	15,063

Fuente: Base de Datos Institucional de PEMEX.

Durante 2013 se terminaron 823 pozos, 33.5% menos que en 2012; de éstos, 38 fueron pozos de exploración, 2.7% más que el año previo. Del total de pozos exploratorios, 17 pozos fueron en los activos regionales de exploración, 13 en el Activo Integral Burgos, seis del Activo Integral Veracruz y dos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste.

El éxito alcanzado en la terminación de pozos de exploración fue 61.0%, 4 puntos porcentuales mayor al registrado en 2012. Se terminaron cuatro pozos productores de aceite, siete de aceite y gas, tres de gas húmedo, seis de gas seco, tres de gas y condensado, además de un pozo productor no comercial de gas húmedo, un productor no comercial de gas y condensado, 11 improductivos invadidos de agua salada, un improductivo invadido seco y un improductivo por baja permeabilidad.

Adicionalmente, en 2013 se terminaron 785 pozos de desarrollo, 34.6% menos que en el año previo. Del total de pozos de desarrollo se contabilizaron 747 pozos productivos (677 de aceite y 70 de gas). En la región Norte se terminaron 460 pozos de desarrollo, 45.9% se ubicaron en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, 29.8% en Burgos, 20.2% en Poza Rica-Altamira y 4.1% en Veracruz. En la región Sur se terminaron 286 pozos de desarrollo, en el Activo de Producción Cinco Presidentes se registraron 40.9% de los pozos, en Samaria-Luna 35%, en Bellota-Jujo 16.8% y en Macuspana-Muspac 7.3%. Respecto a las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste, se terminaron 23 y 16 pozos de desarrollo, respectivamente.

¹⁵ La sísmica es un método geofísico utilizado en la exploración de hidrocarburos, basado en la reflexión de ondas sonoras que son recibidas por equipos en la superficie que las interpretan, geofísica y geológicamente, para producir mapas del subsuelo que muestran las diversas áreas que potencialmente pueden contener hidrocarburos. La prospección sísmica se puede realizar en dos o tres dimensiones (sísmica 2D o 3D). La primera aporta información en un solo plano (vertical), mientras que la segunda permite determinar con mayor exactitud del tamaño, forma y posición de las estructuras geológicas, al introducir el esquema volumétrico.

¹⁶ PEMEX, Cuarto informe trimestral 2013.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 3. 5 PERFORACIÓN DE POZOS Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS, 2003-2013

Concepto	Datos anuales										
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pozos perforados ^a	653.0	733.0	759.0	672.0	615.0	822.0	1,490.0	994.0	1,000.0	1,290.0	705.0
Pozos terminados	593.0	727.0	742.0	656.0	659.0	729.0	1,150.0	1,303.0	1,034.0	1,238.0	823.0
Pozos exploratorios	88.0	103.0	74.0	69.0	49.0	65.0	75.0	39.0	33.0	37.0	38.0
Productivos	53.0	42.0	39.0	32.0	26.0	27.0	29.0	23.0	16.0	21.0	23.0
% éxito	60.0	41.0	53.0	46.0	53.0	42.0	39.0	59.0	48.0	57.0	61.0
Pozos de desarrollo	505.0	624.0	668.0	587.0	610.0	664.0	1,075.0	1,264.0	1,001.0	1,201.0	785.0
Productivos	455.0	581.0	612.0	541.0	569.0	612.0	1,014.0	1,200.0	955.0	1,159.0	747.0
% éxito ^b	90.0	94.0	92.0	92.0	94.0	92.0	94.0	95.0	95.0	97.0	96.0
Equipos perforación ^c	100.6	132.4	115.8	103.1	115.8	143.0	175.9	129.9	127.6	135.7	139.0
Equipos exploratorios	34.7	40.4	27.3	23.4	20.0	30.0	25.6	19.4	16.8	17.0	20.8
Equipos de desarrollo	65.9	92.0	88.5	79.7	95.7	112.9	150.3	110.5	110.8	118.6	118.2
Kilómetros perforados	1,763.0	2,106.0	2,004.0	1,858.0	1,798.0	2,199.0	3,770.0	2,532.0	2,494.0	3,007.0	1,627.0
Profundidad promedio por pozo (m) ^d	2,904.0	2,692.0	2,828.0	2,771.0	2,744.0	2,748.0	2,494.0	2,605.0	2,418.0	2,429.0	2,710.0
Campos descubiertos ^e	33.0	24.0	16.0	13.0	14.0	14.0	13.0	5.0	8.0	9.0	6.0
Aceite	11.0	8.0	3.0	2.0	4.0	6.0	6.0	2.0	2.0	2.0	4.0
Gas	22.0	16.0	13.0	11.0	10.0	8.0	7.0	3.0	6.0	7.0	2.0
Campos en producción	340.0	355.0	357.0	364.0	352.0	345.0	394.0	405.0	416.0	449.0	454.0
Pozos en explotación ^f	4,942.0	5,286.0	5,683.0	6,080.0	6,280.0	6,382.0	6,890.0	7,476.0	8,315.0	9,439.0	9,836.0
Producción promedio de hidrocarburos totales por pozo (bd)	880.0	833.0	774.0	729.0	699.0	622.0	549.0	508.0	448.0	392.0	373.0

^a. Pozos perforados hasta el objetivo.

^b. Excluye pozos inyectoros.

^c. Número de equipos promedio.

^d. Se refiere a la profundidad promedio de los pozos hasta el objetivo.

^e. Incluye únicamente campos con reservas probadas. En 2007, fueron excluidos campos Kibo-1 y Lalail-1, que aunque resultaron productores, no incorporan reservas probadas.

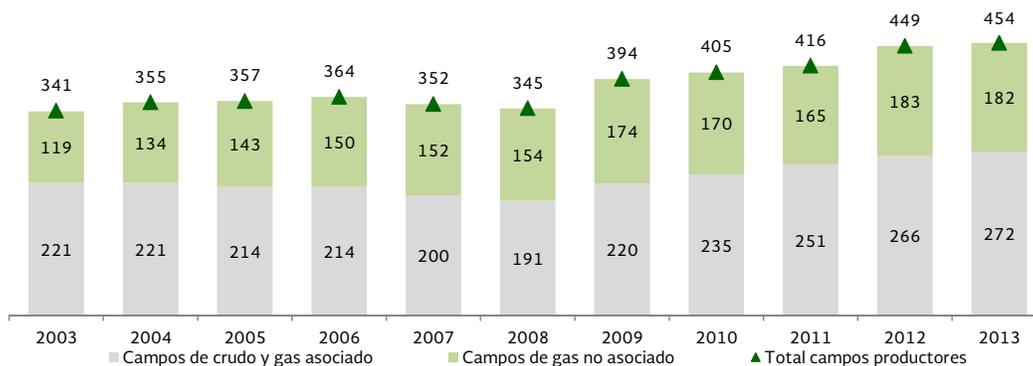
^f. Promedio anual.

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

En 2013, el total de campos productores de PEMEX-Exploración y Producción (PEP) fue de 454, lo cual representa un incremento de 1.1% respecto a 2012. Del total, 59.9% correspondieron petróleo y gas asociado, y 40.1% restante a campos de gas no asociado. De 2012 a 2013 se adicionaron únicamente cinco campos de petróleo y gas asociado, (véase GRÁFICA 3. 3).

La región que presentó mayor cantidad de campos productores al final del 2013 fue la región Norte, contabilizando 310 campos de petróleo y gas asociado y gas no asociado. Del total en esta región, el Activo Integral Burgos contabilizó 146 campos, seguido del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 86, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo con 46 y el Activo Integral Veracruz con 32. La segunda región con mayor cantidad de campos productores fue la región Sur, la cual contabilizó 102 campos, entre los que destacan los del Activo de Producción Macuspana-Muspac con 37 campos, el Activo de Producción Bellota-Jujo con 28, el Activo de Producción Cinco Presidentes con 21 y el Activo de Producción Samaria-Luna con 16. Le siguen las regiones Marinas Noroeste y Suroeste, las cuales en su conjunto tuvieron 42 campos productores, entre los que se encuentra el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc con 16 campos, el Activo de Producción Litoral de Tabasco con 11 campos, el Activo de Producción Cantarell con 10 campos y finalmente el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 5 campos.

GRÁFICA 3.3 CAMPOS PRODUCTORES EN OPERACIÓN Y POR TIPO, 2003-2013
(Número)



Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción.

Inversiones en Petróleos Mexicanos

En 2013 la inversión total ejercida por PEMEX y organismos subsidiarios fue de 333,570 millones de pesos. De este importe, 328,572 millones correspondieron a gasto de inversión física y 4,998.5 millones de inversión financiera.

Por organismo subsidiario, la inversión ejercida por PEP en 2013 fue de 287,663 millones de pesos¹⁷. Los proyectos a los que se destinaron más recursos fueron: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Antonio J. Bermúdez y Chuc, que en conjunto significaron 55.1% de la inversión de este organismo subsidiario¹⁸. Cabe destacar que las inversiones estuvieron enfocadas a la terminación de pozos de desarrollo y exploración, intervenciones mayores y reparaciones mayores, estimulación a pozos, así como a la construcción de ductos.

Durante 2013, en PEMEX Refinación (PR) se ejerció una inversión de 29,794 millones de pesos¹⁹, monto mayor en 2.9% a lo ejercido al del año anterior. Los proyectos de inversión por parte de PR han estado orientados a satisfacer las necesidades de consumo interno de combustibles, optimizar los canales de distribución, modernizar y mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como aumentar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, entre otros. Dicha inversión estuvo enfocada principalmente a:

- Proyecto calidad de combustibles (Fase gasolinas, tiene el propósito de producir gasolinas de Ultra Bajo Azufre (UBA) y Fase diesel: su propósito es producir diesel UBA);
- Aumento de la capacidad de almacenamiento y distribución Tuxpan-México (busca garantizar el suministro de combustibles al Valle de México mediante el incremento de la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto de la terminal de Tuxpan);
- Reconfiguración de la refinería de Salamanca (busca implantar el esquema de alta conversión, y hacer esta instalación rentable, competitiva y eficiente, así como reducir la oferta comercial de combustóleo y asfalto para incrementar la producción de destilados ligeros e intermedios);
- Mantener la producción de las refinerías del SNR;
- Proyecto relativo al cumplimiento a la NOM-148 (referente a la regulación de la emisión de compuestos de azufre proveniente de procesos de refinación en Minatitlán y Salamanca);

¹⁷ La inversión total no incluye 164.2 millones de pesos de inversión financiera.

¹⁸ PEMEX, Cuarto informe trimestral 2013.

¹⁹ La inversión no incluye 257.6 millones de pesos de inversión financiera

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

- Implantación del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) en siete poliductos (SCADA 7); diez oleoductos, tres combustoleoductos y 34 poliductos (SCADA 47) de la Red Nacional de Ductos de PEMEX-Refinación.

En 2013 en PGPB se ejercieron 5,405 millones de pesos, 21.0% más que lo destinado en 2012. La cartera de proyectos incluye la planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica; rehabilitación de las redes contra incendio de los centros procesadores de gas; mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado; conservación de la confiabilidad operativa en el Complejo Procesador de Gas Ciudad PEMEX. Además, se tuvieron avances en importantes proyectos como el de Etileno XXI, (Acondicionamiento de plantas de proceso y Contrato de suministro de etano), los Ramones fase I y los Ramones fase II, entre otros. Es importante resaltar que los proyectos de PEMEX- Gas y Petroquímica Básica (PGPB) están orientados a disponer de la infraestructura de proceso para aprovechar la oferta de hidrocarburos de PEP, contar con flexibilidad operativa en el sistema de transporte de gas natural y gas licuado, así como atender la demanda de etano requerida por el mercado, entre otros aspectos.

CUADRO 3. 6 INVERSIÓN EN CAPITAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA, 2008-2013¹
(Millones de pesos corrientes)

Concepto	Datos anuales					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total Inversión Presupuestaria^{2/3/}	201,741	251,882	268,600	267,261	311,992	328,572
Pemex-Exploración y Producción	178,105	226,802	239,409	235,942	274,745	287,663
Pemex-Refinación ⁴	17,380	18,526	22,636	25,157	28,944	29,794
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,203	3,941	3,887	3,019	4,468	5,405
Pemex-Petroquímica	1,614	2,053	2,462	2,426	2,892	4,003
Corporativo de PEMEX	439	560	206	717	943	1,707

1 Cifras en flujo de efectivo e incluyen mantenimiento capitalizable.

2 La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.

3 A partir de 2009 la inversión PIDIREGAS se incorpora a la inversión del Gobierno Federal. En 2008 incluye recursos PIDIREGAS por 355,935 millones de pesos, al tipo de cambio de cierre de cada año. Se han realizado al tipo de cambio de 2013 de 13.0765 = US\$1.00.

4 La inversión devengada en proyectos por parte de PR fue de 28,653 millones de pesos, (no incluye inversión supervenientes por 1,397.9 millones de pesos y 257.6 millones de pesos de inversión financiera).

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

Durante 2013, la inversión ejercida de PEMEX-Petroquímica fue de 4,003 millones de pesos (no incluye 2,993.5 millones de pesos de inversión financiera), monto 38.4% superior al ejercido en 2012. Los proyectos a los que se destinaron mayores recursos fueron: modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico Cangrejera; mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera; sostenimiento de la capacidad de producción de derivados de etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos y sostenimiento de la capacidad de producción de derivados de etano II.

Por último, el Corporativo de Petróleos Mexicanos ejerció 1,707 millones de pesos (no incluye 1,583.1 millones de pesos de inversión financiera), 81% más que los recursos ejercidos al año anterior. Entre los proyectos de mayor asignación de recursos están: evolución estratégica de la red y servicios de telecomunicaciones, fortalecimiento de las capacidades operativas de PEMEX, equipamiento de unidades médicas, renovación de instalaciones en unidades médicas (4.6%) y lo restante en otros proyectos diversos.

3.1.4. Producción de petróleo

En 2013, la producción de petróleo crudo fue 2,522 mbd, volumen menor en 1.0% respecto al año anterior, lo que significa que en 2013 se dejaron de producir 25.8 mbd derivado de un mayor flujo fraccional de agua y menor producción por terminación de pozos en los activos Samaria-Luna, Litoral de Tabasco y Cantarell, situación que no fue compensada por el incremento en la producción asociada al desarrollo e inicio de operación de campos del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. Este volumen de producción provino de un total de 9,836 pozos en operación, de los cuales 6,509 pozos son productores de aceite y gas asociado, en tanto que 3,327 corresponden a gas no asociado²⁰.

A partir de 2004, el Activo Integral Cantarell inició un proceso natural de declinación pasando de 2,136 mbd en 2004, a 439.8 mbd en 2013. De 2012 a 2013, la reducción en la producción de este activo fue de -3.1%, es decir, dejó de producir 14.3 mbd, es importante considerar que la declinación de Cantarell ha sido compensada parcialmente con producción de Ku-Maloob-Zaap. Respecto a los activos de producción Samaria-Luna y Litoral de Tabasco, mostraron una variación anual de -15.9% y -6.3% y de 2012 a 2013, respectivamente, (véase CUADRO 3. 8). Aunque en menor medida, otros activos que también registraron una menor producción fueron Cinco Presidentes en la región Sur, Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo en la región Norte.

Por tipo de producción, la de crudo pesado fue 1,365 mbd, cifra menor en 1.4% en relación a 2012, atribuible al menor volumen de producción proveniente de Cantarell. Este tipo de crudo participó con el 54.1% de la producción total de petróleo. Respecto a la extracción de crudo ligero, éste registró la cantidad de 847 mbd, lo que significó un aumento de 1.6% comparado con el año anterior, principalmente por la producción asociada al desarrollo e inicio de operación de campos en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc de la región Marina Suroeste. La participación de la producción de crudo ligero dentro del total fue 33.6%. Finalmente, la producción de crudo superligero fue 310 mbd, reduciendo su producción en 5.7% en 2013. La participación de este crudo en la producción total fue 12.3%, (véase CUADRO 3. 7).

CUADRO 3. 7 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO POR TIPO, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											Variación 2013/2012	tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
Total crudo ^a	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,577	2,553	2,548	2,522	0.0	-2.9
Pesado	2,425	2,458	2,387	2,244	2,039	1,766	1,520	1,464	1,417	1,385	1,365	0.0	-5.6
Ligero	811	790	802	831	838	815	812	792	798	834	847	0.0	0.4
Superligero	135	135	144	180	199	210	270	321	337	329	310	-0.1	8.7

a A partir de 2004, el tipo de crudo se clasifica desde el pozo.

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

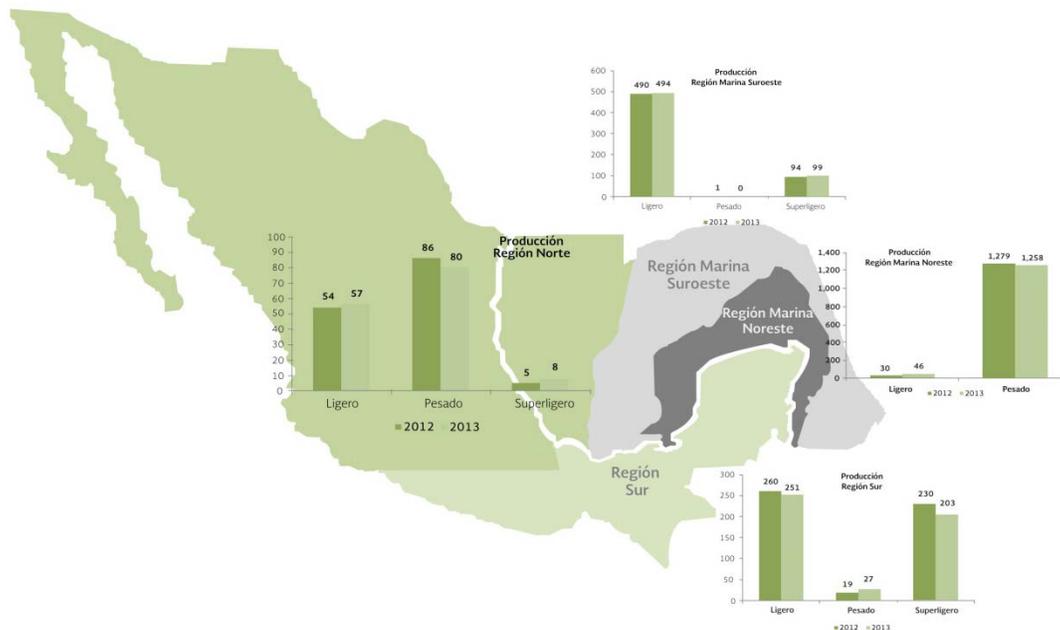
²⁰ Informe anual de PEMEX 2013.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

La distribución de la producción de petróleo a nivel regional de acuerdo a su densidad, muestra que la región Marina Noreste tuvo extracción total de 1,306 mbd en 2013, menor en 0.4% a lo producido en 2012, resultado de la menor producción en el Activo de Producción Cantarell. Del volumen total de producción, 96.5% correspondió a la extracción de petróleo crudo pesado y el resto a ligero. Por su parte, en la región Marina Suroeste, la producción fue de 593 mbd, 1.3% más que en 2012. La mayor producción de petróleo fue del tipo ligero con una participación de 83.3% y de superligero con 16.6% (véase MAPA 3. 1 y CUADRO 3. 7).

Respecto a la Región Sur, en 2013 se obtuvieron 481 mbd, 5.4% menos que en el año anterior, debido principalmente a la declinación natural de la producción e incremento del flujo fraccional de agua en campos del proyecto Delta del Grijalva en el Activo de Producción Samaria-Luna. Del total producido, el 52.2% fue de petróleo ligero y el 42.3% de superligero. En esta región, destacó la disminución en la producción de crudo superligero, que fue inferior 26.6 mbd, equivalente a 11.6% por debajo de lo registrado el año previo. Por último, en la región Norte, la producción promedió 145 mbd de crudo, presentando una disminución de 0.1% respecto a 2012, comportamiento provocado por la declinación natural de la producción en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira. El 55.4% de la extracción fue de crudo pesado, 39.1% de ligero y el resto correspondió a crudo superligero.

MAPA 3. 1 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR TIPO Y REGIÓN, 2013
(Miles de barriles diarios)



Nota: Cifras pueden no coincidir debido al redondeo.
Fuente: SENER con información de PEMEX.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 3. 8 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN Y ACTIVO ^A, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales											Variación 2013/2012	tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
Total crudo	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,577	2,553	2,548	#####	0.0	-2.9
Región Marina Noreste	2,416	2,441	2,357	2,205	2,018	1,746	1,493	1,397	1,343	1,309	#####	0.0	-6.0
Cantarell	2,123	2,136	2,035	1,801	1,490	1,040	685	558	501	454	439.8	0.0	-14.6
Ku-Maloob-Zaap	294	304	322	404	527	706	808	839	842	855	863.8	0.0	11.4
Región Marina Suroeste	398	388	396	475	506	500	518	544	561	585	592.9	0.0	4.1
Abkatún-Pool-Chuc	359	322	300	332	312	308	305	296	276	266	293.6	0.1	-2.0
Litoral de Tabasco	39	66	96	143	194	192	212	248	284	319	299.2	-0.1	22.7
Región Sur	483	473	497	491	465	459	498	532	531	508	480.8	-0.1	-0.1
Cinco Presidentes	37	38	39	39	45	47	57	72	83	96	93.1	0.0	9.6
Bellota-Jujo	195	212	224	219	190	175	172	160	143	130	134.3	0.0	-3.7
Macuspana-Muspac	45	41	38	40	44	52	69	82	81	77	80.9	0.1	6.1
Samaria-Luna	206	182	195	193	187	185	200	218	223	205	172.5	-0.2	-1.8
Región Norte	74	81	84	84	87	87	93	104	119	145	144.9	0.0	7.0
Burgos	-	-	-	-	-	-	-	1	3	5	8.0	0.7	n.a.
Poza Rica-Altamira	72	79	82	83	85	56	59	57	60	68	61.5	-0.1	-1.6
Aceite Terciario del Golfo	-	-	-	-	-	-	29	30	41	53	68.6	66.2	n.a.
Veracruz	2	2	2	1	2	2	5	5	3	4	9.3	1.4	20.0

^A A partir de 2004, la estructura administrativa de PEMEX Exploración y Producción cambió a activos integrales, por lo que las cifras de años anteriores fueron ajustadas.

Nota: El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se creó en 2008, por lo que sus campos asociados se desincorporaron del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

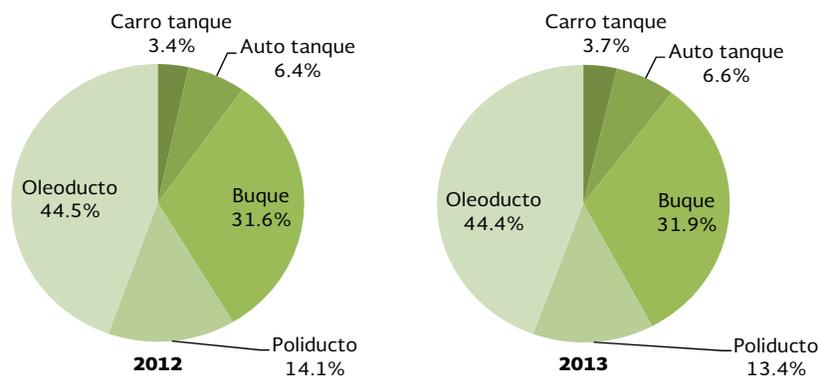
Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

3.2. Demanda de petróleo

3.2.1. Transporte y distribución

Las operaciones logísticas de petróleo y de refinados que PEMEX lleva a cabo se realizan a través de ductos y buques tanque, autos tanque y carros tanque. Aunado al transporte, para el almacenamiento y reparto de petrolíferos en el territorio nacional, se cuenta con terminales terrestres, terminales marítimas y residencias de operaciones portuarias. En este sentido, en 2013 la cantidad de petróleo crudo y productos petrolíferos transportados a través de la infraestructura de PEMEX se incrementó 3.1% en relación a 2012, equivalente a 76,558 millones de toneladas por kilómetro (mmton/km) de petróleo y productos petrolíferos, de los cuales 57.8% se distribuyeron por ducto (13.4 por poliducto y 44.4% por oleoducto), 31.9% por vía marítima, 6.6% por auto tanque y el restante 3.7% por carrotanque. Es de resaltar que se tuvo una mayor participación en el transporte por medio de buques tanque y de ruedas debido a una menor participación de ductos, (véase GRÁFICA 3. 4).

GRÁFICA 3. 4 MOVIMIENTO DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS REFINADOS POR MEDIOS DE TRANSPORTE



Fuente. PEMEX.

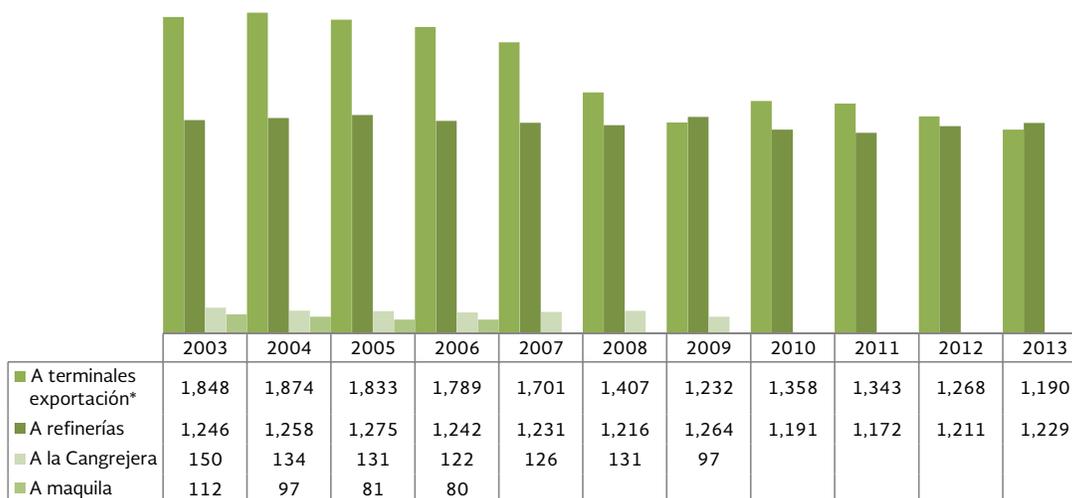
Adicionalmente, en 2013 se llevó a cabo una renovación de la flota mayor de 19 embarcaciones, de las cuales dos son propias, catorce en la modalidad de arrendamiento financiero con opción a compra, una en arrendamiento a casco desnudo y dos fletadas.

En cuanto a los sistemas de poliductos, el incremento de la capacidad el sistema Tuxpan-México, ha permitido tener una mayor disponibilidad de barriles diarios. También se puso en operación el ramal a Pachuca y dos de los cinco tanques de almacenamiento planeados en la Terminal Tuxpan. De igual forma, se concluyeron las adecuaciones al poliducto Salamanca-Morelia que permitieron incrementar la capacidad del sistema.

Un aspecto importante de mencionar es la participación que ha tenido el transporte ferroviario para el desalojo de combustóleo, principalmente el producido en las refinerías del centro del país, permitiendo resolver la problemática de altos niveles de inventario y las afectaciones al proceso de crudo asociadas. Durante 2013, la participación del transporte ferroviario en los movimientos de este combustible fue del 70%.

Por otra parte, en 2013 el volumen de petróleo distribuido fue 2,420 mbd . De este total, 1,229 mbd se destinaron a consumo interno, lo que representó 50.8% del volumen total distribuido; el 49.2% restante, 1,190 mbd, se envió a terminales de exportación. La distribución de crudo a refinerías y terminales de exportación presentó una contracción a una tasa anual de 2.4%, asociado al comportamiento de la producción nacional de crudo, (véase GRÁFICA 3. 5).

GRÁFICA 3. 5 DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO POR DESTINO, 2003 Y 2013
(Miles de barriles diarios)



*Incluye pesado de Altamira

Fuente: SENER, con información de PEMEX (BDI).

3.3. Sistema Nacional de Refinación (SNR)

Las actividades que PEMEX lleva a cabo a través del SNR están enfocadas a incrementar la capacidad de refinación que permitan cubrir la demanda de combustibles que requiere el mercado interno. Adicionalmente, los trabajos de modernización en infraestructura permiten capturar los márgenes de refinación y aprovechar los residuales en instalaciones, así como reducir el costo de suministro de combustibles mediante el incremento de la producción interna de destilados. Otro de los objetivos que persigue la modernización del SNR es disminuir el costo de transporte de petróleo que se produce en el centro del país, transformándolo en productos de mayor valor agregado.

Capacidad de refinación

En 2013, la capacidad de destilación atmosférica en el SNR se ubicó en 1,640 mbd, 100 mbd más que en 2003. Es importante resaltar que las reconfiguraciones de las refinarias de Cadereyta, Madero y Minatitlán han permitido incrementar la capacidad de refinación, además de la modificación en los rendimientos de los productos petrolíferos del SNR.

Adicionalmente, durante 2013, una mayor utilización en las plantas de proceso del SNR significó un impacto positivo en plantas primarias, catalíticas, reformadoras e hidrodesulfuradoras de gasolinas y de destilados intermedios. En contraste, los procesos de hidro de gasóleos de vacío, residuales, alquilación redujeron su utilización como resultado un aumento en el proceso de crudo.

En este sentido, la capacidad de hidrodesulfuración pasó de 916 mbd en 2003 a 1,006 mbd en 2013, como resultado de la puesta en operación de la coquizadora de Minatitlán. En tanto que la capacidad instalada de desintegración catalítica, que en 2003 fue de 390 mbd, aumentó a 422 mbd en 2013. La capacidad instalada de coquización que poseen las refinarias de Cadereyta y Madero, así como la entrada en operación de la planta coquizadora de Minatitlán, contribuyeron a que la capacidad instalada de este proceso se ubicara en 156 mbd en 2013. Respecto al proceso de alquilación, éste se redujo a 80 mbd; en tanto que la utilización de las plantas de reformación catalítica, no presentó variaciones en el periodo de 2003 a 2013 para finalizar con 279 mbd. Es importante considerar que, eventos como mantenimientos correctivos, salida de operación de plantas de FCC por falta de carga, paros correctivos, retraso en la rehabilitación general programada, entre otros, afectaron la utilización de algunos procesos.

CUADRO 3. 9 CAPACIDAD INSTALADA POR REFINERÍA Y POR PROCESO, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)

Proceso	Cadereyta		Madero		Minatitlán		Salamanca		Salina Cruz		Tula		CPQ Cangrejera		SNR		tmca
	2003	2013	2003	2013	2003	2013	2003	2013	2003	2013	2003	2013	2003	2013	2003	2013	
Destilación atmosférica	275	275	190	190	185	285	245	245	330	330	315	315			1,540	1,640	0.6
Desintegración catalítica	90	90	60	60	40	72	40	40	80	80	80	80			390	422	0.8
Reductora de viscosidad	0	0	0	0		0	0	0	50	50	41	41			91	91	0.0
Reformación catalítica	46	46	30	30	49	49	39	39	50	50	65	65			279	279	0.0
Alquilación e isomerización	11	11	15	15	14	26	3	3	28	14	10	10	28		82	80	-0.2
Hidrodesulfuración*	187	187	130	130	100	190	115	115	165	165	219	219			916	1,006	0.9
Coquización	50	50	50	50	0	56	0	0	0	0	0	0			100	156	n.a.
Azufre (toneladas/día)	600	600	600	600	80	680	240	240	240	240	400	400			2,160	2,760	2.5

* No incluye la planta hidrodesulfuradora de residuales de Salamanca y Tula (H-OIL).

Fuente: PEMEX Refinación.

3.3.1. Proceso de petróleo en el SNR

Las acciones de PEMEX tienen como objetivo mantener el proceso de crudo en niveles óptimos de la capacidad de refinación que permitan mejorar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, así como garantizar el abasto de petrolíferos. En este sentido, en 2013, el proceso total de petróleo crudo fue de 1,224.1 mbd, 2.1% más que al registrado en 2012. Lo anterior es resultado de un mayor proceso de crudo en las refinerías de Salina Cruz, Salamanca, Minatitlán, Madero y Cadereyta, en ésta última por la normalización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración.

En lo que respecta a la participación por calidad de crudo dentro del consumo en las refinerías, 727.6 mbd fueron de crudo ligero, 59.4% del total; y 496.4 mbd de crudo pesado y reconstituido, es decir, 40.6% del total.

Es importante mencionar que la refinería de Tula registró una variación anual del 20.2% respecto a 2012 en su estructura de crudo pesado, lo cual se debe en gran medida a la estrategia para apoyar al desalojo de combustóleo en las refinerías del Centro del país.

Aun cuando en 2013 se registró un mayor volumen de proceso de petróleo, algunas refinerías continuaron llevando actividades de mantenimiento correctivo de plantas, principalmente en Tula, Minatitlán y Madero. Además se continuó presentando retraso en reparaciones mayores de Tula, Salamanca y Minatitlán; fallas de servicios auxiliares (vapor y eléctricas) que ocasionaron paros no programados en plantas de proceso; factores que propiciaron que se viera afectado el proceso en algunas refinerías.

CUADRO 3. 10 PROCESO DE CRUDO POR REFINERÍA, 2012-2013

(Miles de barriles diarios)

Proceso de petróleo crudo por refinería														
Concepto	Cadereyta		Madero		Minatitlán		Salamanca		Salina Cruz		Tula		SNR	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Pesado	103.3	101.0	106.2	112.5	127.5	121.5	27.5	27.2	83.1	87.5	53.5	42.7	501.1	492.4
Ligero	84.4	87.8	21.6	17.2	43.1	61.3	150.4	164.8	173.6	194.9	223.8	201.5	696.8	727.6
Reconstituido*	-	-	-	-	-	-	1.3	2.5	-	-	-	1.6	1.3	4.0
Total	187.7	188.8	127.8	129.8	170.6	182.8	179.2	194.5	256.7	282.4	277.3	245.8	1,199.3	1,224.1

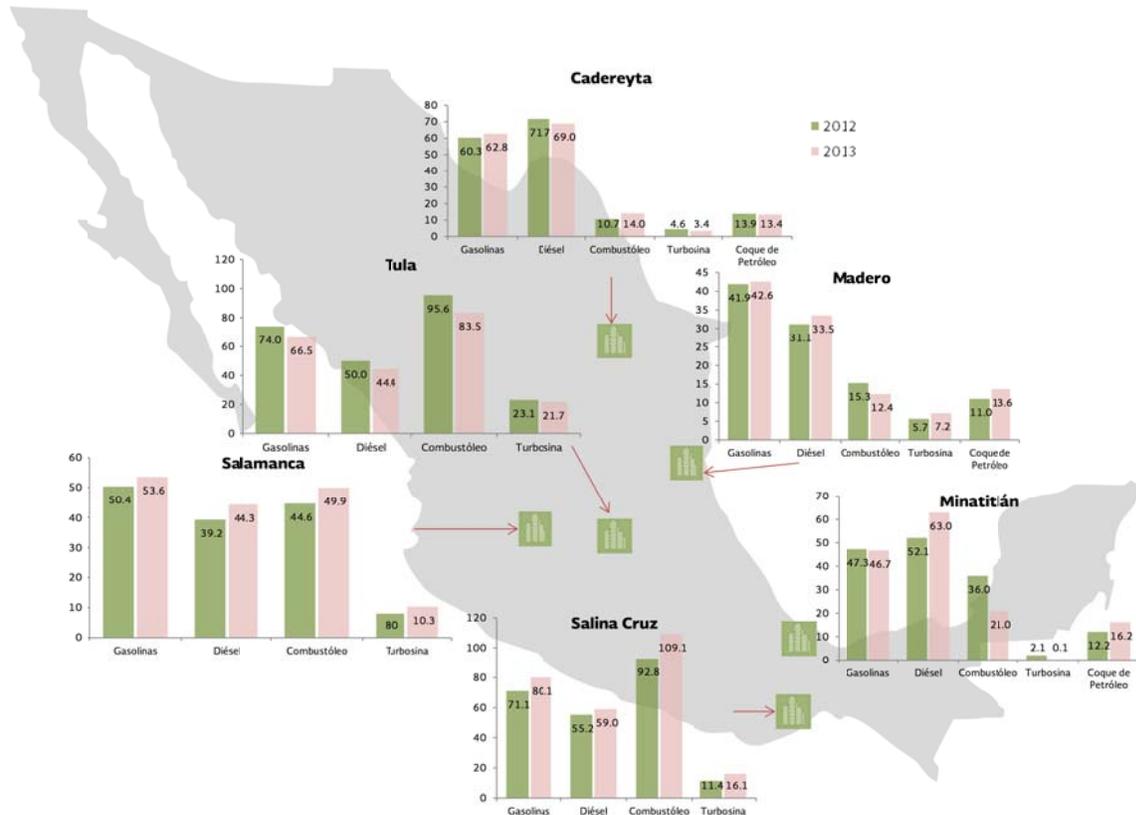
*Incluye crudo despuntado, pentanos, nafta ligera de Cangrejera, nafta ligera de Cactus, gasolina de Poza Rica y Madero.
Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

3.3.2. Producción de petrolíferos

En 2013, la elaboración de petrolíferos proveniente del SNR fue de 1,057.3 mbd de petróleo crudo equivalente (mbdpce), lo que representó 2.5% superior a lo registrado en 2012. El incremento fue resultado de una mayor producción de gasolina PEMEX Magna y PEMEX Diesel UBA. Con un incremento de 2.1% en el último año, la producción de gasolinas reportó 352.2 mbdpce, de este volumen el 95% correspondió a gasolina PEMEX Magna y 4.7% a PEMEX Premium. La mayor producción de gasolinas se reportó en Salina Cruz con 80.1 mbdpce y, en contraparte, la menor producción de este petrolífero fue en Madero con 42.6 mbdpce, (véase MAPA 3. 2).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

MAPA 3. 2 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR REFINERÍA, 2012 Y 2013
(Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

La producción de destilados intermedios como son el diésel y la turbosina presentaron incrementos con relación a 2012 de 4.6% y 7.4% respectivamente. De esta forma alcanzaron un total de 313.2 mbdpce en el caso del diésel y de 58.8 mbdpce para la turbosina. La mayor producción de estos destilados se centró en la refinería de Salina Cruz con 75.1 mbdpce y la menor en Madero con 40.7 mbdpce, (véase CUADRO 3. 11).

CUADRO 3. 11 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR, 2003-2013
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos anuales											tmca
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Gasolinas	368.6	386.2	364.2	366.6	367.8	361.8	377.3	335.5	322.1	345.0	352.2	-0.5
Combustóleo	427.6	396.9	378.3	350.7	325.1	311.3	341.0	347.6	331.6	294.9	289.9	-3.8
Coque de petróleo	12.2	20.9	22.0	23.6	24.4	27.1	28.3	21.8	23.5	37.1	43.2	13.4
Diésel	307.5	324.4	317.9	327.8	333.8	343.2	336.7	289.3	273.5	299.4	313.2	0.2
Turbosina	57.6	60.1	61.2	62.7	64.1	61.9	55.2	50.2	54.5	54.8	58.8	0.2
Total	1,173.6	1,188.5	1,143.6	1,131.4	1,115.2	1,105.3	1,138.5	1,044.2	1,005.2	1,031.1	1,057.3	-1.0

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

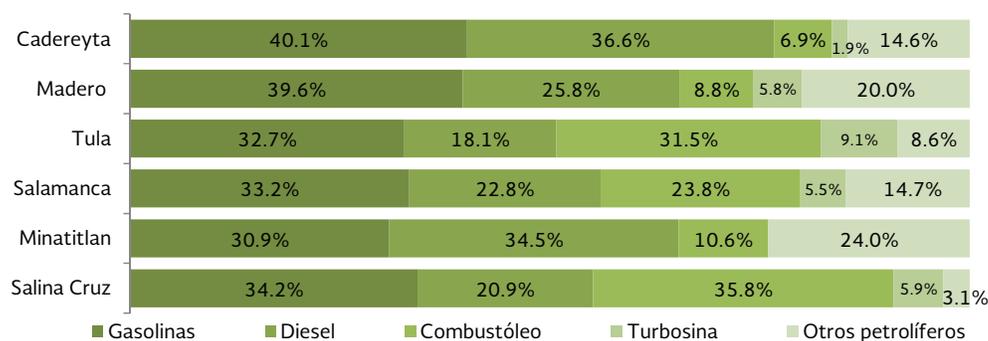
PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

En cuanto a la producción de combustibles residuales, la producción de combustóleo decreció en 1.7% en 2013, como resultado de las acciones para producir más destilados en las reconfiguraciones del SNR. De esta forma la producción de combustóleo alcanzó 289.9 mbdpce. Con respecto al coque de petróleo, se alcanzó una producción de 43.2 mbdpce, equivalente a un 16.4% de incremento. Las refinерías del SNR que cuentan con reconfiguraciones son Cadereyta, Madero y Minatitlán, esta última fue la que reportó la mayor producción de coque con 16.2 mbdpce.

Rendimientos de producción

De acuerdo con datos de PEMEX, en 2013, el rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo (gasolinas, querosenos y diesel) en el SNR fue de 65.3%, 0.9 puntos porcentuales superior al del año precedente²¹. Con base en las configuraciones de cada una de las refinерías, éstas presentan diferentes rendimientos para cada uno de los productos petrolíferos. En este sentido, los mayores rendimientos de gasolina se presentaron Cadereyta, Madero y Salina Cruz; y para el diesel en Cadereyta, Minatitlán y Madero. En el caso del combustóleo fueron Salina Cruz, Tula y Salamanca. Aquellas que cuentan con unidades de aprovechamiento de residuales producen mayor cantidad de destilados reduciendo el rendimiento de combustóleo, (véase GRÁFICA 3. 6).

GRÁFICA 3. 6 RENDIMIENTOS DEL CRUDO EN LA PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, 2013
(Distribución porcentual)



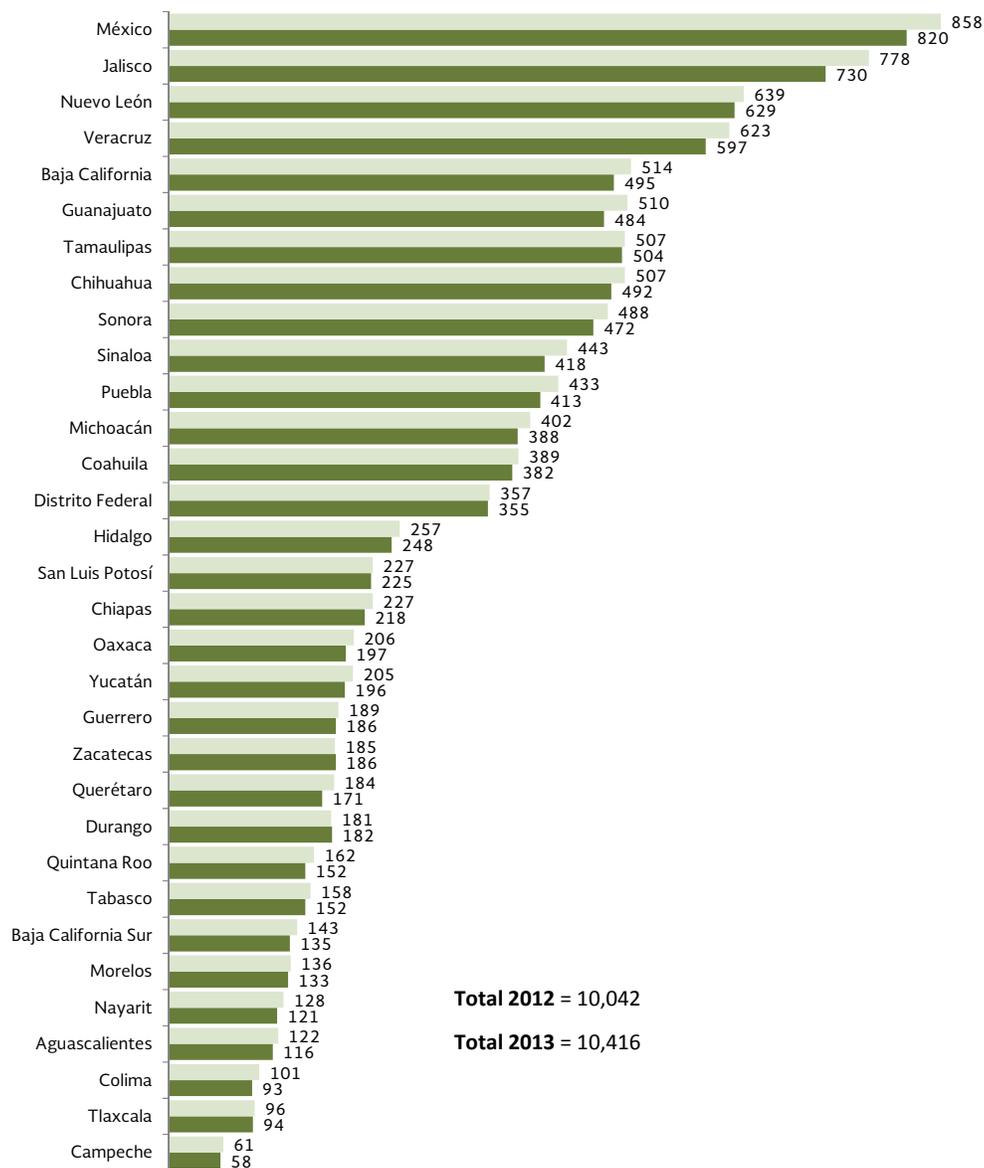
Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Estaciones de servicio

La distribución de combustibles para el autotransporte en el país se lleva a cabo por medio de estaciones de servicio que ponen a disposición del usuario final las gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel. A lo largo del territorio nacional se tienen 10,416 estaciones de servicio en esquema franquiciario. En el último año se crearon 374 nuevas estaciones, el 22% de éstas se concentró en Jalisco y el Estado de México. Otros estados con representatividad de nuevas estaciones de servicio fueron, Guanajuato, Veracruz y Baja California, (véase GRÁFICA 3. 7).

²¹ Informe anual de PEMEX 2013.

GRÁFICA 3. 7 ESTACIONES DE SERVICIO POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2003 Y 2013
(Número de estaciones)



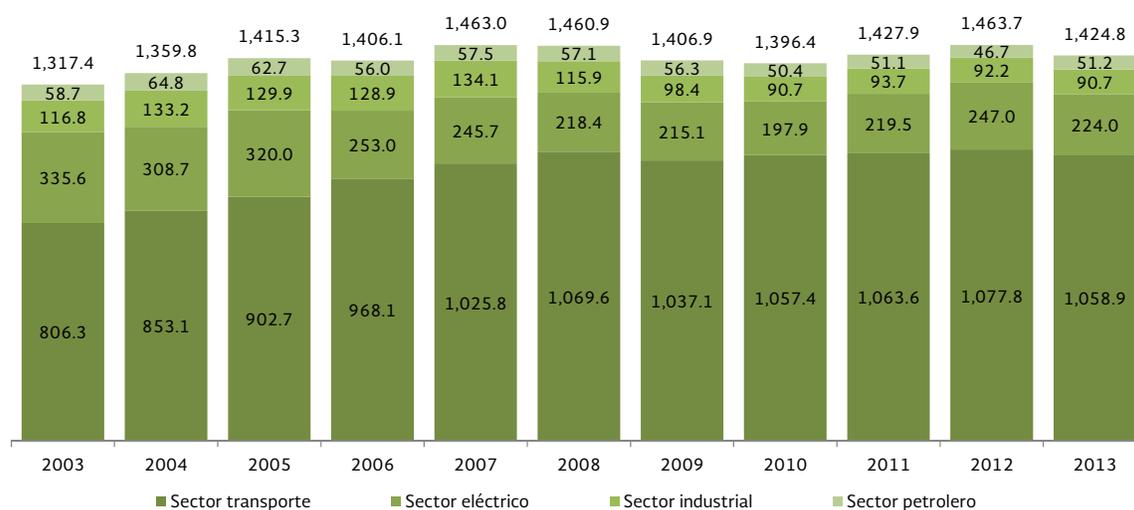
Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

3.4. Demanda de petrolíferos

En el último año, la demanda de petrolíferos disminuyó 38.9 mbdpce ubicándose en 1,424.8 mbdpce. Todos los sectores, exceptuando el petrolero, presentaron reducciones de consumo. En el sector transporte, la política de deslizamiento en los precios de la gasolina y diesel, fue un factor determinante de dicho comportamiento. En el caso del sector industrial, la sustitución de combustibles y el uso de energías alternativas, así como la aplicación de programas de eficiencia energética fueron factores que contribuyeron a esta disminución. En cuanto al sector eléctrico, la política de retiro de centrales convencionales redujo su consumo de combustóleo, utilizando más gas natural y energías renovables, (véase GRÁFICA 3. 8).

GRÁFICA 3. 8 DEMANDA DE PETROLÍFEROS POR SECTOR, 2003-2013

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por SENER, IMP con información de PEMEX, SE y empresas privadas.

Los niveles de demanda actuales se ubican por debajo del máximo histórico y se espera que con la utilización de energías alternativas se mantenga con crecimientos moderados. Asimismo, el sector eléctrico seguirá buscando reducir su consumo de combustibles fósiles para el cumplimiento de las metas sectoriales.

3.4.1. Sector Transporte

La demanda de petrolíferos del sector transporte en 2013 alcanzó 1,196.1 mbd. El mayor consumo se presentó en la región centro representando 26.5% del total, mientras que la región de menor consumo fue la noroeste con 13.0%. Este comportamiento se asocia con la movilidad de carga y pasajeros en los centros urbanos, (véase CUADRO 3. 12).

CUADRO 3. 12 VENTAS REGIONALES DE PETROLÍFEROS AL SECTOR TRANSPORTE, 2013

(Miles de barriles diarios)

Región	Combustible				Total	Participación
	Gasolinas	Diesel	Turbosina	Intermedio 15		
Total	786.9	346.9	62.2	0.0	1,196.1	
Noroeste	98.8	50.0	7.1	0.00	155.9	13.0%
Noreste	141.3	81.6	5.2	0.00	228.2	19.1%
Centro-Occidente	181.5	85.8	10.7	0.01	278.0	23.2%
Centro	226.7	68.3	22.2	0.00	317.3	26.5%
Sur-Sureste	138.5	61.2	17.0	0.02	216.7	18.1%

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de ASA, SCT, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Autotransporte

En 2013, el consumo de petrolíferos del autotransporte fue de 972.2 mbd, 2.0% menor que lo reportado en 2012. El autotransporte, es la modalidad de mayor preferencia en el país, tanto para el transporte de pasajeros como de carga. En los últimos dos años algunas ciudades realizan estudios de movilidad para el cambio de modalidad con base en los recorridos y tamaños de carga con la finalidad de obtener mayores eficiencias de transporte en general. Así, se espera que, con las políticas de precios de los combustibles y los programas de movilidad en las ciudades y de cambio modal, se obtenga una estructura de consumo de gasolinas y diesel más racional, (véase CUADRO 3. 13).

CUADRO 3. 13 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL AUTOTRANSPORTE, 2003-2013
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	727.4	770.7	817.7	880.1	931.6	976.1	959.2	976.5	979.1	992.0	972.2	2.9
Gasolinas	497.6	527.1	556.4	595.2	630.0	656.3	656.2	664.2	662.2	665.5	652.0	2.7
Diésel	229.8	243.7	261.4	285.0	301.6	319.8	303.1	312.2	316.9	326.4	320.2	3.4

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Es importante destacar que la región Centro continúa presentando el mayor consumo de gasolinas y concentración de parque vehicular, aun a pesar de haber sido la región que presentó el crecimiento medio anual más bajo en el consumo de este petrolífero en los últimos diez años en comparación con el resto de las regiones. Respecto a la demanda de diesel, la región Centro-Occidente fue la que registró el mayor consumo asociado a la mayor actividad económica desarrollada en esta región, (véase CUADRO 3. 14 y CUADRO 3. 15).

CUADRO 3. 14 DEMANDA REGIONAL DE GASOLINAS EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)

Región	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	600.5	636.1	671.5	718.3	760.3	792.0	791.9	801.6	799.1	803.2	786.9	2.7
Noroeste	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	3.1
Noreste	115.4	121.8	129.0	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	141.3	2.0
Centro-Occidente	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	2.8
Centro	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.6	230.2	226.7	1.9
Sur-Sureste	86.1	94.0	101.0	110.5	120.3	128.6	132.6	136.2	138.1	141.2	138.5	4.9

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

CUADRO 3. 15 DEMANDA REGIONAL DE DIESEL EN EL SECTOR AUTOTRANSPORTE, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)

Región	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	230.0	243.9	261.6	285.2	301.9	320.1	303.3	312.5	317.2	326.7	320.5	3.4
Noroeste	26.8	29.7	33.0	36.7	39.0	41.2	37.7	38.2	40.7	43.2	42.8	4.8
Noreste	51.3	55.3	60.9	68.6	73.6	80.4	73.7	76.2	76.9	78.5	76.7	4.1
Centro-Occidente	60.7	62.5	66.1	69.9	73.2	76.0	75.0	79.1	80.3	81.5	80.8	2.9
Centro	53.3	56.1	58.8	62.6	65.9	68.2	65.9	67.8	67.9	68.5	67.0	2.3
Sur-Sureste	38.0	40.3	42.8	47.4	50.1	54.3	51.0	51.2	51.4	54.9	53.2	3.4

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX Refinación y SCT.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Parque vehicular

La variable más importante para determinar el comportamiento de la demanda de combustibles, en el sector autotransporte es el parque vehicular. La evolución de éste ha mostrado una dinámica muy importante en los últimos años, de tal manera que, de 2004 a 2013, se registraron 29.4 millones de unidades a finales de 2013. En este año, la estructura del parque vehicular estuvo conformada principalmente por 38.7% de camionetas, 23.8% de vehículos compactos y 19.4% de vehículos subcompactos. Es interesante observar que en 2013 no se presentó la relación directa que existía en años anteriores, entre el aumento de la demanda de gasolinas y diesel y el parque vehicular, pues en este año, mientras que el consumo de estos petrolíferos disminuyó, la cantidad de unidades vehiculares aumentó.

CUADRO 3. 16 ESTRUCTURA DEL PARQUE VEHICULAR, 2004-2013
(Millones de vehículos)

Región	Datos anuales										tmca
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	17.0	17.1	19.4	21.3	23.0	23.9	25.1	26.5	27.9	29.4	6.3
Subcompacto	4.4	4.4	4.7	4.9	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.7	3.0
Compacto	4.1	4.2	4.7	5.1	5.5	5.7	5.9	6.3	6.6	7.0	6.1
Lujo y deportivo	1.3	1.2	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.5	7.8
Camionetas	4.9	5.1	6.3	7.2	8.2	8.7	9.2	9.9	10.6	11.4	9.7
Camionetas de uso intensivo	1.5	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.7
Autobuses	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	3.4
Camiones medianos	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4
Camiones pesados	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	3.8

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de empresas privadas.

Del total de parque vehicular nacional registrado en 2013, el 96.0% correspondió vehículos con motor de gasolina, este tipo de vehículos presentó un aumento de 5.3% respecto a 2012. La región Centro registró la mayor concentración de unidades a gasolina con 8.7 millones. En contraste, en la región Noroeste se registró la menor cantidad pero con la mayor tasa media de crecimiento anual de 8.2% para el mismo periodo. Respecto a las regiones Noreste y Centro-Occidente, ambas registraron prácticamente la misma cantidad de unidades en su parque vehicular, no obstante que en la región Noroeste se registró un mayor crecimiento medio anual de 7.9% y de 6.5% en Centro-Occidente de 2004 a 2013, (véase CUADRO 3. 17).

CUADRO 3. 17 EVOLUCIÓN DEL PARQUE VEHICULAR A GASOLINA, 2004-2013
(Millones de vehículos)

Región	Datos anuales										tmca
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	16.0	16.1	18.5	20.3	22.1	23.0	24.1	25.5	26.8	28.2	6.5
Noroeste	1.8	1.6	2.1	2.4	2.8	2.9	3.1	3.3	3.5	3.6	8.2
Noreste	3.0	2.9	3.6	4.0	4.5	4.7	5.0	5.3	5.6	5.9	7.9
Centro-Occidente	3.4	3.4	3.8	4.2	4.6	4.8	5.0	5.3	5.6	5.9	6.5
Centro	5.7	6.0	6.4	6.9	7.3	7.5	7.7	8.0	8.3	8.7	4.9
Sur-Sureste	2.2	2.2	2.5	2.7	3.0	3.2	3.3	3.6	3.8	4.1	7.1

Nota: se incluyen híbridos y se excluyen motocicletas

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

La demanda de diésel se destina principalmente al transporte de carga y en menor medida a vehículos ligeros, es así que en 2013 el parque vehicular a diesel representó 3.2% del parque vehicular nacional. La mayor concentración de estos vehículos a nivel regional se tuvo en la zona Centro, con 271.1 miles de unidades, seguida de la región Noreste con 218.3 mil. En ambas regiones es en donde se registraron los mayores crecimientos promedios anuales de 3.9% y 4.3%, respectivamente, en el lapso 2004-2013,

CUADRO 3. 18 EVOLUCIÓN DEL PARQUE VEHICULAR A DIESEL, 2004-2013
(Miles de vehículos)

Región	Datos anuales										tmca
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	662.1	672.2	700.7	737.4	772.9	779.7	790.2	798.4	843.7	897.3	3.4
Noroeste	72.0	71.3	74.3	78.9	79.8	77.6	77.5	79.7	80.8	83.3	1.6
Noreste	150.1	154.4	163.3	175.8	185.0	186.5	189.7	192.4	204.5	218.3	4.3
Centro-Occidente	155.4	156.4	161.8	168.6	176.5	177.7	180.2	180.1	190.6	203.1	3.0
Centro	192.4	197.5	205.5	214.0	227.6	232.7	236.8	238.2	254.0	271.1	3.9
Sur-Sureste	92.1	92.6	95.8	100.1	104.0	105.2	106.0	108.0	113.7	121.5	3.1

Fuente: elaborado por IMP, con base en información de empresas privadas.

Transporte aéreo

En 2013 las operaciones aéreas aumentaron 1.0% en relación al año anterior, lo que resultó en un incremento en la demanda de turbosina 4.9% en este año. La región Centro fue la que registró la mayor demanda de este petrolífero con 35.7%, resultado de un mayor número de operaciones aéreas realizadas tanto nacionales como internacionales, así como a una mayor conectividad e incremento en el número de aeronaves en las diferentes líneas aéreas. La evolución favorable del sector aéreo se debió al incremento en el número de pasajeros que se transportaron por vía aérea, de origen nacional e internacional.

En segundo lugar, la región Sur-Sureste presentó una demanda de 27.5%. En los últimos diez años, ésta ha sido la región con el mayor crecimiento medio anual de 3.3%, reflejo del incremento de operaciones del Aeropuerto de Cancún.

CUADRO 3. 19 OPERACIONES POR TIPO DE AVIACIÓN, 2003-2013
(Miles de operaciones)

Tipo	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	1,458.8	1,526.2	1,569.2	1,696.6	1,899.4	1,828.5	1,626.6	1,650.3	1,633.5	1,683.3	1,700.2	1.5
Comercial regular ¹	922.1	961.7	975.6	1064.5	1232.1	1164.9	988.5	960.6	922.7	979.2	1023.2	1.0
Charter ²	34.7	33.8	31.4	30.7	31.2	27.6	20.3	16.6	17.0	13.7	12.7	-9.5
Comercial no regular ³	181.2	204.8	215.2	224.5	245.3	247.6	246.5	267.8	262.9	268.3	248.8	3.2
Aviación general ⁴	302.6	301.3	310.8	336.0	352.9	349.5	335.7	362.4	385.5	374.0	370.1	2.0
Carga	18.3	24.7	36.1	40.9	37.9	38.9	35.6	42.9	45.4	48.1	45.4	9.5

¹ Se refiere a aeronaves en líneas aéreas con rutas e itinerarios establecidos.

² Se refiere a aeronaves comerciales con rutas no concesionadas y/o fuera de itinerario, que operan esporádicamente.

³ Se refiere a taxis aéreos.

⁴ Se refiere a aeronaves privadas, oficiales, militares y aviación general con matrícula extranjera.

n.a. no aplica.

Fuente: ASA.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 3. 20 DEMANDA REGIONAL DE TURBOSINA, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Región	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	54.2	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	62.2	1.4
Noroeste	7.2	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	-0.2
Noreste	4.7	4.5	4.3	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.2	1.0
Centro-Occidente	10.3	11.2	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	0.4
Centro	19.8	21.2	21.6	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	22.2	1.2
Sur-Sureste	12.2	13.6	13.1	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	17.0	3.3

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Transporte marítimo y ferroviario.

En 2013, la demanda de diésel en el transporte ferroviario se mantuvo constante en relación al año anterior, 12.7 mbd. Un elemento a considerar es que esta forma de transporte enfrenta una falta de infraestructura que impide que se lleven cargas y rutas del ferrocarril y por ende se opte por formas de transporte menos atractivas²². Respecto al consumo de diesel en el transporte marítimo disminuyó 12.0% en relación a 2012.

CUADRO 3. 21 DEMANDA DE DIESEL Y COMBUSTÓLEO EN DIFERENTES MODALIDADES DEL TRANSPORTE, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

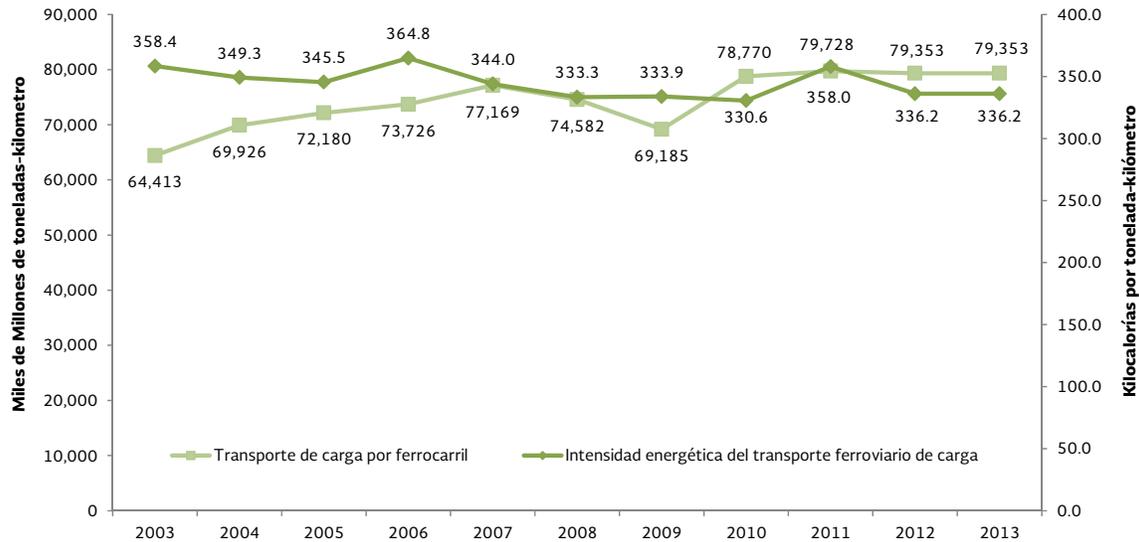
Combustible	Datos Anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total ferroviario	10.7	11.5	11.8	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	12.7	1.7
diesel	10.7	11.5	11.8	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	12.7	1.7
Total marítimo	15.7	14.9	16.3	16.0	15.8	18.7	13.5	14.4	16.8	15.8	13.8	-1.3
diesel	14.1	13.5	14.7	14.8	14.6	17.8	12.8	13.5	16.1	15.6	13.7	-0.2
combustóleo	1.6	1.4	1.5	1.2	1.2	1.0	0.7	0.8	0.7	0.2	0.0	-31.7

Fuente: IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

A pesar de disponer de capacidad para una velocidad de al menos 50 km/h, la velocidad ponderada del sistema ferroviario de carga se reduce a 28 km/h debido, en parte, a la falta de libramientos en algunas zonas urbanas, así como a que la infraestructura ferroviaria no ha sido complementada con una buena señalización, lo que ha contribuido a que tengan accidentes recurrentes. Además, los diversos fenómenos naturales afectan las vías, particularmente en la zona Sur-Sureste²³. En 2013, la intensidad energética por medio de transporte ferroviario fue de 336.2 kilojoules por tonelada-kilómetro, en tanto que el transporte de carga por este medio fue de 79,353 millones de toneladas por kilómetro (véase GRÁFICA 3. 9).

²² La infraestructura ferroviaria está constituida por 26,727 km de vías, de las cuales 20,722 km forman parte de las vías troncales y sus ramales, en su mayoría concesionada, 4,450 km son vías secundarias y 1,555 km son particulares.

²³ PROGRAMA Nacional de Infraestructura 2014-2018, Diario Oficial de la Federación, Martes 29 de abril de 2014.

GRÁFICA 3. 9 TRANSPORTE DE CARGA E INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL TRANSPORTE FERROVIARIO, 2003-2013


Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de SCT.

3.4.2. Sector Eléctrico

El consumo de petrolíferos en el sector eléctrico presenta una disminución asociada al cambio de tecnologías de generación. Por un lado, las metas sectoriales buscan reducir la generación a partir de fuentes de energía fósiles y por otro lado incrementar la eficiencia global de generación para reducir los costos de la energía eléctrica. De esta manera, la generación eléctrica convencional con base en combustóleo se ha sustituido por generación eficiente con base en gas natural, es decir, ciclos combinados. Esto es, se tiene un menor consumo de combustibles pero se mantiene la oferta de energía eléctrica.

Sector eléctrico público (centrales legadas y centrales externas legadas)

Los retiros de las centrales de generación eléctrica convencional a base de combustóleo han reducido el consumo de combustóleo y diesel. Este es un factor por el cuál CFE redujo su consumo de petrolíferos 1.3% con relación al año anterior. De igual manera, las lluvias registradas durante 2013 y el consecuente aumento de nivel en las presas para generación hidroeléctrica, influyeron en el menor uso de combustóleo para generar energía eléctrica; sin embargo, ante el riesgo de que el nivel de los inventarios afectara el proceso de crudo en Tula, la CFE aumentó sus retiros de combustóleo en esa refinería.

En el caso del consumo de diesel esta reducción fue de 3.1%. En contraparte, la generación eléctrica de los productores independientes en conjunto con la generación de CFE con base en gas natural representaron 6.4% de incremento en el consumo de dicho energético.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 3. 22 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PÚBLICO, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	713.4	682.5	713.4	699.9	734.9	697.5	742.0	737.9	792.9	821.1	820.0	1.4
Comisión Federal de Electricidad	599.0	522.5	549.8	497.3	493.4	439.7	476.3	466.1	501.8	539.6	532.3	-1.2
Luz y Fuerza del Centro ¹	5.7	4.9	5.0	5.2	9.5	8.3	9.8	8.3	10.6	9.6	10.2	6.0
Producción independiente de Energía	108.7	155.0	158.6	197.5	232.1	249.5	255.8	263.5	280.6	271.9	277.5	9.8
Carbón	120.0	99.2	129.0	127.1	126.8	93.5	118.3	127.1	134.2	133.3	125.2	0.4
Comisión Federal de Electricidad	120.0	99.2	129.0	127.1	126.8	93.5	118.3	127.1	134.2	133.3	125.2	0.4
Combustóleo	302.6	276.4	288.5	221.3	217.5	192.0	186.6	168.1	190.0	211.9	189.4	-4.6
Comisión Federal de Electricidad	302.6	276.4	288.5	221.3	217.5	192.0	186.6	168.1	190.0	211.89	189.36	-4.6
Diesel	16.3	6.7	6.0	6.9	3.2	5.0	6.8	6.2	7.6	12.5	12.1	-2.9
Comisión Federal de Electricidad	15.48	6.47	5.74	6.81	2.91	4.49	6.73	6.19	7.60	12.22	11.81	-2.7
Producción independiente de Energía	0.82	0.22	0.25	0.04	0.30	0.56	0.04	0.01	0.03	0.31	0.33	-8.7
Gas natural	274.4	300.2	289.9	344.7	387.5	407.0	430.2	436.5	461.1	463.4	493.3	6.0
Comisión Federal de Electricidad	160.9	140.5	126.6	142.1	146.2	149.8	164.7	164.7	170.0	182.2	206.0	2.5
Luz y Fuerza del Centro ¹	5.7	4.9	5.0	5.2	9.5	8.3	9.8	8.3	10.6	9.6	10.2	6.0
Producción independiente de Energía	107.9	154.8	158.4	197.4	231.8	248.9	255.8	263.5	280.6	271.6	277.1	9.9

¹Organismo descentralizado extinto a partir del Decreto publicado el 11 de octubre de 2009 en el Diario Oficial de la Federación. Para fines del documento, se muestran por separado ya que si bien administrativamente los activos son operados por CFE, estos no forman parte de esta última.

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

Sector eléctrico privado

Las condiciones de mercado de los combustibles para la generación eléctrica, favorecen el uso del gas natural y coque de petróleo. Por un lado, el SNR está produciendo cada vez más coque de petróleo como resultado del aprovechamiento de residuales. Los precios favorables para el sector industrial permiten la generación eléctrica mediante el aprovechamiento de este petrolífero. El consumo de diesel para generación eléctrica, está asociado a los sistemas de respaldo y emergencia. Al igual que en la generación pública, la tendencia ha sido el mayor consumo de gas natural, debido a las eficiencias de transformación de las tecnologías de ciclo combinado.

CUADRO 3. 23 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PRIVADO, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	49.9	63.4	63.0	64.4	67.2	63.3	64.0	69.2	67.5	68.3	74.1	4.0
Carbón	0.0	0.0	0.1	0.2	0.6	0.5	0.5	0.7	0.6	0.6	0.6	n.a.
Coque de petróleo	3.6	12.0	12.9	14.8	14.7	14.1	14.1	17.4	16.8	17.39	17.8	17.3
Combustóleo	11.4	13.2	11.8	9.2	9.0	5.5	5.8	4.4	3.2	3.70	3.0	-12.5
Diesel	1.7	0.4	0.9	0.9	1.3	1.7	1.8	1.8	1.8	1.54	1.7	0.1
Gas natural	33.2	37.7	37.4	39.3	41.7	41.4	41.7	45.0	44.9	45.1	51.0	4.4

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de CRE, PEMEX y empresas privadas.

3.4.3. Sector Industrial

Al cierre de 2013, la demanda de combustibles en el sector industrial fue de 318.8 mbdpce lo que representó un aumento de 4.0% en comparación a 2012. Este aumento se debió principalmente al incremento del consumo de gas natural y coque de petróleo.

En los últimos diez años, el coque de petróleo ha presentado el mayor crecimiento medio anual de entre los que se demandan en este sector, 5.5%. Este combustible es el de mayor consumo principalmente en las ramas industriales intensivas como es la del cemento, metales básicos, química y productos metálicos eléctricos, por lo que sustituye en cierta medida a otros combustibles como el gas natural. En contraste, la demanda de combustóleo en el sector industrial registró una disminución importante de 23.9%, resultado en gran medida de la sustitución de combustóleo por otros combustibles, (véase CUADRO 3. 24).

CUADRO 3. 24 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2003-2013
(Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	295.5	313.3	310.1	320.8	327.0	303.9	266.7	283.8	298.8	306.6	318.8	0.8
Combustóleo	66.8	67.5	65.4	52.7	49.2	38.3	32.2	26.0	22.5	15.4	11.8	-15.9
Coque de petróleo	28.1	39.1	39.4	51.9	60.1	52.1	43.2	40.2	43.9	45.3	48.1	5.5
Diesel	21.8	26.6	25.1	24.3	24.8	25.5	23.1	24.5	27.3	31.4	30.9	3.5
Gas LP	18.4	18.9	18.9	19.9	19.5	18.5	18.2	19.3	18.0	18.3	20.0	0.8
Gas natural	160.3	161.1	161.2	172.0	173.4	169.5	150.0	173.8	187.0	196.1	208.1	2.6

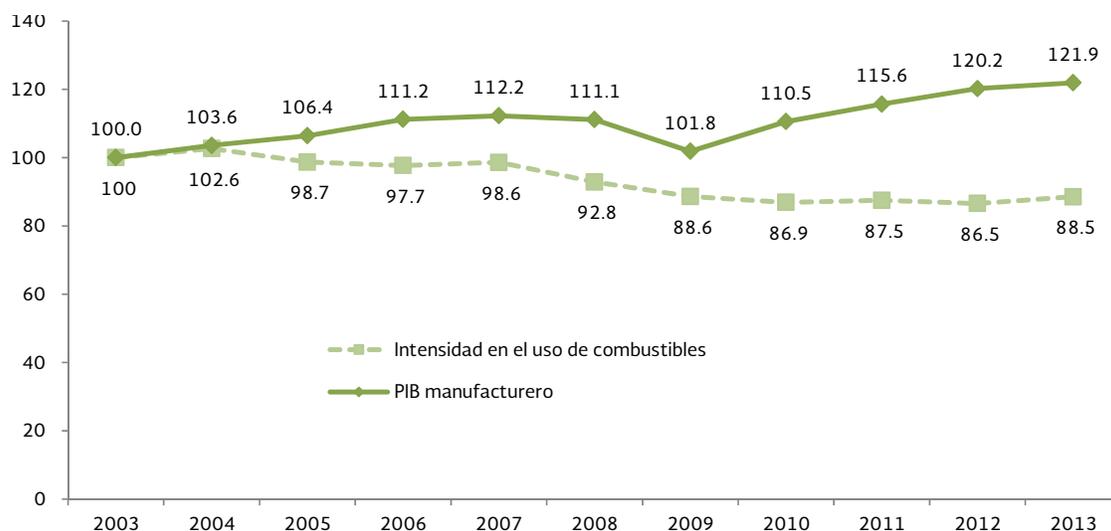
Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En 2013 la intensidad energética en el sector industrial aumentó 3.0% en relación a 2012, esto como resultado de un mayor crecimiento del PIB manufacturero respecto al consumo de combustibles. Esto implicó que, para producir un peso de PIB en 2013, se requirió un volumen mayor de combustibles, (véase GRÁFICA 3. 10). Lo anterior se asocia a una probable falta de mejoras en eficiencia energética en sus procesos.

Sin embargo, varias ramas del sector industrial han realizado conversiones en sus procesos para mejorar el rendimiento de los combustibles que emplean, lo que ha permitido reducir el consumo en los últimos diez años y en algunos casos permitir la sustitución de combustibles. Otro ejemplo es la industria del cemento la cual ha llevado a cabo mejoras tecnológicas que le han permitido tener una diversificación en el consumo de insumos energéticos.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 3. 10 INTENSIDAD EN EL USO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL Y EL PIB MANUFACTURERO 2003-2013
(Índices, 1999 = 100)



Fuente: elaborado por el IMP, con base en información de CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En 2013, el sector petrolero consumió 51.2 mbdpce; 9.7% más que en 2012. El combustible de mayor consumo fue el combustóleo, el cual es utilizado para la generación de calor y vapor en las plantas de servicios auxiliares en este sector. Sin embargo, de 2003 a 2013, su consumo se ha venido reduciendo, de tal manera que registró una tasa media anual de -4.8%, reflejado en una demanda de 27.9 mbdpce al final del este periodo. El diésel es otro petrolífero que demanda el sector petrolero, principalmente para servicios de transporte y generación eléctrica de respaldo; su consumo fue de 22.2 mbdpce al cierre de 2013, lo que significó un crecimiento de 5.1% comparado con 2012, (véase CUADRO 3. 25).

CUADRO 3. 25 DEMANDA TOTAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2003-2013
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

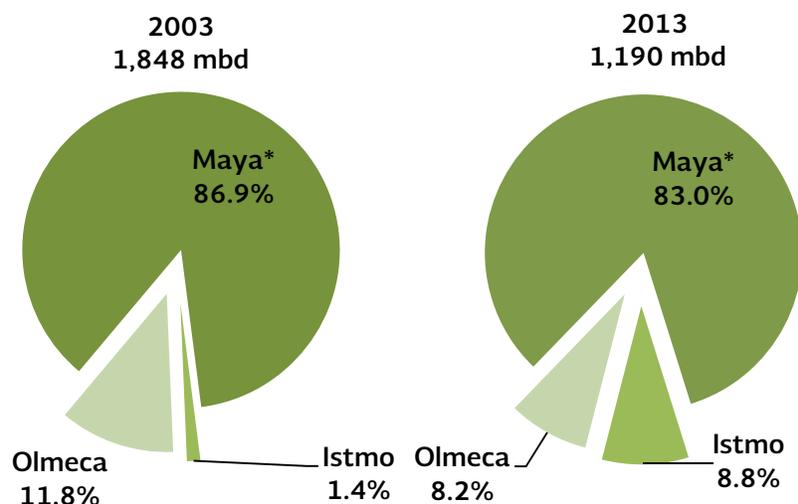
Combustible	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	58.7	64.8	62.7	56.0	57.5	57.1	56.3	50.4	51.1	46.7	51.2	-1.4
Gasolinas	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	1.0	1.1	5.8
Diésel	12.4	15.8	16.4	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	22.2	6.0
Combustóleo	45.7	48.4	45.8	40.5	39.8	39.0	35.8	30.7	32.8	25.9	27.9	-4.8

Fuente: SENER con base en información de PEMEX.

3.5. Comercio exterior de petróleo y petrolíferos

En 2013 la mezcla de crudos a terminales de exportación presentó una reducción de 6.1% respecto a 2012, como consecuencia de la baja en la producción de petróleo crudo y por el incremento en la capacidad de proceso de PR. Destaca también la baja en el precio promedio de venta de la mezcla del crudo mexicano en los mercados internacionales, al pasar de 101.86 dólares promedio, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012 a 98.54 dólares promedio por barril en el mismo periodo de 2013.

GRÁFICA 3. 11 MEZCLA DE CRUDOS A TERMINALES DE EXPORTACIÓN, 2003-2013
(Distribución porcentual)



*Incluye petróleo pesado Altamira.

Fuente: SENER con información de PEMEX, Base de Datos Institucional (BDI).

Por país de destino, los principales receptores de petróleo mexicano son Estados Unidos de América (72.1%), España (14.4%), India (8.2%) y Canadá (1.6%). En los últimos diez años las exportaciones hacia Estados Unidos de América han caído a una tasa de media de crecimiento anual de -4.3%, es así que en 2013 se dejó de enviar a este país 100 mbd en comparación con el año previo. Es importante mencionar que Estados Unidos de América enfrenta una etapa de una mayor actividad en la extracción de crudo no convencional, por lo que las compras al exterior de petróleo han disminuido.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 3. 26 DESTINO DE LAS EXPORTACIONES DE CRUDO POR PAÍS*, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Combustible	Datos anuales											Variación 2013/2013	tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
Total	1,843.9	1,870.3	1,817.1	1,792.7	1,686.2	1,403.4	1,222.1	1,360.5	1,337.8	1,255.5	1,188.8	-5.3%	-4.3
Estados Unidos	1437.5	1482.0	1424.7	1441.9	1351.5	1142.9	1049.0	1139.5	1094.9	957.1	856.9	-10.5%	-5.0
España	143.4	149.5	160.8	144.3	125.1	122.9	93.1	115.6	110.8	166.0	170.6	2.8%	1.8
India	52.5	36.3	32.8	32.0	35.2	34.9	34.5	27.8	37.1	75.4	97.2	28.8%	6.3
China	-	-	-	-	-	-	-	26.4	36.6	9.9	19.2	93.6%	n.a.
Canadá	29.3	28.1	38.2	36.3	30.6	26.0	22.4	23.9	20.5	22.8	22.4	-1.9%	-2.7
Convenio de San José †	32.1	29.0	30.5	36.7	35.5	20.4	9.4	15.3	17.8	14.2	14.5	2.2%	-7.6
Portugal	15.0	12.5	17.7	12.5	10.0	2.5	-	5.2	5.4	2.7	-	n.a.	n.a.
Holanda	-	-	-	1.9	14.4	8.8	10.6	3.7	7.4	5.6	1.9	-66.7%	n.a.
Antillas Holandesas	104.9	116.5	95.8	75.0	70.0	33.8	2.7	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Israel	4.8	3.6	4.4	3.6	3.6	4.8	0.5	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Inglaterra	12.5	12.2	10.9	7.8	10.1	5.0	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Otros	11.9	0.7	1.4	0.6	-	1.4	-	3.1	7.2	1.9	6.2	233.0%	-6.3

* No incluye la exportación temporal de petróleo crudo para procesamiento.

† Se refiere a la exportación de petróleo a El Salvador

n.a. no aplica.

Fuente: Anuario Estadístico 2003-2013, PEMEX.

La evolución de las importaciones de petrolíferos presentaron una tasa de crecimiento anual de 10.4% en el periodo comprendido entre 2003 y 2013, con lo que se ubicaron al final del periodo en 483.0 mbdpce; cifra menor en 13.4% al registrado en 2012, (véase CUADRO 3. 27). Lo anterior se debió a que, en 2012, se registró una disminución de la producción nacional, siendo la causa principal la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR.

CUADRO 3. 27 EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE PETROLÍFEROS, 2003-2013

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	Datos anuales											tmca 2003-2013
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	180.3	197.1	278.5	329.3	379.4	434.9	393.6	474.7	547.8	557.5	483.0	10.4
Combustóleo	21.8	19.1	28.5	15.4	18.3	35.5	42.3	11.9	27.0	48.1	33.8	4.5
Diésel	9.3	3.7	24.8	41.2	52.7	68.0	47.6	107.9	135.6	132.7	107.0	27.6
Gasolinas	116.9	143.9	192.0	226.8	256.7	281.7	272.7	313.4	335.3	326.9	296.9	9.8
Coque de petróleo	32.3	30.4	33.1	45.6	51.6	49.7	31.1	41.5	49.9	46.8	42.2	2.7
Turbosina	-	-	-	0.1	-	-	-	0.1	-	3.0	3.1	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

En 2013 el nivel de las importaciones de gasolinas y diesel se redujeron en 2.0% y 19.4%, respectivamente, respecto al año anterior, resultado de un aumento de la producción de ambos combustibles y de la contracción de las ventas internas de los mismos. No obstante, se continúa presentando una importante participación de las importaciones de ambos combustibles, debido a los problemas operativos ocurridos en el SNR, así como a mantenimientos correctivos, entre otros factores, (véase GRÁFICA 3. 12 y GRÁFICA 3. 13).

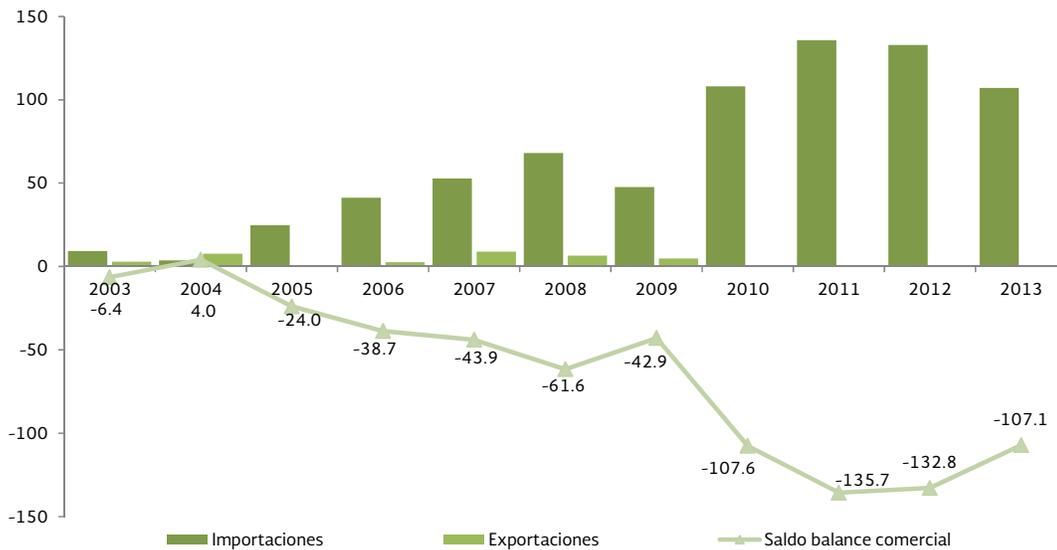
PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 3. 12 PRODUCCIÓN, DEMANDA E IMPORTACIÓN DE GASOLINAS, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)



Nota. La importación incluye el componente metil-terbutil-éter (MTBE).
Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

GRÁFICA 3. 13 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE DIÉSEL, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

En 2013 el nivel de importaciones de coque de petróleo se redujo en 10.1% comparado con 2012; sin embargo, en este año, este concepto se ubicó en 2,923.3 miles de toneladas anuales (mta). Respecto a sus exportaciones, en 2013 fueron de 701.7 mta, las cuales se llevaron a cabo por el puerto de Coatzacoalcos, (véase GRÁFICA 3. 14).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 3. 14 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE COQUE DE PETRÓLEO, 2003-2013
 (Miles de toneladas anuales)

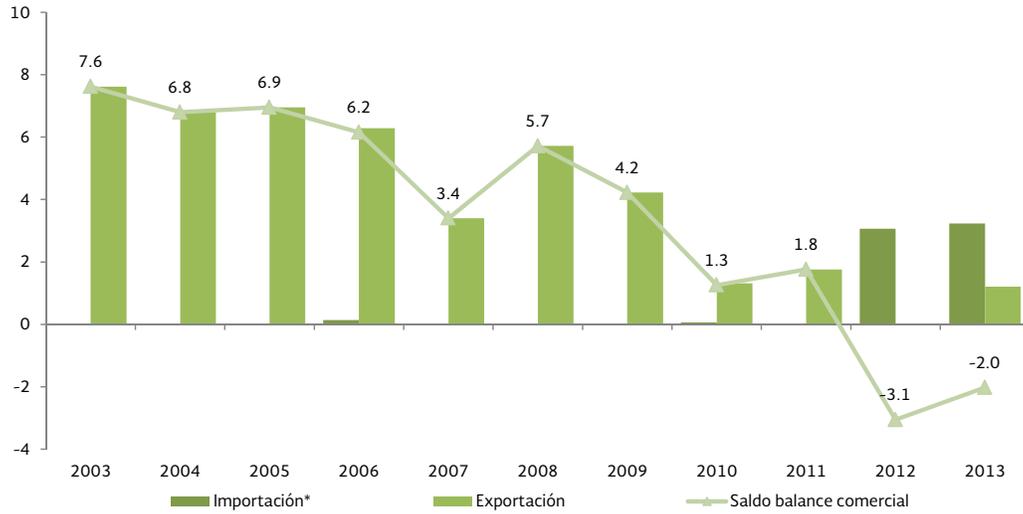

Fuente: Elaborado por el IMP, con base en información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

El combustible que tuvo la mayor participación en las exportaciones de petrolíferos fue el combustóleo, es así que en 2013 aumentaron 36.5% respecto a 2012. Respecto a las compras al exterior, destaca que las importaciones de este petrolífero se redujeron un 29.8%.

GRÁFICA 3. 15 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE COMBUSTÓLEO, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)


Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

GRÁFICA 3. 16 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE TURBOSINA, 2003-2013
(Miles de barriles diarios)



*Se incluye maquila.

Fuente: Elaborado por el IMP, con información de PEMEX y SENER.

4. PROSPECTIVA DE PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS, 2014-2028

Durante el año pasado, la economía mexicana creció 1.1%, resultado de la desaceleración económica y al hecho de que la recuperación en el último trimestre del año fue más débil de lo esperado por parte del sector industrial. Pese a esto, se espera que en los próximos años la trayectoria mantenga su comportamiento sin afectación alguna, ya que la economía nacional está preparada para enfrentar las variaciones internacionales como es el caso en fechas recientes, de la caída en el precio del petróleo, entre otras.

El mercado internacional del petróleo crudo se ha caracterizado por la volatilidad. En la última década, el desarrollo de los mercados de futuros brindó un cierto grado de certidumbre ante los cambios generados por conflictos geopolíticos, nuevas y crecientes producciones de crudo no convencional, cuotas de producción de la OPEP, entre otras.

Hacia mediados de la década pasada, los precios del petróleo aumentaron como consecuencia de un incremento en la demanda impulsada por China. Esto llevó a precios del crudo que oscilaron cerca de los 100 USD/bbl entre 2011 y 2014, (véase GRÁFICA 4.1). Conforme los precios aumentaron, las compañías comenzaron a desarrollar proyectos que empezaron a ser rentables, por ejemplo, en los Estados Unidos de América se comenzó a explotar los campos de lutitas mediante técnicas de fracking.

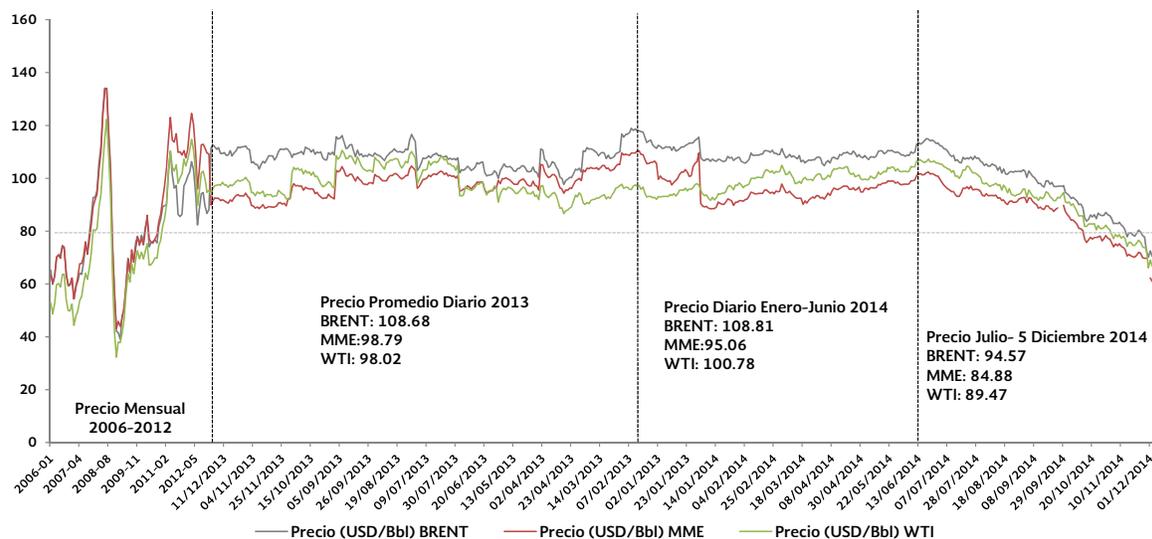
Lo anterior dio como resultado un boom de producción en el cual los Estados Unidos de América inyectaron al mercado cerca de 4 mmbd desde 2008. Hasta hace poco, estos incrementos, en conjunto con los de Canadá y Rusia, habían tenido poco efecto en el mercado, esto se debió en parte a problemas geopolíticos imperantes en algunos de los países productores, como por ejemplo la inestabilidad política existente en muchos países en Medio Oriente y el norte de África, además de los desacuerdos entre las potencias occidentales e Irán respecto al programa nuclear de este último; y las constantes interrupciones en el suministro de crudo de Libia. Otros factores que influyeron la alza de los precios internacionales fueron las expectativas de recuperación económica de Estados Unidos de América, China y la Zona Euro; reducción en el nivel de los inventarios de petróleo, gasolina y destilados en EU, entre otros..

Hasta 2013, aun cuando los precios de los crudos marcadores en el mercado internacional de hidrocarburos mostraron un comportamiento variable dependiendo de las coyunturas económicas y políticas, su comportamiento se mostraba estable. De hecho, durante 2013, el precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) promedió 97.9 dólares por barril, en el caso del Brent del Mar del Norte, alcanzó un precio promedio de 108.8 dólares por barril. Respecto al precio de la mezcla mexicana de exportación promedió 98.5 dólares por barril, 3.3% inferior a 2012. Por tipo de crudo, el Olmeca promedió 107.1 dólares por barril, 2.0% menor al año anterior; el Istmo 105.3 dólares por barril, 1.9% menos en comparación con 2012; y el Maya 97.0 dólares por barril, que significó una reducción de 2.8% respecto al año previo.

Sin embargo, en septiembre de este año, la situación en muchos de esos países cambió. Libia, por ejemplo, comenzó a producir nuevamente volúmenes importantes de crudo. A esto se añade que la demanda en Asia y Europa se ha debilitado, particularmente en países como China, Japón y Alemania. La combinación entre una reducción en los pronósticos de demanda y una mayor oferta dio como resultado una reducción en el precio del crudo.

Aun a pesar de la caída en los precios del petróleo, que en fechas recientes alcanzaron los niveles más bajos en los últimos cinco años, los precios actuales permanecen en rangos que permiten la producción proveniente de lutitas. Si bien el nuevo panorama de bajos precios puede desacelerar la producción, a la vez que impacta en la rentabilidad de los proyectos, las tendencias aun apuntan a un aumento de ésta en el corto plazo. Esto se debe a que, conforme transcurre el tiempo, los productores han reducido los costos en los que incurren, además de que muchos proyectos ya se encuentran en etapas de desarrollo importantes.

GRÁFICA 4. 1 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DEL PETRÓLEO Y LA MEZCLA MEXICANA DE EXPORTACIÓN
(Dólares/barril)



Fuente: Elaborado por SENER con información de SE.

La estrecha relación que guarda el sector energía con el mercado de petróleo crudo se pone de manifiesto cuando las variaciones del precio del crudo son significativas. Cuando el precio se ubica por debajo de los 70 USD/bbl la producción no convencional de crudo se ve impactada por la baja rentabilidad.

Por otra parte, bajo el contexto de un menor precio del petróleo, los proyectos de explotación en aguas profundas resultan comprometidos, de igual manera, la explotación de pozos de gas shale puede resultar menos atractiva. En este sentido, se estima que el costo de explotación de aceite en lutita es cercano a 70 USD/ bbl, y en algunas regiones incluso menor. Tomando esto en cuenta, si el rango de precios del crudo Brent permanece entre los 75 a 85 USD/bbl los impactos sobre la producción en el corto plazo pueden ser mínimos. Sin embargo, si los precios continúan bajando, la producción de largo plazo podría reducirse ya que ciertas compañías pueden retrasar la entrada en operación de algunos de sus proyectos.

En esta situación de bajos precios de petróleo crudo muchos de los proyectos que requieren de tecnologías costosas o en campos complejos pueden retrasar su desarrollo e incluso posponerse indefinidamente, ya que las compañías buscan acceder a petróleo en campos cada vez más complejos y de difícil acceso que pudieran no ser viables con precios de petróleo por debajo de los 65 USD/ bbl.

En cuanto al impacto en la demanda, los bajos precios del crudo pueden incentivar un mayor consumo. Por ejemplo, en Estados Unidos de América los altos precios de la gasolina habían motivado a la población a comprar autos más pequeños y eficientes. Una caída en el precio de este combustible puede incentivar una mayor preferencia por autos menos eficientes como camionetas. Aun cuando puede esperarse un alza en los precios, algunos países pueden optar por reducir los incentivos a la eficiencia energética o a los subsidios a otras fuentes de energía.

Para el caso específico de la elaboración de proyecciones de producción, los escenarios de precios son importantes porque definen el número probable de proyectos que entren en operación, esto significa menor producción esperada a menores precios de referencia. La actual fluctuación del precio del petróleo, plantea el riesgo de afectar principalmente las finanzas públicas e ingresos fiscales, debido a la baja de precios de combustibles a nivel internacional.

Para blindarse de la incertidumbre de los mercados internacionales y la actual volatilidad presentada a nivel mundial, la SHCP ha establecido mecanismos para hacer frente a dichos comportamientos. El contar con una cobertura estimada del precio del petróleo, una mayor flexibilidad en la línea de crédito con el Fondo

Monetario Internacional y un tipo de cambio flexible, son mecanismos que permitirán reducir el impacto al sector energético en México ante los sucesos presentados en el mercado petrolero nivel mundial. Por otra parte, los expertos estiman que se regresará a los 13.00 pesos debido a las altas expectativas que se han generado por la reciente Reforma Energética y el efecto que se tenga en los precios de los combustibles no genere riesgos mayores. Sin embargo, es importante considerar que esta recuperación será de manera paulatina ya que existe una fuerte correlación con la economía de Estados Unidos de América.

4.1. Oferta nacional de petróleo crudo

El presente ejercicio de prospectiva se contextualiza para el periodo 2014-2028, e incluye una descripción de la estimación de actividades de exploración, producción, inversión, demanda de petrolíferos, así como importación y exportación de los mismos. El cumplimiento de estas proyecciones está sujeto a posibles sucesos en materia política, económica y cambios regulatorios en México, así como a acontecimientos a nivel internacional que influyen de forma directa en el sector energético nacional. Los valores presentados son cifras oficiales de cierre de 2013; para el caso de 2014, corresponden al estimado de cierre de dicho año, con valores reales enero-mayo, junio estimado, y julio - diciembre de acuerdo al Programa operativo Trimestral versión III (POT III).

Un aspecto importante a destacar es que, con la Reforma Energética, Petróleos Mexicanos se convierte en una Empresa Productiva del Estado; además de que se permite la entrada a inversión extranjera en proyectos estratégicos para contribuir al desarrollo de campos técnicamente complejos o de altos niveles de inversión. Partiendo de este argumento, la elaboración de las estimaciones mostradas es que se incluye campos solicitados en Ronda Cero, considerando los asignados a Contratos Integrales de Exploración y Producción.

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

4.1.1. Cartera de proyectos en la oferta de petróleo de PEMEX y de PEMEX más asociaciones

El portafolio de inversión de PEMEX Exploración y Producción²⁴, de ahora en adelante Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) Exploración y Producción, considera proyectos en ejecución, así como proyectos en fase de planeación, ya sea en visualización, conceptualización o definición; todos ellos orientados a satisfacer las necesidades energéticas del país. Es así que en 2014 el portafolio de proyectos de PEP está formado por un total de 78 proyectos, (véase FIGURA 4. 1).

²⁴ A medianos de noviembre de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la reestructuración corporativa de la empresa, reduciendo de cuatro a dos el número de subsidiarias. La subsidiaria PEMEX Exploración y Producción se transformó en Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Exploración y Producción. Las subsidiarias PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica se concentrarán en la EPS de Transformación Industrial.

FIGURA 4. 1 ESTRUCTURA DEL PORTAFOLIO DE EPS EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2014



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Como resultado de Reforma Energética le correspondió a PEMEX la entrega de la solicitud de áreas en exploración y campos en producción a través de la Ronda Cero. Los objetivos de PEMEX dentro de la Ronda Cero fueron las de fortalecer la empresa manteniendo las áreas en exploración y los campos en producción principales. También asegurar que se cuenten con suficientes oportunidades exploratorias, susceptibles de convertirse después en localizaciones de perforación para lograr el crecimiento de su producción de hidrocarburos, particularmente en áreas de exploración en aguas profundas y recursos no convencionales.

La Ronda Cero, que se deriva de la Reforma Constitucional en materia energética que se promulgó el 20 de diciembre del año pasado en su sexto transitorio, establece el procedimiento para otorgar a PEMEX las asignaciones de los campos en producción y las áreas en exploración en las que solicitaba operar.

La solicitud en campos exploratorios se resume en tres áreas principales: Las Cuencas del Sureste, que han tenido muy buenos resultados exploratorios y han presentado los mayores descubrimientos tanto marinos como terrestres. Segundo, para Aguas Profundas se solicitaron las áreas para que PEMEX opere o donde se involucre a socios con el fin de asegurar la producción de mediano y largo plazo, buscando reducir la brecha de conocimiento. Por último, en recursos no convencionales se solicitaron áreas que permitan la participación de PEMEX con la colaboración de socios estratégicos. En todos los casos, las asignaciones permitirán a PEMEX mantener su presencia en la industria y crecer de mejor manera, más orgánica y con el apoyo de participación de empresas que cuenten con tecnología o capital.

Para campos en producción, PEMEX mantendrá todos aquellos que estén en dicha fase, tanto los campos en desarrollo como los campos en evaluación y/o diseño.

La viabilidad a largo plazo de PEMEX depende en gran medida de los resultados de la Ronda Cero, esperando que dote a la empresa de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, asegurando su sostenibilidad en el negocio.

Por todo lo anterior, el portafolio de proyectos de la EPS Exploración y Producción está compuesto por los proyectos que se encuentran documentados ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, autorizados por la SENER y la CNH, con la visión documentada en la solicitud de la Ronda Cero. Es importante notar que la vigencia de este portafolio de proyectos depende en gran medida de los resultados de las solicitudes de áreas en dicha ronda y de las asignaciones futuras y participación de PEMEX en las rondas subsecuentes por lo que podría cambiar su caracterización con los ajustes derivados de los campos finalmente asignados.

En el proceso de la Ronda Cero, se le asignan a PEMEX los recursos petroleros para asegurar un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sostenible, los cuales representan los recursos con los que inicia esta nueva era del sector energético nacional. De esta manera, PEMEX contará con recursos petroleros que le permiten mantener un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sustentable, además de que puede acceder a nuevas áreas como resultados de las rondas en las que compita. En este sentido, las asignaciones otorgadas a PEMEX como resultado de la Ronda Cero representan únicamente una parte de las áreas futuras que podrá operar, ya que tendrá la opción de competir en los procesos de licitación que el Estado realice en las rondas subsecuentes, ya sea solo o acompañado de otros inversionistas, para obtener áreas adicionales.

Con la resolución de Ronda Cero se logra un balance y diversidad de activos que dota a PEMEX de bases sólidas para mantener su liderazgo en las áreas en las que ha destacado hasta ahora, como aguas someras, y que le permiten fortalecer sus capacidades en áreas como aguas profundas o no convencionales

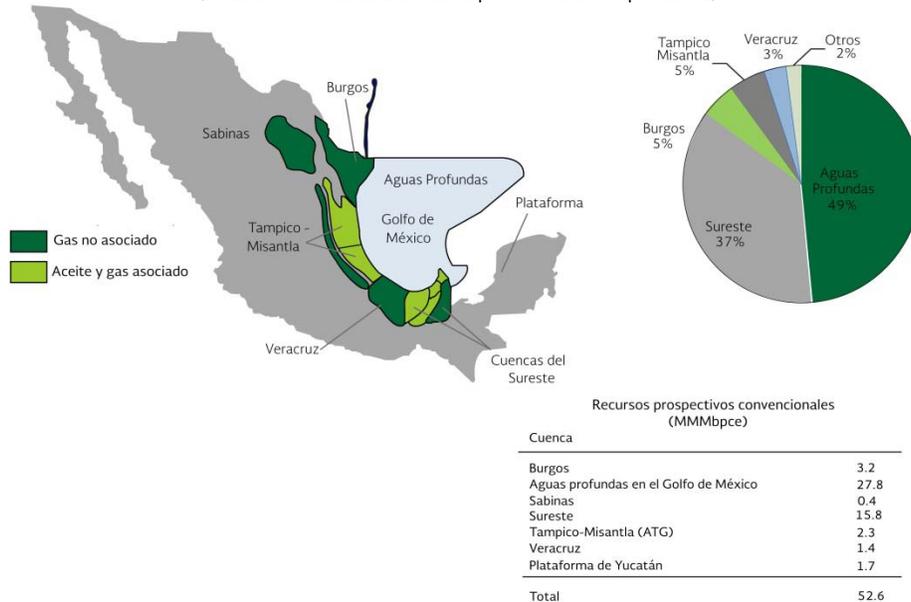
4.1.2. Incorporación de reservas de hidrocarburos por parte de PEMEX

La optimización del portafolio completo establece como objetivo principal maximizar el valor económico de las inversiones, con base en las metas de producción e incorporación de reservas, considerando aspectos como la proporción de inversión exploratoria con respecto a la inversión total. Es así que los escenarios de reservas fueron construidos con el propósito de generar el máximo valor económico de los recursos, así como detener en el corto plazo la declinación de las reservas probadas en función de los niveles de inversión utilizados.

Los recursos prospectivos son volúmenes de hidrocarburos estimados, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables. Los recursos prospectivos totales convencionales son de 52.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmmbpce), distribuidos a través de 1,138 unidades, de los cuales PEMEX ha solicitado 153 unidades con un volumen de 25.6 mmmbpce. El 47% de estos se encuentra en áreas terrestres y en la plataforma continental (aguas someras), donde destacan las Cuencas del Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz; el restante 53% se encuentran en aguas profundas que se caracterizan por contar con un tirante de agua mayor a 500 metros.

MAPA 4.1 DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO

(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

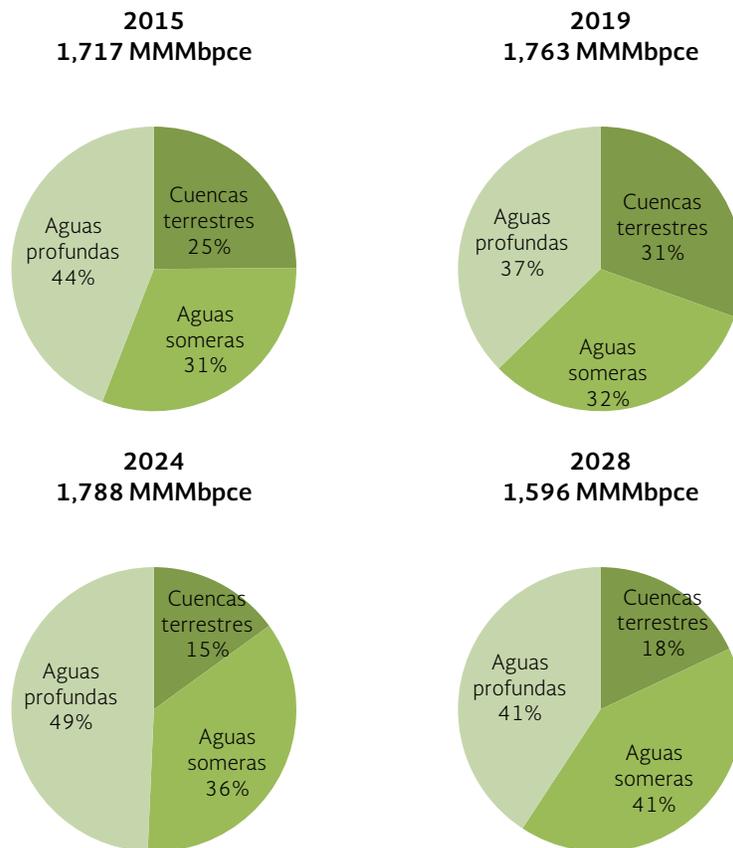


Fuente: EPS Exploración y Producción.

Para incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificaciones, la EPS Exploración y Producción busca intensificar la actividad de delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas, lo que dará mayor certidumbre al desarrollo de los mismos y reducirá el tiempo entre el descubrimiento y el desarrollo de los campos para su exploración.

A medida que avanza la etapa prospectiva, se espera que la incorporación de reservas 3P provenientes de la exploración en aguas profundas del Golfo de México represente el 44% en 2015 y pase a 41% en 2028, significando una tasa de crecimiento anual promedio negativa de 1.0% entre estos años. Por su parte, la incorporación de reservas en aguas someras crecerá a un ritmo de 1.4% promedio anual entre 2015 y 2028. En lo que se refiere a las cuencas terrestres, éstas presentarán una tasa negativa de crecimiento anual de 2.6% en promedio, es decir, una disminución de reservas al pasar de 477 mmmbpce en 2015 a 287 mmmbpce, (véase GRÁFICA 4. 2).

GRÁFICA 4. 2 RESERVAS 3P A INCORPORAR POR PARTE DE PEMEX EN EL ESCENARIO DE PLANEACIÓN
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: EPS Exploración y Producción.

Destaca que los esfuerzos en exploración están enfocados en un crecimiento continuo de las reservas independientemente de los objetivos guiados por el mercado. Los recursos existentes en el subsuelo dependen únicamente de la geología y, es por ello, que las estrategias deben atender a los diferentes tipos de cuencas de las que se tiene información y tienen características muy particulares para su exploración.

En tal sentido, se desarrollan estrategias que permiten realizar la actividad exploratoria en los principales tipos de áreas, como lo es enfocar actividad en las áreas terrestres de las cuencas del Sureste y Tampico-Misantla para aprovechar la experiencia y capacidad de ejecución con que se cuenta actualmente y la flexibilidad de obtener capacidad adicional con terceros; aprovechar la infraestructura actual para el desarrollo de campos en aguas someras y desarrollar las competencias en la evaluación de potencial en plays hipotéticos subsalinos y presalinos, y continuar con la evaluación del potencial petrolero en aguas profundas en las provincias del Cinturón Plegado Catemaco y Cinturón Plegado Perdido, principalmente.

Después de haber presentado resultados crecientes, la tasa de restitución de reservas probadas tuvo su primer baja al cierre de 2013, al pasar del 104 al 68 por ciento. Lo anterior debido a una menor actividad en la terminación de pozos exploratorios y un redireccionamiento de las inversiones de exploración en aguas profundas en donde se aportó una menor incorporación de reservas, adicionalmente, la producción de campos principales se mantuvo casi estable. En este sentido, se replantean las metas para volver a alcanzar el 100 por ciento en la tasa de restitución de reservas probadas a partir de 2018, asociado a un mayor número de pozos totales a perforar entre 2013 y 2028, (véase CUADRO 4. 1).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 4. 1 POZOS TOTALES A PERFORAR (PEMEX), 2013-2028
(Número)

PROYECTO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Explotación	686	578	717	783	928	893	970	1,174	1,292	1,347	1,435	1,544	1,682	1,874	2,011	2,047
Proyectos en cuencas terrestres	645	525	654	719	846	807	895	1,114	1,246	1,317	1,424	1,534	1,678	1,871	2,009	2,047
Proyectos en aguas someras	41	53	62	64	82	86	75	60	46	30	11	10	4	3	2	-
Proyectos en aguas profundas	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploración*	19	20	35	42	42	79	120	62	108	130	122	141	137	139	158	156
Proyectos en cuencas terrestres	9	4	14	17	17	35	54	31	50	67	55	63	56	70	74	75
Proyectos en aguas someras	5	9	14	17	17	35	54	31	36	40	32	31	34	42	62	72
Proyectos en aguas profundas	5	7	7	8	8	10	13	-	21	23	35	47	47	26	22	9
Total	705	598	752	825	970	973	1,090	1,236	1,400	1,477	1,557	1,685	1,819	2,013	2,169	2,203

* No incluye futuro desarrollo.

Fuente: EPS Exploración y Producción.

4.1.3. Producción total de petróleo crudo

Con la aprobación de la Reforma Energética se dio paso a la entrada de empresas privadas al sector energético de México, es así que se da la oportunidad de competencia en actividades de explotación a través de licitaciones una vez que se realizó la Ronda Cero. La Ronda Cero define los recursos petroleros con los que contará el Estado para multiplicar la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos en el país.

La perspectiva es mantener la producción por encima de 2.5 millones de barriles de crudo diario de PEMEX más probables socios, y aumentarla hasta 3 millones en 2019, con una inversión promedio de 37.3 miles de millones de pesos entre 2015 y 2028, a través de licitaciones en las que podrán participar empresas privadas, (véase CUADRO 4. 2).

La producción de petróleo crudo presentada en el siguiente cuadro representa las proyecciones de PEMEX asociadas a los campos que le fueron asignados en la Ronda Cero más la producción adicional que podrá derivarse de futuras licitaciones en las que PEMEX participe y se asocie con empresas para explotar los nuevos campos, así como de los resultados esperados de las rondas en donde participen empresas privadas.

CUADRO 4. 2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
(Miles de barriles por día)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción petróleo crudo	2,450	2,537	2,650	2,850	3,006	3,143	3,215	3,580	3,778	3,799	3,670	3,540	3,560	3,550
PEMEX más PEMEX + Asociaciones	2,450	2,537	2,543	2,595	2,656	2,695	2,810	3,124	3,295	3,289	3,203	3,073	2,913	2,883
Licitaciones (Rondas)	-	-	107	255	350	448	405	456	483	510	467	467	647	667

Fuente: 2015-2028 Escenario Reforma PEMEX

Como ejemplo del potencial que tiene el país para mantener e incrementar la producción de petróleo crudo en el horizonte de planeación, puede mencionarse que, como parte de la implementación de la Reforma Energética, el 13 de agosto de 2014 se dio a conocer una aproximación de los campos y áreas en los que empresas privadas podrán participar para la exploración y extracción de hidrocarburos en los próximos meses. Con el objetivo de incrementar la producción petrolera en el corto plazo, en la Ronda Uno se licitarán las asociaciones que PEMEX decida celebrar una vez que haya migrado una asignación a contratos, y nuevas áreas de exploración o campos de extracción, que no fueron solicitados u otorgados a PEMEX. Los criterios utilizados para definir esta ronda incluyen el potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en el corto plazo, potencial para incorporar nuevas reservas, y potencial para incrementar los recursos prospectivos de México.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

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

CUADRO 4. 3 CAMPOS A SER LICITADOS EN RONDA UNO

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente).

Área	Tipo	Volumen (mmbpce)	Bloques/Campos
Aguas Profundas Área Perdido	Recurso prospectivo	1,591	11
Aguas Profundas Sur	Recurso prospectivo	3,222	17
Chicontepec y no Convencionales	Reservas 2P Recurso	2,678	28
	prospectivo	8,927	62
Terrestres, Aguas Someras y aceites Extra-Pesados	Reservas 2P Recurso	1,104	32
	prospectivo	724	11
No convencionales	Recurso prospectivo	142	8

Fuente: SENER.

La gama de áreas a licitar varía en tamaño y tipo de recurso, e incluye campos terrestres convencionales, aguas someras, campos ricos en aceites extra-pesados y los campos de Chicontepec, así como áreas con recursos prospectivos convencionales y no convencionales. Las reservas 2P y recursos prospectivos a licitar representan un volumen de 3,782 y 14,606 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), respectivamente.

4.1.4. Producción de petróleo crudo en proyectos de EPS Exploración y Producción y de EPS Exploración y Producción más asociaciones

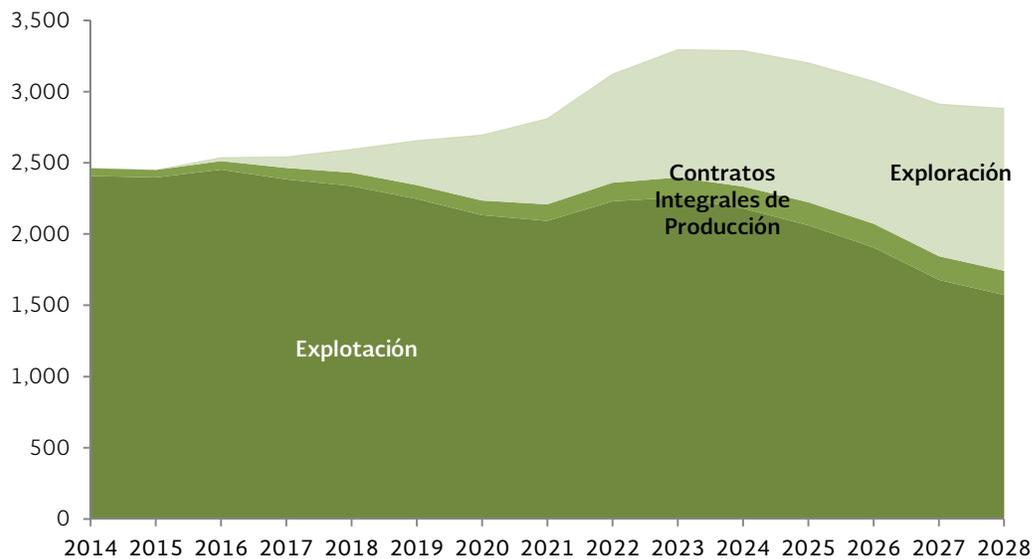
Hablando exclusivamente de EPS Exploración y Producción, y considerando aquellos proyectos en donde pueda asociarse, en la actualidad y hacia el futuro se espera una mayor actividad en campos de menor tamaño y campos de mayor complejidad en comparación con los que se explotan actualmente, por lo que su desarrollo representa un reto de gran importancia. En este contexto, el uso de herramientas tecnológicas de vanguardia busca mejorar la producción en campos de alta complejidad, así como continuar con la producción y extender la vida útil de campos con un estado avanzado de desarrollo en los que las condiciones de extracción ya no son óptimas. Es así que los pronósticos de producción se basan en el análisis del comportamiento presión-producción de los campos y se realizan a través de modelos de simulación numérica de flujo y curvas de declinación.

Por tipo de actividad se tiene que, al cierre de 2014 la producción de petróleo en proyectos de explotación promediará 2,407 mbd, y llegará a 1,572 mbd en 2028; es decir, se reducirá 34.7% durante el periodo prospectivo. La declinación de los campos maduros es la principal causa de la reducción de la producción. Esto explica la tasa negativa de crecimiento promedio de 3.0% durante el periodo en las actividades de explotación, (véase GRÁFICA 4. 3).

Por actividad

En cuanto a la actividad exploratoria, ésta comenzará en el año 2016 con 25 mbd, y se incrementará hasta alcanzar 1,141 mbd en 2028. Esta producción provendrá del desarrollo de campos ya identificados, cuyos pronósticos se estiman de acuerdo con la secuencia de descubrimiento y el diseño de explotación establecido para cada tipo de proyecto. Al final del periodo esta actividad representará 39.6% del total de producción nacional. En lo que se refiere a Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), aportarán 55 mbd de petróleo en 2014 y alcanzarán 170 mbd en 2028, lo que representan una tasa de crecimiento promedio anual de 8.4%.

GRÁFICA 4. 3 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR TIPO DE ACTIVIDAD, 2014-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: EPS Exploración y Producción.

Uno de los objetivos estratégicos de la EPS Exploración y Producción es incrementar la producción de hidrocarburos con criterios de rentabilidad para lo cual contempla diferentes estrategias como lo es implementar mejores prácticas para administrar la declinación de campos, acelerar la entrada a producción de campos nuevos, incrementar el factor de recuperación mediante la implementación de prácticas de recuperación secundaria y mejorada, desarrollar campos de crudos extrapesados y aguas profundas, así como desarrollar campos en plays no convencionales.

Por categoría de proyecto

Por categoría de proyecto, se espera que la producción de Cantarell se estabilice. Mientras que aquella proveniente de los proyectos Ku- Maloob-Zaap, el cual está enfocado en la producción e incorporación de reservas de aceite pesado y extra-pesado y gas asociado, disminuya a lo largo del periodo. Si bien este proyecto se encuentra en la fase de producción máxima de su ciclo de vida²⁵, con la adición de los campos Ayatsil y Tekel, las expectativas en los promedios de extracción de crudo se han incrementado ligeramente, por lo que a lo largo del periodo prospectivo se espera comience una declinación natural constante hasta el final del periodo, llegando a producir 180 mbd en 2028. Esta cifra representará una tasa de declinación de -10.5% en los próximos 15 años.

En lo que corresponde al proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), la estrategia de la EPS Exploración y Producción consiste en la recuperación de reservas de hidrocarburos mediante la perforación y terminación masiva de pozos de desarrollo. En este proyecto se prevé que el nivel de extracción aumentará gradualmente, alcanzando 217 mbd en 2028, lo que representa una tasa de crecimiento anual de 11.2%. La aportación en la producción nacional total de crudo pasará de 2.0% en 2014 a 7.5% en 2028.

Es así que la participación dentro del total de la producción nacional de los proyectos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y ATG, que en 2014 representaba 52.6% pasará a 20.6% en 2028. En tanto que los proyectos de explotación y aguas profundas contribuirán a mantener la producción de petróleo en el corto y mediano plazo, con lo cual se espera aporten el 49.9% de la producción nacional de crudo en el último año del periodo prospectivo.

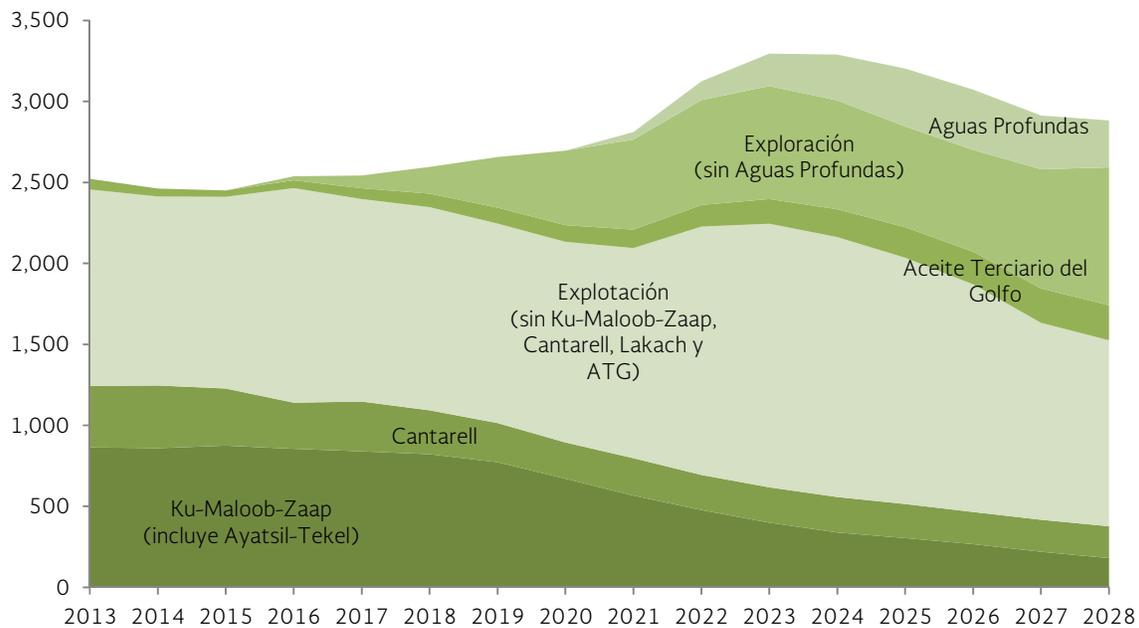
Es importante mencionar que se está implementando una estrategia para acelerar la ejecución de proyectos, utilizando las mejores tecnologías, prácticas de ingeniería y estándares de calidad en la construcción de obras, servicios de intervenciones a pozos, estudios, modelos, pozos e infraestructura de desarrollo de campos.

Por otro lado, los proyectos exploratorios agregarán una importante producción de petróleo a partir de 2016. Para ello, la EPS Exploración y Producción contempla la incorporación de 4 proyectos exploratorios, Campeche Oriente en la región Marina Noreste, Chalabil en la región Marina Suroeste, Aceite y Gas en Lutitas en la región Norte y Comalcalco en la región Sur. En el año 2028 la producción total en conjunto de estos proyectos exploratorios será de 1,076.4 mbd.

Finalmente, la producción de petróleo proveniente de aguas profundas será de 25 mbd en 2021, llegando a 373 mbd en 2026, y se prevé que al final del periodo sea de 290 mbd, que representa 10.1% de la producción total nacional de petróleo en 2028.

²⁵ En 2014, el proyecto representó 34.9% de la producción nacional.

GRÁFICA 4. 4 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CATEGORÍA DE PROYECTOS, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: EPS Exploración y Producción.

Por región y activo

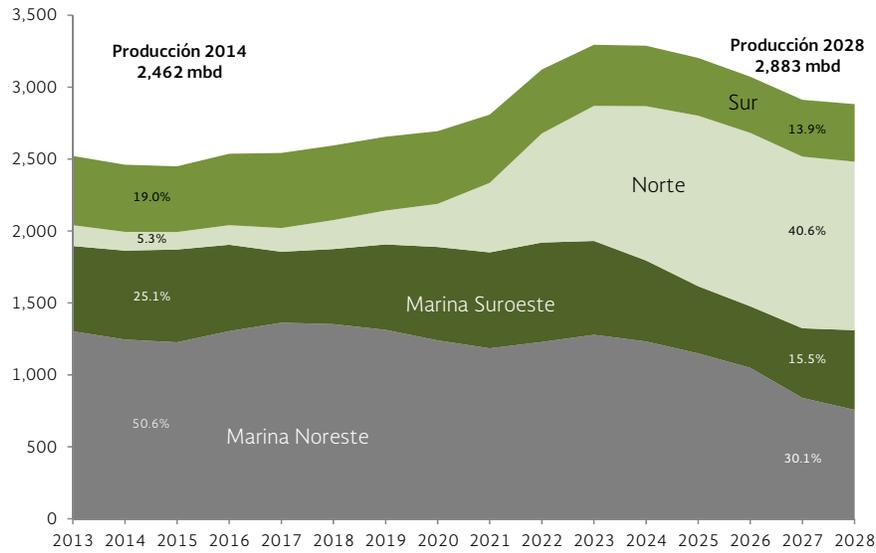
Al inicio del periodo 2014-2028, la Región Marina Noreste presenta una producción de petróleo de 1,246 mbd, y mantendrá su producción promedio en 1,245 mbd hasta el año 2026, para posteriormente comenzar su declinación en los próximos 15 años esta región reducirá la producción de petróleo 30.5%. El comportamiento a la baja de la producción en esta región se encuentra vinculado a la declinación natural y paulatina de los activos que la integran, principalmente, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Cabe mencionar que a pesar de los esfuerzos por administrar la declinación de la región por medio de la implantación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada en sus activos más importantes, éstos no resultarán suficientes para compensar la caída en la producción al cierre del periodo de análisis.

Por su parte, la Región Marina Suroeste mantendrá su producción por arriba de 600 mbd en el mediano plazo, llegando a un máximo de 690 mbd en el año 2022, en donde comenzará su declinación constante hacia el final del periodo, cuando alcanzará un volumen de 445 mbd en 2028; durante el periodo prospectivo esta región disminuirá su producción 28.0%. El activo de mayor producción en esta región continuará siendo Litoral de Tabasco, no obstante, los proyectos exploratorios Chalabil, Han, Holok, Uchukil y Kunah-Piklis representarán el 72.1% de la producción en 2028.

Por su parte, la región Sur presentará una reducción en su producción de 14.3%, es así que, para hacer frente a esta reducción, la EPS Exploración y Producción prevé administrar la producción por medio de las actividades de exploración. La región Norte será la única que aumente de forma importante la producción de petróleo. De registrar un volumen de 130 mbd en 2014 aumentará a 1,171 mbd en 2028, al finalizar el periodo estimado el 40.6% de la producción provendrá de esta región, (véase GRÁFICA 4. 5).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

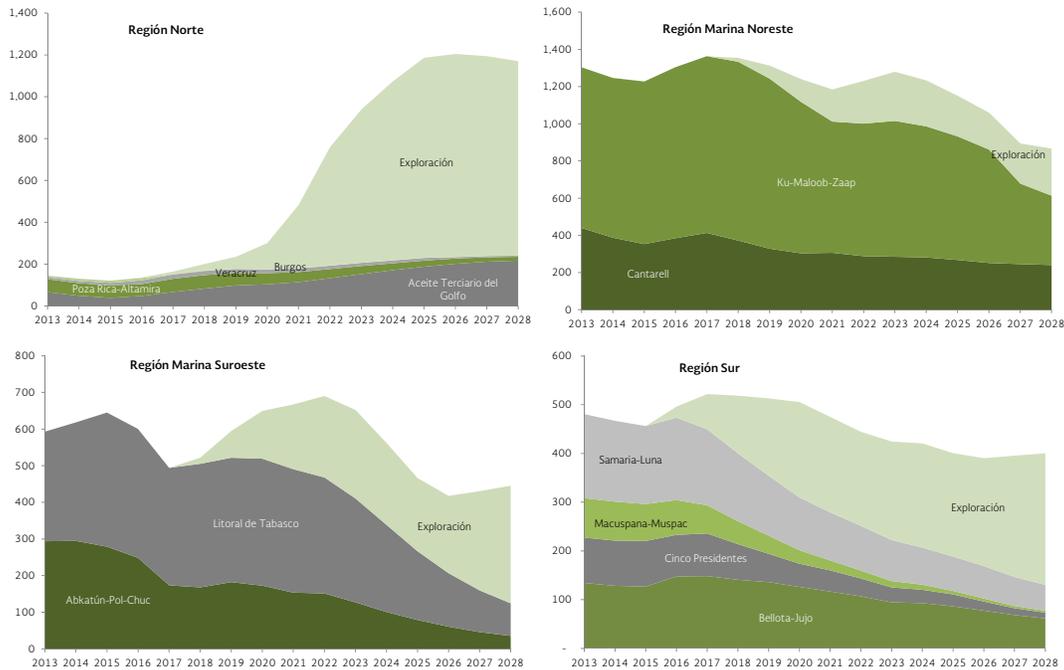
GRÁFICA 4. 5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: EPS Exploración y Producción.

La mayor producción en la región Norte se debe principalmente al rápido incremento en la producción del proyecto ATG y que existen expectativas de producción derivadas de proyectos exploratorios a partir de 2016 con los proyectos Aceite y Gas en Lutitas, Alosa, Perdido, Tlancanan, Llave y Desarrollo Campo Trion-Perdido. Estos proyectos hacia 2028 aportarán en conjunto 79.4% de la producción total de petróleo de la región, (véase GRÁFICA 4. 6).

GRÁFICA 4. 6 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE CADA REGIÓN, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: EPS Exploración y Producción.

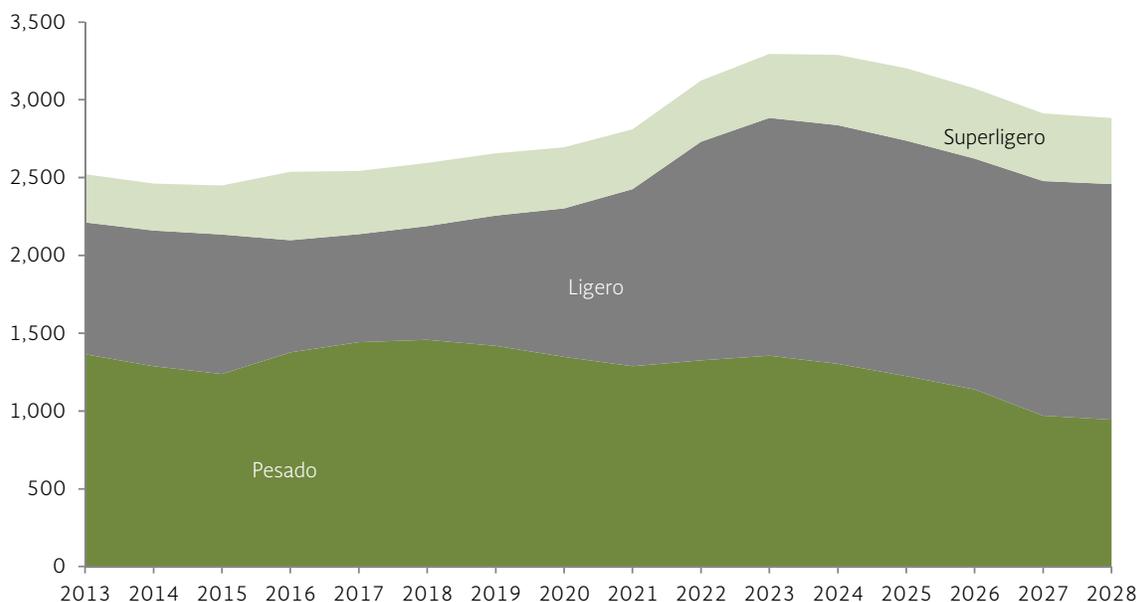
Por calidad de crudo

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

En México la mayor cantidad de crudo que se produce es de tipo pesado. En 2014, la participación del crudo pesado es de 52.3% (1,288 mbd), no obstante durante el periodo prospectivo se prevé que su participación se reduzca a 32.8% (944 mbd) del total en 2028. Esta reducción se debe a la declinación natural de los Activos en la Región Marina Noreste (Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap). La tasa de declinación en la producción de este crudo es -2.2% en promedio anual, (Véase GRÁFICA 4. 7).

En cuanto a la producción de crudo ligero, se espera un incremento promedio anual de 4.0% entre 2014 y 2028, al pasar de 872 mbd a 1,515 mbd. Los incrementos de aceite ligero están vinculados al desarrollo de proyectos como ATG y Crudo Ligero Marino, entre otros. La participación esperada de este tipo de crudo pasará de 35.4% en 2014 a 52.5% en 2028. La producción del crudo súper-ligero, aumentará 2.5% promedio anual entre 2014 y 2028. Su participación en el total nacional pasará de 12.3% a 14.7% durante el periodo prospectivo.

GRÁFICA 4. 7 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: EPS Exploración y Producción.

4.1.5. Requerimientos de inversión

En los últimos años PEMEX ha elevado consistentemente el nivel de sus inversiones de capital, lo que ha dado como resultado importantes beneficios, por ejemplo en materia de exploración y explotación se ha logrado estabilizar el nivel de la producción de crudo y reducir la tasa de declinación de sus principales yacimientos. El programa de inversiones tiene como propósito aumentar las reservas probadas, mejorar sustancialmente la tasa de restitución y sostener los niveles de producción en el corto y mediano plazo con resultados tangibles para el cierre de 2028.

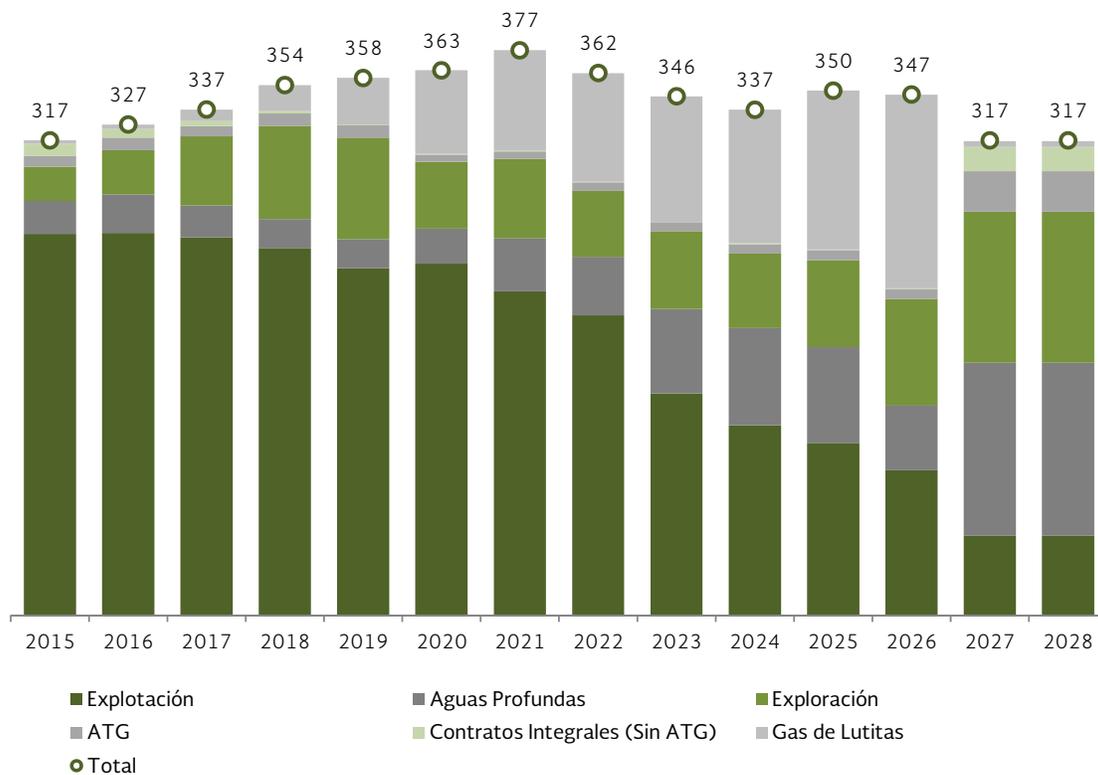
En 2015 se estima que el 80.3% de las inversiones de la EPS Exploración y Producción estarán dirigidas a proyectos de explotación, sin embargo, éstas se reducirán de forma importante hasta alcanzar 16.7% del total en 2028. Como se ha mencionado, la producción de petróleo en los proyectos de explotación presentará una declinación natural al final del periodo. Por lo tanto, los esfuerzos de dicha EPS estarán dirigidos en su mayor parte a inversiones en de aguas someras, seguido de aguas profundas y en menor proporción a cuencas terrestres.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

En lo que corresponde a las inversiones que se destinarán a proyectos de aguas profundas, éstas participarán con 6.9% del total de la inversión en 2015. Durante todo el periodo, se tiene contemplado ir incrementando la participación en estos proyectos, de tal forma que hacia el final del periodo se destine el 36.4% de la inversión total. En relación a las inversiones en proyectos de exploración, alcanzarán una participación de 31.8% al final del periodo de análisis, presentando una tasa de crecimiento de 10.9% en promedio anual durante 2015-2028.

Las inversiones en Proyectos de Aceite y Gas de Lutitas estarán enfocadas a cuantificar con mayor certidumbre los recursos prospectivos no convencionales de este tipo de formaciones, acelerar la conversión de estos recursos en reservas, así como identificar las zonas de mayor potencial productivo y económico cuyo desarrollo permitirá incrementar la producción de hidrocarburos a futuro.

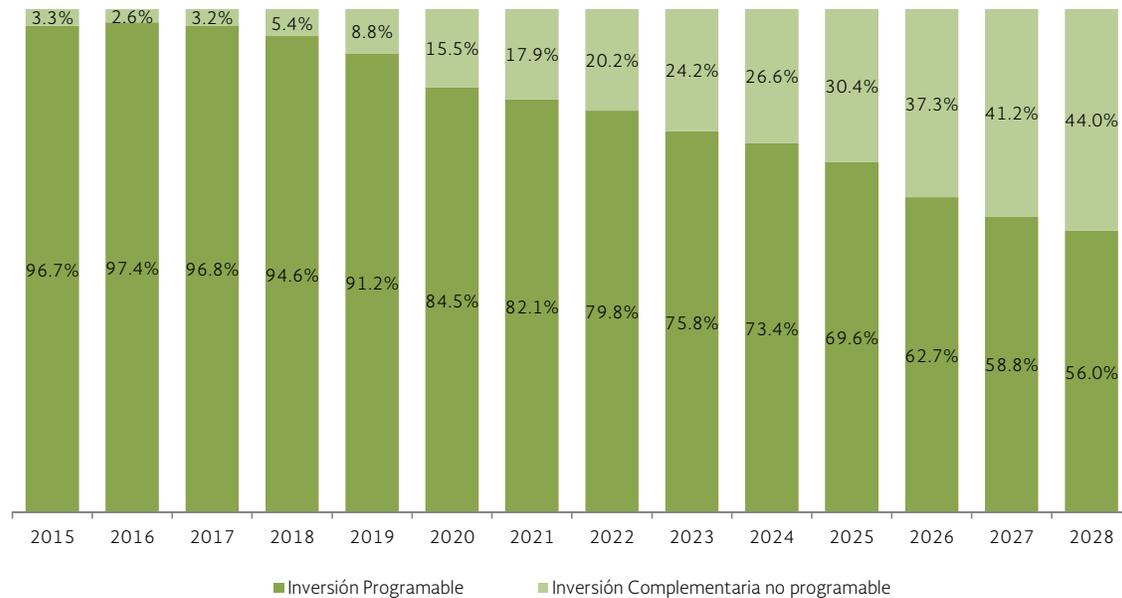
GRÁFICA 4. 8 INVERSIÓN* REQUERIDA PARA LA CARTERA DE PROYECTOS DE LA EPS EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2015-2028
(Miles de millones de pesos de 2014)



Inversión Programable más Complementaria.
Fuente: EPS Exploración y Producción.

Del total de la inversión programable, ésta estará enfocada a proyectos de exploración y explotación y en menor medida a proyectos de aguas profundas y al de Aceite Terciario del Golfo. Mientras que la inversión complementaria no programable estará destinada al Proyecto de Gas de Lutitas y a contratos integrales de producción (sin ATG), (véase GRÁFICA 4. 9).

GRÁFICA 4.9 DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN REQUERIDA POR ORIGEN, 2015-2028
(Porcentaje)

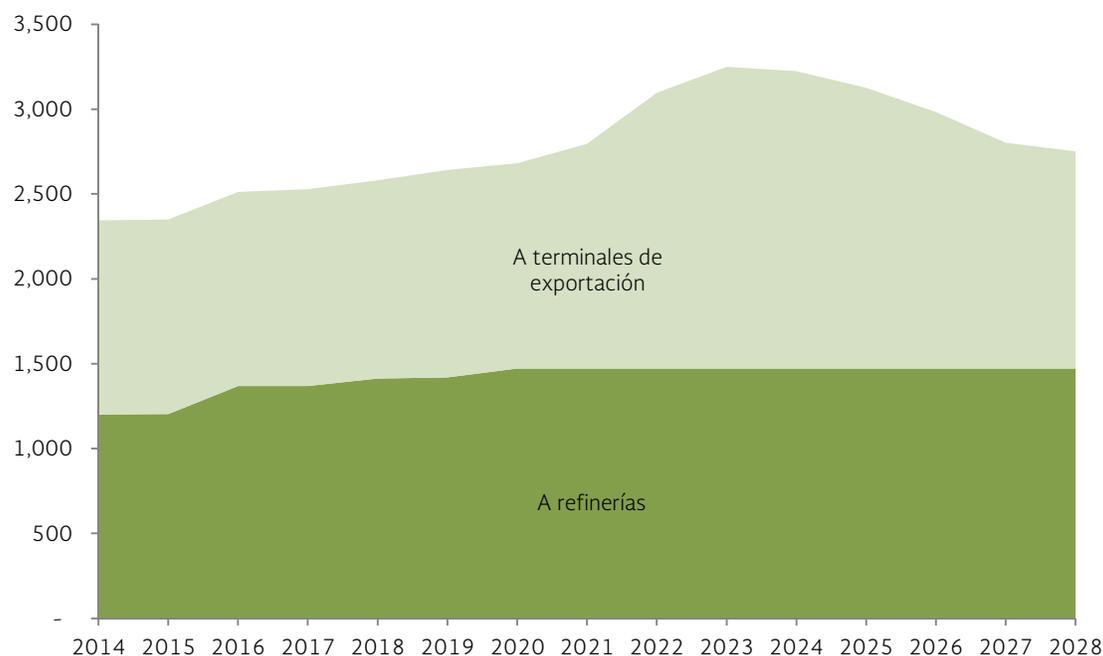


Fuente: EPS Exploración y Producción.

4.2. Demanda de petróleo crudo

La producción nacional de petróleo crudo está orientada a satisfacer tanto la demanda interna como a mantener volúmenes de crudo destinados al comercio internacional. En 2014, la exportación de petróleo participa con 49% de la producción de la EPS Exploración y Producción y de PEMEX más asociaciones, lo que equivale a un volumen de 1,143 mbd. Se prevé que dicha contribución para el periodo prospectivo sea de 53.8% en 2028, equivalente a 1,279 mbd, (véase GRÁFICA 4. 10). La producción que provenga de inversiones complementarias se prevé que tengan como destino el mercado internacional.

GRÁFICA 4. 10 DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE LA EPS EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN A TERMINALES DE EXPORTACIÓN Y REFINERÍAS
(Miles de barriles diarios)



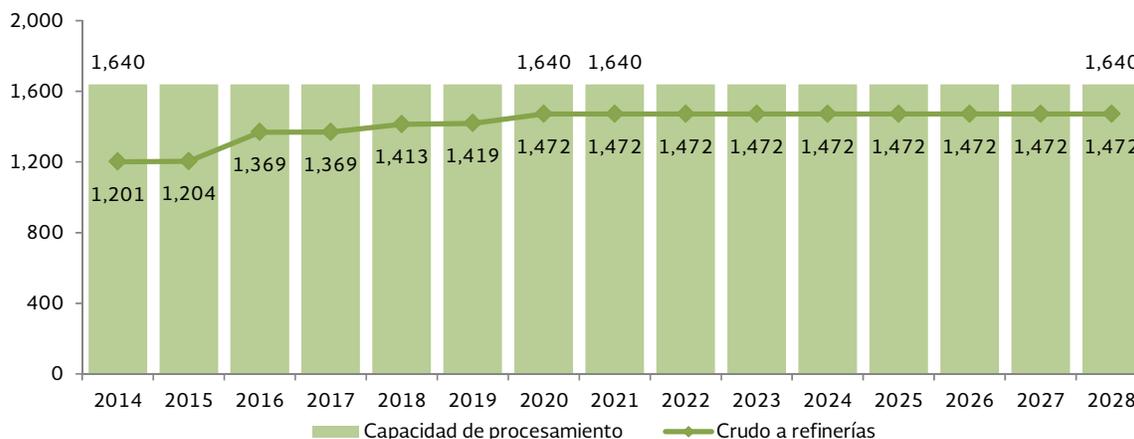
Fuente: EPS Exploración y Producción.

Por su parte, la EPS de Transformación Industrial-Refinación, busca satisfacer la demanda nacional de petrolíferos en forma rentable y con calidad. Para ello, dirige sus acciones estratégicas hacia la optimización del SNR con una visión de largo plazo, a fin de evaluar la rentabilidad de las inversiones en proyectos importantes, que contribuyan a la reducción de la importación de gasolinas y destilados intermedios. Direccionarse hacia una mayor oferta de productos petrolíferos implica el desarrollo de infraestructura para el procesamiento de crudo y, por ende, una mayor demanda del mismo.

Por lo anterior, el escenario de producción de la EPS Exploración y Producción considera los proyectos de expansión de la EPS de Transformación Industrial correspondiente a Refinación. La capacidad nominal de destilación primaria del SNR muestra el nivel de crudo que se puede procesar. En este sentido, se mantendrá una capacidad nominal de procesamiento de crudo de constante de 1,640 mbd durante todo el periodo prospectivo. A partir de 2016 se prevé que las refinerías nacionales procesen 1,369 mbd para incrementar esta capacidad de procesamiento a 1,472 mbd en 2018 y mantenerse invariable hasta el final del periodo prospectivo, (véase GRÁFICA 4. 11).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 11 CAPACIDAD INSTALADA DE PROCESAMIENTO Y NOMINACIÓN DE CRUDOS AL SNR, 2014-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente. EPS Exploración y Producción y EPS de Transformación Industrial-Refinación.

4.2.1. Evolución del Sistema Nacional de Refinación, 2014-2028

Uno de los principales retos en la refinación de petróleo crudo es mejorar la eficiencia y el desempeño operativo en las refinadoras del Sistema Nacional de Refinación (SNR). Esto implica incrementar la disponibilidad y la utilización de las plantas, aumentar los niveles de confiabilidad, fortalecer las prácticas operativas y reducir la intensidad energética que, en consecuencia, garanticen la rentabilidad de las inversiones e incrementen el margen de operación de las instalaciones.

El desempeño operativo del SNR se ha caracterizado en los últimos años por presentar una mejoría en eficiencia operativa. Lo anterior se ve reflejado en un mejor rendimiento de destilados que, aunado a un mayor nivel en el proceso de crudo, ha generado una mayor producción de petrolíferos. Sin embargo, aún existen brechas en la ejecución de las operaciones y brechas estructurales²⁶ que limitan la capacidad de producción de petrolíferos en el SNR con respecto a los estándares internacionales, por lo que se mantiene en ejecución el programa de Mejora del Desempeño Operativo (MDO), que busca incidir en el margen de refinación a través de la optimización en el uso de la infraestructura.

La referencia para evaluar las operaciones en el SNR ha sido el mercado de la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM), que representa una de las regiones más importantes en la industria de refinación a nivel internacional. Este mercado se caracteriza por tener los índices de desempeño en el cuartil superior de la industria de la refinación y por ser un mercado maduro. Dada su proximidad geográfica a México, este mercado ha servido como referencia para establecer los precios en el mercado nacional que se emplea como base para la evaluación de las operaciones del SNR. Esto aun cuando las condiciones de operación y de obligación del suministro y las condiciones de acceso a materias primas y servicios son diferentes entre el mercado de referencia y el nacional. Los indicadores de referencia en el mercado de la CNGM reflejan una organización de la industria y una dinámica de mercados asociadas a la economía regional, que difiere de las condiciones que prevalecen en la industria de refinación en México. Por tal motivo, las metas de desempeño

²⁶ Las brechas operativas se reflejan en un bajo nivel de utilización de las refinadoras, elevados índices de intensidad energética, limitados rendimientos de productos de alto valor de mercado, relativo a los valores de referencia para la industria. Las brechas estructurales también inciden en la limitación del SNR para maximizar la generación de valor de los activos. Estas brechas están asociadas a factores de localización de la planta industrial, el perfil de la demanda y la configuración de las refinadoras. Por lo que, es importante modernizar las plantas y equipos existentes, con el objetivo de hacer más eficiente a la industria nacional de refinación, sin dejar de considerar el nuevo entorno institucional y las diferencias con respecto de las condiciones de competencia prevalecientes en los mercados de referencia que son empleados para los estudios de posicionamiento (benchmarking).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

en el SNR deberán estar encaminadas a atender las brechas operativas que reflejan los indicadores al tiempo de observar las características del entorno nacional.

En este sentido, la EPS de Transformación Industrial-Refinación busca revertir las tendencias y lograr los incrementos en los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, así como disminuir el índice de intensidad de energía a través de la aplicación de un proceso continuo y sistemático enfocado en la mejora de la eficiencia y la confiabilidad operacional, mediante la incorporación de tecnologías, metodologías y mejores prácticas. La generación de valor y la permanencia de manera competitiva en este segmento de la industria del petróleo, dependen en gran medida de la captura de eficiencias operacionales. Por ello, la estrategia del negocio contiene un conjunto de proyectos dirigidos al cierre de las brechas que le confieran sustentabilidad a la infraestructura para proceso de crudo y producción de petrolíferos nacional.

4.2.2. Incorporación de capacidad de procesamiento

En virtud de la Reforma Energética en el año 2013, será necesario redoblar esfuerzos enfocados a las necesidades del mercado, en precio, calidad y oportunidad de sus principales productos. Ante este panorama, PEMEX es y seguirá siendo un jugador relevante, buscando que su participación esté orientado a la satisfacción del mercado.

Entre 2014 y 2028 se estima que la incorporación de capacidad del proceso de hidrodesulfuración sea de 616.5 mbd, de coquización de 223 mbd; este último incremento se encuentra vinculado a adiciones de capacidad en las refinerías de Salamanca con 44 mbd y Salina Cruz con 93 mbd y Tula con 86 mbd. En lo que corresponde al proceso de desintegración catalítica, ésta aumentará 98 mbd entre 2014 y 2028. De este total, 40 mbd corresponderán a la refinería de Tula, 33 mbd y 25 mbd se incorporarán en Salina Cruz y Salamanca, respectivamente.

Por su parte, la adición de capacidad del proceso de reformación catalítica será de 109 mbd en total al final del periodo. De este total, 50 mbd se adicionarán a la refinería de Tula, 48 mbd a Salina Cruz y 11 mbd a la refinería de Salamanca. Por último, las plantas reductoras de viscosidad mantendrán su capacidad de 91.0 mbd entre 2014 y 2028, debido a que se prevé una baja en la demanda de combustóleo y a que los residuos de vacío se destinarán a la nueva capacidad de coquización para la obtención de petrolíferos ligeros e intermedios, (véase CUADRO 4. 4).

CUADRO 4. 4 INCORPORACIÓN DE CAPACIDAD¹ DE PRINCIPALES PROCESOS EN EL SNR, ENTRE 2014 Y 2028
(Miles de barriles diarios)

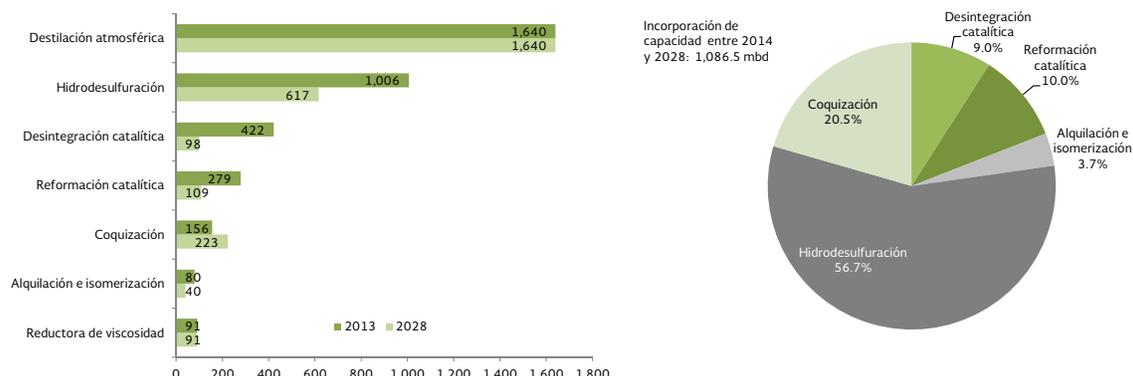
Proceso	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	Refinerías Existentes del SNR
Destilación atmosférica							-
Desintegración catalítica				25.0	33.0	40.0	98.0
Reformación catalítica				11.0	48.0	50.0	109.0
Alquilación e isomerización					20.0	20.0	40.0
Hidrodesulfuración ²	77.5	90.0	55.0	132.0	152.0	110.0	616.5
Coquización				44.0	93.0	86.0	223.0

¹ Capacidad adicional

² Incluye capacidad de diesel, gasolinas e hidrotratamiento de gasóleos

Fuente: EPS de Transformación Industrial-Refinación.

GRÁFICA 4. 12 CAPACIDAD NOMINAL POR PROCESO EN EL SNR, 2014 Y 2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: SENER, con información de EPS de Transformación Industrial-Refinación.

4.2.3. Requerimientos de Inversiones en el SNR

La cartera de inversiones de la EPS de Transformación Industrial-Refinación contiene proyectos orientados al desarrollo de nueva infraestructura y a la modernización de la existente, con el objetivo de optimizar las operaciones de la cadena de suministro de petrolíferos la capacidad de producción, de distribución, de almacenamiento y de reparto de petrolíferos en el país, así como para lograr la mejora continua de las operaciones.

Los requerimientos de inversión presupuestal y complementaria de la EPS de Transformación Industrial-Refinación, para el periodo comprendido entre 2014 y 2028 suma 382.8 miles de millones de pesos. Entre los proyectos a los cuales se asignará una mayor participación en inversión se encuentra el proyecto de Aprovechamientos de Residuales, y Calidad de Combustibles en sus fases diésel y gasolina, (véase GRÁFICA 4. 13).

El objetivo del proyecto de Aprovechamiento de Residuales es modernizar el esquema de procesamiento de las refinerías, incorporando el proceso de coquización para lograr la transformación de los residuales en productos de mayor valor de mercado. El proyecto considera la incorporación de plantas modernizadas y plantas nuevas de proceso e integración: coquizadora, hidrosulfuradora de naftas de coquización, reformadora, FCC, hidrosulfuradora de gasóleos, hidrosulfuradora de gasolina, alquilación, isomerización, integración y servicios auxiliares.

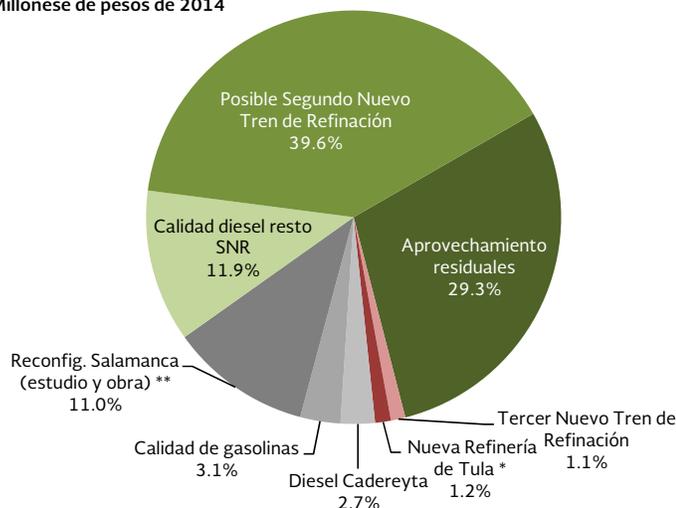
Por otra parte, se reducirá la producción de combustóleo al procesar los residuales para su transformación en productos de alto valor de mercado, como son los destilados ligeros e intermedios (gasolinas, turbosina y diesel). Con ello también se busca optimizar el procesamiento y utilización de las refinerías, ya que disminuyen la producción de uno de los productos que presentan una reducción en su demanda como lo es el combustóleo, evitando así la subutilización de la capacidad e incluso paros asociados a sobreinventarios ante la falta de mercado para ese combustible..

Cabe mencionar que el objetivo del proyecto de Calidad diesel para resto del SNR es producir diesel de 15 ppm máximo de azufre. Para ello se requiere la construcción de nuevas plantas de hidrosulfuración y la modernización de las unidades de diesel existentes. El proyecto se desarrolla en dos etapas: i) proyecto en la refinería de Cadereyta, cuyo inicio de operaciones está programado para 2016; y, ii) proyecto en las refinerías restantes con inicio de operaciones entre 2017 y 2018.

Otro proyecto en el cual se tiene contemplado destinar un porcentaje de inversión es a la Reconfiguración de Salamanca (Hidrosulfuradora de Naftas de Coquización, Hidrógeno, Aguas Amargas, Azufre, corte profundo, Hidrosulfuradora de Gasóleos, Regeneradora de Aminas, Reformadora CCR y Coquizadora), con una participación de 11%, la cual está contemplada entre 2014 y 2018.

GRÁFICA 4. 13 DISTRIBUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE EPS DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL-REFINACIÓN, 2014-2028
(Porcentaje)

Inversión acumulada 2014-2028: 382.8
Miles de Millonese de pesos de 2014



* Incluye estudios de preinversión

Fuente: Elaborado por SENER, con información la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

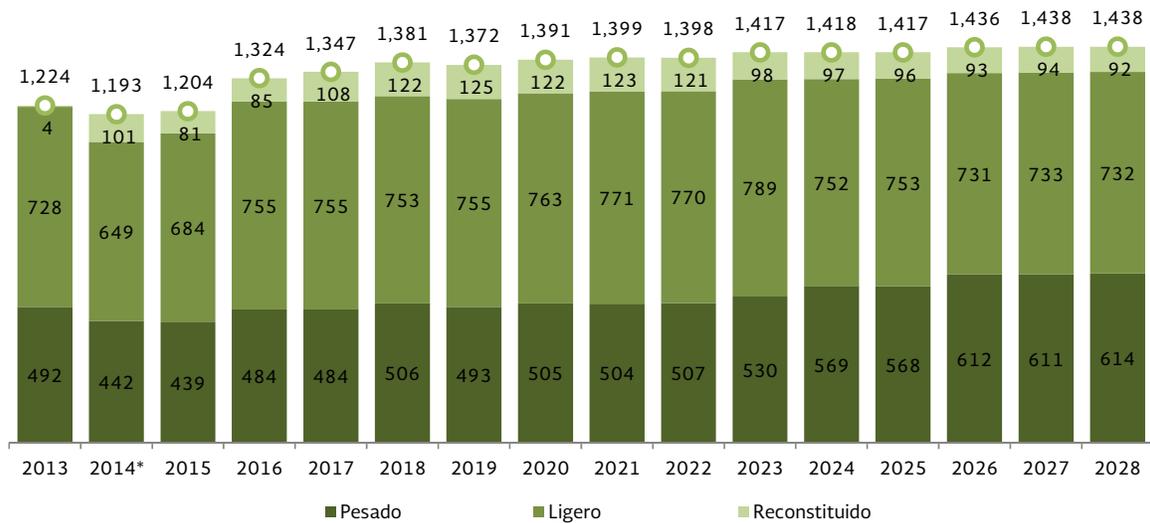
Con la implementación de la Reforma Energética, se prevé establecer las condiciones competitivas para todos los participantes, y en particular permitirá a PEMEX mejorar la sustentabilidad de sus finanzas de modo que pueda financiar una cartera de proyectos más amplia. Por otra parte, al convertirse en una Empresa Productiva del Estado, a partir de 2016, contará con autonomía, flexibilidad presupuestal y financiera que le permitirán realizar oportunamente proyectos de transformación industrial de carácter estratégico, con alto impacto en la generación de valor. En este sentido, se estima que con la instrumentación de algunas de estas medidas, se podrán generar recursos suficientes para adelantar los proyectos de aprovechamiento de residuales en las refinerías de Tula y Salamanca, adelantando su entrada en operación a 2018 y Salina Cruz en 2020, además de otros proyectos del Programa Nacional de Infraestructura.

En este escenario se reduce por un lado la importación de gasolinas por la entrada temprana de los proyectos de conversión de residuales, al mismo tiempo que disminuye el costo de suministro de petrolíferos al estar la ubicados en la zona centro, región que tiene la mayor demanda de gasolina y diesel. Al convertir residuales, principalmente en Tula y Salamanca, se eliminaría el costo de logística de desalojo del combustible a la costa.

4.2.4. Proceso de petróleo en el SNR

Con base en la evolución de la capacidad de refinación estimada en el periodo 2013-2028, el proceso de crudo llegará a 1,438 mbd en 2028. Los proyectos de inversión programada en los próximos años, así como los trabajos de modernización y construcción de infraestructura en el SNR para la obtención de productos de mayor valor económico, se espera sean factores que influyan para aumentar el proceso de crudo pesado, (véase GRÁFICA 4. 14).

GRÁFICA 4. 14 PROCESO DE CRUDO EN EL SNR, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



*Cierre estimado 2014, POT III.

Fuente: Elaborado por SENER, con información de la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

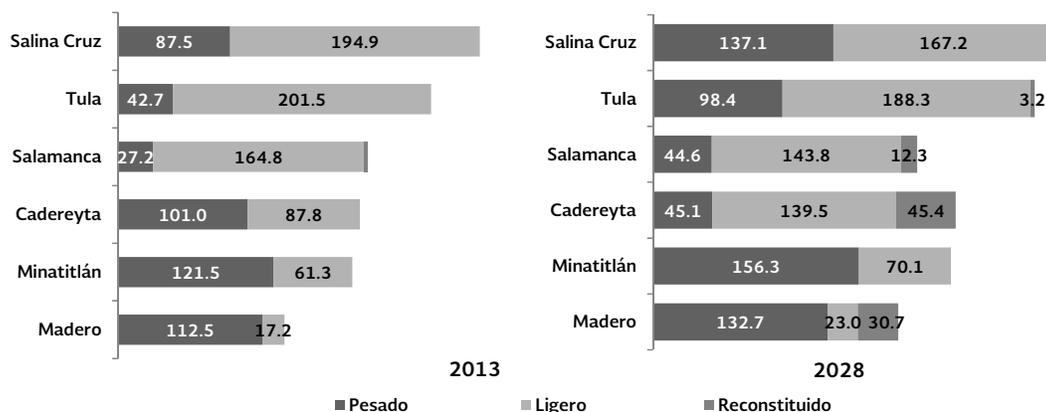
De 2013 a 2028 el proceso de crudo ligero mostrará un ligero incremento de 0.6%. En 2014 se estima que se procesará el menor volumen de este tipo de crudo con 649.3 mbd, mientras que en 2023 se prevé un máximo de 788.9 mbd; es así que durante todo el periodo prospectivo el valor promedio de proceso de crudo ligero será de 743.0 mbd. Se contempla que las refinerías de Salamanca, Tula y Salina Cruz reduzcan el proceso de este tipo de crudo en 21.0 mbd, 13.3 mbd y 27.7 mbd hacia el final de la proyección, respectivamente. En tanto que las refinerías de Madero, Minatitlán y Cadereyta aumentarán su proceso en 5.7 mbd, 8.8 mbd y 51.7 mbd respectivamente, (véase GRÁFICA 4. 15).

Respecto al proceso de crudo pesado, se estima un incremento de 24.7% en 2028, el cual representa un volumen adicional de 121.8 mbd. El desarrollo de todos los proyectos previstos a realizarse en el SNR permitirá incrementar directamente el proceso de crudo pesado en las refinerías existentes en los próximos 15 años. Se espera que la mayor capacidad de procesamiento de este tipo de crudo se presente al final del periodo prospectivo con 614.2 mbd.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 15 PROCESO DE CRUDO POR TIPO Y POR REFINERÍA, 2013 Y 2028

(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por SENER, con información de la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

4.3. Producción nacional de petrolíferos, 2013-2028

Los proyectos que la EPS de Transformación Industrial-Refinación tiene contemplado realizar en los próximos años estarán enfocados a incrementar la capacidad de producción de petrolíferos, en específico de destilados ligeros e intermedios. De acuerdo a lo anterior se dispondrá de una mayor oferta de gasolinas y diésel de Ultra Bajo Azufre (UBA). Asimismo, se estima mantener la tendencia de reducción en la producción de combustóleo y el uso de trenes de conversión profunda que incrementará la producción de coque de petróleo. De acuerdo a lo anterior, la oferta de petrolíferos promediará 1,209 mbdpce entre 2013 y 2028, reflejado en un incremento de 20.9% en este periodo, (véase CUADRO 4. 5).

CUADRO 4. 5 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR, 2013-2028

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Gasolinas	352.2	366.9	361.9	421.7	428.7	425.2	421.7	432.0	427.1	426.6	455.0	500.1	500.0	539.2	538.6	539.0	2.9
Diésel	313.2	257.3	253.7	369.9	377.4	399.0	395.0	386.9	408.0	412.5	432.5	486.0	485.2	529.9	531.4	527.7	3.5
Cóque de Petróleo	43.2	40.5	38.4	53.9	58.5	58.6	58.5	58.7	58.8	58.8	69.9	88.8	88.8	111.1	111.1	111.0	6.5
Turbosina	58.8	57.4	59.9	56.6	63.4	62.1	64.2	66.4	59.6	55.3	59.9	55.7	56.3	54.6	54.6	56.3	-0.3
Combustóleo	289.9	270.8	264.4	292.9	278.1	295.0	294.0	301.5	299.8	301.0	259.4	158.4	158.2	44.6	43.5	44.3	-11.8
Total	1,057	993	978	1,195	1,206	1,240	1,233	1,245	1,253	1,254	1,277	1,289	1,288	1,279	1,279	1,278	1.3

Nota: El total puede no coincidir a la suma debido al redondeo.

Fuente: SENER, con información de la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

A excepción de Salina Cruz, el resto de las refinerías mostrarán un incremento en la elaboración de petrolíferos, (véase CUADRO 4. 6). Como ya se mencionó, todas ellas centrarán su actividad en una mayor producción de destilados ligeros e intermedios, en detrimento de la producción de combustóleo. Al final del periodo prospectivo las refinerías de Tula y Salina Cruz dejarán de producir en su totalidad este petrolífero.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 4. 6 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR CENTRO DE TRABAJO, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca 2013-2028
Producción	1,057	993	978	1,195	1,206	1,240	1,233	1,245	1,253	1,254	1,277	1,289	1,288	1,279	1,279	1,278	1.3
Tula	216.2	189.7	185.5	262.3	261.1	263.4	256.6	262.3	261.3	261.5	260.9	273.3	273.2	273.2	273.6	273.4	1.6
Combustóleo	83.5	91.6	88.0	100.1	99.4	101.5	100.6	101.5	100.3	100.3	100.3	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	n.a.
Diésel	44.4	-	-	52.2	50.4	46.1	42.4	43.1	50.2	55.3	50.2	103.8	103.7	103.5	104.1	103.9	5.8
Gasolinas	66.5	76.1	75.7	87.5	87.2	87.5	84.0	86.5	86.5	86.5	86.3	131.2	131.3	131.6	131.3	131.3	4.6
Turbosina	21.7	21.9	21.7	22.4	24.2	28.3	29.7	31.1	24.2	19.3	24.1	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	-0.8
Salina Cruz	264.3	247.4	257.2	265.5	265.8	265.7	268.5	268.5	268.5	268.5	268.0	268.0	268.0	258.7	258.5	258.8	-0.1
Combustóleo	109.1	97.5	100.6	110.0	109.9	109.9	113.0	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	113.2	-	-	-	n.a.
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.2	22.3	22.2	n.a.
Diésel	59.0	59.1	61.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	113.1	112.8	113.1	4.4
Gasolinas	80.1	75.6	79.2	75.9	76.2	76.1	75.8	75.6	75.6	75.6	75.2	75.2	75.2	111.8	111.8	111.8	2.3
Turbosina	16.1	15.2	16.3	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	-2.2
Cadereyta	162.5	152.9	145.2	195.4	208.4	209.1	208.9	200.5	209.6	209.6	209.2	209.3	209.3	209.3	209.6	208.7	1.7
Coque de Petróleo	13.4	12.0	11.7	18.4	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	3.6
Turbosina	3.4	3.5	4.3	4.5	4.6	4.8	4.9	5.8	4.7	5.1	4.5	5.0	5.6	3.9	3.9	5.5	3.3
Diésel	69.0	64.0	59.8	84.8	101.2	103.6	104.0	90.8	105.8	105.5	105.5	105.5	104.9	104.6	105.6	101.7	2.6
Gasolinas	62.8	61.4	56.7	71.4	75.6	71.7	73.2	77.6	72.3	72.2	71.4	71.8	72.3	74.3	73.7	74.6	1.2
Combustóleo	14.0	12.0	12.7	16.4	4.1	6.2	4.0	3.6	3.9	4.0	5.0	4.3	3.8	3.6	3.6	4.0	-8.0
Minatitlán	146.9	147.9	146.3	181.3	182.0	200.4	196.0	212.7	211.1	204.0	205.7	205.2	205.2	205.2	205.2	205.1	2.3
Turbosina	0.1	-	-	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	25.7
Gasolinas	46.7	58.6	56.5	75.4	77.6	79.1	78.3	85.8	83.9	76.8	78.5	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	3.5
Combustóleo	21.0	12.7	14.5	24.9	23.2	34.3	31.8	34.1	34.3	34.3	34.3	34.3	34.4	34.3	34.2	34.2	3.3
Coque de Petróleo	16.2	16.1	14.4	18.4	18.7	18.5	18.3	18.7	18.7	18.7	18.6	18.7	18.6	18.7	18.7	18.7	1.0
Diésel	63.0	60.5	60.9	60.5	60.5	66.4	65.6	72.1	72.2	72.2	72.2	72.2	72.2	72.2	72.2	72.2	0.9
Salamanca	158.0	149.1	144.2	147.8	149.0	151.0	151.6	153.4	155.4	162.5	184.5	184.8	184.5	184.5	184.5	184.5	1.0
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	n.a.
Gasolinas	53.6	55.1	53.3	52.1	52.3	53.2	52.2	49.4	51.4	58.5	86.7	86.9	86.7	86.7	86.7	86.7	3.3
Diésel	44.3	40.1	41.1	47.8	46.9	49.3	48.9	47.9	46.5	46.4	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	3.2
Turbosina	10.3	9.6	9.4	12.2	14.0	11.6	12.1	11.9	13.2	13.4	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	2.0
Combustóleo	49.9	44.3	40.4	35.7	35.8	36.9	38.4	44.2	44.2	44.2	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-20.4
Madero	109.3	105.9	100.0	142.7	139.9	150.5	151.9	148.2	147.6	148.3	148.4	148.4	148.1	148.5	147.8	147.7	2.0
Diésel	33.5	33.5	31.0	56.6	50.4	65.6	66.2	65.0	65.2	65.2	65.2	65.2	65.1	65.3	65.4	65.4	4.6
Gasolinas	42.6	40.1	40.4	59.4	59.8	57.6	58.2	57.1	57.2	57.0	56.9	57.0	56.5	56.9	57.1	56.6	1.9
Coque de Petróleo	13.6	12.4	12.3	17.1	17.1	17.3	17.4	17.3	17.3	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	1.6
Turbosina	7.2	7.2	8.1	3.9	7.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	-4.1
Combustóleo	12.4	12.6	8.1	5.8	5.6	6.1	6.2	5.0	3.9	5.0	5.0	5.0	5.3	5.0	4.0	4.4	-6.7

n.a.: no aplica.

Fuente: Elaborado por SENER, con información de la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

La mayor proporción en la producción de combustibles se centrará en la producción de destilados ligeros; principalmente gasolinas y diésel. En lo que corresponde a la producción de gasolinas, ésta crecerá en 53.0% entre 2013 y 2028, lo que equivale a un volumen adicional de 225.4 mbd con respecto al año 2013, alcanzando así un total de 650.5 mbd en 2028, (véase GRÁFICA 4. 16).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 16 PRODUCCIÓN, DEMANDA E IMPORTACIÓN DE GASOLINAS
(Miles de barriles diarios)

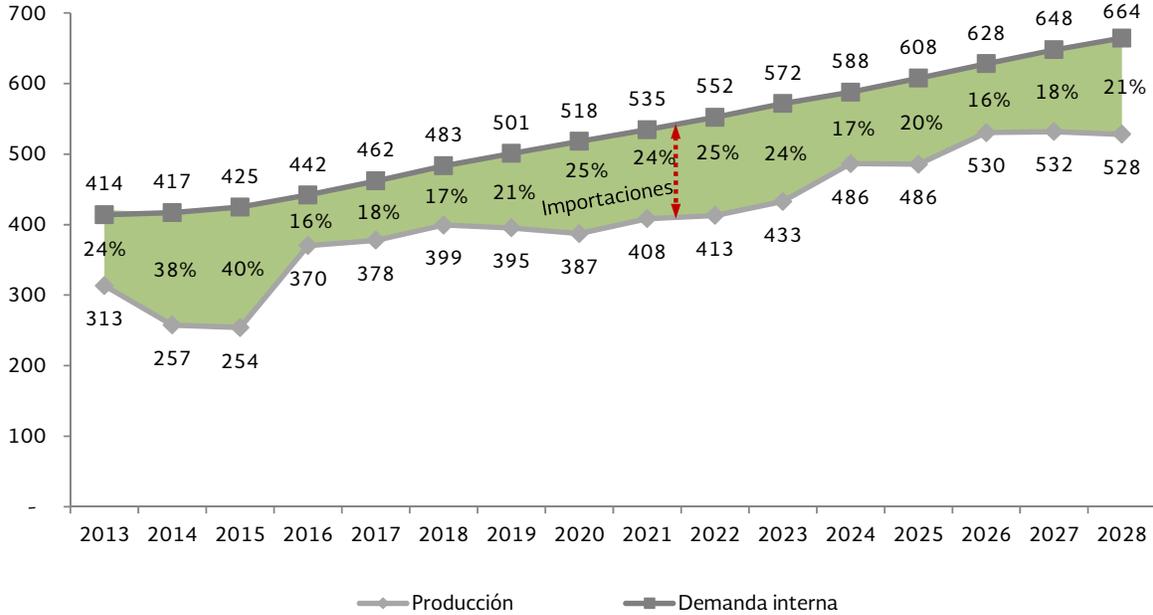


Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Se estima que en 2028 la producción de diésel se ubiquen 528 mbd, 214.7 mbd más a lo producido en 2013. El incremento en la elaboración de destilados intermedios permitirá cubrir una mayor proporción de consumo, por lo que al final del periodo la producción de diésel cubrirá 79.5% de los requerimientos de su demanda, (véase GRÁFICA 4. 17).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

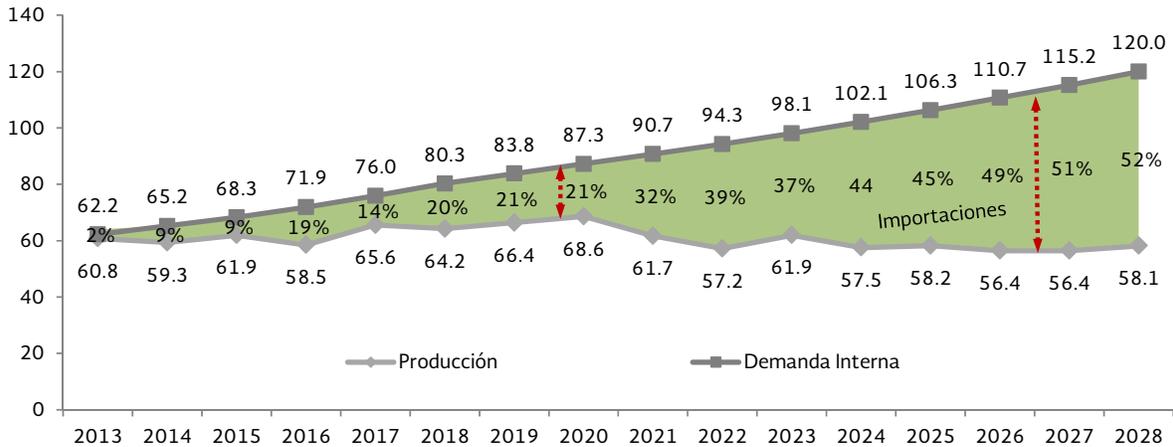
GRÁFICA 4. 17 BALANCE DE DIÉSEL, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP y la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

Para el ejercicio de proyección 2013-2028 la producción de turbosina mostrará una tasa media anual negativa de 0.3%, dejándose de producir 2.7 mbd de turbosina en comparación con 2013. En este sentido, en 2026 y 2027 se registrará la menor producción con 56.4 mbd y la máxima en 68.6 mbd en 2020. En el último año del periodo es en el cual se presentará la brecha más amplia entre la producción de este combustible en comparación con la demanda del mismo, lo que se reflejará en un incremento en las importaciones. La reducción en la producción de turbosina se asociará al incremento en la producción de destilados intermedios por parte de PEMEX, el cual genera mayores beneficios económicos en el contexto del SNR, (véase GRÁFICA 4. 18).

GRÁFICA 4. 18 BALANCE DE TURBOSINA, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)

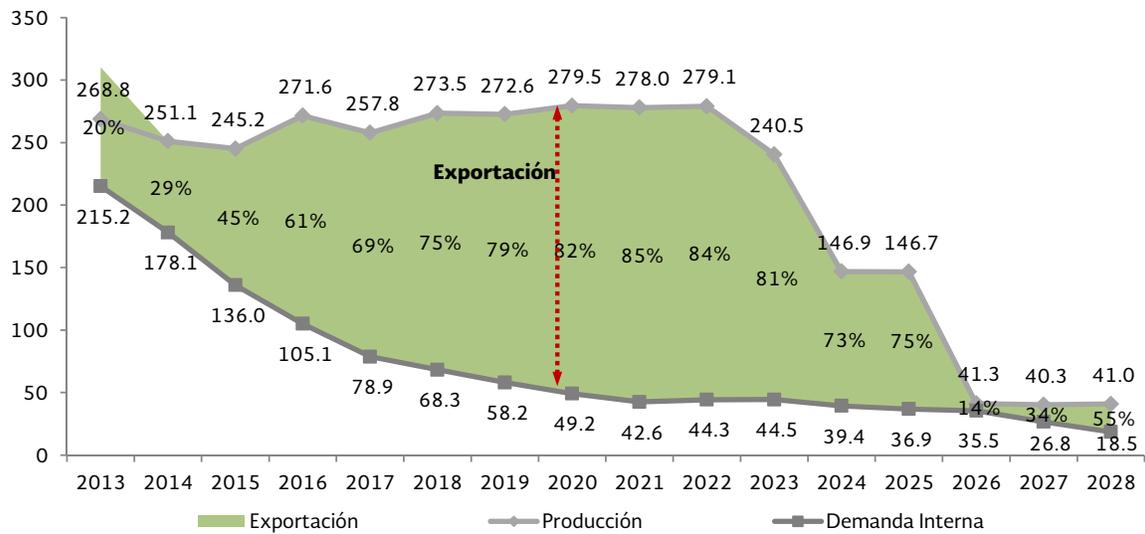


Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP y la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

En lo que se refiere a la producción de combustóleo, ésta pasará de 268.8 mbd en 2013 a 41.0 mbd en 2028, lo que representa una drástica caída de 83.7% en la producción en el periodo prospectivo. Este comportamiento se debe a los proyectos de modernización de la infraestructura y la reconfiguración de refinerías, mismos que reducirán la producción de residuales tales como el combustóleo, (véase GRÁFICA 4. 19). Lo anterior va en línea con una menor demanda proyectada de este combustible, principalmente por parte del sector eléctrico e industrial.

GRÁFICA 4. 19 BALANCE DE COMBUSTÓLEO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP y la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

Finalmente, en 2028 la producción de coque de petróleo alcanzará 7,717 miles de toneladas anuales (mta), presentando un incremento de 4,725 mta con respecto al año 2013. Este incremento se debe a los proyectos de coquización en Madero y Cadereyta en 2016 y en Salamanca, previsto en 2023, permitiendo que a partir de 2026 la producción de coque de petróleo sea mayor a su consumo, (véase GRÁFICA 4. 20)

GRÁFICA 4. 20 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO, 2013-2028
(miles de toneladas anuales)



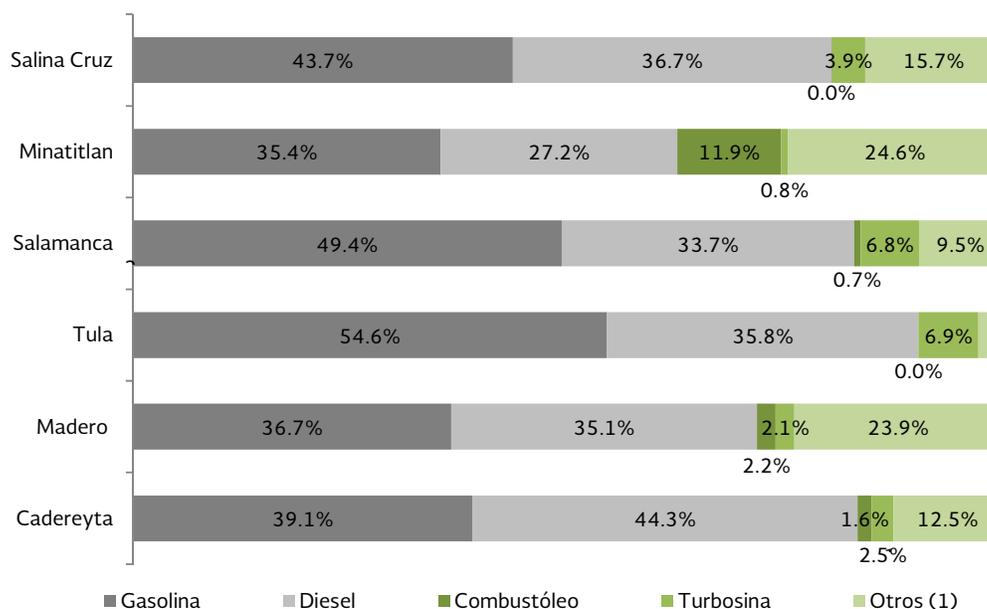
Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP y la EPS de Transformación Industrial-Refinación.

4.3.1. Rendimientos de producción

Las acciones para incrementar la eficiencia operativa del SNR también se reflejan en el índice de intensidad energética. En este sentido, la EPS de Transformación Industrial-Refinación busca revertir las tendencias y lograr los incrementos en los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, (véase GRÁFICA 4. 21), así como disminuir el índice de intensidad energética a través de la aplicación de un proceso continuo y sistemático enfocado en la mejora de la eficiencia y la confiabilidad operacional, mediante la incorporación de tecnologías, metodologías y mejores prácticas.

De acuerdo al grado de complejidad de una refinería será la capacidad de procesar crudos pesados para la obtención de productos que contengan un alto valor económico en el mercado, es así que la producción de combustibles ligeros e intermedios se visualiza como prioridad ante la producción de aquellos con menor valor económico. De acuerdo a lo anterior, hacia el final del periodo estimado, el diseño de las refinерías de Salina Cruz, Salamanca, Tula y Madero estará orientado en primer lugar a obtener mayores rendimientos en gasolinas y en segundo lugar de diesel. Por otra parte, en las refinерías de Minatitlán, Cadereyta se consideran mayores rendimientos de diesel y en menor porcentaje de gasolinas.

GRÁFICA 4. 21 RENDIMIENTOS EN REFINERÍAS POR PRODUCTOS, 2028
(Porcentaje)



¹Incluye: parafinas, lubricantes, aeroflex, asfaltos, solventes y coque de petróleo. En el caso de Tula incluye el traspaso de residuales pesados a Bicentenario.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX.

Actualmente PEMEX tiene distintas problemáticas asociadas a la producción de destilados intermedios y gasolinas como resultado de disponer de una infraestructura y tecnología inadecuadas para procesar las nuevas calidades de crudo que poseen un alto contenido de azufre y metales en residuales de crudos mexicanos. Esto supone un mayor número de procesos en las refinерías, como desulfuradoras, de manera que sea posible dar cumplimiento a la normatividad ambiental.

Adicionalmente, la capacidad de refinación ha sido insuficientes para atender la demanda nacional de gasolina, a lo cual se suma una infraestructura y tecnología inadecuada para el transporte, almacenamiento y destilación del crudo para las dietas actuales y futuras en las que se tiene una expectativa de una mayor proporción de crudos pesados.

Entre los problemas de la EPS de Transformación Industrial-Refinación, en materia de logística de almacenamiento, transporte y distribución de petrolíferos se tienen: capacidad de almacenamiento

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

insuficiente de crudos en refinerías, capacidad de almacenamiento insuficiente de destilados en TAR's, falta de detección oportuna de tomas clandestinas, falta de optimización para el uso eficiente de ductos, infraestructura de poliductos con rezago tecnológico y edad promedio de 28 años

De acuerdo a lo anterior, se plantea la necesidad de atender la demanda creciente de combustibles, a un bajo costo de suministro, con énfasis en mejorar los márgenes de operación del SNR, en un contexto donde la demanda por combustóleo disminuye, lo que implica su desalojo y/o un uso alternativo.

En este sentido, el crecimiento esperado de la demanda de petrolíferos en el país requiere incrementar la capacidad de transporte de petrolíferos por ducto, así como la capacidad de almacenamiento, a través de la instalación de nuevos tanques y la reubicación y construcción de terminales de almacenamiento y reparto. Esto con el objetivo de que la empresa se mantenga competitiva y prevalezca como líder en la atención de los mercados de petrolíferos.

4.4. Demanda de petrolíferos

La dinámica de los mercados de energéticos en el país ha modificado el perfil de la demanda de petrolíferos que produce y comercializa PEMEX lo que, aunado a las modificaciones en el marco regulatorio del sector energético, implican la necesidad de modernizar el proceso comercial, mismo que deberá adecuarse al nuevo entorno.

La estimación de la demanda nacional de petrolíferos para el periodo 2013-2028 fue elaborada en función de los principales indicadores económicos del país, de ahí la importancia de considerar el escenario de actividad económica por estado, sector y subsector. Para obtener la demanda prevista de cada uno de los petrolíferos de manera desagregada de tipo nacional, región, estado y rama, fue necesario partir de escenarios económicos tales como de precios, intensidad de uso, rendimientos y de eficiencias, entre otros.

4.4.1. Sector Transporte

Se estima que en el año 2028 el sector transporte demande 1,799 mbdpce de combustibles, lo que representa un aumento de 66.1% con relación al consumo de 2013. Del volumen total, las gasolinas serán las de mayor demanda, representado 58.9%, mientras que el diésel lo hará con 33.3% como resultado de su uso intensivo en el autotransporte. Es así que el consumo de ambos combustibles representará 92.2% de la demanda total de este sector; el restante será cubierto por la turbosina en 6.5%. El gas natural comprimido (GNC), gas LP e intermedio 15 continuarán reflejando una participación marginal, (véase CUADRO 4. 7).

CUADRO 4. 7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR TRANSPORTE, 2013-2028

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	1,083	1,088	1,099	1,126	1,171	1,222	1,278	1,323	1,386	1,455	1,529	1,581	1,645	1,705	1,759	1,799	3.4
Gasolinas	652.0	642.2	639.7	646.5	669.1	696.0	728.3	753.0	794.5	842.5	894.1	927.2	968.7	1,006.0	1,038.2	1,059.3	3.3
Diesel	346.6	356.3	365.5	381.3	399.4	418.7	438.6	455.6	473.6	491.6	510.8	526.1	545.3	565.0	583.7	599.4	3.7
Gas LP	23.8	25.7	27.1	27.9	28.6	28.9	29.3	29.3	29.2	28.9	28.5	27.9	27.2	26.3	25.3	24.0	0.1
Turbosina	60.2	63.1	66.1	69.6	73.5	77.7	81.1	84.4	87.8	91.2	94.9	98.8	102.8	107.1	111.5	116.1	4.5
Intermedio 15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas natural comprimido	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	0.5	0.5	0.5	1.7

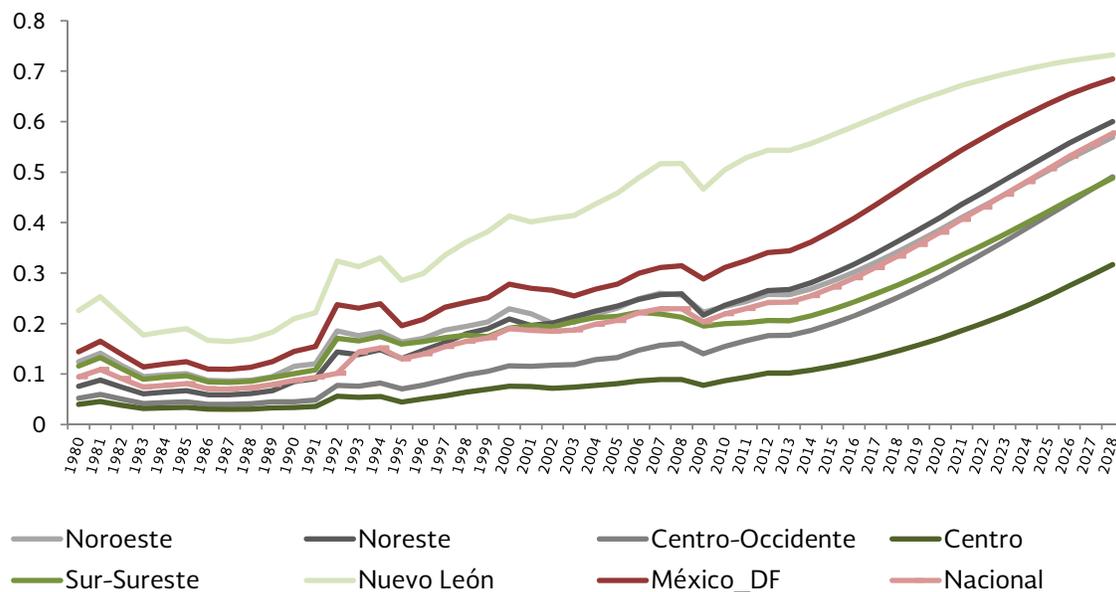
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Autotransporte

Los precios de combustibles en el sector autotransporte son administrados por la SHCP con fines de política económica y hacendaria. Para este ejercicio 2014-2028 se maneja un escenario que mantiene como premisa el supuesto de precios al público constantes en términos reales para las gasolinas automotrices y el diésel.

Un supuesto muy importante en el desarrollo del sector autotransporte es la introducción de nuevas tecnologías en el mercado automotriz, efecto que se ve reflejado a futuro en la composición del parque vehicular. Por lo anterior, en México se espera un incremento de la tendencia vehicular similar a la que poseen en la actualidad países desarrollados como Alemania, Francia, Gran Bretaña y Estados Unidos de América. Para el año 2028, el estado de Nuevo León presentará el mayor nivel de saturación y la región con menor nivel será la región Centro, (véase GRÁFICA 4. 22). Por otra parte, cabe mencionar que en esta versión se redujo el nivel de saturación del parque vehicular, pasando de 0.85 a 0.75 vehículos por cápita.

GRÁFICA 4. 22 CURVA DE SATURACIÓN DE VEHÍCULOS POR REGIÓN
(Porcentaje)



Fuente: IMP, con base en Banco Mundial, Banxico, Dargay y Gately (2007), CONAPO, INEGI, SENER, PEMEX y empresas privadas.

La demanda regional del sector transporte a gasolinas presentará crecimientos importantes en la región Centro Occidente, México-D.F. y Sur- Sureste principalmente. Por otro lado, la demanda a diésel en este sector presentará un aumento por efecto del cambio de modalidad, ya que se intensifica el uso de transporte público. Esta demanda considera los siguientes supuestos: 1) A pesar de un escenario económico bajo, se compensa con el cambio de modalidad y 2) No existe nivel de saturación.

Debido a una mayor disponibilidad de gas natural en el país, se incentivaré el uso de GNC en este sector, pasando de 2.4 mmpcd en el año 2014 a 2.9 mmpcd al final de la proyección, es decir, un crecimiento de 1.2%.

Las gasolinas continuarán manteniéndose como el principal combustible de consumo en el autotransporte, durante el periodo 2013-2028, se estima que la demanda de gasolinas aumente 62.5%, de tal manera que al final del periodo se ubique en 1,278.4 mbd, mayor en 491.5 mbd respecto a 2013, debido principalmente al crecimiento del parque vehicular a gasolina.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

A lo largo del periodo prospectivo, el consumo de gasolina PEMEX Premium mostrará un crecimiento promedio anual de 4.6%, y el de gasolina PEMEX Magna de 3.0%. Este comportamiento se asocia a la reducción en el diferencial de precios en ambos productos, ya que aumenta la participación del consumo de la gasolina PEMEX Premium por la disminución del precio relativo con respecto a la gasolina PEMEX Magna. El volumen de demanda de la gasolina PEMEX Magna será el de mayor consumo y participación respecto al total de gasolina durante el periodo prospectivo, pasando de 667.6 mbd en 2013 a 1,042.8 mbd en 2028. Por su parte, la demanda de gasolina PEMEX Premium pasará de 119.2 mbd a 235.6 mbd en el mismo periodo, (véase CUADRO 4. 8).

CUADRO 4. 8 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL AUTOTRANSPORTE, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Gasolina Magna	667.6	639.0	629.7	636.5	658.8	685.3	717.1	741.4	782.2	829.3	880.1	912.6	953.4	990.2	1,022.0	1,042.8	3.0
Gasolina Premium	119.2	136.1	142.3	143.7	148.7	154.7	161.9	167.3	176.6	187.4	199.0	206.4	215.6	223.9	231.0	235.6	4.6
Total gasolinas	786.9	775.0	772.0	780.3	807.5	839.9	879.0	908.8	958.8	1,016.7	1,079.1	1,119.0	1,169.1	1,214.1	1,253.0	1,278.4	3.3
Diesel	320.5	328.2	336.6	351.5	368.6	386.9	405.6	421.5	438.3	455.1	473.0	486.9	504.6	522.8	539.9	553.8	3.7
Gas LP	35.9	38.6	40.7	42.0	42.9	43.5	44.0	44.1	43.9	43.5	42.9	42.0	40.9	39.5	38.0	36.0	0.0
Gas natural (MMpcd)	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	1.5

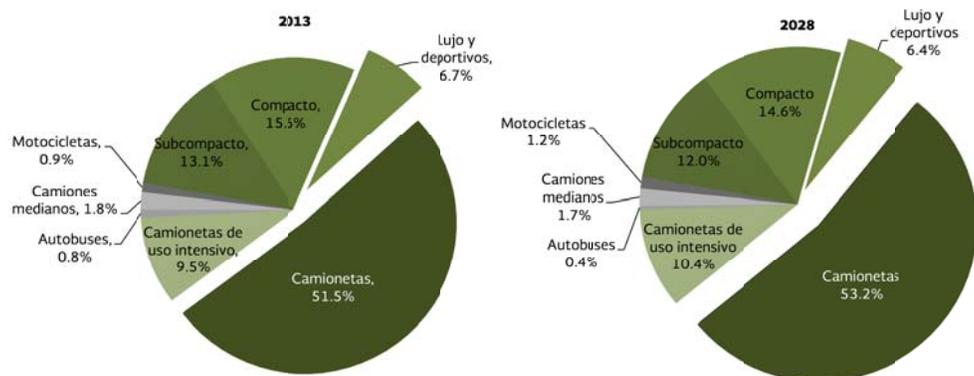
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Los impulsores de la demanda de gasolinas se derivan de la creciente introducción de camionetas en el parque vehicular, las cuales demandarán 53.2% de este combustible en 2028; mayor en 1.7 puntos porcentuales a la participación registrada en 2013. Al finalizar el periodo prospectivo, el consumo de gasolinas de este tipo de vehículos será de 680.5 mbd, lo que representa un aumento de 67.9% con respecto al año 2013, el cual fue de 405.2 mbd.

En lo que se refiere a vehículos compactos, éstos demandarán 186.3 mbd de gasolina en 2028, lo cual representa un aumento de 51.7% con respecto a la demanda presentada en el año 2013 (275.3 mbd). Respecto a la demanda de gasolinas por parte de los vehículos subcompactos, éstos se incrementarán en 49.3% a lo largo de la proyección, así se tiene una demanda de 103.1 mbd en 2013 hasta llegar a 153.9 mbd en 2028, en contraste su participación se reducirá de 13.1% a 12.0% en el mismo periodo. Otro segmento que mostrará una importante evolución en la demanda de gasolinas es el de vehículos de lujo y deportivos, ya que su consumo pasará de 53.0 mbd en 2013 a 82.1 mbd en 2028. Por su parte, el consumo de gasolinas en camionetas de uso intensivo, se incrementará de 74.5 mbd en 2013 a 133.4 mbd en 2028; es decir, 79.1% de crecimiento en el periodo, (véase GRÁFICA 4. 23).

GRÁFICA 4. 23 DEMANDA DE GASOLINAS AUTOMOTRICES POR SEGMENTO, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

En lo que respecta a la demanda nacional de diésel, el sector autotransporte es el principal demandante de este combustible, ya que pasará de 346.9 mbd en 2013 a 599.9 mbd en 2028, reflejando con esto un incremento de 72.9% en el periodo. Lo anterior se fundamenta por el incremento en el parque vehicular que emplea este combustible. Por otro lado, las mejoras en eficiencia de los motores a diésel contribuirán a reducir el consumo de este combustible. El consumo de diésel mostrará una tasa media anual de crecimiento menor (4.0%) que la registrada en el parque vehicular a diésel, la cual será de 5.9% de 2013 a 2028.

Parque vehicular a gasolina y diésel

En lo que respecta a la composición del parque vehicular a gasolina, 2004-2028, la tendencia ha sido creciente y continuará así para el resto del horizonte de proyección. Para 2014 se tendrá un parque vehicular a gasolina estimado de 29.2 millones de unidades en sus diferentes categorías. De acuerdo a su importancia, las categorías con mayor crecimiento son camionetas, compactos, subcompactos, lujo y deportivos, camionetas de uso intensivo, camiones medianos y autobuses. El parque vehicular a gasolina en 2028 se estima en 49.6 millones de unidades. Con respecto a diésel el parque vehicular para 2014 se estima en 900 mil unidades y 2.1 millones de unidades para el año 2028, destacando la categoría de camionetas y camionetas de uso intensivo, mismas que tendrán una tmca de 10.0% y 9.9%, respectivamente, (véase CUADRO 4. 9).

CUADRO 4. 9 PARQUE VEHICULAR POR TIPO DE COMBUSTIBLE, 2013-2028

(Millones de vehículos)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	29.4	30.3	31.3	32.1	33.7	35.4	37.3	38.6	40.5	42.4	44.4	45.6	47.5	49.4	51.1	52.0	3.9
Gasolina	28.2	29.2	30.0	30.9	32.3	34.0	35.8	37.1	38.8	40.6	42.5	43.7	45.4	47.2	48.8	49.6	3.8
Diésel	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	5.9
Gas LP	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.0
Gas natural comprimido	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.7

Nota: El parque vehicular a gas natural comprimido es tan pequeño que pareciera ser cero, sin embargo es atribuible al redondeo a un decimal.

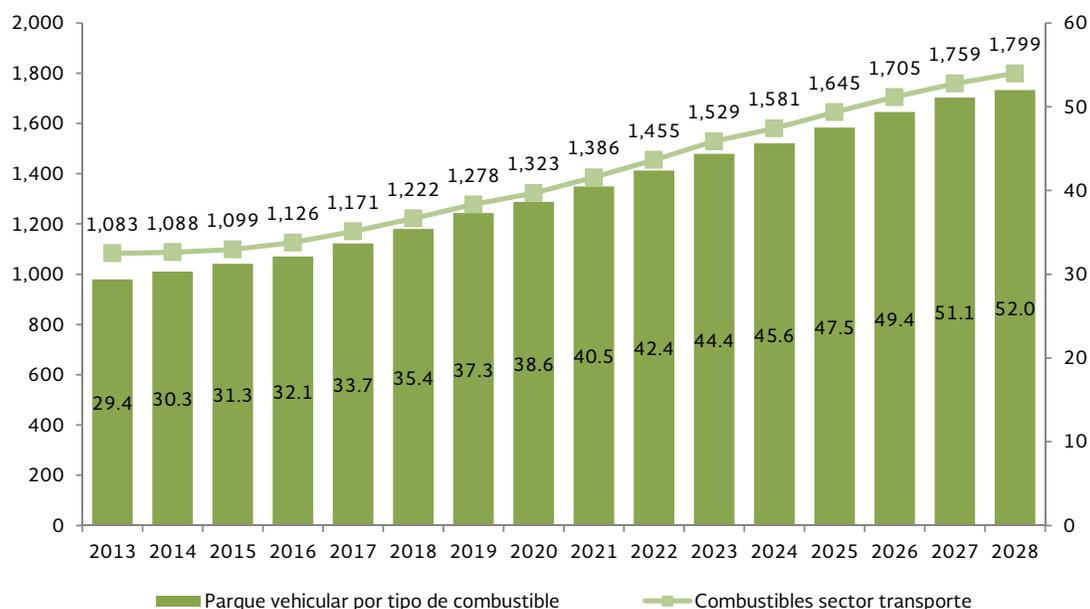
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Asimismo, derivado de la mejora gradual en la eficiencia de combustibles del parque vehicular nuevo, así como de salida de las unidades que llegaron al final de su vida útil, se estima que durante todo el periodo 2013-2028, la demanda de combustibles en el transporte crezca a un ritmo de 3.4% y el parque vehicular por tipo de combustible de 3.9%, (véase GRÁFICA 4. 24).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 24 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR TRANSPORTE Y PARQUE VEHICULAR POR TIPO DE COMBUSTIBLE, 2013-2028

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente y millones de vehículos)



Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP.

La región con mayor parque vehicular a gasolina en el 2014 es la Centro con el 31.1%, le siguen la Centro-Occidente con 20.9% y Noreste con 20.6%, y, por último, la Sur-Sureste y Noroeste con el 14.4 y 13.2% respectivamente. Sin embargo, la región que presenta la mayor tasa promedio de crecimiento es la Sur-Sureste, seguida de la Centro-Occidente durante todo el periodo estimado, (véase CUADRO 4. 10).

CUADRO 4. 10 PARQUE VEHICULAR A GASOLINA, 2013-2028

(Millones de vehículos)

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	28.2	29.2	30.0	30.9	32.3	34.0	35.8	37.1	38.8	40.6	42.5	43.7	45.4	47.2	48.8	49.6	3.8
Noroeste	3.6	3.8	4.0	4.1	4.3	4.5	4.8	4.9	5.1	5.4	5.6	5.7	6.0	6.2	6.5	6.5	3.9
Noreste	5.9	6.0	6.2	6.3	6.5	6.8	7.1	7.3	7.6	7.9	8.2	8.4	8.7	8.9	9.2	9.3	3.1
Centro-Occidente	5.9	6.1	6.3	6.5	6.8	7.1	7.6	7.9	8.3	8.7	9.1	9.4	9.8	10.2	10.6	10.8	4.1
Centro	8.7	9.1	9.3	9.7	10.1	10.6	11.2	11.6	12.1	12.5	13.0	13.3	13.7	14.1	14.5	14.7	3.5
Sur-Sureste	4.1	4.2	4.3	4.4	4.6	4.9	5.2	5.4	5.8	6.1	6.5	6.8	7.2	7.7	8.1	8.3	4.9

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En cuanto al diésel, la región con mayor parque vehicular en el 2014 es la Centro con el 30.2%, le siguen la Noreste y la Centro-Occidente con 24.3% y 22.6%, y la Sur-Sureste y Noroeste con el 13.5 y 9.3% respectivamente. Sin embargo, las regiones con las mayores tasas medias de crecimiento son la región Sur-Sureste con el 6.7, y Centro-Occidente con 6.6%, mientras que las regiones con las menores tasas de crecimiento promedio son la Noroeste y la Noreste con 3.3 y 5.6% respectivamente entre 2013 y 2028, (véase CUADRO 4. 11).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 4. 11 PARQUE VEHICULAR A DIESEL, 2013-2028

(Millones de vehículos)

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	5.9
Noroeste	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	3.3
Noreste	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	5.6
Centro-Occidente	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	6.6
Centro	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	5.9
Sur-Sureste	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	6.7

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Rendimientos de parque vehicular, 2013-2028

Un aspecto importante a tomar en cuenta en la proyección de la demanda de gasolinas y diésel es sin duda, el rendimiento, el cual puede mejorarse por avances tecnológicos y la aplicación de normas que permitan tener un parque vehicular más limpio y eficiente.

De acuerdo con los criterios utilizados para estimar los rendimientos, se tiene que los rangos más bajos en eficiencias de vehículos a gasolina se encuentran en las clasificaciones de autobuses, camiones medianos y camionetas. Por su parte, las clasificaciones de subcompactos, compactos, lujo y deportivos, presentarán los mayores incrementos en los rendimientos al final del periodo prospectivo, (véase GRÁFICA 4. 25).

GRÁFICA 4. 25 RENDIMIENTO PROMEDIO DEL PARQUE A GASOLINA POR CATEGORÍA, 2013-2028 (Kilómetros por litro)

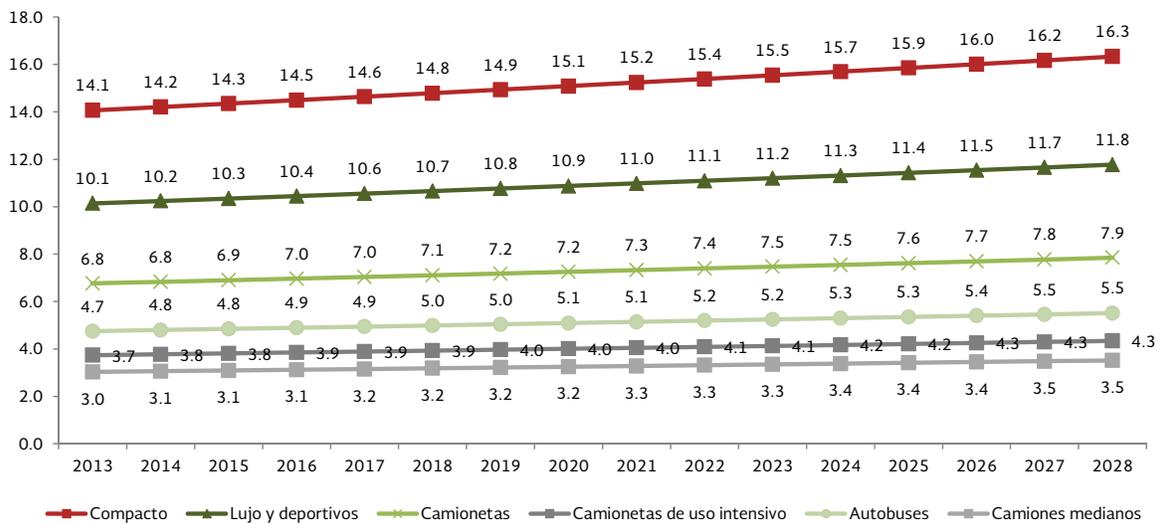


Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En relación con los vehículos nuevos de motor a diésel, el mayor rendimiento se presentará en los vehículos compactos con 16.3 km/l de gasolina equivalente en el año 2028. En cuanto a los camiones medianos y camionetas de uso intensivo, éstos registrarán el menor crecimiento en su eficiencia durante el periodo prospectivo, siendo de 3.5 y 4.3 km/l, respectivamente en el año 2028. El factor que determina los bajos rendimientos en este tipo de vehículos es la edad promedio, por lo tanto sus desempeños son bajos, (véase GRÁFICA 4. 26).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 26 RENDIMIENTO PROMEDIO DEL PARQUE VEHICULAR A DIESEL POR CATEGORÍA, 2013-2028
(Kilómetros por litro)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Transporte ferroviario, marítimo y aéreo

La estimación de la demanda de turbosina en el sector transporte aéreo usa como variables explicativas el precio relativo (Índice precios transporte aéreo / Índice precios transporte terrestre excepto ferroviario), PIB regional y una variable dicotómica regional (capta aspectos de cierre de rutas aéreas de Mexicana de Aviación y de inseguridad).

Es así que la demanda de turbosina crecerá 4.4% promedio anual entre 2014 y 2028, lo cual se explica por un escenario del PIB con 4.9% de crecimiento en promedio para el mismo periodo. La elasticidad ingreso de la demanda muestra que al aumentar el ingreso (expresado en términos del PIB) en 1% la demanda de turbosina se incrementará en promedio 0.80%. Por otro lado, al disminuir la brecha de precios entre el transporte aéreo con el transporte terrestre (excepto ferroviario), el consumidor optará por usar el transporte aéreo dada la comodidad que implica, así como el menor tiempo de viaje, entre otros factores.

En general, las aerolíneas mexicanas han venido incrementando su flota aérea, contando actualmente con 318 aeronaves y se prevé que en el futuro mantengan esta tendencia, con lo que se acrecentarán las operaciones aeroportuarias y, a su vez, la demanda de turbosina en el largo plazo.

Además, de acuerdo al Programa Nacional de Infraestructura, está considerado el proyecto del Nuevo Aeropuerto de la Ciudad de México, que pretende dar servicio a partir del año de 2020 al terminar la primera etapa, con capacidad para 550,000 operaciones anuales y se espera que al finalizar el proyecto se pueda dar servicio a 120 millones de pasajeros.

CUADRO 4. 12 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL TRANSPORTE FERROVIARIO, MARÍTIMO Y AÉREO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Transporte ferroviario	12.7	13.0	13.6	14.2	15.0	15.7	16.5	17.3	18.2	19.0	19.9	20.9	21.9	23.0	24.1	25.3	4.7
diesel	12.7	13.0	13.6	14.2	15.0	15.7	16.5	17.3	18.2	19.0	19.9	20.9	21.9	23.0	24.1	25.3	4.7
Transporte marítimo	13.8	15.4	15.7	15.9	16.2	16.5	16.9	17.2	17.6	18.0	18.4	18.8	19.3	19.8	20.3	20.8	2.8
diesel	13.7	15.4	15.6	15.9	16.2	16.5	16.9	17.2	17.6	17.9	18.3	18.8	19.2	19.7	20.2	20.8	2.8
combustóleo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transporte aéreo	62.2	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0	4.5
turbosina	62.2	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0	4.5

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En el año de 2013 el Sistema Ferroviario Mexicano (SFM) transportó 111.9 millones de toneladas, obteniendo el 18.3% del total de toneladas terrestres transportadas.

En lo que al transporte de pasajeros del servicio ferroviario corresponde, el Gobierno Federal se concentró en garantizar la prestación del servicio público de transporte ferroviario en las comunidades aisladas (ruta Chihuahua-Los Mochis) que no cuentan con otro modo de transporte público, así como, en la promoción del desarrollo de servicios de pasajeros en regiones o nichos de alto potencial de mercado, turístico, suburbano o de largo recorrido.

Con base en lo anterior, para la proyección de la demanda de diésel en el sector ferroviario se emplea el último dato histórico obtenido y se multiplica por los factores de crecimiento esperados del PIB total por estado. Esto porque se puede transportar carga tanto de productos industriales, como agrícolas, forestales y hasta servicios de transporte de pasajeros.

Por otra parte, la demanda de diésel en el sector transporte marítimo depende en gran medida de las expectativas de crecimiento del PIB Industrial, así como del nivel y progreso del intercambio comercial internacional y el dinamismo de la economía mundial, que son detonantes importantes para la actividad del transporte en los puertos marítimos. Así, al aumentar el PIB industrial (demanda de bienes, del sector) en 1% la demanda de diésel en el transporte marítimo se incrementará en promedio 0.73%.

Aunado a ello, para dar certidumbre al movimiento del comercio internacional se están desarrollando obras como el Viaducto Alternativo, en Puerto Progreso, Yucatán, cuyo objetivo es incrementar y modernizar la infraestructura portuaria existente para aumentar la capacidad de transporte y carga, al ampliar las vías de comunicación entre el puerto y la ciudad.

4.4.2. Sector Eléctrico

Como parte de los ejercicios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional, en esta edición de la Prospectiva se consideran las estimaciones de generación efectuadas por la CFE tanto de sus centrales como de las que se incorporarán a la red de transmisión con objeto de autoabastecimiento. En este sentido, depende del uso de las herramientas de planeación del régimen jurídico previo, por lo no se pueden ver reflejadas las nuevas dinámicas que generará el mercado eléctrico. Lo anterior es relevante debido a que la planeación de la generación en el sector eléctrico nacional impacta directamente la proyección del consumo de combustibles asociados a ella. Se espera que la demanda total de combustibles fósiles en este sector sea 26.9% mayor en el 2028 respecto de 2013, y una tasa de crecimiento media anual de 1.6%.

Sector eléctrico público

Se espera que la demanda del segmento que anteriormente se consideraba sector público sea 38.4% mayor en 2028 respecto al 2013. Lo anterior se explica por el gran aumento de la demanda de gas natural por parte de los Productores Independiente de Energía (PIE), que será 158% mayor al final del periodo en relación

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

al 2013. Tal demanda representa el 78.5% del total en el 2028, el resto será demandado por la Comisión Federal de Electricidad, quien mantiene su consumo constante durante prácticamente todo el periodo prospectivo con una ligera disminución de apenas el 0.2% en su tasa media de crecimiento anual.

Por su parte, el carbón participa con el 8.1% del total de la demanda de combustibles en 2028, es decir, 35.5% menor que en 2013. En lo referente al coque de petróleo, la CFE lo empezará a consumir a partir del año 2016 con una demanda de 2.3 mbdpce, es decir, 0.3% del total de combustibles, llegando en el año 2028 al 0.2% de participación, equivalente a 1.88 mbdpce.

El combustóleo, tendrá una tasa media de crecimiento anual negativa de 15.4% durante el periodo de proyección 2013-2028, quedando su demanda 15.5 mbd en 2028, 91.8% menor respecto a 2013. En cuanto al diésel, se proyecta al final de periodo una disminución del 76.0% de su demanda en relación al 2013, quedando en 2.91 mbdpce. De ellos, el 40.1% son utilizados por la CFE mientras que el resto es demandado por los PIE, (véase CUADRO 4. 13).

**CUADRO 4. 13 DEMANDA DE COMBUSTIBLES FÓSILES
EN EL SECTOR ELÉCTRICO PÚBLICO, 2013-2028**
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	862.2	822.2	811.2	812.3	809.5	812.7	826.5	843.4	898.8	915.0	931.6	982.6	1,002.9	1,008.2	1,051.8	1,094.2	1.6
Comisión Federal de Electricidad	562.1	500.7	478.2	463.8	437.6	374.3	354.3	316.9	315.1	317.5	310.5	303.0	293.6	294.8	302.0	318.9	-3.7
Producción Independiente de Energía	300.1	321.5	333.0	348.4	371.9	438.4	472.2	526.5	583.7	597.6	621.1	679.6	709.3	713.3	749.8	775.3	6.5
Carbón																	n.a.
Comisión Federal de Electricidad	144.7	104.5	90.3	88.6	74.9	51.2	61.8	49.2	47.7	43.5	42.6	48.3	50.8	52.4	60.5	89.0	-3.2
Coque de petróleo																	n.a.
Comisión Federal de Electricidad	-	-	-	2.3	2.5	2.1	2.5	2.3	2.0	2.1	2.1	2.0	1.9	2.1	2.1	1.9	n.a.
Combustóleo																	n.a.
Comisión Federal de Electricidad	189.4	155.1	117.0	98.1	71.7	62.2	53.1	45.4	38.3	40.1	40.3	36.4	33.7	33.9	24.4	15.5	-15.4
Diésel																	n.a.
Comisión Federal de Electricidad	11.8	5.7	5.5	5.5	6.9	8.1	5.2	4.7	2.5	1.5	1.2	1.2	1.1	1.0	1.2	1.2	-14.3
Producción Independiente de Energía	0.3	2.4	2.2	2.2	2.1	2.1	2.1	2.0	2.1	1.9	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	11.7
Gas natural																	n.a.
Comisión Federal de Electricidad	216.1	235.3	265.4	269.4	281.7	250.6	231.8	215.4	224.5	230.3	224.4	215.1	206.1	205.5	213.9	211.3	-0.2
Producción Independiente de Energía	299.8	319.0	330.8	346.3	369.8	436.3	470.1	524.5	581.6	595.7	619.2	677.8	707.4	711.6	748.1	773.5	6.5

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Sector eléctrico privado (proyectos de autoabastecimiento y exportación)

La demanda total de combustibles presentará un crecimiento de 48.9% en 2028 respecto de 2013, llegando a 143.9 mbdpce, de los cuales 86.3% se destina a generación de electricidad para autoconsumo, mientras que el 13.7% restante se destina a generación de energía eléctrica para exportación. Esta última utilizará como único combustible al gas natural, que prácticamente mantendrá su consumo constante durante todo el periodo, siendo este de 19.75 mbdpce.

Sin contar el gas natural utilizado para generar electricidad destinada a exportación, la participación de los combustibles en 2028 es del 84.3% de gas natural, 14.0% de coque de petróleo, 1.2% para el diésel y 0.5% para carbón. Cabe señalar que en el año 2020 se dejará de utilizar combustóleo en el sector privado para la generación de energía eléctrica. El consumo de coque de petróleo, diésel y carbón se mantienen constantes durante prácticamente todo el periodo prospectivo, solo el gas natural presenta un crecimiento hasta alcanzar los 104.59 mbdpce en 2017, cifra que mantiene hasta el final de periodo, (véase CUADRO 4. 14).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 4. 14 DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PRIVADO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Sector	Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total Sector Eléctrico Privado		96.6	108.1	116.9	136.8	145.7	145.1	144.5	143.9	2.7								
Autogeneración de electricidad	Total	74.1	88.4	97.2	117.1	126.0	125.4	124.8	124.1	124.2	124.2	124.2	124.1	124.2	124.2	124.2	124.1	3.5
	Combustóleo	3.0	3.6	3.0	2.4	1.8	1.2	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
	Coque de petróleo	17.8	17.4	17.4	17.3	17.4	17.4	17.4	17.3	17.4	17.4	17.4	17.3	17.4	17.4	17.4	17.3	- 0.2
	Carbón	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	- 0.1
	Diesel	1.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	- 0.7
	Gas natural	51.0	65.2	74.6	95.1	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	104.6	4.9
Exportación de electricidad	Gas natural	22.5	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	- 0.9

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La región con mayor demanda de la molécula será la Noreste, que en 2028 tendrá una participación cercana al 67% equivalente a 407.8 mmpcd, su crecimiento medio anual será el de mayor dinamismo motivado por la entrada en operación de varias centrales eléctricas que, en total, tendrán una capacidad instalada de 1,884 MW, y estarán ubicadas en los estados de Nuevo León -1,511 MW, en actividades como metales básicos, servicios y sociedades de autoabastecimiento-; Tamaulipas -213 MW, asignados a la industria textil y sociedades de autoabastecimiento; el resto se ubicará en los estados de Durango y Coahuila -160 MW.

La región Noroeste será la segunda en importancia participará con 12.3% (74.5 mmpcd) mientras que su crecimiento será ligeramente menor a la región anterior. En esta región, en el estado de Sonora se instalará una central eléctrica de 530 MW, su inicio de operación se dividirá en 2 etapas de 265 MW cada una. La Centro-Occidente concentrará una capacidad adicional de 285 MW provenientes de dos empresas de autoabastecimiento ubicadas en los estados de Guanajuato y San Luis Potosí.

En tanto que estados como Veracruz, Estado de México y el Distrito Federal sumarán en conjunto 334 MW asociados a una demanda de gas natural de 35 mmpcd dispersos en actividades como química, servicios y sociedades de autoabastecimiento.

4.4.3. Sector Industrial

La demanda de los combustibles industriales está vinculada a los precios y disponibilidad de los mismos, a los cambios tecnológicos en los procesos y al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de cada una de las ramas del sector industrial, entre otras variables. Para el periodo 2013-2028 el combustible que presentará el mayor crecimiento será el gas natural cuya tasa de crecimiento promedio se estima en 5.3%. Dicho valor es superior a la tasa media de crecimiento en la demanda total de combustibles que, para el mismo periodo, será de 4.2%, lo que implica un incremento de 319.0 a 595.5 mbdpce.

Por tipo de combustible, el gas natural es el más utilizado en este sector, con el 65.2% del total en 2013. Destaca que, este combustible tiende a desplazar al combustóleo, cuyo uso irá a la baja hasta desaparecer en los próximos años. Lo anterior debido principalmente a factores tales como: bajos precios del gas natural en relación a los demás combustibles, incorporación de consumo adicional de varias empresas y nuevos proyectos, y; nueva infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 4. 15 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL, 2013-2028

(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	319.0	341.5	381.9	403.4	420.7	440.8	452.6	463.4	478.0	492.6	507.7	523.3	541.1	558.8	577.2	595.5	4.2
Gas natural	208.1	235.7	274.3	295.5	311.2	328.9	339.8	350.2	361.7	373.1	384.8	396.8	410.4	424.2	438.6	453.1	5.3
Coque	48.3	50.3	53.9	55.3	57.4	60.3	61.4	62.3	64.5	66.7	69.1	71.4	74.2	76.9	79.5	81.9	3.6
Gas LP	20.0	17.7	17.1	17.0	17.2	17.4	17.6	17.9	18.2	18.5	18.8	19.2	19.7	20.2	20.7	21.2	0.4
Diesel	30.9	30.4	30.2	30.4	31.0	31.6	32.3	33.0	33.6	34.3	35.1	35.9	36.7	37.5	38.4	39.3	1.6
Combustóleo	11.8	7.5	6.5	5.2	3.9	2.6	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

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

Por su parte, el coque de petróleo tendrá un crecimiento promedio anual en su consumo de 3.6%, aunque su participación dentro del total disminuye, pasando del 15.1% en 2013 a 13.7% en 2028. Este incremento en la demanda está en línea con una mayor producción de este petrolífero asociada a las reconfiguraciones de las refinerías del SNR. La rama del cemento es la principal consumidora de este petrolífero concentrando el 90.2% del consumo en 2013 y el 88.7% en 2028. Esta industria, al igual que otras, ha optado por adecuar sus procesos y aprovechar al coque de petróleo como fuente primaria de energía.

CUADRO 4. 16 DEMANDA DE COQUE DE PETRÓLEO EN EL SECTOR INDUSTRIAL POR GRUPO DE RAMAS, 2013-2028

(Miles de toneladas anuales)

Grupo de ramas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	3,333	3,485	3,736	3,845	3,982	4,182	4,257	4,333	4,472	4,621	4,789	4,962	5,146	5,327	5,508	5,691	3.6
Cemento	3,005	3,148	3,385	3,479	3,598	3,777	3,832	3,888	4,007	4,136	4,279	4,428	4,587	4,741	4,893	5,047	3.5
Metales básicos	77.3	79.4	82.7	85.2	87.9	92.0	95.0	98.6	102.3	106.1	111.5	116.4	122.1	127.6	132.9	138.2	4.0
Química	64.9	65.9	67.9	71.4	74.9	78.9	82.9	86.6	90.3	93.9	98.4	103.2	107.0	112.2	117.6	122.5	4.3
Productos metálicos, eléctricos y de transporte	47.2	49.1	51.7	55.6	59.4	63.9	68.8	72.9	78.0	82.5	86.8	91.4	97.2	102.8	109.9	116.3	6.2
Vidrio	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	4.0
Resto	138.3	141.7	147.7	154.1	161.3	169.2	177.9	186.1	194.5	203.1	212.5	222.4	232.5	243.6	255.0	267.0	4.5

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Los estados de la república con el mayor consumo de coque de petróleo se relacionan con la ubicación de las plantas de la industria cementera, siendo estos; Hidalgo, Puebla, Sonora, San Luis Potosí y Veracruz los que contribuyen con el 16.5%, 15.3%, 11.2%, 9.9% y 5.9% del consumo del 2028 respectivamente, (véase CUADRO 4. 17).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO 4. 17 CONSUMO ESTATAL DE COQUE DE PETRÓLEO DE LA INDUSTRIA DEL CEMENTO, 2013-2028

(Miles de toneladas anuales)

Entidades Federativas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	3,005.4	3,148.2	3,385.4	3,478.9	3,598.1	3,777.4	3,832.0	3,888.2	4,006.7	4,135.5	4,279.2	4,428.0	4,586.8	4,740.7	4,892.8	5,046.8	3.5
Aguascalientes	150.1	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	147.2	151.9	157.3	161.8	166.4	171.4	175.8	182.1	1.3
Baja California	31.7	37.0	37.5	38.1	38.6	49.6	51.0	52.6	53.7	54.9	56.9	58.6	60.1	61.9	63.9	66.0	5.0
Coahuila	109.6	125.3	135.2	145.2	155.1	170.6	173.2	175.9	181.4	187.0	194.2	200.7	206.9	212.7	218.8	224.4	4.9
Colima	111.6	109.1	107.7	123.2	128.3	128.3	128.3	128.3	132.8	137.5	143.2	147.4	153.3	157.8	162.2	168.5	2.8
Guerrero	16.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	25.8	26.4	27.2	28.0	29.0	30.0	31.1	32.3	4.4
Hidalgo	543.1	535.6	542.3	541.4	540.5	621.3	631.3	641.5	659.3	680.7	707.8	735.5	760.7	781.4	800.5	830.6	2.9
Jalisco	170.7	183.1	184.0	184.9	185.9	186.8	192.4	198.2	205.4	212.1	218.4	226.6	234.9	243.4	249.7	258.3	2.8
México	160.6	175.5	181.5	187.4	193.4	199.4	202.0	204.7	210.8	216.5	225.4	233.0	242.2	249.6	255.7	261.7	3.3
Morelos	163.3	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	191.4	196.8	201.5	208.8	214.8	222.4	228.4	236.3	2.5
Nuevo León	96.4	120.1	133.6	147.1	193.7	207.2	212.4	217.8	224.4	230.3	238.9	247.5	256.1	265.9	273.9	283.5	7.5
Oaxaca	120.6	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	130.9	133.9	138.1	142.8	148.5	154.5	159.8	165.9	2.1
Puebla	355.4	427.2	461.6	495.9	530.3	564.7	576.4	588.4	609.8	630.5	646.8	672.3	700.2	729.8	753.7	772.5	5.3
San Luis Potosí	345.5	352.4	357.1	361.9	366.6	371.3	377.7	384.2	396.5	410.2	424.2	440.5	456.2	467.6	486.6	498.5	2.5
Sonora	219.8	245.5	402.0	405.0	410.7	417.1	423.2	429.6	441.0	456.5	474.5	486.1	505.6	525.8	548.0	565.9	6.5
Tabasco	40.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.7	59.8	61.4	63.6	65.2	67.9	70.7	73.5	4.1
Tamaulipas	23.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Veracruz	286.3	227.1	227.1	227.6	228.3	229.2	229.2	229.2	235.1	243.7	252.4	259.7	268.0	275.6	286.3	295.6	0.2
Yucatán	60.5	73.6	79.1	84.5	90.0	95.5	98.4	101.3	103.7	106.7	110.8	115.0	118.6	123.1	127.9	131.1	5.3

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

En lo referente a la demanda de combustóleo en el sector industrial se prevé que deje de utilizarse por completo a partir del año 2020 como respuesta a su sustitución en los ingenios por otros combustibles como bagazo, gas natural y por su cada vez menor uso en la industria cementera. (véase CUADRO 4. 18).

CUADRO 4. 18 DEMANDA DE COMBUSTÓLEO EN EL SECTOR INDUSTRIAL POR GRUPO DE RAMAS, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Grupo de rama	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	7.0	6.0	4.8	3.6	2.4	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Alimentos, bebidas y tabaco	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Azúcar	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Celulosa y papel	0.8	0.7	0.5	0.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Cemento	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Cerveza y malta	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Metales básicos	0.7	0.6	0.4	0.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Minería	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Química	0.9	0.7	0.5	0.4	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Resto	1.7	1.4	1.1	0.7	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

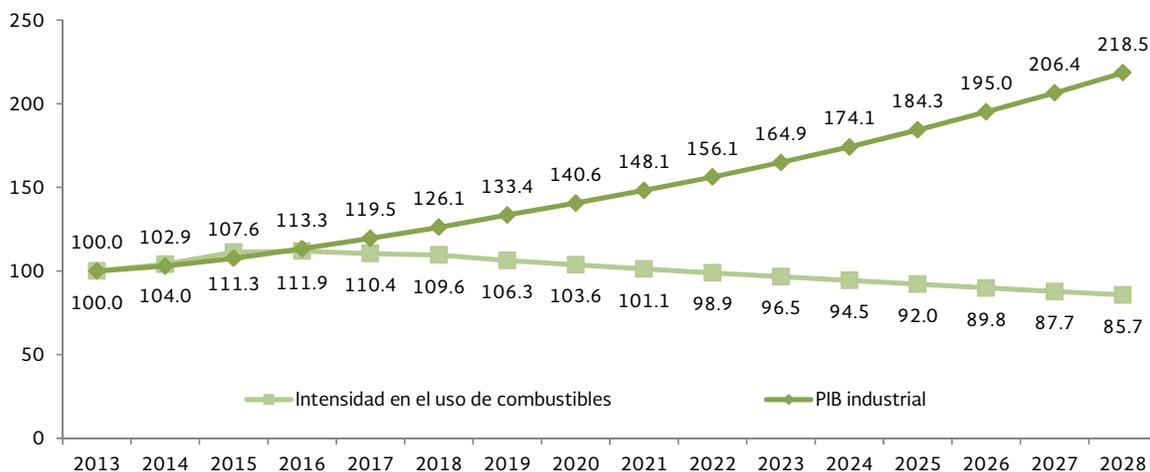
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

El diésel, por su parte, presentará una tasa de crecimiento promedio anual de 1.6% a lo largo del periodo de proyección, quedando en 39.33 mbdpce en 2028, cifra 27.2% mayor que en 2013. El gas LP, por otro lado, tendrá una ligera tasa de crecimiento de apenas el 0.4% al 2028, llegando a 21.15 mbdpce.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

La relación entre el consumo de combustibles del sector industrial y el comportamiento del PIB manufacturero dan como resultado la intensidad en el uso de combustibles en este sector. El uso eficiente de los combustibles, es decir, menor consumo de energía por unidad monetaria producida, genera una disminución en la intensidad energética. Así, vemos que dicha intensidad pasa de 100.0 en 2013 a 85.7 en 2028, asociado a un mejor aprovechamiento de los combustibles y su sustitución para lograr una mayor eficiencia. (véase GRÁFICA 4. 27)

GRÁFICA 4. 27 INTENSIDAD EN EL USO DE HIDROCARBUROS EN EL SECTOR INDUSTRIAL Y EL PIB MANUFACTURERO, 2013-2028
(Índice, 2012=100)



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

4.4.4. Sector Petrolero

Actualmente la demanda del sector petrolero al consumo de combustóleo, diésel y gasolinas. Sin embargo, derivado del reto que se plantea PEMEX para mejorar el aprovechamiento de los residuales y la sustitución de los petrolíferos por gas natural, se prevé que éstos tengan un crecimiento negativo a lo largo del periodo 2013-2028.

Se estima que el combustóleo tenga una fuerte caída de la demanda en los primeros años de proyección, pasando de 27.9 mbdpce en 2013 a 7.7 mbdpce en 2016, disminuyendo luego de forma escalonada para terminar en 2028 con 4.4 mbdpce. En cuanto al diésel, tendrá una ligera disminución, pasando de 22.2 mbdpce en 2013 a 20.7 en 2028. Por su parte, las gasolinas muestran una tasa de crecimiento negativa de 1.4%. Es por lo anterior que la demanda total de combustibles de este sector muestra una tasa de crecimiento media anual de -4.4% con participaciones de 79.7%, 17.0% y 3.3% del diésel, combustóleo y gasolinas respectivamente al 2028, (véase CUADRO 4. 19).

CUADRO 4. 19 DEMANDA TOTAL DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR PETROLERO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Total	51.2	47.1	40.4	29.2	27.6	27.6	26.0	26.0	26.0	-4.4							
Gasolinas	1.1	1.1	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	-1.4
Diésel	22.2	20.2	19.5	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	-0.5
Combustóleo	27.9	25.8	20.1	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	6.0	6.0	4.4	4.4	4.4	-11.6

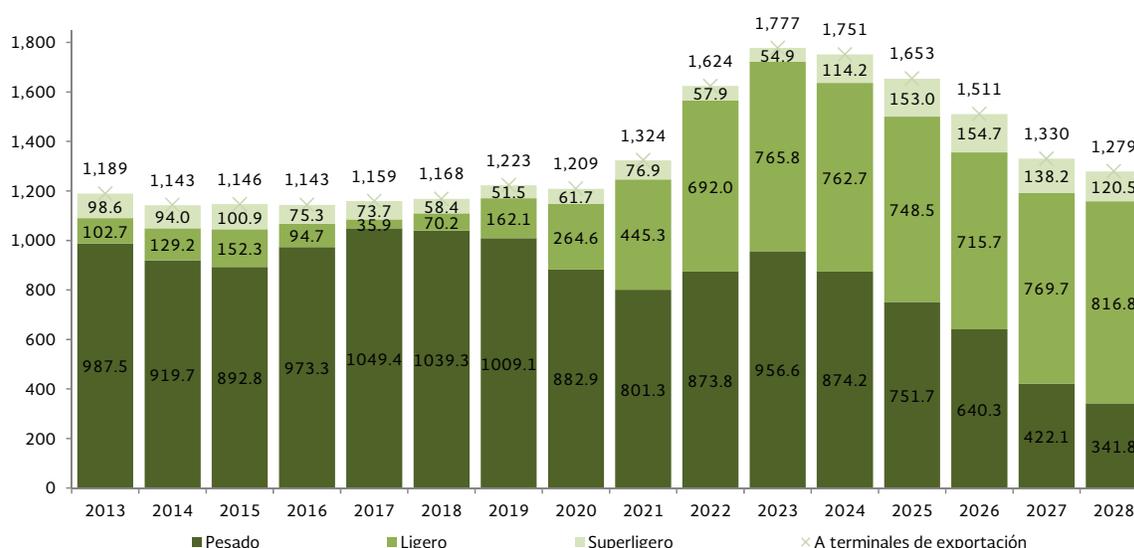
Fuente: SENER con base en información de PEMEX.

4.5. Comercio exterior de petróleo y petrolíferos

Petróleo (PEMEX)

De acuerdo a las expectativas de producción de crudo y demanda nacional, se estima que el volumen exportado crecerá a una tasa de 0.5% en promedio anual en el periodo 2013-2028. No obstante, durante este periodo se presentará un cambio importante en la mezcla mexicana de exportación, al considerarse que habrá mayor exportación de crudo ligero al final del periodo. Durante los años 2013 a 2018 el promedio del volumen de exportaciones de este tipo de crudo será de 97.5 mbd, y a partir del año 2019 es cuando existe un incremento considerable, pasando de 162 mbd en ese año hasta 817 mbd en 2028. Este crudo presentará la mayor tasa de crecimiento promedio anual, que será de 14.8%, (véase GRÁFICA 4. 28).

GRÁFICA 4. 28 COMERCIO EXTERIOR DE PETRÓLEO CRUDO, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: PEMEX Exploración y Producción.

La exportación de crudo pesado será estable en el mediano plazo, sin embargo sufrirá una caída importante a partir del año 2020; se prevé que la tasa de exportación de crudo pesado disminuya 7.2% en promedio anual entre el año 2013 y 2028. Por el contrario, las exportaciones de crudo ligero aumentarán durante el periodo prospectivo; este crudo presentará la mayor tasa de crecimiento, que será de 13.8% promedio anual. Finalmente, el crudo superligero se mantendrá en niveles de 92.8 mbd en promedio entre 2013 y 2028, sin embargo crecerá considerablemente al final del periodo para mantener la balanza de exportación por la caída en la disponibilidad de crudo pesado; la tasa de crecimiento de exportación de crudo súper-ligero se ubicará en 1.3% durante el periodo de análisis.

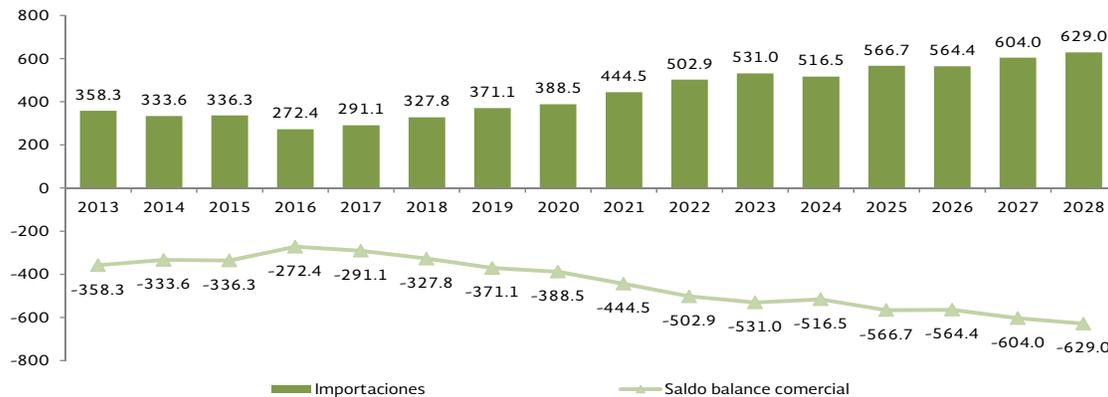
Petrolíferos

En el análisis prospectivo del comercio exterior, se espera que, la demanda de gasolinas permanezca en niveles superiores a la oferta interna, e incluso que el diferencial entre ambas crezca. Lo anterior traerá como consecuencia un aumento en las importaciones de dicho combustible. En el periodo 2014-2028 se espera que el déficit pase de 333.6 a 629 mbd, lo que representa un aumento del 88.5% al final del periodo.

Es importante resaltar que durante todo el periodo de estimación, las importaciones de gasolina representarán en promedio el 44.4% de la demanda interna total, de tal manera que, de representar el 43% en 2014, pasará a 49.2% en 2028, (véase GRÁFICA 4. 29).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 29 COMERCIO EXTERIOR DE GASOLINAS, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de AIE, AMDA, AMIA, ANPACT, CRE, INEGI, EPA, PEMEX, SENER y empresas privadas

En lo correspondiente al diésel, durante todo el periodo 2014-2028 se presenta un déficit en la oferta interna, por lo que se tendrá que cubrir el faltante con producto de importación. Sin embargo, debido a la estrategia de aprovechamiento de residuales y combustibles limpios en el SNR, se planea incrementar la capacidad en plantas de hidrodesulfuración y la modernización de las unidades de diésel en la refinería de Cadereyta en 2016 y las del resto de las refinerías entre los años 2017 y 2028 para aprovechar las corrientes de residuales y obtener productos de mayor valor, entre ellos, diésel UBA, (véase GRÁFICA 4. 30).

GRÁFICA 4. 30 COMERCIO EXTERIOR DE DIÉSEL, 2013-2028
(Miles de barriles diarios)



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

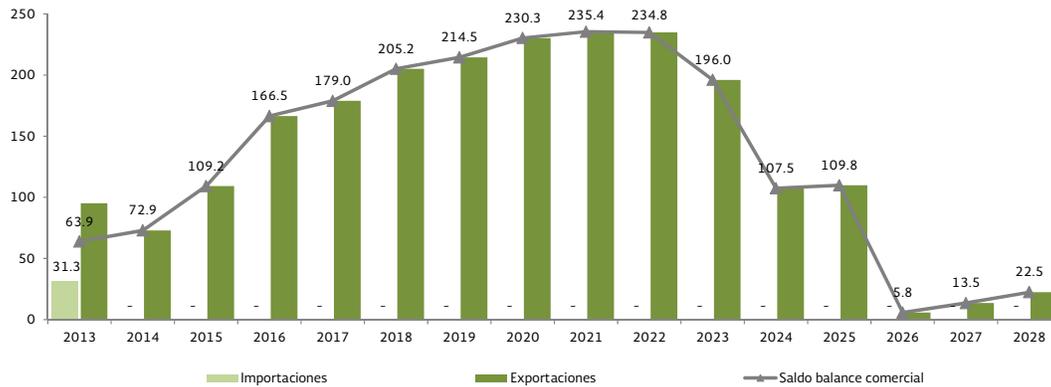
En lo que a turbosina se refiere, su producción tendrá una tasa de crecimiento media anual negativa de 0.1% en el periodo 2014-2028, mientras que la tasa de crecimiento promedio de la demanda interna de turbosina será de 4.4%, asociada a la recuperación de la actividad económica y su impacto en el tráfico de pasajeros y de carga, así como de la ejecución de proyectos aeroportuarios como el Proyecto Aeroportuario Metropolitano, y el desarrollo y ampliación de los aeropuertos de Puebla, Toluca, Querétaro y Cuernavaca., Lo anterior traerá como consecuencia recurrir a importaciones para satisfacer la demanda interna, (véase GRÁFICA 4. 31).

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

GRÁFICA 4. 31 COMERCIO EXTERIOR DE TURBOSINA, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)


Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

En el periodo 2014-2028, se espera que la demanda interna de combustóleo continúe con una fuerte tendencia a la baja, siendo incluso sustituido en su totalidad por otros combustibles en los distintos sectores como el de electricidad e industrial. En contraparte, aunque la producción de combustóleo también presentará una tasa de crecimiento media anual negativa de -12.1% en el mismo periodo, se generará un excedente, mismo que será enviado a exportaciones. Hacia el final del periodo de estudio, en el año 2023 la refinería de Salamanca reducirá drásticamente la producción de combustóleo, igualmente lo hará la refinería de Tula en 2024, año en que prácticamente dejará de producirlo, lo mismo que la refinería de Salina Cruz en el año 2026, (véase GRÁFICA 4. 32).

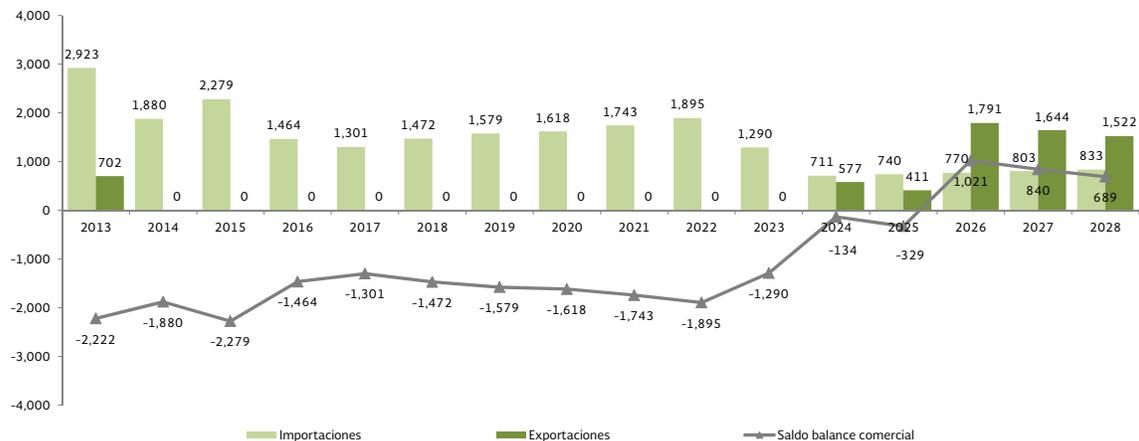
GRÁFICA 4. 32 COMERCIO EXTERIOR DE COMBUSTÓLEO, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)


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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Por su parte, se advierte que la producción de coque de petróleo durante el periodo 2014 a 2025 será insuficiente para solventar la demanda interna, compuesta principalmente por la rama del cemento y el sector eléctrico. Por consiguiente, se continuará con una fuerte dependencia del exterior para satisfacer dicha demanda. Se observa, sin embargo, una reanudación de exportaciones a partir del año 2024 y, para 2026, se espera un superávit en la balanza comercial de este combustible, atribuyendo este comportamiento a que con las nuevas reconfiguraciones de conversión profunda, se tendrá un mejor aprovechamiento de residuales, (véase GRÁFICA 4. 33).

GRÁFICA 4. 33 COMERCIO EXTERIOR DE COQUE DE PETRÓLEO, 2013-2028
(Miles de toneladas anuales)



|Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

ANEXOS

Anexo A. Fundamento Constitucional y Normativo para la elaboración de los documentos subsecuentes de Prospectivas del Sector Energía

El pasado 31 de octubre fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF), 25 nuevos Reglamentos, derivados de la Reforma Energética, con lo cual se avanza en el desarrollo del proceso legal y normativo que registrará una nueva etapa de desarrollo energético. El nuevo marco constitucional del sector energético de México tiene como finalidad ampliar la oferta de energéticos, a un bajo precio y de calidad que permita mejorar la competitividad de las empresas productivas del Estado así como del sector privado.

Los documentos publicados en el DOF son:

- **Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica:** Establece las normas para una correcta y eficiente planeación y control operativo del Sistema Eléctrico Nacional.
- **Reglamento a la Ley de Energía Geotérmica:** Establece los requisitos y procedimientos para llevar a cabo las actividades que permitan aprovechar la energía térmica del subsuelo en territorio nacional.
- **Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos:** Establece las reglas para el funcionamiento de la Agencia, como órgano desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión. Asimismo, se establecen las bases para que la Agencia regule, supervise y, en su caso, sancione en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, las obras y actividades del sector hidrocarburos.
- **Reglamento de la Ley de Hidrocarburos:** Considera los requisitos y procedimientos para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.
- **Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos:** Establece un nuevo modelo de mercado que permite la participación de particulares, por su cuenta o en asociación con alguna empresa productiva del Estado, en las actividades de tratamiento y refinación de crudo y procesamiento de gas.
- **Reglamentos de la Ley de Petróleos Mexicanos y de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad:** Establece el nuevo modelo organizacional, de administración y estructura corporativa de dichas empresas productivas del Estado y sus subsidiarias para que sean exitosas en su nuevo entorno de competencia.
- **Reglamento Interior de la Secretaría Energía:** Adecua la estructura de la dependencia, así como las facultades de los servidores públicos, conforme a las atribuciones previstas en el actual marco jurídico en materia energética.
- **Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;** Regulará el régimen de los ingresos que recibirá el Estado derivado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las asignaciones y contratos de exploración y extracción.
- **Reglamento de la Ley de Inversión Extranjera y del Registro Nacional de Inversiones Extranjeras** consistente con la apertura de los mercados energéticos, posibilitando la inversión extranjera en el país, bajo reglas claras, en un entorno abierto y competitivo.

- **Reglamento de la Ley Minera:** Establece las bases de coordinación entre las secretarías de Economía y de Energía para autorizar las obras y trabajos mineros de exploración y explotación de carbón en terrenos amparados por asignaciones petroleras o por contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. Así como determinar la coexistencia de actividades mineras y con las de exploración y extracción de hidrocarburos y de transmisión y distribución de energía eléctrica.
- **Reglamento de la Ley de Asociaciones Público Privadas:** Homologa el marco normativo de los esquemas de proyectos de asociación público privada, para permitir la participación del sector privado en diversas actividades de la industria energética nacional.
- Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Incorpora los cambios de orden presupuestario.

Además de los siguientes Reglamentos:

- **Reglamentos Interiores de** las Secretarías de Hacienda y Crédito Público (SHCP), de Economía (SE), de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) y de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (Sedatu).
- Reglamento de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable
- Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental.
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera;
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Ordenamiento Ecológico.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Autorregulación y Auditoría Ambiental.

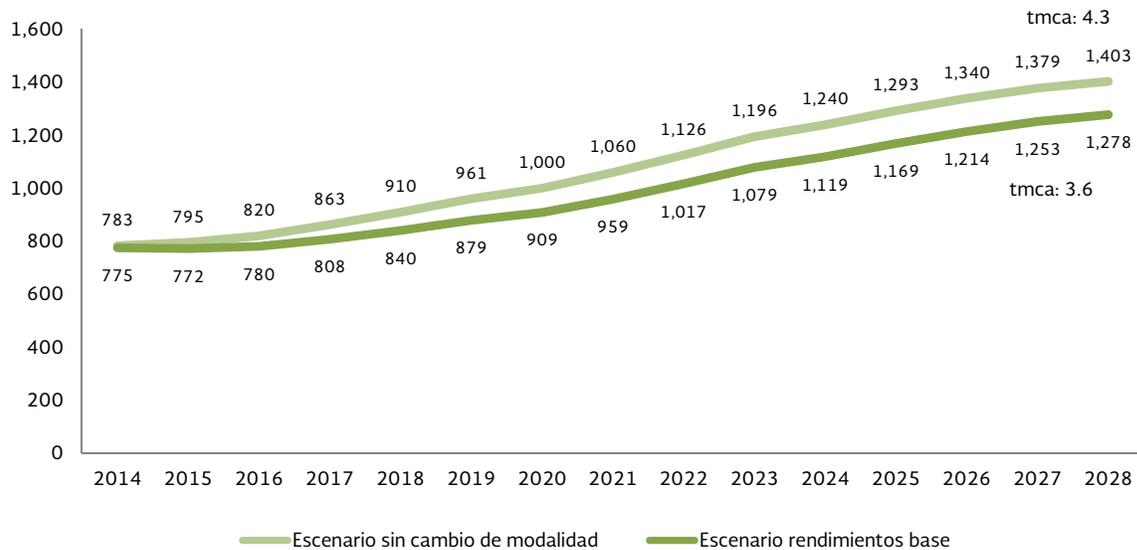
Para la elaboración de las subsecuentes ediciones de documentos de Prospectiva del Sector Energético, se partirá de lo establecido en el nuevo Reglamento Interior de la Energía. Es así que, dando cumplimiento a lo determinado en el Capítulo IX, Artículo 24 de este Reglamento, a la Dirección de Integración de Prospectivas del Sector, le corresponderá el ejercicio de las siguientes facultades establecidas en la Fracción XVII, en la cual se establece: “Elaborar y someter a la aprobación del superior jerárquico, los proyectos de documento de prospectiva a mediano y largo plazos del sector energético, que incluya electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo, petróleo y petrolíferos, con un horizonte de planeación mínimo de quince años”, así como demás que señalen otras disposiciones jurídicas, las que les confiera el superior jerárquico y, las que correspondan a sus áreas administrativas²⁷.

²⁷ http://www.diariooficial.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&fecha=31/10/2014

Anexo B Ejercicios de Sensibilidad con Cambio de Modalidad y Rendimiento en el Sector Autotransporte

En el presente ejercicio de sensibilidad se considera el cambio de modalidad, es decir, un mayor uso del transporte público, reduciendo el transporte privado. Tal caso supone un ahorro de gasolinas de 125.0 mbd en 2028. Asimismo, uno de los resultados de este cambio es reducir, el consumo por kilómetro-pasajero.

GRÁFICA B. 1 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE GASOLINA NACIONAL, SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028
(miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

A nivel estatal, las ventas internas de gasolinas para el sector autotransporte quedaría distribuido de la siguiente manera:

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

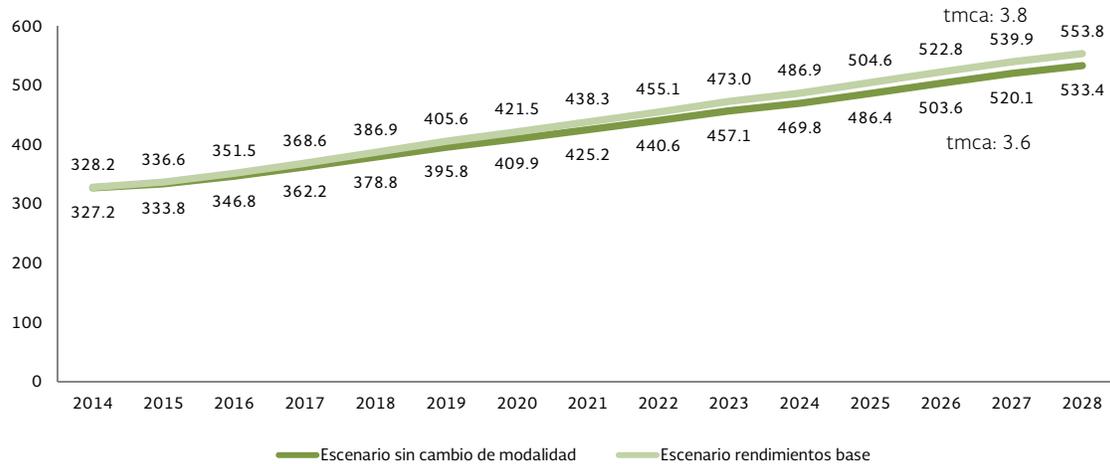
CUADRO B. 1 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE GASOLINA POR ESTADO, SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028
(Miles de barriles diarios)

Caso	Estado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca	
Escenario sin cambio de modalidad	Aguascalientes	4.8	5.1	5.3	5.6	6.0	6.3	6.6	6.9	7.1	7.4	7.6	7.9	8.2	8.5	8.7	4.3	
	Baja California	12.2	12.4	12.5	12.7	12.9	12.9	12.9	13.3	13.6	14.0	14.1	14.4	14.7	15.0	15.2	1.6	
	Baja California Sur	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	1.6	
	Campeche	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.8	
	Chiapas	5.3	5.4	5.6	5.9	6.1	6.3	6.5	6.7	6.9	7.1	7.2	7.4	7.6	7.8	7.8	2.8	
	Chihuahua	13.3	12.9	13.2	13.8	14.5	15.2	15.7	16.4	17.1	17.9	18.5	19.4	20.3	21.2	22.0	3.7	
	Coahuila	10.3	10.0	10.3	10.8	11.3	11.8	12.2	12.8	13.3	13.9	14.4	15.1	15.8	16.5	17.1	3.7	
	Colima	9.6	10.1	10.6	11.2	11.8	12.5	13.1	13.6	14.1	14.7	15.1	15.7	16.2	16.8	17.2	4.3	
	Distrito Federal	23.7	24.4	25.6	26.9	28.4	29.9	31.3	32.6	34.0	35.5	36.8	38.3	39.9	41.4	43.0	4.3	
	Durango	11.9	11.5	11.8	12.4	12.9	13.6	14.0	14.7	15.3	16.0	16.6	17.4	18.2	19.0	19.7	3.7	
	Guanajuato	15.1	15.9	16.7	17.6	18.7	19.7	20.7	21.5	22.3	23.2	23.9	24.7	25.6	26.5	27.2	4.3	
	Guerrero	4.0	4.1	4.2	4.4	4.6	4.7	4.9	5.0	5.2	5.3	5.4	5.6	5.7	5.8	5.9	2.8	
	Hidalgo	12.5	12.5	13.1	13.8	14.7	15.6	16.3	16.9	17.4	17.9	18.3	18.8	19.4	19.8	20.2	3.4	
	Jalisco	16.3	17.2	18.0	19.1	20.2	21.4	22.4	23.2	24.1	25.0	25.8	26.7	27.7	28.6	29.4	4.3	
	México	16.1	16.5	17.3	18.2	19.2	20.2	21.1	22.1	23.0	24.0	24.9	25.9	27.0	28.0	29.1	4.3	
	Michoacán	10.7	11.3	11.9	12.5	13.3	14.0	14.7	15.3	15.8	16.5	17.0	17.6	18.2	18.8	19.3	4.3	
	Morelos	3.5	3.4	3.6	3.8	4.0	4.3	4.5	4.6	4.8	4.9	5.0	5.2	5.3	5.5	5.6	3.4	
	Nayarit	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.5	4.3	
	Nuevo León	22.7	23.9	25.1	26.2	27.3	28.6	29.6	30.9	32.1	33.4	34.6	36.0	37.6	39.3	40.8	4.3	
	Oaxaca	5.0	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7	6.8	7.0	7.2	7.3	7.4	2.8	
	Puebla	12.5	12.4	13.0	13.8	14.6	15.5	16.3	16.8	17.3	17.8	18.2	18.7	19.3	19.7	20.1	3.4	
	Querétaro	12.1	12.7	13.3	14.1	14.9	15.8	16.5	17.2	17.8	18.5	19.0	19.7	20.4	21.1	21.7	4.3	
	San Luis Potosí	8.4	8.8	9.2	9.8	10.3	10.9	11.4	11.9	12.3	12.8	13.2	13.7	14.2	14.6	15.0	4.3	
	Sinaloa	14.7	15.0	15.1	15.3	15.5	15.5	15.6	16.0	16.4	16.9	17.0	17.4	17.8	18.1	18.3	1.6	
	Sonora	14.9	15.2	15.4	15.6	15.8	15.8	15.9	16.3	16.7	17.2	17.3	17.7	18.1	18.4	18.6	1.6	
	Tabasco	7.5	7.6	8.0	8.2	8.6	8.9	9.1	9.4	9.7	10.0	10.2	10.4	10.7	10.9	11.1	2.8	
	Tamaulipas	20.3	19.8	20.3	21.2	22.2	23.3	24.1	25.2	26.2	27.5	28.5	29.8	31.2	32.6	33.7	3.7	
	Veracruz	23.5	23.8	24.8	25.7	26.7	27.7	28.4	29.2	30.1	31.0	31.7	32.5	33.4	34.1	34.5	2.8	
	Yucatán	7.7	7.8	8.1	8.4	8.7	9.1	9.3	9.6	9.9	10.2	10.4	10.7	10.9	11.2	11.3	2.8	
	Zacatecas	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	4.3	
	Escenario Rendimientos base	Aguascalientes	4.9	5.2	5.4	5.7	6.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4	8.7	8.9	4.4
		Baja California	12.1	12.4	12.8	13.1	13.4	13.5	13.6	14.0	14.4	14.8	15.0	15.3	15.6	15.8	16.1	2.0
Baja California Sur		2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.0	
Campeche		1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	3.3	
Chiapas		5.3	5.4	5.7	5.9	6.2	6.5	6.7	6.9	7.1	7.4	7.6	7.8	8.1	8.2	8.4	3.3	
Chihuahua		13.3	13.1	13.5	14.2	14.9	15.7	16.4	17.1	17.9	18.8	19.5	20.4	21.4	22.3	23.1	4.0	
Coahuila		10.3	10.2	10.6	11.1	11.6	12.3	12.7	13.4	14.0	14.6	15.2	15.9	16.6	17.4	18.0	4.0	
Colima		9.7	10.2	10.7	11.4	12.0	12.7	13.4	13.9	14.4	15.0	15.5	16.1	16.7	17.2	17.7	4.4	
Distrito Federal		23.7	24.6	25.8	27.3	28.8	30.4	31.8	33.3	34.7	36.2	37.6	39.1	40.7	42.3	43.9	4.5	
Durango		11.9	11.7	12.1	12.7	13.4	14.1	14.6	15.3	16.0	16.8	17.4	18.3	19.1	20.0	20.7	4.0	
Guanajuato		15.2	16.1	16.9	17.9	19.0	20.1	21.1	21.9	22.8	23.7	24.4	25.3	26.3	27.2	27.9	4.4	
Guerrero		4.0	4.1	4.3	4.4	4.6	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.7	5.9	6.1	6.2	6.3	3.3	
Hidalgo		12.7	12.6	13.3	14.1	15.0	16.0	16.8	17.4	18.0	18.6	19.1	19.6	20.2	20.7	21.1	3.7	
Jalisco		16.5	17.5	18.3	19.4	20.5	21.7	22.8	23.7	24.7	25.6	26.4	27.4	28.4	29.4	30.2	4.4	
México		16.1	16.6	17.5	18.4	19.5	20.6	21.5	22.5	23.5	24.5	25.4	26.5	27.5	28.6	29.7	4.5	
Michoacán		10.8	11.5	12.0	12.7	13.5	14.3	15.0	15.6	16.2	16.9	17.4	18.0	18.7	19.3	19.8	4.4	
Morelos		3.5	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.8	4.9	5.1	5.2	5.4	5.6	5.7	5.8	3.7	
Nayarit		1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	4.4	
Nuevo León		22.7	23.8	25.1	26.2	27.4	28.6	29.6	30.9	32.1	33.4	34.6	36.1	37.6	39.3	40.8	4.3	
Oaxaca		5.0	5.1	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3	6.5	6.8	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	7.9	3.3	
Puebla		12.6	12.6	13.2	14.1	14.9	15.9	16.7	17.3	17.9	18.5	19.0	19.5	20.1	20.6	21.0	3.7	
Querétaro		12.2	12.9	13.5	14.3	15.1	16.0	16.8	17.5	18.2	18.9	19.5	20.2	21.0	21.7	22.3	4.4	
San Luis Potosí		8.4	8.9	9.3	9.9	10.5	11.1	11.7	12.1	12.6	13.1	13.5	14.0	14.5	15.0	15.4	4.4	
Sinaloa		14.7	15.0	15.4	15.8	16.2	16.3	16.5	16.9	17.4	17.9	18.1	18.5	18.9	19.1	19.4	2.0	
Sonora		14.9	15.3	15.7	16.1	16.4	16.5	16.7	17.2	17.7	18.2	18.4	18.8	19.2	19.4	19.7	2.0	
Tabasco		7.5	7.6	8.0	8.3	8.7	9.1	9.4	9.7	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	11.6	11.8	3.3	
Tamaulipas		20.4	20.1	20.8	21.8	22.9	24.2	25.1	26.3	27.5	28.9	29.9	31.3	32.8	34.3	35.4	4.0	
Veracruz		23.4	23.8	24.9	26.0	27.1	28.4	29.2	30.3	31.4	32.5	33.3	34.3	35.4	36.2	36.7	3.3	
Yucatán		7.7	7.8	8.2	8.5	8.9	9.3	9.6	9.9	10.3	10.6	10.9	11.2	11.6	11.9	12.0	3.3	
Zacatecas		3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.7	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.2	6.4	6.5	4.4	

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La demanda de diesel para el sector autotransporte será mayor en este ejercicio en comparación con el escenario base utilizado en el documento. En este sentido, la demanda de diésel para el sector autotransporte será de 182.7 mbd, cifra mayor en comparación con el escenario sin cambio de modalidad. Es así que un cambio de modalidad permitirá bajar la demanda de gasolinas y aumentar la de diesel, lo cual redundaría en un mayor ahorro acumulado para el consumidor (pasajero). Se trata básicamente del aumento de todo el transporte de pasajeros que usa diesel.

GRÁFICA B. 2 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE DIESEL NACIONAL, SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La distribución estatal de las ventas internas de diésel se estima sea de la siguiente manera:

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

**CUADRO B. 2 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE DIESEL POR ESTADO, SECTOR AUTOTRANSPORTE
2014-2028**
(Miles de barriles diarios)

Caso	Estado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca	
Escenario sin cambio de modalidad	Aguascalientes	4.8	5.1	5.3	5.6	6.0	6.3	6.6	6.9	7.1	7.4	7.6	7.9	8.2	8.5	8.7	4.3	
	Baja California	12.2	12.4	12.5	12.7	12.9	12.9	12.9	13.3	13.6	14.0	14.1	14.4	14.7	15.0	15.2	1.6	
	Baja California Sur	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	1.6	
	Campeche	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.8	
	Chiapas	5.3	5.4	5.6	5.9	6.1	6.3	6.5	6.7	6.9	7.1	7.2	7.4	7.6	7.8	7.8	2.8	
	Chihuahua	13.3	12.9	13.2	13.8	14.5	15.2	15.7	16.4	17.1	17.9	18.5	19.4	20.3	21.2	22.0	3.7	
	Coahuila	10.3	10.0	10.3	10.8	11.3	11.8	12.2	12.8	13.3	13.9	14.4	15.1	15.8	16.5	17.1	3.7	
	Colima	9.6	10.1	10.6	11.2	11.8	12.5	13.1	13.6	14.1	14.7	15.1	15.7	16.2	16.8	17.2	4.3	
	Distrito Federal	23.7	24.4	25.6	26.9	28.4	29.9	31.3	32.6	34.0	35.5	36.8	38.3	39.9	41.4	43.0	4.3	
	Durango	11.9	11.5	11.8	12.4	12.9	13.6	14.0	14.7	15.3	16.0	16.6	17.4	18.2	19.0	19.7	3.7	
	Guanajuato	15.1	15.9	16.7	17.6	18.7	19.7	20.7	21.5	22.3	23.2	23.9	24.7	25.6	26.5	27.2	4.3	
	Guerrero	4.0	4.1	4.2	4.4	4.6	4.7	4.9	5.0	5.2	5.3	5.4	5.6	5.7	5.8	5.9	2.8	
	Hidalgo	12.5	12.5	13.1	13.8	14.7	15.6	16.3	16.9	17.4	17.9	18.3	18.8	19.4	19.8	20.2	3.4	
	Jalisco	16.3	17.2	18.0	19.1	20.2	21.4	22.4	23.2	24.1	25.0	25.8	26.7	27.7	28.6	29.4	4.3	
	México	16.1	16.5	17.3	18.2	19.2	20.2	21.1	22.1	23.0	24.0	24.9	25.9	27.0	28.0	29.1	4.3	
	Michoacán	10.7	11.3	11.9	12.5	13.3	14.0	14.7	15.3	15.8	16.5	17.0	17.6	18.2	18.8	19.3	4.3	
	Morelos	3.5	3.4	3.6	3.8	4.0	4.3	4.5	4.6	4.8	4.9	5.0	5.2	5.3	5.5	5.6	3.4	
	Nayarit	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	4.3	
	Nuevo León	22.7	23.9	25.1	26.2	27.3	28.6	29.6	30.9	32.1	33.4	34.6	36.0	37.6	39.3	40.8	4.3	
	Oaxaca	5.0	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7	6.8	7.0	7.2	7.3	7.4	2.8	
	Puebla	12.5	12.4	13.0	13.8	14.6	15.5	16.3	16.8	17.3	17.8	18.2	18.7	19.3	19.7	20.1	3.4	
	Querétaro	12.1	12.7	13.3	14.1	14.9	15.8	16.5	17.2	17.8	18.5	19.0	19.7	20.4	21.1	21.7	4.3	
	San Luis Potosí	8.4	8.8	9.2	9.8	10.3	10.9	11.4	11.9	12.3	12.8	13.2	13.7	14.2	14.6	15.0	4.3	
	Sinaloa	14.7	15.0	15.1	15.3	15.5	15.5	15.6	16.0	16.4	16.9	17.0	17.4	17.8	18.1	18.3	1.6	
	Sonora	14.9	15.2	15.4	15.6	15.8	15.8	15.9	16.3	16.7	17.2	17.3	17.7	18.1	18.4	18.6	1.6	
	Tabasco	7.5	7.6	8.0	8.2	8.6	8.9	9.1	9.4	9.7	10.0	10.2	10.4	10.7	10.9	11.1	2.8	
	Tamaulipas	20.3	19.8	20.3	21.2	22.2	23.3	24.1	25.2	26.2	27.5	28.5	29.8	31.2	32.6	33.7	3.7	
	Veracruz	23.5	23.8	24.8	25.7	26.7	27.7	28.4	29.2	30.1	31.0	31.7	32.5	33.4	34.1	34.5	2.8	
	Yucatán	7.7	7.8	8.1	8.4	8.7	9.1	9.3	9.6	9.9	10.2	10.4	10.7	10.9	11.2	11.3	2.8	
	Zacatecas	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	4.3	
	Escenario Rendimientos base	Aguascalientes	4.9	5.2	5.4	5.7	6.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4	8.7	8.9	4.4
		Baja California	12.1	12.4	12.8	13.1	13.4	13.5	13.6	14.0	14.4	14.8	15.0	15.3	15.6	15.8	16.1	2.0
Baja California Sur		2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.0	
Campeche		1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	3.3	
Chiapas		5.3	5.4	5.7	5.9	6.2	6.5	6.7	6.9	7.1	7.4	7.6	7.8	8.1	8.2	8.4	3.3	
Chihuahua		13.3	13.1	13.5	14.2	14.9	15.7	16.4	17.1	17.9	18.8	19.5	20.4	21.4	22.3	23.1	4.0	
Coahuila		10.3	10.2	10.6	11.1	11.6	12.3	12.7	13.4	14.0	14.6	15.2	15.9	16.6	17.4	18.0	4.0	
Colima		9.7	10.2	10.7	11.4	12.0	12.7	13.4	13.9	14.4	15.0	15.5	16.1	16.7	17.2	17.7	4.4	
Distrito Federal		23.7	24.6	25.8	27.3	28.8	30.4	31.8	33.3	34.7	36.2	37.6	39.1	40.7	42.3	43.9	4.5	
Durango		11.9	11.7	12.1	12.7	13.4	14.1	14.6	15.3	16.0	16.8	17.4	18.3	19.1	20.0	20.7	4.0	
Guanajuato		15.2	16.1	16.9	17.9	19.0	20.1	21.1	21.9	22.8	23.7	24.4	25.3	26.3	27.2	27.9	4.4	
Guerrero		4.0	4.1	4.3	4.4	4.6	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.7	5.9	6.1	6.2	6.3	3.3	
Hidalgo		12.7	12.6	13.3	14.1	15.0	16.0	16.8	17.4	18.0	18.6	19.1	19.6	20.2	20.7	21.1	3.7	
Jalisco		16.5	17.5	18.3	19.4	20.5	21.7	22.8	23.7	24.7	25.6	26.4	27.4	28.4	29.4	30.2	4.4	
México		16.1	16.6	17.5	18.4	19.5	20.6	21.5	22.5	23.5	24.5	25.4	26.5	27.5	28.6	29.7	4.5	
Michoacán		10.8	11.5	12.0	12.7	13.5	14.3	15.0	15.6	16.2	16.9	17.4	18.0	18.7	19.3	19.8	4.4	
Morelos		3.5	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.8	4.9	5.1	5.2	5.4	5.6	5.7	5.8	3.7	
Nayarit		1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	4.4	
Nuevo León		22.7	23.8	25.1	26.2	27.4	28.6	29.6	30.9	32.1	33.4	34.6	36.1	37.6	39.3	40.8	4.3	
Oaxaca		5.0	5.1	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3	6.5	6.8	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	7.9	3.3	
Puebla		12.6	12.6	13.2	14.1	14.9	15.9	16.7	17.3	17.9	18.5	19.0	19.5	20.1	20.6	21.0	3.7	
Querétaro		12.2	12.9	13.5	14.3	15.1	16.0	16.8	17.5	18.2	18.9	19.5	20.2	21.0	21.7	22.3	4.4	
San Luis Potosí		8.4	8.9	9.3	9.9	10.5	11.1	11.7	12.1	12.6	13.1	13.5	14.0	14.5	15.0	15.4	4.4	
Sinaloa		14.7	15.0	15.4	15.8	16.2	16.3	16.5	16.9	17.4	17.9	18.1	18.5	18.9	19.1	19.4	2.0	
Sonora		14.9	15.3	15.7	16.1	16.4	16.5	16.7	17.2	17.7	18.2	18.4	18.8	19.2	19.4	19.7	2.0	
Tabasco		7.5	7.6	8.0	8.3	8.7	9.1	9.4	9.7	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	11.6	11.8	3.3	
Tamaulipas		20.4	20.1	20.8	21.8	22.9	24.2	25.1	26.3	27.5	28.9	29.9	31.3	32.8	34.3	35.4	4.0	
Veracruz		23.4	23.8	24.9	26.0	27.1	28.4	29.2	30.3	31.4	32.5	33.3	34.3	35.4	36.2	36.7	3.3	
Yucatán		7.7	7.8	8.2	8.5	8.9	9.3	9.6	9.9	10.3	10.6	10.9	11.2	11.6	11.9	12.0	3.3	
Zacatecas		3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.7	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.2	6.4	6.5	4.4	

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

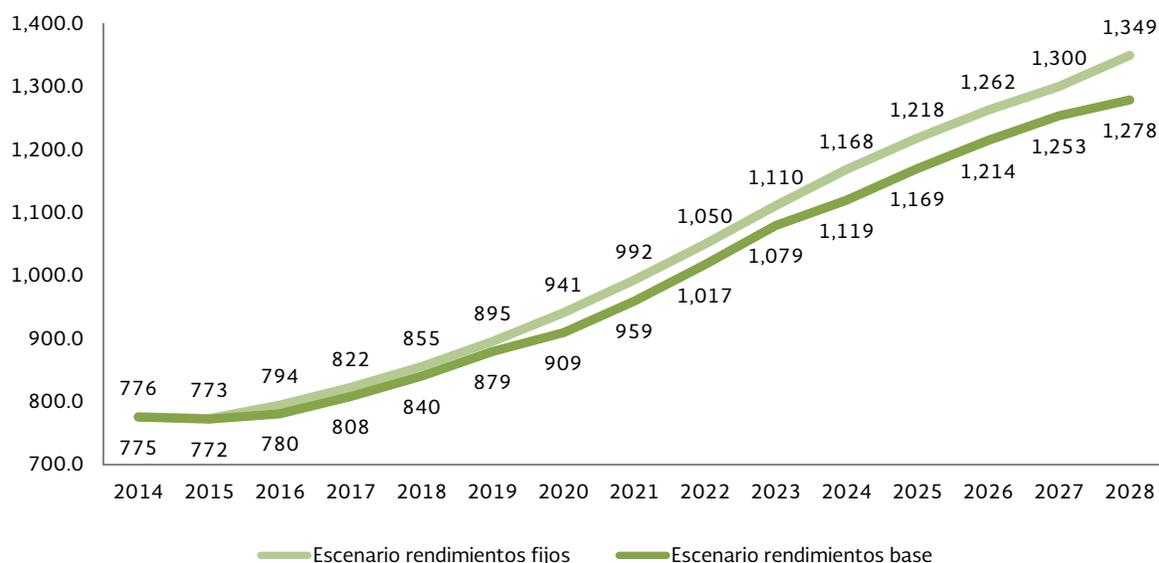
CUADRO B. 3 ESCENARIOS DE RENDIMIENTOS FIJOS, 2014-2028
(Porcentaje)

Caso rendimientos fijos		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Rendimientos de vehículos nuevos a gasolina (condiciones de laboratorio)	SUBCOMPACTO	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4
	COMPACTO	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2
	LUJO Y DEPORTIVOS	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1
	CAMIONETAS	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
	CAMIONETAS DE USO INTENSIVO	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
	CAMIONES MEDIANOS	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
	CAMIONES PESADOS	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Rendimientos de vehículos nuevos a diesel (condiciones de laboratorio)	COMPACTO	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
	CAMIONETAS	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	CAMIONETAS DE USO INTENSIVO	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
	CAMIONES MEDIANOS	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	AUTOBUSES	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Rendimientos RSA	Calentadores de agua nuevos	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Se compara el escenario de rendimientos actual contra un caso hipotético suponiendo que los rendimientos se mantienen constantes (no existen mejoras en rendimientos). Esto permite ver el efecto que tienen los rendimientos actuales contra la tendencia a mejoras tecnológicas, ceteris paribus. (véase CUADRO B. 3)

GRÁFICA B. 3 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE GASOLINA NACIONAL, SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028
(Miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En el caso de la gasolina para el sector autotransporte podemos estimar un ahorro de 70.9 mbd para 2028 con respecto a la situación hipotética de rendimientos fijos. La mejora de rendimientos disminuye la demanda porque se reduce el consumo por kilómetro, pero al mismo tiempo baja el costo por kilómetro de recorrido lo cual tiene un efecto-precio positivo en la demanda de transporte y un efecto-ingreso también positivo ya que el mismo presupuesto alcanzaría para viajar más. Este efecto rebote podría parcialmente compensarse si las mejoras en rendimientos implican un mayor costo de compra de los vehículos. (véase GRÁFICA B. 3)

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

**CUADRO B. 4 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE GASOLINA POR ESTADO,
SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028**
(Miles de barriles diarios)

Caso	Estado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Escenario Rendimientos fijos	Aguascalientes	11.6	11.5	11.8	12.1	12.6	13.2	13.8	14.6	15.4	16.3	17.2	17.9	18.5	19.0	19.7	3.8
	Baja California	37.6	38.0	39.5	41.3	43.2	45.7	48.7	52.4	56.7	61.2	65.1	68.2	70.6	72.5	75.3	5.1
	Baja California Sur	8.5	8.6	9.0	9.4	9.8	10.4	11.0	11.9	12.9	13.9	14.8	15.5	16.0	16.4	17.1	5.1
	Campeche	4.8	4.7	4.7	4.9	5.2	5.4	5.7	6.0	6.4	6.8	7.2	7.6	7.9	8.3	8.7	4.4
	Chiapas	19.3	18.9	19.2	20.0	20.8	21.9	23.1	24.4	25.9	27.5	29.1	30.6	32.1	33.4	35.1	4.4
	Chihuahua	29.6	29.3	31.0	32.5	34.1	35.9	38.2	40.1	42.1	44.2	46.6	49.2	51.8	54.5	58.2	5.0
	Coahuila	15.4	15.3	16.2	17.0	17.8	18.8	20.0	21.0	22.0	23.1	24.4	25.7	27.1	28.5	30.4	5.0
	Colima	17.3	17.0	17.4	18.0	18.7	19.5	20.5	21.6	22.8	24.2	25.4	26.5	27.4	28.2	29.2	3.8
	Distrito Federal	103.1	104.6	107.2	110.3	113.9	118.1	122.3	127.2	132.4	137.8	142.2	145.3	147.5	148.9	149.9	2.7
	Durango	18.5	18.3	19.4	20.3	21.3	22.4	23.9	25.1	26.3	27.6	29.2	30.7	32.4	34.0	36.4	5.0
	Guanajuato	32.8	32.4	33.1	34.2	35.5	37.1	38.9	41.0	43.4	46.0	48.4	50.4	52.2	53.6	55.5	3.8
	Guerrero	13.5	13.2	13.5	14.0	14.6	15.4	16.2	17.1	18.2	19.3	20.4	21.5	22.5	23.5	24.7	4.4
	Hidalgo	24.5	24.5	25.1	26.1	27.2	28.6	30.1	31.7	33.5	35.5	37.4	39.2	40.8	42.2	44.0	4.3
	Jalisco	39.7	39.2	40.1	41.3	42.9	44.9	47.1	49.7	52.5	55.7	58.5	61.0	63.1	64.9	67.1	3.8
	México	54.7	55.5	56.9	58.5	60.4	62.6	64.9	67.5	70.2	73.1	75.4	77.1	78.2	79.0	79.5	2.7
	Michoacán	26.8	26.5	27.1	27.9	29.0	30.3	31.8	33.6	35.5	37.6	39.5	41.2	42.6	43.8	45.4	3.8
	Morelos	15.4	15.4	15.8	16.4	17.1	18.0	18.9	20.0	21.1	22.3	23.5	24.6	25.7	26.6	27.7	4.3
	Nayarit	4.6	4.6	4.7	4.8	5.0	5.3	5.5	5.8	6.2	6.5	6.9	7.1	7.4	7.6	7.9	3.9
	Nuevo León	42.7	42.4	42.6	42.9	43.6	44.8	46.6	49.4	52.9	56.4	59.5	61.8	63.4	64.7	66.4	3.2
	Oaxaca	14.7	14.4	14.7	15.3	15.9	16.8	17.7	18.7	19.8	21.0	22.3	23.4	24.5	25.5	26.8	4.4
	Puebla	32.5	32.5	33.3	34.5	36.0	37.8	39.8	42.0	44.4	47.0	49.5	51.8	53.9	55.8	58.1	4.2
	Querétaro	20.1	19.9	20.3	21.0	21.8	22.8	23.9	25.2	26.7	28.2	29.7	30.9	32.0	32.9	34.1	3.8
	San Luis Potosí	15.2	15.0	15.3	15.8	16.4	17.2	18.0	19.0	20.1	21.3	22.4	23.3	24.2	24.8	25.7	3.8
	Sinaloa	25.6	25.9	26.9	28.1	29.4	31.1	33.1	35.7	38.6	41.7	44.4	46.4	48.1	49.4	51.3	5.1
	Sonora	23.1	23.3	24.2	25.3	26.5	28.0	29.8	32.1	34.7	37.5	39.9	41.8	43.3	44.5	46.2	5.1
	Tabasco	18.7	18.4	18.7	19.4	20.3	21.4	22.5	23.8	25.2	26.8	28.3	29.8	31.3	32.5	34.2	4.4
Tamaulipas	27.3	27.1	28.6	30.0	31.5	33.2	35.3	37.1	38.9	40.8	43.1	45.4	47.9	50.3	53.7	4.9	
Veracruz	45.6	44.7	45.5	47.3	49.4	52.0	54.8	57.9	61.4	65.2	69.0	72.6	76.1	79.2	83.2	4.4	
Yucatán	25.8	25.3	25.7	26.7	27.9	29.4	31.0	32.7	34.7	36.8	39.0	41.0	43.0	44.8	47.0	4.4	
Zacatecas	6.6	6.4	6.6	6.8	7.0	7.3	7.7	8.1	8.6	9.1	9.6	10.0	10.3	10.6	11.0	3.8	
Escenario Rendimientos base	Aguascalientes	11.6	11.5	11.6	12.0	12.5	13.1	13.6	14.5	15.4	16.4	17.1	17.9	18.7	19.3	19.7	3.8
	Baja California	37.6	38.0	38.3	39.9	41.6	43.8	45.1	48.3	52.2	56.4	58.5	61.2	63.4	65.2	65.7	4.1
	Baja California Sur	8.5	8.6	8.7	9.0	9.4	9.9	10.2	11.0	11.8	12.8	13.3	13.9	14.4	14.8	14.9	4.1
	Campeche	4.8	4.7	4.7	4.8	5.0	5.3	5.5	5.8	6.1	6.5	6.8	7.2	7.5	7.9	8.1	3.9
	Chiapas	19.3	18.8	18.8	19.5	20.4	21.4	22.2	23.4	24.9	26.5	27.6	29.1	30.5	31.8	32.8	3.9
	Chihuahua	29.6	29.3	30.2	31.6	33.2	34.9	36.1	38.0	39.9	42.1	43.5	46.0	48.7	51.3	53.5	4.3
	Coahuila	15.4	15.3	15.8	16.5	17.3	18.2	18.9	19.9	20.9	22.0	22.8	24.1	25.5	26.8	28.0	4.3
	Colima	17.2	17.0	17.2	17.8	18.5	19.5	20.2	21.4	22.8	24.4	25.4	26.6	27.6	28.5	29.1	3.8
	Distrito Federal	102.9	104.3	106.2	109.2	112.6	116.4	120.0	124.6	129.5	134.6	138.2	141.2	143.1	144.3	144.5	2.5
	Durango	18.4	18.3	18.9	19.7	20.7	21.8	22.6	23.7	25.0	26.3	27.2	28.8	30.4	32.1	33.4	4.3
	Guanajuato	32.8	32.4	32.7	33.9	35.3	37.0	38.4	40.7	43.4	46.3	48.2	50.5	52.5	54.2	55.4	3.8
	Guerrero	13.5	13.2	13.2	13.7	14.3	15.1	15.6	16.4	17.5	18.6	19.4	20.4	21.4	22.3	23.0	3.9
	Hidalgo	24.5	24.5	24.8	25.7	26.8	28.2	29.3	30.9	32.8	34.9	36.4	38.1	39.8	41.3	42.4	4.0
	Jalisco	39.7	39.2	39.6	41.0	42.7	44.8	46.4	49.3	52.5	56.0	58.3	61.1	63.5	65.6	67.0	3.8
	México	54.6	55.3	56.3	57.9	59.7	61.8	63.6	66.1	68.7	71.4	73.3	74.9	75.9	76.5	76.6	2.4
	Michoacán	26.8	26.5	26.7	27.7	28.8	30.2	31.4	33.3	35.5	37.8	39.4	41.3	42.9	44.3	45.3	3.8
	Morelos	15.4	15.4	15.6	16.2	16.9	17.7	18.4	19.5	20.7	22.0	22.9	24.0	25.1	26.0	26.7	4.0
	Nayarit	4.6	4.6	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.8	6.2	6.6	6.8	7.2	7.4	7.7	7.9	3.9
	Nuevo León	42.7	42.4	41.9	42.3	43.1	44.4	45.6	48.5	52.1	55.9	58.3	60.8	62.6	64.0	64.8	3.0
	Oaxaca	14.7	14.4	14.4	14.9	15.6	16.4	16.9	17.9	19.0	20.2	21.1	22.2	23.3	24.3	25.1	3.9
	Puebla	32.5	32.4	32.8	34.0	35.5	37.3	38.7	40.9	43.4	46.2	48.1	50.4	52.7	54.6	56.1	4.0
	Querétaro	20.1	19.9	20.1	20.8	21.6	22.7	23.6	25.0	26.6	28.4	29.6	31.0	32.2	33.3	34.0	3.8
	San Luis Potosí	15.2	15.0	15.2	15.7	16.3	17.1	17.8	18.9	20.1	21.4	22.3	23.4	24.3	25.1	25.7	3.8
	Sinaloa	25.6	25.9	26.1	27.1	28.3	29.8	30.7	32.9	35.6	38.4	39.8	41.7	43.2	44.4	44.7	4.1
	Sonora	23.1	23.3	23.5	24.4	25.5	26.8	27.7	29.6	32.0	34.6	35.9	37.5	38.9	40.0	40.3	4.1
	Tabasco	18.7	18.3	18.3	19.0	19.9	20.9	21.6	22.8	24.2	25.8	26.9	28.3	29.7	31.0	31.9	3.9
Tamaulipas	27.3	27.1	27.9	29.2	30.6	32.2	33.4	35.1	36.9	38.9	40.2	42.5	45.0	47.4	49.4	4.3	
Veracruz	45.5	44.6	44.6	46.3	48.3	50.8	52.5	55.5	59.0	62.8	65.4	68.9	72.3	75.4	77.8	3.9	
Yucatán	25.8	25.2	25.2	26.2	27.3	28.7	29.7	31.3	33.3	35.5	37.0	39.0	40.9	42.6	43.9	3.9	
Zacatecas	6.6	6.4	6.5	6.7	7.0	7.3	7.6	8.1	8.6	9.2	9.5	10.0	10.4	10.7	11.0	3.7	

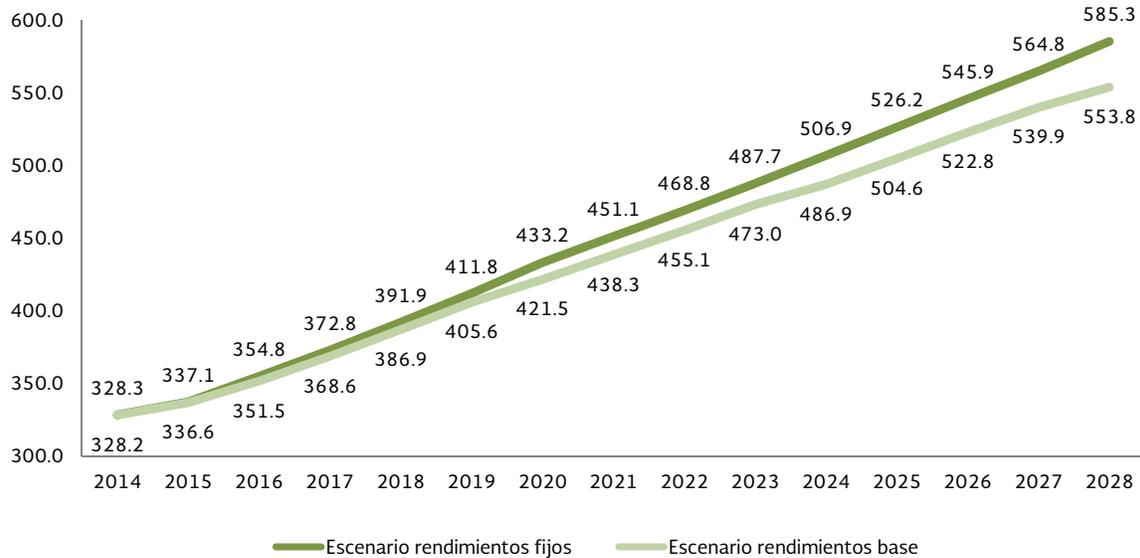
Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUJE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

La demanda de diesel para el sector autotransporte sería mayor de mantener los rendimientos fijos. Se estima un ahorro acumulado para este periodo de 193.5 mbd comparando los rendimientos fijos contra los rendimientos con los que actualmente se cuenta. Una norma a los vehículos pesados redundaría en un mayor ahorro acumulado debido a que este segmento de vehículos es el más intensivo en diesel. Un efecto rebote no es tan probable porque se trata principalmente de transporte de carga y por ello de una demanda derivada de la actividad de los sectores industrial y servicios. (véase GRÁFICA B. 4)

GRÁFICA B. 4 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE DIESEL NACIONAL, SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028

(Miles de barriles diarios)



Fuente: IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUJE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

**CUADRO B. 5 COMPARATIVO VENTAS INTERNAS DE DIESEL POR ESTADO,
SECTOR AUTOTRANSPORTE 2014-2028**
(Miles de barriles diarios)

Caso	Estado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca	
Escenario Rendimientos fijos	Aguascalientes	4.9	5.2	5.5	5.8	6.1	6.5	6.9	7.2	7.5	7.8	8.1	8.4	8.8	9.1	9.4	4.8	
	Baja California	12.1	12.5	12.8	13.1	13.5	13.6	14.3	14.7	15.1	15.4	15.8	16.1	16.4	16.6	17.0	2.5	
	Baja California Sur	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	2.5	
	Campeche	1.5	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3	2.3	2.4	2.5	3.7	
	Chiapas	5.3	5.4	5.7	6.0	6.3	6.6	6.8	7.1	7.4	7.6	7.9	8.2	8.4	8.7	8.9	3.7	
	Chihuahua	13.3	13.1	13.7	14.4	15.1	16.0	16.8	17.6	18.4	19.2	20.2	21.1	22.1	23.1	24.1	4.4	
	Coahuila	10.3	10.2	10.7	11.2	11.8	12.4	13.1	13.7	14.3	15.0	15.7	16.4	17.2	18.0	18.8	4.4	
	Colima	9.7	10.3	10.8	11.5	12.2	12.9	13.7	14.3	14.9	15.5	16.1	16.7	17.4	18.0	18.7	4.8	
	Distrito Federal	23.7	24.6	26.0	27.5	29.2	30.9	32.5	34.1	35.7	37.4	39.1	40.8	42.7	44.6	46.5	4.9	
	Durango	11.9	11.7	12.3	12.9	13.6	14.3	15.0	15.7	16.4	17.2	18.0	18.9	19.8	20.7	21.6	4.4	
	Guanajuato	15.3	16.2	17.1	18.1	19.2	20.4	21.6	22.5	23.4	24.4	25.4	26.4	27.4	28.4	29.5	4.8	
	Guerrero	4.0	4.1	4.3	4.5	4.7	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7	3.7	
	Hidalgo	12.7	12.7	13.4	14.3	15.2	16.2	17.2	17.9	18.5	19.1	19.8	20.4	21.1	21.7	22.3	4.1	
	Jalisco	16.5	17.5	18.5	19.6	20.8	22.1	23.4	24.4	25.3	26.4	27.5	28.5	29.7	30.7	31.9	4.8	
	México	16.1	16.7	17.6	18.6	19.7	20.9	22.0	23.1	24.1	25.3	26.4	27.6	28.9	30.1	31.5	4.9	
	Michoacán	10.8	11.5	12.2	12.9	13.7	14.5	15.4	16.0	16.7	17.4	18.1	18.8	19.5	20.2	20.9	4.8	
	Morelos	3.5	3.5	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.9	5.1	5.3	5.5	5.6	5.8	6.0	6.1	4.1	
	Nayarit	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	4.8	
	Nuevo León	22.7	23.9	25.3	26.5	27.7	29.0	30.3	31.7	33.0	34.4	36.0	37.7	39.4	41.3	43.3	4.7	
	Oaxaca	5.0	5.1	5.4	5.7	5.9	6.2	6.5	6.7	7.0	7.2	7.5	7.7	8.0	8.2	8.4	3.7	
	Puebla	12.6	12.6	13.4	14.2	15.2	16.1	17.1	17.8	18.4	19.1	19.7	20.3	21.0	21.6	22.2	4.1	
	Querétaro	12.2	12.9	13.6	14.5	15.3	16.3	17.2	18.0	18.7	19.5	20.3	21.1	21.9	22.7	23.5	4.8	
	San Luis Potosí	8.4	8.9	9.4	10.0	10.6	11.3	11.9	12.4	12.9	13.5	14.0	14.6	15.2	15.7	16.3	4.8	
	Sinaloa	14.7	15.0	15.5	15.9	16.3	16.5	17.3	17.8	18.2	18.6	19.1	19.4	19.8	20.0	20.6	2.5	
	Sonora	14.9	15.3	15.7	16.1	16.5	16.7	17.6	18.1	18.5	18.9	19.4	19.7	20.1	20.3	20.9	2.5	
	Tabasco	7.5	7.6	8.1	8.5	8.8	9.3	9.6	10.0	10.4	10.8	11.2	11.5	11.9	12.2	12.5	3.7	
	Tamaulipas	20.4	20.1	21.0	22.1	23.3	24.5	25.7	27.0	28.2	29.5	31.0	32.4	33.9	35.5	37.1	4.4	
	Veracruz	23.4	23.8	25.2	26.4	27.6	28.9	30.1	31.2	32.4	33.6	34.8	35.9	37.1	38.0	38.9	3.7	
	Yucatán	7.7	7.8	8.3	8.6	9.0	9.5	9.8	10.2	10.6	11.0	11.4	11.8	12.1	12.4	12.8	3.7	
	Zacatecas	3.6	3.8	4.0	4.2	4.5	4.8	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.2	6.4	6.7	6.9	4.8	
	Escenario Rendimientos base	Aguascalientes	4.9	5.2	5.4	5.7	6.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4	8.7	8.9	4.4
		Baja California	12.1	12.4	12.8	13.1	13.4	13.5	13.6	14.0	14.4	14.8	15.0	15.3	15.6	15.8	16.1	2.0
Baja California Sur		2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.0	
Campeche		1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	3.3	
Chiapas		5.3	5.4	5.7	5.9	6.2	6.5	6.7	6.9	7.1	7.4	7.6	7.8	8.1	8.2	8.4	3.3	
Chihuahua		13.3	13.1	13.5	14.2	14.9	15.7	16.4	17.1	17.9	18.8	19.5	20.4	21.4	22.3	23.1	4.0	
Coahuila		10.3	10.2	10.6	11.1	11.6	12.3	12.7	13.4	14.0	14.6	15.2	15.9	16.6	17.4	18.0	4.0	
Colima		9.7	10.2	10.7	11.4	12.0	12.7	13.4	13.9	14.4	15.0	15.5	16.1	16.7	17.2	17.7	4.4	
Distrito Federal		23.7	24.6	25.8	27.3	28.8	30.4	31.8	33.3	34.7	36.2	37.6	39.1	40.7	42.3	43.9	4.5	
Durango		11.9	11.7	12.1	12.7	13.4	14.1	14.6	15.3	16.0	16.8	17.4	18.3	19.1	20.0	20.7	4.0	
Guanajuato		15.2	16.1	16.9	17.9	19.0	20.1	21.1	21.9	22.8	23.7	24.4	25.3	26.3	27.2	27.9	4.4	
Guerrero		4.0	4.1	4.3	4.4	4.6	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.7	5.9	6.1	6.2	6.3	3.3	
Hidalgo		12.7	12.6	13.3	14.1	15.0	16.0	16.8	17.4	18.0	18.6	19.1	19.6	20.2	20.7	21.1	3.7	
Jalisco		16.5	17.5	18.3	19.4	20.5	21.7	22.8	23.7	24.7	25.6	26.4	27.4	28.4	29.4	30.2	4.4	
México		16.1	16.6	17.5	18.4	19.5	20.6	21.5	22.5	23.5	24.5	25.4	26.5	27.5	28.6	29.7	4.5	
Michoacán		10.8	11.5	12.0	12.7	13.5	14.3	15.0	15.6	16.2	16.9	17.4	18.0	18.7	19.3	19.8	4.4	
Morelos		3.5	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.8	4.9	5.1	5.2	5.4	5.6	5.7	5.8	3.7	
Nayarit		1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	4.4	
Nuevo León		22.7	23.8	25.1	26.2	27.4	28.6	29.6	30.9	32.1	33.4	34.6	36.1	37.6	39.3	40.8	4.3	
Oaxaca		5.0	5.1	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3	6.5	6.8	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	7.9	3.3	
Puebla		12.6	12.6	13.2	14.1	14.9	15.9	16.7	17.3	17.9	18.5	19.0	19.5	20.1	20.6	21.0	3.7	
Querétaro		12.2	12.9	13.5	14.3	15.1	16.0	16.8	17.5	18.2	18.9	19.5	20.2	21.0	21.7	22.3	4.4	
San Luis Potosí		8.4	8.9	9.3	9.9	10.5	11.1	11.7	12.1	12.6	13.1	13.5	14.0	14.5	15.0	15.4	4.4	
Sinaloa		14.7	15.0	15.4	15.8	16.2	16.3	16.5	16.9	17.4	17.9	18.1	18.5	18.9	19.1	19.4	2.0	
Sonora		14.9	15.3	15.7	16.1	16.4	16.5	16.7	17.2	17.7	18.2	18.4	18.8	19.2	19.4	19.7	2.0	
Tabasco		7.5	7.6	8.0	8.3	8.7	9.1	9.4	9.7	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	11.6	11.8	3.3	
Tamaulipas		20.4	20.1	20.8	21.8	22.9	24.2	25.1	26.3	27.5	28.9	29.9	31.3	32.8	34.3	35.4	4.0	
Veracruz		23.4	23.8	24.9	26.0	27.1	28.4	29.2	30.3	31.4	32.5	33.3	34.3	35.4	36.2	36.7	3.3	
Yucatán		7.7	7.8	8.2	8.5	8.9	9.3	9.6	9.9	10.3	10.6	10.9	11.2	11.6	11.9	12.0	3.3	
Zacatecas		3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.7	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.2	6.4	6.5	4.4	

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Anexo C. Balances nacionales históricos y estadísticas complementarias de petróleo petrolíferos, 2003-2013

CUADRO C. 1 BALANCE NACIONAL DE PETROLÍFEROS, 2003-2013
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	1,353.9	1,385.5	1,422.1	1,460.7	1,494.5	1,540.2	1,532.1	1,519.0	1,553.0	1,588.6	1,540.2	1.3
Producción	1,173.6	1,188.5	1,143.6	1,131.4	1,115.2	1,105.3	1,138.5	1,044.2	1,005.2	1,031.1	1,057.3	-1.0
Cadereyta	198.5	187.2	167.8	180.5	184.6	183.2	186.7	155.0	144.9	161.2	162.5	-2.0
Madero	121.2	133.7	129.3	141.7	131.3	131.9	130.6	111.8	90.3	105.0	109.3	-1.0
Tula	238.0	262.4	260.5	240.6	255.4	237.1	262.2	237.2	245.2	242.6	216.2	-1.0
Salamanca	152.3	165.8	158.7	157.5	145.4	151.4	150.6	150.3	133.8	142.2	158.0	0.4
Minatitlán	178.0	171.3	161.0	149.9	147.9	143.3	148.5	141.4	137.0	149.6	146.9	-1.9
Salina Cruz	285.6	268.2	266.3	261.2	250.5	258.4	259.8	248.6	254.1	230.5	264.3	-0.8
Importación	180.3	197.1	278.5	329.3	379.4	434.9	393.6	474.7	547.8	557.5	483.0	10.4
Destino	1,352.7	1,377.7	1,426.3	1,455.0	1,512.2	1,537.4	1,549.1	1,530.6	1,538.4	1,549.0	1,538.8	1.3
Demanda interna	1,317.4	1,359.8	1,415.3	1,406.1	1,463.0	1,460.9	1,406.9	1,396.4	1,427.9	1,463.7	1,424.8	0.8
Sector transporte	806.3	853.1	902.7	968.1	1,025.8	1,069.6	1,037.1	1,057.4	1,063.6	1,077.8	1,058.9	2.8
Sector eléctrico	335.6	308.7	320.0	253.0	245.7	218.4	215.1	197.9	219.5	247.0	224.0	-4.0
Generación pública de electricidad	318.1	282.8	294.2	228.1	220.4	196.4	193.4	174.3	197.6	224.1	201.2	-4.5
Generación por particulares de electricidad	17.5	25.8	25.8	24.9	25.3	21.9	21.8	23.6	21.9	22.9	22.8	2.7
Productores independientes de electricidad	0.8	0.2	0.3	0.0	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	-8.7
Autogeneración de energía eléctrica	16.7	25.6	25.5	24.9	25.0	21.4	21.7	23.6	21.9	22.6	22.5	3.0
Sector industrial	116.8	133.2	129.9	128.9	134.1	115.9	98.4	90.7	93.7	92.2	90.7	-2.5
Sector petrolero	58.7	64.8	62.7	56.0	57.5	57.1	56.3	50.4	51.1	46.7	51.2	-1.4
Exportación	35.3	17.8	11.0	48.9	49.2	76.5	142.1	134.3	110.5	85.3	113.9	12.4
Variación de inventarios	1.2	7.9	-4.2	5.7	-17.7	2.8	-17.0	-11.6	14.6	39.6	1.5	1.8

Fuente: elaborado por IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, SCT, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO C. 2 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2003-2013, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	178.5	184.7	207.5	214.0	221.5	208.5	202.8	203.1	219.0	224.9	205.3	1.4
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	19.1	8.0	18.3	25.0	51.5	80.1	64.7	54.9	68.7	78.2	56.0	11.4
De otras regiones	159.4	176.7	189.2	189.0	169.9	128.4	138.1	148.2	150.2	146.7	149.3	-0.7
Destino	179.2	184.8	208.3	213.3	223.0	208.8	203.6	204.5	218.6	221.7	205.8	1.4
Demanda interna	179.2	184.7	208.3	213.3	223.0	208.8	203.6	204.5	218.6	221.7	205.8	1.4
Sector transporte	102.6	110.4	119.6	128.2	135.7	142.4	133.6	135.5	139.3	141.9	138.7	3.1
Sector eléctrico	64.9	60.0	75.6	71.3	73.2	55.6	61.2	61.9	70.9	70.1	56.0	-1.5
Generación pública de electricidad	63.8	59.2	75.1	70.8	72.7	55.2	60.9	61.5	70.6	69.9	55.7	-1.3
Generación por particulares de electricidad	1.1	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.4	0.2	0.3	0.3	-12.6
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	1.1	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.4	0.2	0.3	0.3	-12.6
Sector industrial	11.7	14.3	13.1	13.8	14.0	10.7	8.8	7.0	8.4	9.7	11.2	-0.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-0.7	0.0	-0.8	0.7	-1.5	-0.3	-0.8	-1.4	0.4	3.2	-0.5	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 3 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2003-2013, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	365.3	372.1	370.6	410.2	422.2	432.3	419.9	400.7	377.7	390.5	409.2	1.1
Producción	319.7	320.8	297.1	322.2	316.0	315.1	317.3	266.7	235.2	266.2	271.8	-1.6
Cadereyta	198.5	187.2	167.8	180.5	184.6	183.2	186.7	155.0	144.9	161.2	162.5	-2.0
Madero	121.2	133.7	129.3	141.7	131.3	131.9	130.6	111.8	90.3	105.0	109.3	-1.0
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	39.9	42.2	55.8	77.9	96.8	112.3	89.6	125.7	133.4	119.7	131.6	12.7
De otras regiones	5.7	9.0	17.6	10.2	9.4	5.0	13.0	8.2	9.1	4.7	5.8	0.2
Destino	362.0	370.7	371.8	409.4	425.5	434.5	423.3	403.3	365.3	378.1	402.8	1.1
Demanda interna	241.2	244.5	254.4	255.8	264.1	265.6	248.9	242.1	239.2	248.3	245.3	0.2
Sector transporte	155.5	164.7	176.3	193.6	210.2	220.3	209.0	208.6	206.6	207.7	203.7	2.7
Sector eléctrico	52.2	45.7	48.0	30.7	24.9	19.1	19.9	16.4	14.8	20.4	19.1	-9.6
Generación pública de electricidad	49.5	44.7	46.8	30.0	23.6	18.4	18.8	15.5	13.5	19.2	17.9	-9.7
Generación por particulares de electricidad	2.7	1.0	1.1	0.7	1.3	0.7	1.1	0.9	1.3	1.2	1.2	-7.7
Productores independientes de electricidad	0.2	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-13.7
Autogeneración de energía eléctrica	2.4	1.0	1.1	0.7	1.3	0.7	1.1	0.9	1.3	1.2	1.1	-7.3
Sector industrial	24.6	25.5	22.8	26.0	24.8	21.9	15.6	13.8	14.8	17.4	18.1	-3.0
Sector petrolero	9.0	8.6	7.3	5.5	4.2	4.3	4.4	3.3	3.0	2.9	4.4	-6.9
Exportación	9.0	6.5	3.5	17.5	21.4	14.8	23.9	28.9	16.0	8.2	9.8	0.9
A otras regiones	111.9	119.7	114.0	136.1	140.0	154.1	150.6	132.3	110.1	121.6	147.7	2.8
Variación de inventarios	3.3	1.4	-1.2	0.8	-3.3	-2.1	-3.5	-2.6	12.3	12.4	6.4	7.0

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO C. 4 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2003-2013, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	327.9	328.9	329.5	319.7	331.9	357.8	337.7	346.4	353.4	351.2	347.1	0.6
Producción	152.3	165.8	158.7	157.5	145.4	151.4	150.6	150.3	133.8	142.2	158.0	0.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	152.3	165.8	158.7	157.5	145.4	151.4	150.6	150.3	133.8	142.2	158.0	0.4
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	1.3	7.9	9.5	5.7	15.3	27.4	17.5	14.7	16.1	13.8	7.7	19.9
De otras regiones	174.3	155.2	161.3	156.5	171.2	179.0	169.6	181.4	203.5	195.2	181.4	0.4
Destino	321.9	327.0	328.3	317.9	333.7	348.0	339.2	348.9	354.0	349.2	350.7	0.9
Demanda interna	321.2	324.9	327.5	316.2	330.7	343.6	325.8	325.9	330.2	330.4	333.5	0.4
Sector transporte	190.1	201.2	213.6	227.3	236.1	243.3	241.7	249.0	249.0	250.8	246.5	2.6
Sector eléctrico	92.5	80.2	74.3	51.9	56.8	65.8	52.4	44.1	51.4	56.5	60.2	-4.2
Generación pública de electricidad	84.5	63.4	55.4	32.4	38.2	48.7	35.4	24.6	33.2	37.1	40.7	-7.0
Generación por particulares de electricidad	8.0	16.8	18.8	19.4	18.6	17.0	16.9	19.6	18.2	19.4	19.4	9.3
Productores independientes de electricidad	0.6	0.1	0.1	-	0.2	0.2	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	7.4	16.7	18.8	19.4	18.4	16.9	16.9	19.6	18.2	19.4	19.4	10.1
Sector industrial	32.1	36.1	34.2	31.8	32.7	29.7	27.4	29.1	26.1	19.7	23.0	-3.3
Sector petrolero	6.5	7.3	5.5	5.1	5.1	4.8	4.4	3.6	3.7	3.4	3.8	-5.3
Exportación	-	1.5	-	0.8	0.0	2.5	12.5	19.4	23.3	14.5	9.8	n.a.
A otras regiones	0.7	0.6	0.8	1.0	3.0	1.9	0.9	3.7	0.5	4.3	7.4	26.9
Variación de inventarios	6.0	1.9	1.2	1.8	-1.8	9.8	-1.5	-2.5	-0.7	2.0	-3.6	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 5 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2003-2013, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	330.9	348.1	365.6	370.3	384.0	381.9	388.7	396.2	404.9	408.2	388.0	1.6
Producción	238.0	262.4	260.5	240.6	255.4	237.1	262.2	237.2	245.2	242.6	216.2	-1.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	238.0	262.4	260.5	240.6	255.4	237.1	262.2	237.2	245.2	242.6	216.2	-1.0
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	5.9	5.4	9.0	11.2	10.0	15.9	16.6	18.7	-	n.a.
De otras regiones	92.9	85.7	99.2	124.2	119.6	133.6	116.5	143.0	143.1	146.8	171.8	6.3
Destino	334.0	346.6	366.9	369.6	388.6	384.8	392.7	395.4	403.8	400.3	387.0	1.5
Demanda interna	313.6	324.2	341.6	343.6	359.0	357.8	345.3	349.7	362.7	366.0	347.6	1.0
Sector transporte	229.6	238.5	246.8	259.5	270.7	277.0	273.1	280.3	282.3	283.2	277.6	1.9
Sector eléctrico	39.1	28.3	35.3	27.7	31.3	29.8	28.4	29.0	36.1	40.2	35.6	-1.0
Generación pública de electricidad	38.3	27.5	34.5	27.0	30.6	29.1	27.6	28.3	35.7	39.8	35.4	-0.8
Generación por particulares de electricidad	0.8	0.8	0.8	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.5	0.4	0.2	-15.0
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.8	0.8	0.8	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.5	0.4	0.2	-15.0
Sector industrial	32.9	44.0	46.5	44.0	44.0	38.8	32.9	30.3	32.9	34.3	26.5	-2.1
Sector petrolero	12.0	13.5	13.0	12.5	12.9	12.3	10.9	10.2	11.3	8.4	7.9	-4.1
Exportación	-	-	-	0.0	0.4	0.0	-	0.0	0.0	0.0	-	n.a.
A otras regiones	20.4	22.4	25.3	26.0	29.3	27.0	47.4	45.7	41.0	34.4	39.4	6.8
Variación de inventarios	-3.0	1.5	-1.3	0.7	-4.6	-2.9	-4.0	0.7	1.1	7.9	0.9	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO C. 6 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2003-2013, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	586.0	582.3	620.4	632.3	611.2	614.8	627.1	659.9	710.3	715.0	707.8	1.9
Producción	463.6	439.5	427.3	411.1	398.4	401.7	408.4	389.9	391.1	380.1	411.2	-1.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	178.0	171.3	161.0	149.9	147.9	143.3	148.5	141.4	137.0	149.6	146.9	-1.9
Salina Cruz	285.6	268.2	266.3	261.2	250.5	258.4	259.8	248.6	254.1	230.5	264.3	-0.8
Importación	120.1	138.9	189.0	215.3	206.7	203.9	211.9	263.5	312.9	327.0	287.6	9.1
De otras regiones	2.2	3.9	4.1	5.9	6.1	9.1	6.8	6.4	6.4	7.8	8.9	14.9
Destino	590.2	579.1	622.4	630.5	617.7	616.4	634.4	665.8	708.9	700.8	709.6	1.9
Demanda interna	262.2	281.5	283.5	277.1	286.3	285.1	283.4	274.3	277.2	297.2	292.6	1.1
Sector transporte	128.6	138.3	146.4	159.5	173.1	186.6	179.7	183.9	186.5	194.3	192.3	4.1
Sector eléctrico	87.0	94.5	86.9	71.4	59.5	48.1	53.3	46.5	46.2	59.8	53.2	-4.8
Generación pública de electricidad	82.0	88.0	82.4	67.8	55.3	45.0	50.6	44.5	44.6	58.1	51.4	-4.6
Generación por particulares de electricidad	5.0	6.5	4.5	3.6	4.2	3.0	2.7	2.0	1.7	1.7	1.7	-9.9
Productores independientes de electricidad	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	74.2
Autogeneración de energía eléctrica	5.0	6.4	4.3	3.6	4.1	2.7	2.6	2.0	1.6	1.4	1.5	-11.5
Sector industrial	15.5	13.3	13.3	13.4	18.4	14.8	13.7	10.5	11.5	11.1	11.9	-2.6
Sector petrolero	31.2	35.4	36.9	32.8	35.3	35.6	36.7	33.3	33.0	32.0	35.1	1.2
Exportación	26.4	9.9	7.6	30.6	27.4	59.3	105.7	86.0	71.1	62.6	94.3	13.6
A otras regiones	301.7	287.8	331.4	322.8	304.0	272.1	245.2	305.5	360.6	341.0	322.6	0.7
Variación de inventarios	-4.3	3.1	-2.1	1.8	-6.5	-1.6	-7.3	-5.9	1.4	14.2	-1.8	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 7 BALANCE NACIONAL DE COMBUSTÓLEO, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	416.7	385.8	377.2	339.5	318.5	321.6	355.4	333.3	332.5	318.1	300.1	-3.2
Producción	396.5	368.0	350.8	325.2	301.5	288.7	316.2	322.3	307.5	273.4	268.8	-3.8
Cadereyta	44.2	25.3	21.2	19.6	8.5	11.5	8.7	16.2	11.2	9.9	13.0	-11.5
Madero	29.2	33.3	19.5	24.6	20.8	12.1	16.8	17.4	7.0	14.1	11.5	-8.9
Tula	79.3	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	-0.2
Salamanca	49.2	54.9	48.4	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	46.3	-0.6
Minatitlán*	84.5	75.4	75.5	66.6	63.7	62.9	67.2	64.6	65.4	33.4	19.5	-13.7
Salina Cruz	110.2	101.5	99.2	95.0	90.9	92.4	95.1	93.5	93.9	86.1	101.2	-0.9
Importación	20.2	17.7	26.4	14.3	17.0	32.9	39.2	11.0	25.0	44.6	31.3	4.5
Destino	418.4	380.0	383.9	336.9	327.3	314.8	363.4	335.7	331.9	308.1	310.3	-2.9
Demanda interna	397.0	377.3	383.1	301.3	293.8	255.8	242.2	213.4	231.0	238.4	215.2	-5.9
Sector transporte marítimo	1.6	1.4	1.5	1.2	1.2	1.0	0.7	0.8	0.7	0.2	0.0	-31.7
Sector eléctrico	291.1	268.5	278.4	213.7	210.0	183.1	178.5	160.0	179.1	199.9	178.4	-4.8
Generación pública de electricidad	280.6	256.2	267.5	205.2	201.7	178.0	173.1	155.9	176.1	196.5	175.6	-4.6
Autogeneración de energía eléctrica	10.6	12.2	10.9	8.5	8.4	5.1	5.4	4.1	3.0	3.4	2.8	-12.5
Sector industrial	61.9	62.6	60.7	48.8	45.6	35.5	29.8	24.1	20.8	14.3	10.9	-15.9
Sector petrolero	42.4	44.9	42.4	37.6	36.9	36.1	33.2	28.5	30.4	24.0	25.9	-4.8
Exportación	21.4	2.6	0.8	35.6	33.6	59.0	121.2	122.3	100.9	69.7	95.2	16.1
Variación de inventarios	-1.7	5.8	-6.6	2.6	-8.9	6.8	-8.0	-2.4	0.6	9.9	-10.2	n.a.

n.a. no aplica

* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 8 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2003-2013, REGIÓN NOROESTE

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	61.7	58.8	72.8	68.0	69.0	53.0	56.4	55.0	62.2	62.1	48.1	-2.5
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	17.2	5.2	7.0	3.7	3.5	11.4	14.7	5.0	11.1	14.7	10.0	-5.3
De otras regiones	44.4	53.6	65.7	64.3	65.5	41.6	41.8	50.0	51.0	47.4	38.1	-1.5
Destino	61.7	58.8	73.7	67.5	70.0	52.2	56.5	55.3	62.1	60.9	49.0	-2.3
Demanda interna	61.7	58.8	73.7	67.5	70.0	52.2	56.5	55.3	62.1	60.9	49.0	-2.3
Sector transporte	0.1	0.2	0.2	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector eléctrico	56.9	53.1	68.6	63.3	66.1	49.5	54.2	54.8	61.4	60.8	48.9	-1.5
Generación pública de electricidad	56.3	52.6	68.3	63.1	66.0	49.4	54.1	54.6	61.3	60.8	48.9	-1.4
Autogeneración de energía eléctrica	0.6	0.5	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-25.3
Sector industrial	4.6	5.5	4.9	4.1	3.9	2.8	2.3	0.6	0.7	0.1	0.1	-36.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-0.1	-0.1	-0.9	0.5	-1.0	0.8	-0.1	-0.3	0.1	1.2	-0.9	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 9 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2003-2013, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	80.0	66.5	58.2	56.6	41.3	31.6	40.4	44.1	31.1	34.3	34.5	-8.1
Producción	73.4	58.6	40.8	44.1	29.2	23.6	25.5	33.7	18.2	24.1	24.5	-10.4
Cadereyta	44.2	25.3	21.2	19.6	8.5	11.5	8.7	16.2	11.2	9.9	13.0	-11.5
Madero	29.2	33.3	19.5	24.6	20.8	12.1	16.8	17.4	7.0	14.1	11.5	-8.9
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	1.6	-	1.1	3.1	3.4	3.4	2.8	2.8	4.5	5.9	4.6	11.3
De otras regiones	5.0	7.9	16.4	9.4	8.7	4.6	12.1	7.6	8.4	4.3	5.4	0.7
Destino	80.0	65.2	58.8	56.6	42.3	31.1	41.2	44.5	30.7	33.4	34.8	-8.0
Demanda interna	65.3	59.3	57.3	38.8	29.4	23.2	23.5	18.1	15.9	21.6	21.6	-10.5
Sector transporte	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	-	-	n.a.
Sector eléctrico	46.0	41.4	43.5	28.0	22.6	17.3	17.8	14.6	12.9	17.6	15.9	-10.1
Generación pública de electricidad	44.3	40.5	42.7	27.5	21.6	17.0	17.4	14.3	12.4	17.0	15.6	-9.9
Autogeneración de energía eléctrica	1.7	0.9	0.9	0.5	1.0	0.3	0.4	0.3	0.5	0.6	0.3	-17.4
Sector industrial	10.9	9.8	6.8	5.5	2.8	1.8	1.6	0.4	0.1	1.3	1.7	-17.1
Sector petrolero	8.3	8.0	6.8	5.1	3.9	4.0	4.0	3.0	2.8	2.7	4.1	-6.9
Exportación	3.9	-	-	12.4	11.9	6.7	17.7	25.7	14.8	7.6	9.1	8.8
A otras regiones	10.8	5.9	1.5	5.3	1.1	1.3	0.0	0.6	-	4.2	4.1	-9.2
Variación de inventarios	0.0	1.3	-0.6	0.1	-1.0	0.5	-0.8	-0.3	0.4	0.9	-0.3	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 10 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2003-2013, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	104.0	90.2	80.9	55.8	57.1	70.0	60.8	61.2	65.0	55.5	58.9	-5.5
Producción	49.2	54.9	48.4	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	46.3	-0.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	49.2	54.9	48.4	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	46.3	-0.6
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	5.8	7.3	2.0	6.0	14.6	7.3	0.4	4.0	0.6	2.4	n.a.
De otras regiones	54.9	29.4	25.2	11.8	13.7	20.0	11.3	14.1	20.6	13.6	10.3	-15.4
Destino	104.2	89.3	82.1	55.4	58.5	67.9	61.8	61.4	65.8	56.3	62.4	-5.0
Demanda interna	104.2	89.3	82.0	54.5	56.5	64.8	50.0	40.7	44.1	39.1	46.7	-7.7
Sector transporte	0.7	0.6	0.8	0.6	0.6	0.6	0.3	0.6	0.2	0.0	0.0	-31.8
Sector eléctrico	78.1	63.1	56.6	34.0	38.5	47.4	35.0	24.5	31.6	33.8	37.6	-7.0
Generación pública de electricidad	74.6	58.8	51.3	29.8	35.3	45.1	32.7	22.7	30.6	32.2	36.3	-7.0
Autogeneración de energía eléctrica	3.5	4.4	5.3	4.2	3.2	2.2	2.4	1.7	1.0	1.6	1.3	-9.2
Sector industrial	19.4	18.8	19.4	15.2	12.7	12.3	10.5	12.3	8.9	2.1	5.5	-11.8
Sector petrolero	6.0	6.8	5.1	4.8	4.7	4.5	4.0	3.4	3.5	3.2	3.5	-5.3
Exportación	-	-	-	0.7	-	2.3	11.6	18.0	21.6	13.5	9.1	n.a.
A otras regiones	-	-	0.2	0.1	2.0	0.8	0.3	2.7	-	3.7	6.6	n.a.
Variación de inventarios	-0.2	0.9	-1.3	0.5	-1.4	2.2	-1.1	-0.2	-0.8	-0.8	-3.4	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 11 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2003-2013, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	79.8	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	-0.3
Producción	79.3	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	-0.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	79.3	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	77.5	-0.2
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	80.1	76.3	88.0	76.7	82.1	73.1	87.5	83.8	89.4	85.0	78.5	-0.2
Demanda interna	63.6	59.4	66.7	54.2	56.7	50.6	45.2	43.6	52.5	54.1	42.8	-3.9
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	36.2	26.1	32.4	25.4	28.7	27.2	25.9	26.4	33.2	37.0	32.9	-0.9
Generación pública de electricidad	35.5	25.5	32.0	25.1	28.4	27.0	25.6	26.2	33.1	36.9	32.8	-0.8
Autogeneración de energía eléctrica	0.7	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	-20.4
Sector industrial	16.5	21.0	22.5	17.6	16.2	12.2	9.5	8.2	9.2	10.3	3.5	-14.3
Sector petrolero	11.0	12.3	11.8	11.2	11.8	11.2	9.8	9.0	10.1	6.8	6.4	-5.2
Exportación	-	-	-	-	0.3	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	16.5	16.8	21.3	22.5	25.0	22.5	42.4	40.2	36.9	30.9	35.7	8.0
Variación de inventarios	-0.3	1.4	-1.1	0.8	-1.8	1.2	-1.3	0.0	0.3	3.6	-1.0	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 12 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2003-2013, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	196.0	183.6	185.8	167.1	158.7	158.8	176.8	160.8	164.6	143.7	140.0	-3.3
Producción	194.7	176.9	174.8	161.6	154.5	155.2	162.3	158.1	159.2	119.4	120.6	-4.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán*	84.5	75.4	75.5	66.6	63.7	62.9	67.2	64.6	65.4	33.4	19.5	-13.7
Salina Cruz	110.2	101.5	99.2	95.0	90.9	92.4	95.1	93.5	93.9	86.1	101.2	-0.9
Importación	1.4	6.7	11.0	5.5	4.2	3.6	14.4	2.7	5.4	23.5	14.3	26.6
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	0.8	5.1	n.a.
Destino	197.2	181.3	188.5	166.3	162.3	156.7	181.6	162.4	163.9	138.7	144.6	-3.1
Demanda interna	102.1	110.5	103.4	86.2	81.1	64.9	67.1	55.6	56.4	62.6	55.1	-6.0
Sector transporte	0.7	0.5	0.3	0.4	0.4	0.2	0.3	0.2	0.3	0.1	0.0	-29.5
Sector eléctrico	73.9	84.7	77.2	63.0	54.1	41.8	45.5	39.7	40.1	50.7	43.0	-5.3
Generación pública de electricidad	69.8	78.9	73.3	59.7	50.4	39.5	43.2	38.0	38.8	49.6	42.0	-5.0
Autogeneración de energía eléctrica	4.1	5.9	4.0	3.3	3.7	2.2	2.3	1.7	1.4	1.1	1.1	-12.4
Sector industrial	10.6	7.5	7.1	6.4	10.0	6.4	5.9	2.6	1.8	0.5	0.1	-35.1
Sector petrolero	17.0	17.8	18.8	16.4	16.5	16.5	15.4	13.1	14.1	11.4	11.9	-3.5
Exportación	17.5	2.6	0.8	22.5	21.4	50.1	91.9	78.6	64.4	48.7	77.0	16.0
A otras regiones	77.5	68.2	84.3	57.5	59.9	41.7	22.5	28.2	43.2	27.4	12.5	-16.7
Variación de inventarios	-1.1	2.3	-2.7	0.8	-3.6	2.1	-4.7	-1.6	0.7	5.0	-4.6	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 13 BALANCE NACIONAL DE COQUE DE PETRÓLEO, 2003-2013

(Miles de toneladas anuales)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	3,089.4	3,563.5	3,820.1	4,795.4	5,267.4	5,334.0	4,115.1	4,386.0	5,089.5	5,828.7	5,915.5	6.7
Producción	848.5	1,452.9	1,523.0	1,632.5	1,689.1	1,880.5	1,962.5	1,511.0	1,628.0	2,578.7	2,992.1	13.4
Cadereyta	397.8	813.3	754.1	811.8	984.8	975.0	1,069.1	817.2	849.8	966.6	926.7	8.8
Madero	450.6	639.5	768.9	820.7	704.3	905.5	893.3	693.8	772.9	766.9	945.5	7.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	845.2	1,119.9	n.a.
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	2,240.9	2,110.6	2,297.1	3,162.9	3,578.2	3,453.5	2,152.6	2,875.0	3,461.5	3,250.1	2,923.3	2.7
Destino	2,201.7	3,551.0	3,770.1	4,740.6	5,227.4	4,653.9	4,062.1	4,038.4	4,214.2	5,060.2	5,267.7	9.1
Demanda interna	2,201.4	3,551.0	3,623.2	4,623.1	5,183.9	4,603.9	3,968.6	3,989.8	4,212.2	4,358.5	4,565.9	7.6
Sector eléctrico	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	1,232.7	17.3
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	1,232.7	17.3
Sector industrial	1,950.9	2,719.1	2,728.7	3,598.9	4,165.8	3,621.7	2,991.8	2,785.1	3,044.8	3,149.6	3,333.3	5.5
Cemento hidráulico	1,567.7	2,405.7	2,285.0	2,998.5	3,472.3	2,963.4	2,807.1	2,624.5	2,850.4	2,854.0	3,005.4	6.7
Industria de metales básicos	183.0	168.3	116.4	189.5	191.3	189.1	109.6	60.8	67.0	77.8	77.3	-8.3
Química, hule y plásticos	105.3	46.9	195.2	310.8	401.9	372.0	32.7	52.4	46.1	55.5	64.9	-4.7
Maquinaria y aparatos eléctricos	63.5	19.2	62.5	67.0	50.2	54.9	7.5	40.0	53.0	56.3	47.2	-2.9
Vidrio	-	36.9	21.2	14.8	4.2	0.4	0.2	0.2	1.1	0.2	0.2	n.a.
Resto de la industria	31.5	42.1	48.3	18.3	45.8	42.1	34.6	7.1	27.3	105.7	138.3	16.0
Exportación	0.3	-	146.9	117.5	43.5	50.0	93.5	48.6	2.0	701.7	701.7	114.9
Variación de inventarios	887.7	12.5	50.0	54.8	40.0	680.2	52.9	347.6	875.3	768.5	647.8	-3.1

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO C. 14 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2003-2013, REGIÓN NOROESTE

(Miles de toneladas anuales)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	243.9	331.6	284.4	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	353.0	3.8
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	25.3	-	-	1.0	1.2	0.9	1.0	1.1	1.4	1.5	101.5	14.9
De otras regiones	218.7	331.6	284.4	382.8	396.5	263.8	214.5	164.7	209.0	261.9	251.5	1.4
Destino	243.9	331.6	284.4	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	353.0	3.8
Demanda interna	243.9	331.6	284.4	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	353.0	3.8
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	243.9	331.6	284.4	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	353.0	3.8
Cemento hidráulico	218.7	331.6	284.4	382.8	396.5	263.8	214.5	164.7	209.0	261.9	251.5	1.4
Industria de metales básicos	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	0.1	1.2	1.4	1.3	-	n.a.
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vidrio	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	-	n.a.
Resto de la industria	23.9	-	-	1.0	1.2	0.9	1.0	1.0	-	100.0	15.4	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	- 0.0	- 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	- 0.0	0.0	- 0.0	0.0	0.0	n.a.

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 15 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2003-2013, REGIÓN NORESTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	2,976.9	3,450.8	3,364.4	4,319.2	4,582.8	4,555.7	3,419.5	3,279.0	3,928.1	3,678.2	4,661.9	4.6
Producción	848.5	1,452.9	1,523.0	1,632.5	1,689.1	1,880.5	1,962.5	1,511.0	1,622.7	1,733.5	1,872.2	8.2
Cadereyta	397.8	813.3	754.1	811.8	984.8	975.0	1,069.1	817.2	849.8	966.6	926.7	8.8
Madero	450.6	639.5	768.9	820.7	704.3	905.5	893.3	693.8	772.9	766.9	945.5	7.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	2,128.5	1,997.9	1,841.5	2,686.7	2,893.7	2,675.2	1,457.1	1,768.0	2,305.4	1,944.8	2,789.7	2.7
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	2,640.6	3,490.2	3,474.3	4,333.1	4,627.1	4,559.5	3,446.7	3,280.2	3,158.1	3,153.7	4,240.8	4.9
Demanda interna	511.5	554.8	578.8	935.9	1,087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	420.9	-1.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	511.5	554.8	578.8	935.9	1,087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	420.9	-1.9
Cemento hidráulico	247.7	381.4	304.5	411.8	456.0	287.0	320.8	268.7	265.9	198.5	229.5	-0.8
Industria de metales básicos	91.8	54.0	35.7	116.6	133.1	187.4	107.4	58.7	64.7	76.7	75.7	-1.9
Química, hule y plásticos	105.3	46.8	115.0	310.6	401.8	372.0	32.7	52.4	44.8	54.1	63.6	-4.9
Maquinaria y aparatos eléctricos	63.5	19.2	62.5	67.0	50.2	54.9	7.5	40.0	53.0	56.3	47.2	-2.9
Vidrio	-	36.8	21.1	14.8	4.2	0.0	-	-	0.9	-	-	n.a.
Resto de la industria	3.2	16.6	39.9	15.3	42.3	39.1	32.9	3.3	7.3	23.8	4.9	4.5
Exportación	0.3	-	146.9	117.2	43.5	49.8	93.5	48.1	1.4	0.1	0.1	-10.6
A otras regiones	2,128.5	2,935.4	2,748.5	3,280.0	3,496.0	3,569.3	2,851.9	2,808.9	2,720.1	2,744.3	3,819.8	6.0
Variación de inventarios	336.3	-39.4	-109.8	-14.0	-44.2	-3.7	-27.2	-1.2	770.0	524.5	421.1	2.3

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO C. 16 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2003-2013, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	1,248.6	1,570.2	1,613.4	1,830.2	2,069.3	2,429.3	1,839.3	1,936.8	1,908.6	1,988.1	2,010.9	4.9
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	87.2	112.7	49.3	95.0	55.1	0.0	0.1	1.7	0.6	0.2	0.4	-42.2
De otras regiones	1,161.4	1,457.5	1,564.1	1,735.2	2,014.1	2,429.3	1,839.2	1,935.0	1,908.0	1,987.9	2,010.6	5.6
Destino	697.2	1,518.2	1,453.6	1,761.5	1,985.1	1,745.4	1,759.1	1,936.8	1,908.6	1,988.1	2,010.9	11.2
Demanda interna	697.2	1,518.2	1,453.6	1,761.3	1,985.1	1,745.4	1,759.1	1,936.8	1,908.6	1,988.1	2,010.9	11.2
Sector eléctrico	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	1,232.7	17.3
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	1,232.7	17.3
Sector industrial	446.7	686.4	559.0	737.1	967.0	763.3	782.3	732.0	741.2	779.1	778.2	5.7
Cemento hidráulico	359.5	573.7	509.7	667.7	911.9	763.2	782.3	730.3	740.6	778.9	777.8	8.0
Industria de metales básicos	87.2	112.6	49.3	69.4	55.1	-	0.1	0.5	0.6	0.2	0.4	-42.3
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maquinaria y aparatos eléctricos	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de la industria	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	-	0.1	10.1
Exportación	-	-	-	0.1	0.0	-	0.0	-	0.0	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	551.4	51.9	159.8	68.7	84.2	683.9	80.2	0.0	- 0.0	0.0	0.0	-97.2

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 17 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2003-2013, REGIÓN CENTRO
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	612.0	1,013.0	1,131.0	1,302.6	1,414.0	1,349.8	1,223.6	1,509.0	1,359.9	1,358.9	1,396.5	8.6
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	406.4	377.2	625.7	776.4	693.3	1,103.2	1,153.6	1,303.2	-	n.a.
De otras regiones	612.0	1,013.0	724.7	925.4	788.3	573.5	530.3	405.7	206.3	55.8	1,396.5	8.6
Destino	612.0	1,013.0	1,131.0	1,302.6	1,414.0	1,349.8	1,223.6	1,160.2	1,259.9	1,258.9	1,256.2	7.5
Demanda interna	612.0	1,013.0	1,131.0	1,302.6	1,414.0	1,349.7	1,204.1	1,159.7	1,256.6	1,252.0	1,256.2	7.5
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	612.0	1,013.0	1,131.0	1,302.6	1,414.0	1,349.7	1,204.1	1,159.7	1,256.6	1,252.0	1,256.2	7.5
Cemento hidráulico	605.0	985.8	1,010.9	1,299.6	1,411.0	1,346.6	1,202.2	1,157.4	1,235.3	1,169.4	1,222.4	7.3
Industria de metales básicos	2.7	1.6	31.4	0.7	0.7	0.7	1.0	0.6	1.2	0.6	0.5	-15.6
Química, hule y plásticos	0.0	0.1	80.2	0.2	0.1	-	-	0.0	-	-	0.0	-48.5
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	n.a.
Vidrio	-	0.1	0.1	-	-	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	n.a.
Resto de la industria	4.3	25.4	8.4	2.0	2.3	2.0	0.7	1.6	20.0	81.9	33.2	22.7
Exportación	-	-	-	0.0	-	0.2	-	0.5	0.5	0.4	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	19.5	-	2.8	6.5	-	n.a.
Variación de inventarios	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	348.8	100.0	100.0	140.3	n.a.

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO C. 18 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2003-2013, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	136.8	133.3	175.5	239.6	299.4	303.7	288.5	304.3	405.4	1,290.8	1,329.4	25.5
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	845.2	1,119.9	n.a.
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	845.2	1,119.9	n.a.
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	3.0	2.5	1.0	1.2	0.9	0.6	0.4	31.8	n.a.
De otras regiones	136.8	133.3	175.5	236.6	296.9	302.7	287.3	303.4	399.5	445.2	177.7	2.6
Destino	136.8	133.3	175.5	239.6	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	1,146.8	1,243.1	24.7
Demanda interna	136.8	133.3	175.5	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	525.0	14.4
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	136.8	133.3	175.5	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	525.0	14.4
Cemento hidráulico	136.8	133.3	175.5	236.6	296.9	302.7	287.3	303.4	399.5	445.2	524.3	14.4
Industria de metales básicos	-	-	-	2.8	2.4	1.0	1.2	0.9	0.6	0.4	0.7	n.a.
Química, hule y plásticos	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	0.0	n.a.
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de la industria	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Exportación	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	701.2	701.6	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.5	n.a.
Variación de inventarios	0.0	5.3	144.0	86.3	n.a.							

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 19 BALANCE NACIONAL DE DIESEL, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	317.1	328.3	343.0	369.4	386.8	411.5	384.7	397.5	409.5	432.5	420.5	2.9
Producción	307.8	324.7	318.2	328.1	334.0	343.5	337.0	289.5	273.8	299.6	313.4	0.2
Cadereyta	70.5	76.1	69.1	75.2	83.8	81.8	86.3	66.2	63.3	71.8	69.0	-0.2
Madero	35.3	37.7	42.9	45.9	43.1	48.1	43.4	34.6	29.1	31.1	33.5	-0.5
Tula	56.5	65.1	59.0	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	44.5	-2.4
Salamanca	36.0	41.4	42.1	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	44.4	2.1
Minatitlán	41.9	40.2	39.2	42.2	44.4	39.7	37.9	37.7	34.1	52.1	63.0	4.2
Salina Cruz	67.7	64.1	65.9	63.7	58.2	63.1	64.4	59.6	61.2	55.3	59.0	-1.4
Importación ¹	9.3	3.7	24.8	41.3	52.7	68.0	47.7	108.0	135.7	132.8	107.1	27.6
Destino	310.1	326.2	337.4	362.4	384.3	406.0	383.7	390.6	401.2	420.3	413.9	2.9
Demanda interna	307.1	318.5	336.5	359.8	375.5	399.5	378.9	390.2	401.2	420.3	413.9	3.0
Sector industrial	21.9	26.6	25.1	24.4	24.8	25.5	23.1	24.5	27.4	31.4	30.9	3.5
Sector petrolero	12.4	15.9	16.4	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	22.2	6.0
Sector transporte	254.8	269.0	288.1	312.7	329.1	349.7	327.3	338.6	346.8	355.0	346.9	3.1
Autotransporte	230.0	243.9	261.6	285.2	301.9	320.1	303.3	312.5	317.2	326.7	320.5	3.4
Transporte ferroviario	10.7	11.5	11.8	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	12.7	1.7
Transporte marítimo	14.1	13.5	14.7	14.8	14.6	17.8	12.8	13.5	16.1	15.6	13.7	-0.2
Sector eléctrico	18.0	7.1	6.9	7.8	4.5	6.8	8.6	8.0	9.5	14.1	13.9	-2.6
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	15.5	6.5	5.7	6.8	2.9	4.5	6.7	6.2	7.6	12.2	11.8	-2.7
Generación por particulares de electricidad	2.5	0.7	1.1	1.0	1.6	2.3	1.9	1.8	1.9	1.8	2.0	-2.0
Productores independientes de electricidad	0.8	0.2	0.3	0.0	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	-8.7
Autogeneración de energía eléctrica	1.7	0.4	0.9	0.9	1.3	1.7	1.8	1.8	1.8	1.5	1.7	0.1
Exportación	2.9	7.7	0.8	2.5	8.8	6.4	4.8	0.4	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	7.1	2.1	5.6	7.0	2.5	5.6	1.0	6.9	8.3	12.1	6.6	-0.7

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 20 BALANCE DE DIÉSEL 2003-2013, REGIÓN NOROESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	42.3	44.3	47.2	51.9	53.3	56.9	51.0	53.3	59.1	62.3	60.0	3.6
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	0.5	1.9	6.3	19.5	23.3	17.1	20.5	23.8	28.0	22.6	n.a.
De otras regiones	42.3	43.8	45.2	45.7	33.7	33.6	33.9	32.8	35.3	34.3	37.5	-1.2
Destino	41.8	44.2	46.7	51.4	53.0	56.5	50.9	52.6	58.3	61.0	59.2	3.5
Demanda interna	41.8	44.2	46.7	51.4	53.0	56.5	50.9	52.6	58.3	61.0	59.2	3.5
Sector industrial	3.2	3.7	3.7	3.8	4.1	3.9	3.2	4.0	4.6	5.8	6.0	6.6
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	35.2	37.9	41.3	44.6	46.9	50.3	44.9	45.8	48.9	50.6	50.0	3.6
Autotransporte	26.8	29.7	33.0	36.7	39.0	41.2	37.7	38.2	40.7	43.2	42.8	4.8
Transporte ferroviario	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.4	1.1	1.3	1.5	1.4	1.6	3.0
Transporte marítimo	7.3	7.0	7.1	6.7	6.8	7.7	6.2	6.3	6.7	6.0	5.6	-2.5
Sector eléctrico	3.5	2.7	1.7	3.0	1.9	2.3	2.8	2.8	4.7	4.6	3.2	-0.7
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	3.1	2.5	1.5	2.8	1.6	1.9	2.5	2.6	4.5	4.3	3.0	-0.2
Generación por particulares de electricidad	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	-4.7
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	-4.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	0.4	0.1	0.4	0.5	0.3	0.5	0.1	0.6	0.9	1.3	0.8	6.4

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 21 BALANCE DE DIÉSEL 2003-2013, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	105.7	114.2	113.6	126.5	140.0	151.5	140.7	131.7	127.6	131.8	135.6	2.5
Producción	105.7	113.8	112.0	121.1	126.9	129.9	129.7	100.8	92.4	102.9	102.5	-0.3
Cadereyta	70.5	76.1	69.1	75.2	83.8	81.8	86.3	66.2	63.3	71.8	69.0	-0.2
Madero	35.3	37.7	42.9	45.9	43.1	48.1	43.4	34.6	29.1	31.1	33.5	-0.5
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	0.0	1.6	5.4	13.1	21.7	11.0	30.9	35.2	28.8	33.0	n.a.
De otras regiones	0.0	0.3	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	103.8	113.6	112.0	124.6	139.3	150.0	140.5	129.8	125.4	128.6	133.8	2.6
Demanda interna	63.2	67.4	73.3	80.5	85.6	93.3	85.9	89.5	92.9	95.8	93.9	4.0
Sector industrial	5.5	7.0	7.1	6.5	6.2	6.4	6.7	7.2	8.4	10.0	10.2	6.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	55.2	59.4	65.1	73.5	78.9	86.5	78.6	81.7	83.6	84.4	81.6	4.0
Autotransporte	51.3	55.3	60.9	68.6	73.6	80.4	73.7	76.2	76.9	78.5	76.7	4.1
Transporte ferroviario	2.8	2.9	2.8	3.3	3.7	3.5	3.3	3.9	4.1	3.9	3.5	2.6
Transporte marítimo	1.2	1.2	1.5	1.5	1.5	2.6	1.5	1.7	2.6	1.9	1.4	1.3
Sector eléctrico	2.5	1.1	1.0	0.5	0.5	0.5	0.7	0.6	0.9	1.4	2.0	-2.3
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	1.7	1.0	0.8	0.4	0.3	0.1	-	0.1	0.1	0.9	1.1	-4.6
Generación por particulares de electricidad	0.8	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	0.9	1.2
Productores independientes de electricidad	0.2	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-13.7
Autogeneración de energía eléctrica	0.6	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	0.9	4.2
Exportación	2.2	5.8	0.2	2.1	7.6	6.3	2.4	0.4	-	-	-	n.a.
A otras regiones	38.4	40.4	38.6	42.1	46.1	50.3	52.2	39.9	32.5	32.8	40.0	0.4
Variación de inventarios	1.9	0.5	1.5	1.9	0.7	1.6	0.1	1.9	2.2	3.1	1.7	-1.1

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 22 BALANCE DE DIÉSEL 2003-2013, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	75.9	75.9	78.7	83.2	85.6	89.4	86.1	92.1	94.8	98.4	94.4	2.2
Producción	36.0	41.4	42.1	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	44.4	2.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	36.0	41.4	42.1	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	44.4	2.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	0.3	0.3	1.5	1.8	1.0	2.5	3.7	7.1	3.2	n.a.
De otras regiones	39.8	34.5	36.3	38.3	41.6	36.7	40.1	48.0	53.3	52.1	46.9	1.6
Destino	74.7	75.5	77.7	82.0	85.2	88.6	85.8	91.0	93.4	96.4	93.4	2.3
Demanda interna	74.7	74.0	77.7	82.0	85.2	88.6	85.8	91.0	93.4	96.4	93.4	2.3
Sector industrial	4.7	5.9	5.2	4.8	5.1	5.5	4.7	5.2	5.8	6.2	5.8	2.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	65.3	67.9	72.3	76.7	79.5	82.6	80.6	85.4	87.1	87.5	85.8	2.8
Autotransporte	60.7	62.5	66.1	69.9	73.2	76.0	75.0	79.1	80.3	81.5	80.8	2.9
Transporte ferroviario	3.8	4.5	4.9	5.6	5.0	4.8	4.3	4.8	4.9	4.3	4.3	1.2
Transporte marítimo	0.9	0.9	1.2	1.2	1.3	1.8	1.3	1.5	2.0	1.6	0.8	-1.6
Sector eléctrico	4.6	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.5	2.6	1.8	-9.0
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	4.0	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	2.3	1.6	-9.0
Generación por particulares de electricidad	0.6	0.1	0.2	0.2	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	-9.5
Productores independientes de electricidad	0.6	0.1	0.1	-	0.2	0.2	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	18.1
Exportación	-	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	1.2	0.4	0.9	1.2	0.4	0.8	0.2	1.1	1.3	2.0	1.0	-1.5

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 23 BALANCE DE DIÉSEL 2003-2013, REGIÓN CENTRO
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	63.0	67.3	67.7	71.7	74.1	76.8	72.9	75.4	75.7	77.3	74.3	1.6
Producción	56.5	65.1	59.0	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	44.5	-2.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	56.5	65.1	59.0	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	44.5	-2.4
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	6.6	2.2	8.7	15.0	11.9	17.0	12.8	25.7	27.5	27.3	29.8	16.3
Destino	61.6	66.8	66.7	70.4	73.6	75.8	72.8	74.4	74.5	75.6	73.4	1.8
Demanda interna	61.0	64.0	66.3	70.4	73.6	75.8	72.8	74.4	74.5	75.6	73.4	1.9
Sector industrial	6.3	6.8	6.0	6.2	6.2	6.2	5.3	4.7	4.9	5.2	4.6	-3.1
Sector petrolero	0.2	0.2	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.5	0.3	0.5	0.4	8.1
Sector transporte	54.4	57.0	59.7	63.4	66.9	69.0	66.7	68.7	69.0	69.7	68.3	2.3
Autotransporte	53.3	56.1	58.8	62.6	65.9	68.2	65.9	67.8	67.9	68.5	67.0	2.3
Transporte ferroviario	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.3	2.2
Transporte marítimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3	0.1	-3.1
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5.4
Generación por particulares de electricidad	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.3	0.1	-3.1
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.3	0.1	-3.1
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.6	2.8	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	1.4	0.4	1.0	1.3	0.5	0.9	0.1	1.1	1.2	1.7	0.9	- 4.9

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 24 BALANCE DE DIÉSEL 2003-2013, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	118.9	107.5	126.1	135.1	121.1	124.1	120.8	151.5	168.4	176.3	170.4	3.7
Producción	109.6	104.4	105.1	105.8	102.6	102.8	102.2	97.3	95.4	107.4	122.1	1.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	41.9	40.2	39.2	42.2	44.4	39.7	37.9	37.7	34.1	52.1	63.0	4.2
Salina Cruz	67.7	64.1	65.9	63.7	58.2	63.1	64.4	59.6	61.2	55.3	59.0	-1.4
Importación ¹	9.3	3.1	21.0	29.3	18.5	21.2	18.6	54.2	73.0	68.9	48.3	17.9
De otras regiones	0.0	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	116.8	106.9	124.4	133.0	120.5	122.3	120.4	149.3	165.7	172.4	168.2	3.7
Demanda interna	66.4	68.8	72.6	75.6	78.2	85.3	83.5	82.7	82.1	91.5	94.1	3.5
Sector industrial	2.1	3.3	3.1	3.1	3.3	3.5	3.2	3.3	3.7	4.2	4.2	7.0
Sector petrolero	12.3	15.7	16.1	14.6	17.0	17.3	19.6	18.7	17.3	19.3	21.8	5.9
Sector transporte	44.7	46.8	49.7	54.5	56.9	61.4	56.5	57.0	58.1	62.9	61.2	3.2
Autotransporte	38.0	40.3	42.8	47.4	50.1	54.3	51.0	51.2	51.4	54.9	53.2	3.4
Transporte ferroviario	2.0	2.0	1.9	1.7	1.7	1.4	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	0.0
Transporte marítimo	4.7	4.5	5.0	5.4	5.0	5.7	3.8	4.2	4.9	6.1	6.0	2.4
Sector eléctrico	7.3	3.1	3.6	3.4	1.1	3.0	4.2	3.7	2.9	5.2	6.8	-0.8
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	6.7	2.9	3.4	3.3	0.9	2.4	4.0	3.5	2.8	4.7	6.2	-0.8
Generación por particulares de electricidad	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.6	0.2	0.2	0.2	0.5	0.6	0.0
Productores independientes de electricidad	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	74.2
Autogeneración de energía eléctrica	0.6	0.1	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	-6.4
Exportación	0.7	0.4	0.7	0.5	1.2	0.1	2.4	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	49.7	37.6	51.1	56.9	41.1	37.0	34.5	66.6	83.7	80.8	74.2	4.1
Variación de inventarios	2.1	0.6	1.7	2.2	0.6	1.7	0.4	2.2	2.7	3.9	2.2	0.4

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 25 BALANCE NACIONAL DE GASOLINAS, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	585.9	639.7	671.2	716.2	753.7	776.7	784.4	783.1	793.4	810.9	783.3	2.9
Producción	444.9	466.0	439.5	442.4	443.8	436.7	455.3	404.8	388.8	416.4	425.1	-0.5
Cadereyta	84.8	81.1	73.2	81.9	82.2	82.6	85.2	68.6	65.0	72.8	75.7	-1.1
Madero	52.8	53.7	57.3	60.9	61.5	61.8	61.0	51.9	44.3	50.6	51.4	-0.3
Tula	91.7	111.8	103.8	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	80.3	-1.3
Salamanca	64.1	65.5	63.6	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	64.6	0.1
Minatitlán	50.6	57.2	45.5	42.0	41.7	43.1	46.1	41.0	39.0	57.1	56.4	1.1
Salina Cruz	100.8	96.8	96.0	96.9	94.5	95.5	94.8	90.9	91.9	85.8	96.6	-0.4
Importación ¹	141.1	173.7	231.8	273.8	309.8	340.0	329.1	378.3	404.7	394.5	358.3	9.8
Destino	603.5	637.7	672.7	719.1	761.3	792.8	794.0	802.3	800.0	804.4	788.2	2.7
Demanda interna	601.2	636.8	672.1	718.9	761.0	792.6	792.6	802.3	800.0	804.4	788.2	2.7
Sector transporte	600.5	636.1	671.5	718.3	760.3	792.0	791.9	801.6	799.1	803.2	786.9	2.7
Sector petrolero	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.9	1.2	1.3	5.8
Exportación	2.3	0.9	0.6	0.2	0.4	0.2	1.4	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-17.6	2.0	-1.4	-3.0	-7.7	-16.2	-9.6	-19.2	-6.6	6.5	-4.8	n.a.

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 26 BALANCE DE GASOLINAS 2003-2013, REGIÓN NOROESTE

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	71.6	79.0	85.4	91.9	97.8	102.3	99.2	99.1	101.0	103.3	98.4	3.2
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	0.1	2.3	10.6	17.8	34.1	53.7	38.4	34.9	39.8	41.5	25.7	68.1
De otras regiones	71.5	76.7	74.8	74.1	63.7	48.7	60.9	64.2	61.2	61.8	72.7	0.2
Destino	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	3.1
Demanda interna	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	3.1
Sector transporte	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	98.8	3.1
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-1.1	0.1	-0.2	-0.3	-0.5	-1.6	-0.8	-1.6	-0.6	0.7	-0.5	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

CUADRO C. 27 BALANCE DE GASOLINAS 2003-2013, REGIÓN NORESTE

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	146.6	151.0	162.5	179.5	189.9	202.9	211.9	200.5	181.8	191.4	191.2	2.7
Producción	137.6	134.8	130.5	142.8	143.7	144.4	146.2	120.5	109.3	123.3	127.1	-0.8
Cadereyta	84.8	81.1	73.2	81.9	82.2	82.6	85.2	68.6	65.0	72.8	75.7	-1.1
Madero	52.8	53.7	57.3	60.9	61.5	61.8	61.0	51.9	44.3	50.6	51.4	-0.3
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	9.0	16.3	32.0	36.7	46.2	58.5	65.7	80.0	72.6	68.1	64.1	21.7
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	150.5	150.6	162.9	180.3	191.7	206.8	214.3	204.9	183.3	190.5	192.6	2.5
Demanda interna	115.4	121.8	129.0	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	141.3	2.0
Sector transporte	115.4	121.8	129.0	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	141.3	2.0
Sector petrolero	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Exportación	1.3	-	-	-	-	-	1.1	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	33.7	28.9	33.9	40.9	44.4	53.2	61.8	56.8	41.0	48.8	51.3	4.3
Variación de inventarios	-3.9	0.4	-0.3	-0.8	-1.8	-3.9	-2.4	-4.4	-1.4	0.9	-1.4	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 28 BALANCE DE GASOLINAS 2003-2013, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	134.7	147.4	155.0	165.2	174.5	178.3	182.3	184.1	185.4	188.4	180.4	3.0
Producción	64.1	65.5	63.6	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	64.6	0.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	64.1	65.5	63.6	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	64.6	0.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	0.7	2.1	7.8	12.0	10.4	14.1	9.9	7.4	2.3	n.a.
De otras regiones	70.5	81.9	90.7	96.8	103.3	103.5	109.5	109.0	121.0	120.2	113.4	4.9
Destino	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	2.8
Demanda interna	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	2.8
Sector transporte	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	181.5	2.8
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-3.1	0.3	-0.3	-0.6	-1.3	-2.7	-1.6	-3.1	-1.1	0.9	-1.1	n.a.

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

CUADRO C. 29 BALANCE DE GASOLINAS 2003-2013, REGIÓN CENTRO

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	184.2	194.8	200.1	209.6	216.8	221.4	221.7	225.4	229.4	231.6	226.2	2.1
Producción	91.7	111.8	103.8	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	80.3	-1.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	91.7	111.8	103.8	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	80.3	-1.3
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	92.5	83.0	96.3	115.2	116.3	130.5	115.8	134.0	135.3	142.4	145.9	4.7
Destino	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.9	230.9	227.4	1.9
Demanda interna	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.9	230.9	227.4	1.9
Sector transporte	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.6	230.2	226.7	1.9
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.7	0.7	n.a.
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-4.2	0.4	-0.5	-0.8	-1.8	-3.5	-2.2	-3.9	-1.5	0.8	-1.3	n.a.

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 30 BALANCE DE GASOLINAS 2003-2013, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	283.3	309.1	329.9	356.0	357.9	354.5	355.4	381.1	413.3	420.5	419.2	4.0
Producción	151.4	154.0	141.5	138.9	136.2	138.6	140.8	132.0	130.8	143.0	153.0	0.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	50.6	57.2	45.5	42.0	41.7	43.1	46.1	41.0	39.0	57.1	56.4	1.1
Salina Cruz	100.8	96.8	96.0	96.9	94.5	95.5	94.8	90.9	91.9	85.8	96.6	-0.4
Importación ¹	131.9	155.1	188.4	217.1	221.6	215.9	214.6	249.1	282.5	277.6	266.2	7.3
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	288.5	308.3	330.1	356.5	360.1	358.9	357.9	387.2	415.2	417.3	419.8	3.8
Demanda interna	86.8	94.7	101.7	111.1	120.9	129.3	133.3	136.8	138.8	141.7	139.0	4.8
Sector transporte	86.1	94.0	101.0	110.5	120.3	128.6	132.6	136.2	138.1	141.2	138.5	4.9
Sector petrolero	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	-2.0
Exportación	1.0	0.9	0.6	0.2	0.4	0.2	0.3	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	200.8	212.7	227.8	245.2	238.8	229.5	224.3	250.4	276.5	275.6	280.8	3.4
Variación de inventarios	-5.2	0.9	-0.2	-0.5	-2.3	-4.5	-2.6	-6.1	-1.9	3.2	-0.6	n.a.

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

CUADRO C. 31 BALANCE NACIONAL DE TURBOSINA¹, 2003-2013
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	59.6	62.1	63.3	64.9	66.3	64.0	57.1	51.9	56.3	59.7	64.0	0.7
Producción	59.6	62.1	63.3	64.8	66.3	64.0	57.1	51.9	56.3	56.6	60.8	0.2
Cadereyta	4.6	5.1	4.5	4.8	9.8	6.8	5.2	2.9	3.6	4.7	3.5	-2.5
Madero	4.4	6.7	7.0	7.2	4.9	6.8	6.0	5.5	6.0	5.9	7.5	5.4
Tula	20.7	21.8	22.5	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	22.4	0.8
Salamanca	10.5	11.2	12.2	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	10.6	0.2
Minatitlán	3.2	2.5	2.8	1.2	0.3	0.2	0.1	-	0.0	2.1	0.1	-32.0
Salina Cruz	16.2	14.9	14.4	15.3	16.6	17.1	14.9	13.3	16.1	11.8	16.7	0.3
Importación ¹	-	-	-	0.1	-	-	-	0.1	-	3.1	3.2	n.a.
Destino	61.8	64.6	65.6	67.5	71.3	70.7	59.2	57.1	57.9	59.3	63.4	0.3
Demanda interna	54.2	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	62.2	1.4
Sector transporte	54.2	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	62.2	1.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	7.6	6.8	6.9	6.3	3.4	5.7	4.2	1.3	1.8	-	1.2	-16.8
Variación de inventarios	-2.3	-2.4	-2.3	-2.5	-5.0	-6.7	-2.1	-5.2	-1.6	0.4	0.6	n.a.

n.a. no aplica.

1 Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 32 BALANCE DE TURBOSINA 2003-2013, REGIÓN NOROESTE¹

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	7.1	7.1	7.3	7.3	7.3	6.0	5.9	6.2	6.4	6.5	7.1	0.0
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	n.a.
De otras regiones	7.1	7.1	7.3	7.3	7.3	6.0	5.9	6.2	6.4	6.5	7.1	0.0
Destino	7.3	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	-0.2
Demanda interna	7.2	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	-0.2
Sector transporte	7.2	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	7.1	-0.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.3	-0.1	-0.3	-0.1	0.0	0.0	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 33 BALANCE DE TURBOSINA REGIÓN NORESTE¹, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	9.3	11.9	11.5	12.1	14.7	13.6	11.2	8.3	9.6	10.7	11.3	2.0
Producción	9.0	11.8	11.5	12.1	14.7	13.6	11.2	8.3	9.6	10.6	11.0	2.0
Cadereyta	4.6	5.1	4.5	4.8	9.8	6.8	5.2	2.9	3.6	4.7	3.5	-2.5
Madero	4.4	6.7	7.0	7.2	4.9	6.8	6.0	5.5	6.0	5.9	7.5	5.4
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.3	n.a.
De otras regiones	0.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	9.6	12.2	11.7	12.4	15.6	14.6	11.5	8.8	9.8	10.7	11.2	1.6
Demanda interna	4.7	4.5	4.3	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.2	1.0
Sector transporte	4.7	4.5	4.3	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.2	1.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	1.5	0.7	1.2	0.4	0.4	0.6	0.2	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	3.4	7.0	6.2	7.4	5.7	7.3	6.1	4.4	4.5	4.5	6.0	5.8
Variación de inventarios	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3	-0.9	-1.0	-0.3	-0.5	-0.2	0.1	0.1	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 34 BALANCE DE TURBOSINA 2003-2013, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE¹
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	10.6	11.4	12.4	13.5	10.7	10.5	8.9	8.1	7.7	8.6	11.1	0.5
Producción	10.5	11.2	12.2	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	10.6	0.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	10.5	11.2	12.2	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	10.6	0.2
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.4	0.5	13.8
Destino	11.0	11.9	12.9	13.9	11.5	11.6	9.2	8.9	7.9	8.6	11.0	0.1
Demanda interna	10.3	11.2	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	0.4
Sector transporte	10.3	11.2	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	0.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.7	0.6	0.6	0.9	0.8	1.2	0.6	0.8	0.5	0.4	0.3	-7.6
Variación de inventarios	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.8	-1.1	-0.3	-0.8	-0.2	0.0	0.0	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 35 BALANCE DE TURBOSINA 2003-2013, REGIÓN CENTRO¹
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	21.2	21.9	22.8	23.4	24.2	22.9	22.2	22.6	23.6	24.7	23.4	1.0
Producción	20.7	21.8	22.5	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	22.4	0.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	20.7	21.8	22.5	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	22.4	0.8
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.4	0.1	0.3	0.5	-	0.3	0.0	0.4	0.6	0.8	1.0	8.7
Destino	21.8	22.7	23.6	24.2	25.9	25.2	23.1	24.8	24.2	24.5	23.2	0.6
Demanda interna	19.8	21.2	21.6	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	22.2	1.2
Sector transporte	19.8	21.2	21.6	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	22.2	1.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	2.0	1.5	1.9	1.8	2.4	2.8	1.5	2.4	1.3	1.0	1.0	-7.0
Variación de inventarios	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8	-1.7	-2.3	-0.8	-2.2	-0.6	0.2	0.2	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

CUADRO C. 36 BALANCE DE TURBOSINA 2003-2013, REGIÓN SUR-SURESTE¹
(Miles de barriles diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Origen	19.6	19.4	18.8	19.3	18.8	22.2	17.6	15.4	16.7	17.3	20.6	0.5
Producción	19.4	17.3	17.1	16.5	16.9	17.2	15.0	13.3	16.1	13.9	16.8	-1.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	3.2	2.5	2.8	1.2	0.3	0.2	0.1		0.0	2.1	0.1	-32.0
Salina Cruz	16.2	14.9	14.4	15.3	16.6	17.1	14.9	13.3	16.1	11.8	16.7	0.3
Importación ¹	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	2.9	3.0	n.a.
De otras regiones	0.3	2.1	1.6	2.6	1.9	5.0	2.6	2.1	0.6	0.5	0.9	13.0
Destino	20.5	20.1	19.5	20.1	20.1	24.2	18.1	16.8	17.2	17.2	20.4	0.0
Demanda interna	12.2	13.6	13.1	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	17.0	3.3
Sector transporte	12.2	13.6	13.1	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	17.0	3.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	6.1	6.1	5.7	5.9	3.0	5.2	4.0	1.3	1.8	-	1.2	-15.0
A otras regiones	2.1	0.4	0.7	0.7	0.5		0.6	1.1	1.3	2.4	2.2	0.6
Variación de inventarios	-0.8	-0.7	-0.7	-0.8	-1.4	-2.0	-0.5	-1.4	-0.5	0.1	0.2	n.a.

n.a. no aplica.

¹ Incluye maquila para el período histórico.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 37 DEMANDA ESTATAL DE COMBUSTÓLEO 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	3.0	1.4	2.1	2.0	1.1	0.7	0.6	0.5	0.3	0.1	0.1	-33.5
Baja California Sur	4.4	5.2	6.0	12.8	18.3	15.6	19.8	16.5	10.0	10.6	15.9	13.6
Campeche	5.4	5.6	7.8	6.3	5.8	6.3	5.1	5.1	5.4	5.0	4.7	-1.3
Coahuila	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	n.a.
Colima	12.7	11.6	13.3	10.7	9.7	8.2	8.6	6.7	6.1	6.5	6.8	-6.0
Chiapas	1.0	0.7	0.4	0.3	0.8	0.2	0.3	0.1	0.4	0.5	0.1	-18.7
Chihuahua	44.7	36.9	31.6	12.0	17.5	28.9	20.3	9.5	16.6	14.9	23.3	-6.3
Distrito Federal	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	0.0	n.a.
Durango	8.8	10.0	10.1	7.9	7.4	5.9	6.2	5.3	4.2	0.9	3.3	-9.5
Guanajuato	36.3	32.0	29.6	27.7	21.6	19.7	13.0	14.6	11.0	7.3	9.7	-12.3
Guerrero	0.1	8.6	1.0	-	-	3.7	4.5	-	-	-	-	n.a.
Hidalgo	62.9	58.8	66.2	53.9	56.4	50.4	44.9	43.4	52.4	54.0	42.8	-3.8
Jalisco	0.9	1.1	2.1	1.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.5	-7.0
México	-	-	-	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	-	0.0	n.a.
Michoacán	2.7	3.3	2.7	2.0	2.3	2.2	2.2	1.6	1.8	1.3	1.8	-3.8
Morelos	0.5	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	-19.3
Nayarit	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	n.a.
Nuevo León	16.1	9.5	6.8	7.9	4.5	4.4	4.4	2.7	2.3	3.5	4.9	-11.3
Oaxaca	15.1	14.7	15.6	16.5	16.1	14.5	12.7	11.7	11.7	10.2	11.2	-2.9
Puebla	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-28.9
Querétaro	0.0	0.1	0.3	0.6	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	15.5
Quintana Roo	0.4	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	-17.0
San Luis Potosí	18.8	15.1	14.6	10.3	13.7	12.9	13.2	14.3	14.4	15.1	11.1	-5.1
Sinaloa	26.4	26.0	38.8	25.2	26.9	21.5	21.3	22.2	28.8	27.2	21.4	-2.1
Sonora	27.8	26.1	26.8	27.5	23.7	14.4	14.9	16.1	23.1	23.0	11.7	-8.3
Tabasco	0.2	1.6	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	-39.1
Tamaulipas	26.6	27.5	26.6	12.1	7.0	4.6	4.0	3.3	3.0	10.3	6.5	-13.2
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	71.8	71.7	71.7	58.8	56.5	39.7	43.3	37.8	36.6	45.5	37.5	-6.3
Yucatán	9.1	8.0	6.7	4.4	2.5	0.6	1.2	0.8	2.4	1.9	1.6	-15.9
Zacatecas	0.7	0.8	1.0	0.5	0.6	0.4	0.6	0.2	0.1	0.0	0.1	-18.3
Total	397.0	377.3	383.1	301.3	293.8	255.8	242.2	213.4	231.0	238.4	215.2	-5.9

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 38 DEMANDA ESTATAL DE COQUE DE PETRÓLEO 2003-2013

(Miles de toneladas anuales)

Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Aguascalientes	-	-	-	25.5	-	-	108.3	93.4	115.4	143.3	150.1	n.a.
Baja California	37.5	71.6	53.9	66.3	63.3	58.8	54.1	45.6	48.3	37.5	33.1	-1.2
Baja California Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Campeche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coahuila	102.6	166.7	138.8	197.9	169.8	109.2	155.5	138.7	128.8	106.7	110.8	0.8
Colima	81.6	29.2	79.5	113.0	147.4	133.2	125.5	118.7	83.9	111.6	111.9	3.2
Chiapas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chihuahua	-	-	-	-	-	-	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	n.a.
Distrito Federal	-	-	-	-	-	-	-	-	18.0	75.5	30.5	n.a.
Durango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guanajuato	0.0	112.7	-	0.0	55.1	0.0	-	-	-	-	0.0	3.5
Guerrero	-	8.6	23.3	33.1	17.0	15.4	25.8	13.4	9.5	16.9	16.9	n.a.
Hidalgo	283.7	480.0	351.6	502.4	626.0	581.0	553.0	512.3	544.0	484.1	543.1	6.7
Jalisco	145.2	241.3	179.3	273.9	292.8	218.2	224.1	187.1	194.2	181.2	170.7	1.6
México	131.3	185.7	273.5	202.2	241.3	184.3	181.4	153.4	125.5	166.9	163.3	2.2
Michoacán	87.2	-	49.3	69.4	0.0	-	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	-53.2
Morelos	-	-	266.8	306.6	197.1	215.2	154.9	181.2	178.8	163.4	163.4	n.a.
Nayarit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo León	409.0	388.1	440.0	738.0	917.7	831.1	261.5	236.4	266.1	264.8	236.6	-5.3
Oaxaca	-	-	-	-	28.2	58.9	54.8	54.4	96.1	128.0	120.6	n.a.
Puebla	197.0	347.3	239.1	291.4	349.7	369.1	314.8	312.7	390.3	362.3	355.9	6.1
Querétaro	-	-	-	-	-	-	0.0	1.2	0.0	-	-	n.a.
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
San Luis Potosí	383.2	1,135.1	1,145.5	1,279.5	1,489.7	1,394.0	1,301.1	1,536.3	1,515.1	1,551.9	1,578.2	15.2
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonora	206.4	260.0	230.4	317.5	334.4	205.9	161.3	120.3	162.1	225.9	319.8	4.5
Tabasco	-	-	-	-	61.5	55.6	36.0	52.3	41.6	40.0	40.0	n.a.
Tamaulipas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.2	47.8	41.4	37.6	73.2	3,562.1
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	84.1	30.5	83.1	120.9	100.0	89.1	92.4	102.2	167.4	197.9	287.0	13.1
Yucatán	52.7	94.2	69.1	85.4	92.7	84.8	79.5	82.0	85.5	62.7	60.5	1.4
Zacatecas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2,201.4	3,551.0	3,623.2	4,623.1	5,183.9	4,603.9	3,968.6	3,989.8	4,212.2	4,358.5	4,565.9	7.6

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 39 DEMANDA ESTATAL DE DIESEL 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Aguascalientes	4.4	4.3	4.5	4.8	4.9	4.8	4.7	5.0	5.2	5.3	5.0	1.3
Baja California	9.7	10.9	12.8	14.6	15.3	16.3	13.0	13.5	14.3	14.9	14.3	3.9
Baja California Sur	5.2	5.3	4.2	5.3	5.0	5.5	5.3	5.3	7.5	7.9	5.8	1.0
Campeche	12.9	16.2	16.9	15.0	17.9	18.3	21.1	19.3	17.8	20.7	23.5	6.2
Coahuila	3.9	4.1	4.6	5.6	5.6	5.9	5.4	5.7	6.5	6.8	5.7	3.7
Colima	10.9	11.3	12.3	13.5	14.9	16.3	15.3	15.3	16.4	17.2	17.6	4.9
Chiapas	7.6	8.8	8.8	9.5	10.7	11.6	11.3	12.1	12.9	13.1	12.9	5.5
Chihuahua	3.7	4.2	4.7	5.1	6.7	7.4	7.8	13.2	14.1	13.6	10.2	10.7
Distrito Federal	23.1	24.2	25.0	26.8	27.3	27.1	26.4	25.2	25.2	26.8	26.0	1.2
Durango	9.7	10.6	11.2	12.5	13.3	13.5	13.3	14.9	14.2	14.5	14.4	3.9
Guanajuato	14.6	15.0	15.7	16.0	15.5	16.1	15.1	15.7	15.8	16.3	16.8	1.4
Guerrero	4.5	3.2	3.3	3.7	3.9	4.3	4.3	4.2	4.1	4.2	4.1	-0.7
Hidalgo	8.7	9.9	10.4	11.3	12.2	13.4	12.8	14.3	15.0	14.8	14.1	4.9
Jalisco	20.4	19.9	20.8	22.1	21.2	22.3	20.9	18.0	18.2	17.8	18.7	-0.9
México	14.8	15.0	15.2	16.0	16.7	17.6	16.6	16.9	17.4	17.0	16.5	1.1
Michoacán	8.0	8.5	8.8	9.4	10.5	11.2	10.9	11.3	11.8	11.9	12.5	4.5
Morelos	3.0	3.1	3.6	3.5	3.6	3.8	3.8	3.7	3.7	3.8	3.5	1.4
Nayarit	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	3.7
Nuevo León	17.8	18.0	20.6	23.7	23.7	26.9	25.1	25.7	25.1	27.5	26.7	4.1
Oaxaca	4.9	5.0	5.4	5.5	5.6	7.6	5.6	5.4	5.4	5.9	5.5	1.3
Puebla	11.4	11.9	12.0	12.9	13.7	13.8	13.3	14.1	13.3	13.3	13.4	1.6
Querétaro	11.0	10.2	10.9	11.5	11.7	11.4	11.5	12.5	12.7	15.0	14.0	2.4
Quintana Roo	1.6	0.7	1.4	0.3	0.2	0.5	1.1	0.2	0.2	0.7	1.1	-3.6
San Luis Potosí	6.8	7.4	7.7	8.6	9.8	10.6	9.9	10.5	10.9	11.4	11.2	5.1
Sinaloa	15.3	16.1	16.6	17.3	17.8	19.2	18.2	18.1	18.5	18.7	19.0	2.2
Sonora	11.5	12.0	13.1	14.1	14.8	15.4	14.3	15.7	18.0	19.6	20.1	5.7
Tabasco	7.4	7.5	7.5	8.3	8.4	9.3	9.0	8.0	7.5	8.4	8.1	0.9
Tamaulipas	17.2	18.8	20.3	21.3	23.1	25.0	20.8	21.6	24.3	23.5	22.3	2.7
Tlaxcala	-	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Veracruz	20.8	22.4	23.2	24.8	26.0	26.6	25.9	27.8	28.7	31.7	32.2	4.4
Yucatán	10.5	9.8	10.2	12.4	10.7	12.8	11.2	12.2	11.8	13.1	13.8	2.8
Zacatecas	4.8	3.3	3.5	3.3	3.7	3.5	3.8	3.6	3.4	3.8	3.6	-2.6
Total	307.1	318.5	336.5	359.8	375.5	399.5	378.9	390.2	401.2	420.3	413.9	3.0

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX, SCT, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 40 DEMANDA ESTATAL DE GASOLINAS 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Aguascalientes	9.4	9.9	10.4	11.1	11.9	11.6	12.3	12.1	12.1	12.5	12.1	2.5
Baja California	29.7	32.7	35.5	37.5	39.6	41.7	38.5	39.2	40.6	41.2	39.3	2.8
Baja California Sur	6.1	7.0	7.6	8.4	9.1	9.5	9.0	9.0	8.9	8.9	8.7	3.6
Campeche	3.2	3.6	3.9	4.0	4.5	4.6	5.0	5.0	4.9	5.1	5.1	4.7
Coahuila	11.7	12.2	13.2	14.5	15.5	16.4	16.3	17.3	16.4	16.2	16.3	3.4
Colima	5.7	6.1	6.5	7.0	12.3	14.7	14.5	21.5	21.0	21.3	17.9	12.1
Chiapas	10.3	11.1	11.9	13.5	15.1	16.5	16.9	18.6	19.7	20.1	18.9	6.2
Chihuahua	27.0	28.7	30.2	31.6	33.3	34.5	32.9	32.3	31.6	31.6	31.4	1.5
Distrito Federal	97.3	98.1	98.8	101.1	104.2	104.7	102.5	104.0	103.5	103.8	102.1	0.5
Durango	14.7	15.3	16.5	18.2	19.5	19.8	20.3	19.9	19.2	19.1	19.5	2.9
Guanajuato	25.1	26.2	27.5	28.9	31.4	32.7	33.2	34.4	34.0	34.1	34.1	3.1
Guerrero	9.7	10.7	11.4	11.9	12.8	13.7	14.0	14.0	13.5	13.5	13.0	3.0
Hidalgo	15.8	17.1	18.4	19.4	20.8	22.9	23.7	24.7	25.2	24.7	24.2	4.4
Jalisco	41.6	43.0	45.4	48.3	46.1	46.6	46.4	41.0	41.5	40.5	41.1	-0.1
México	39.4	41.2	44.0	47.4	49.0	51.4	51.8	52.5	54.1	54.2	54.0	3.2
Michoacán	21.2	23.2	24.5	26.5	27.4	28.9	29.8	29.8	29.5	29.0	27.9	2.8
Morelos	11.3	12.0	12.8	13.6	13.5	14.0	14.7	15.1	15.1	15.2	15.0	2.9
Nayarit	2.8	3.6	3.6	3.8	4.1	4.2	4.6	4.6	4.5	4.6	4.7	5.4
Nuevo León	33.9	35.7	39.2	43.7	46.0	47.7	46.9	46.3	44.7	44.8	44.9	2.9
Oaxaca	8.8	9.8	10.6	11.1	12.2	12.9	13.5	13.9	13.9	14.3	14.3	5.0
Puebla	24.6	26.0	26.8	28.9	31.1	31.8	31.2	33.1	33.0	33.0	32.1	2.7
Querétaro	13.7	14.7	15.7	17.1	18.3	18.2	18.6	19.1	19.4	21.0	20.9	4.3
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	11.5	13.0	13.8	15.2	15.9	16.4	16.6	16.6	16.2	16.3	15.9	3.3
Sinaloa	19.8	21.3	22.8	24.7	26.4	28.5	28.6	28.4	27.6	27.6	26.7	3.1
Sonora	17.2	18.0	19.7	21.6	23.1	24.3	24.0	24.1	24.4	24.8	24.1	3.4
Tabasco	12.8	13.6	13.8	15.0	15.5	16.9	17.3	17.3	18.0	18.4	18.2	3.6
Tamaulipas	28.1	29.9	29.8	31.4	33.0	35.1	35.1	32.3	30.3	30.0	29.2	0.4
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	26.9	29.6	31.6	34.8	38.1	40.3	42.5	43.5	43.5	44.7	44.4	5.1
Yucatán	15.0	16.4	18.5	20.7	22.7	24.3	23.9	24.6	25.2	25.6	25.1	5.3
Zacatecas	6.9	7.4	7.9	7.8	8.4	7.7	8.0	8.4	8.3	8.3	7.0	0.1
Total	601.2	636.8	672.1	718.9	761.0	792.6	792.6	802.3	800.0	804.4	788.2	2.7

Nota. La información está desagregada por punto de venta, no por lugar de consumo.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO C. 41 DEMANDA ESTATAL DE TURBOSINA, 2003-2013

(Miles de barriles diarios)

Estado	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	3.7	3.5	3.5	3.3	0.0	0.3	2.8	2.9	2.6	2.8	3.0	-2.0
Baja California Sur	1.5	1.8	2.0	2.0	2.3	1.9	1.8	2.0	2.0	2.1	2.1	3.3
Campeche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coahuila	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chiapas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chihuahua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrito Federal	17.7	19.1	19.5	20.2	19.6	18.2	19.8	19.6	20.8	22.1	20.7	1.5
Durango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guanajuato	8.1	10.1	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	10.7	2.8
Guerrero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	n.a.
Hidalgo	2.0	2.1	2.1	2.3	3.9	4.3	1.9	2.7	2.2	1.5	1.6	-2.5
Jalisco	2.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
México	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Michoacán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Morelos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nayarit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo León	4.6	4.3	4.0	4.4	9.5	6.3	5.0	3.0	3.4	4.9	3.4	-3.0
Oaxaca	3.2	1.7	1.9	2.3	5.8	5.6	5.0	5.4	8.0	5.3	8.1	9.7
Puebla	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querétaro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonora	2.0	2.0	1.9	2.1	5.3	4.1	1.5	1.7	1.9	1.7	2.0	-0.2
Tabasco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tamaulipas	0.1	0.3	0.3	0.3	0.0	0.4	0.2	1.4	1.8	1.3	1.8	37.4
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	3.1	3.7	3.0	2.4	2.9	4.2	1.8	2.9	1.4	3.6	1.8	-5.1
Yucatán	6.0	8.2	8.2	8.8	8.1	9.2	6.7	6.1	4.8	6.0	7.0	1.6
Zacatecas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	54.2	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	62.2	1.4

Nota. La información está desagregada por punto de venta, no por lugar de consumo.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Anexo D. Balances nacionales prospectivos y estadísticas complementarias de petróleo y petrolíferos, 2013-2028

CUADRO D. 1 BALANCE NACIONAL DE PETROLÍFEROS, 2013-2028
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	1,540.2	1,461.4	1,466.7	1,526.4	1,560.4	1,632.2	1,686.1	1,739.3	1,801.1	1,873.4	1,909.0	1,871.5	1,937.3	1,908.2	1,963.9	2,007.4	1.8
Producción	1,057.3	992.8	978.3	1,195.0	1,206.2	1,239.9	1,233.5	1,245.4	1,253.4	1,254.3	1,276.8	1,289.0	1,288.5	1,279.3	1,279.1	1,278.2	1.3
Cadereyta	162.5	152.9	145.2	195.4	208.4	209.1	208.9	200.5	209.6	209.6	209.2	209.3	209.3	209.3	209.6	208.7	1.7
Madero	109.3	105.9	100.0	142.7	139.9	150.5	151.9	148.2	147.6	148.3	148.4	148.4	148.1	148.5	147.8	147.7	2.0
Tula	216.2	189.7	185.5	262.3	261.1	263.4	256.6	262.3	261.3	261.5	260.9	273.3	273.2	273.2	273.6	273.4	1.6
Salamanca	158.0	149.1	144.2	147.8	149.0	151.0	151.6	153.4	155.4	162.5	184.5	184.8	184.5	184.5	184.5	184.5	1.0
Minatitlán	146.9	147.9	146.3	181.3	182.0	200.4	196.0	212.7	211.1	204.0	205.7	205.2	205.2	205.2	205.2	205.1	2.3
Salina Cruz	264.3	247.4	257.2	265.5	265.8	265.7	268.5	268.5	268.5	268.5	268.0	268.0	268.0	258.7	258.5	258.8	-0.1
Importación	483.0	468.6	488.4	331.4	354.2	392.3	452.7	493.9	547.7	619.0	632.2	582.5	648.8	628.9	684.8	729.2	2.8
Destino	1,538.8	1,461.4	1,466.7	1,526.4	1,560.4	1,632.2	1,686.1	1,739.3	1,801.1	1,873.4	1,909.0	1,871.5	1,937.3	1,908.2	1,963.9	2,007.4	1.8
Demanda interna	1,424.8	1,382.8	1,349.0	1,346.8	1,367.4	1,410.9	1,454.8	1,490.9	1,547.2	1,620.1	1,697.6	1,747.3	1,812.9	1,876.2	1,925.6	1,961.2	2.2
Sector transporte	1,058.9	1,061.7	1,071.3	1,097.4	1,142.0	1,192.5	1,248.1	1,293.1	1,356.0	1,425.3	1,499.9	1,552.2	1,616.9	1,678.1	1,733.4	1,774.8	3.5
Sector eléctrico	224.0	185.8	146.7	129.3	103.9	94.7	82.4	73.3	63.8	64.6	64.3	60.3	57.5	57.6	48.3	39.2	-11.0
Generación pública de electricidad	201.2	160.8	122.5	105.8	81.0	72.4	60.8	52.4	42.8	43.7	43.6	39.6	36.7	37.0	27.6	18.6	-14.7
Generación por particulares de electricidad	22.8	25.0	24.2	23.5	22.9	22.3	21.6	20.9	21.0	20.8	20.8	20.7	20.8	20.7	20.7	20.6	-0.7
Productores independientes de electricidad	0.3	2.4	2.2	2.2	2.1	2.1	2.1	2.0	2.1	1.9	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	11.7
Autogeneración de energía eléctrica	22.5	22.6	22.0	21.3	20.8	20.2	19.5	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	-1.2
Sector industrial	90.7	88.2	90.5	90.9	92.3	94.5	95.1	95.3	98.2	101.0	104.2	107.2	110.9	114.4	117.9	121.2	1.9
Sector petrolero	51.2	47.1	40.4	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	27.6	27.6	26.0	26.0	26.0	-4.4
Exportación	113.9	78.7	117.8	179.6	193.0	221.3	231.3	248.4	253.9	253.2	211.4	124.2	124.4	32.1	38.3	46.1	-5.8
Variación de inventarios	1.5	-	n.a.														

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 2 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2013-2028, REGIÓN NOROESTE
(Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	205.3	192.9	188.7	189.0	186.6	183.8	179.5	181.0	189.6	200.5	212.5	218.8	226.6	232.9	239.3	241.9	1.1
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	56.0	5.6	7.9	8.0	8.2	8.5	8.7	8.9	9.2	9.6	10.0	10.2	10.7	11.1	11.6	12.0	-9.8
De otras regiones	149.3	187.3	180.8	181.0	178.4	175.3	170.8	172.1	180.4	190.9	202.6	208.5	215.9	221.8	227.7	229.9	2.9
Destino	205.8	192.9	188.7	189.0	186.6	183.8	179.5	181.0	189.6	200.5	212.5	218.8	226.6	232.9	239.3	241.9	1.1
Demanda interna	205.8	192.9	188.7	189.0	186.6	183.8	179.5	181.0	189.6	200.5	212.5	218.8	226.6	232.9	239.3	241.9	1.1
Sector transporte	138.7	139.0	141.3	143.7	148.6	154.0	159.4	163.2	171.7	181.9	192.7	198.0	205.5	211.9	217.0	219.5	3.1
Sector eléctrico	56.0	42.4	33.7	31.6	24.0	15.5	5.6	3.0	2.6	2.9	3.5	4.0	3.7	3.0	3.6	3.1	-17.5
Generación pública de electricidad	55.7	42.1	33.4	31.3	23.7	15.3	5.4	2.8	2.4	2.6	3.2	3.8	3.5	2.8	3.4	2.9	-17.9
Generación por particulares de electricidad	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.8
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.8
Sector industrial	11.2	11.5	13.7	13.8	13.9	14.3	14.5	14.8	15.3	15.8	16.3	16.8	17.4	18.0	18.7	19.2	3.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-0.5	-	n.a.														

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 3 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2013-2028, REGION NORESTE
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	409.2	289.4	288.0	351.2	364.5	375.8	378.7	366.0	380.4	391.4	391.5	388.1	396.2	403.2	411.5	415.0	0.1
Producción	271.8	258.8	245.2	338.2	348.3	359.6	360.8	348.7	357.2	357.9	357.6	357.8	357.5	357.8	357.4	356.4	1.8
Cadereyta	162.5	152.9	145.2	195.4	208.4	209.1	208.9	200.5	209.6	209.6	209.2	209.3	209.3	209.3	209.6	208.7	1.7
Madero	109.3	105.9	100.0	142.7	139.9	150.5	151.9	148.2	147.6	148.3	148.4	148.4	148.1	148.5	147.8	147.7	2.0
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	131.6	21.5	25.0	13.1	10.6	12.7	14.0	14.4	15.9	17.8	8.7	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	5.8	9.1	17.8	-	5.7	3.5	3.9	2.9	7.3	15.7	25.2	30.3	38.7	45.5	54.1	58.6	16.6
Destino	402.8	289.4	288.0	351.2	364.5	375.8	378.7	366.0	380.4	391.4	391.5	388.1	396.2	403.2	411.5	415.0	0.2
Demanda interna	245.3	240.0	239.2	242.5	251.0	261.3	271.2	277.2	285.3	299.3	314.6	321.3	335.0	350.6	365.8	378.0	2.9
Sector transporte	203.7	200.1	200.0	205.5	213.7	223.2	233.9	242.2	254.4	267.5	281.8	292.1	306.6	321.2	335.6	347.1	3.6
Sector eléctrico	19.1	19.5	19.0	18.0	17.0	17.1	15.9	13.1	8.2	8.5	8.8	4.4	2.8	2.9	2.9	2.9	-11.9
Generación pública de electricidad	17.9	18.1	17.7	16.7	15.9	16.1	15.0	12.3	7.5	7.8	8.1	3.7	2.1	2.3	2.3	2.2	-13.1
Generación por particulares de electricidad	1.2	1.5	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-3.8
Productores independientes de electricidad	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	5.7
Autogeneración de energía eléctrica	1.1	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-4.8
Sector industrial	18.1	16.6	16.9	17.4	18.6	19.4	19.9	20.3	21.0	21.7	22.4	23.2	24.0	24.8	25.7	26.5	2.6
Sector petrolero	4.4	3.9	3.2	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-6.4
Exportación	9.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	147.7	49.4	48.8	108.7	113.6	114.5	107.5	88.8	95.1	92.1	76.9	66.8	61.2	52.6	45.7	37.0	-8.8
Variación de inventarios	6.4	-	n.a.														

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 4 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2013-2028, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	347.1	324.6	324.8	327.4	340.1	355.2	371.9	390.5	407.1	425.0	401.8	416.0	433.0	449.1	463.5	474.6	2.1
Producción	158.0	149.1	144.2	147.8	149.0	151.0	151.6	153.4	155.4	162.5	184.5	184.8	184.5	184.5	184.5	184.5	1.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	158.0	149.1	144.2	147.8	149.0	151.0	151.6	153.4	155.4	162.5	184.5	184.8	184.5	184.5	184.5	184.5	1.0
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	7.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	181.4	175.5	180.5	179.7	191.1	204.2	220.3	237.1	251.8	262.5	217.3	231.2	248.5	264.5	279.0	290.1	3.2
Destino	350.7	324.6	324.8	327.4	340.1	355.2	371.9	390.5	407.1	425.0	401.8	416.0	433.0	449.1	463.5	474.6	2.0
Demanda interna	333.5	320.5	319.6	313.5	310.4	321.3	335.7	347.9	364.5	382.4	401.8	416.0	433.0	449.1	463.5	474.6	2.4
Sector transporte	246.5	243.6	247.8	254.9	266.9	280.6	295.5	308.0	323.9	341.3	360.2	373.7	389.9	405.3	419.0	429.4	3.8
Sector eléctrico	60.2	51.9	47.8	36.0	21.0	18.6	18.3	18.0	18.1	17.9	17.7	17.6	17.7	17.7	17.7	17.6	-7.8
Generación pública de electricidad	40.7	32.6	28.7	17.2	2.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-63.1
Generación por particulares de electricidad	19.4	19.3	19.1	18.7	18.5	18.2	18.0	17.6	17.7	17.7	17.6	17.7	17.7	17.7	17.7	17.6	-0.6
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	19.4	19.3	19.1	18.7	18.5	18.2	18.0	17.6	17.7	17.7	17.7	17.6	17.7	17.7	17.7	17.6	-0.6
Sector industrial	23.0	21.8	21.4	21.1	20.9	20.5	20.4	20.3	21.0	21.6	22.3	23.0	23.8	24.5	25.2	25.9	0.8
Sector petrolero	3.8	3.1	2.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-5.5
Exportación	9.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	7.4	4.1	5.2	13.9	29.7	33.8	36.1	42.6	42.6	42.6	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-3.6	-	n.a.														

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 5 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2013-2028, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	388.0	402.3	402.5	422.8	434.0	450.6	464.4	478.2	492.7	509.3	526.8	440.5	454.9	468.0	479.3	488.1	1.5
Producción	216.2	189.7	185.5	262.3	261.1	263.4	256.6	262.3	261.3	261.5	260.9	273.3	273.2	273.2	273.6	273.4	1.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	216.2	189.7	185.5	262.3	261.1	263.4	256.6	262.3	261.3	261.5	260.9	273.3	273.2	273.2	273.6	273.4	1.6
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	171.8	212.6	217.0	160.5	172.9	187.2	207.8	216.0	231.5	247.9	265.9	167.2	181.6	194.7	205.7	214.7	1.5
Destino	387.0	402.3	402.5	422.8	434.0	450.6	464.4	478.2	492.7	509.3	526.8	440.5	454.9	468.0	479.3	488.1	1.6
Demanda interna	347.6	343.2	322.5	325.6	337.3	351.7	366.1	378.4	394.1	410.6	428.1	440.5	454.9	468.0	479.3	488.1	2.3
Sector transporte	277.6	285.4	289.3	297.0	308.4	321.4	335.8	348.5	363.5	379.4	396.1	409.3	422.7	434.9	445.5	453.6	3.3
Sector eléctrico	35.6	23.9	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-27.3
Generación pública de electricidad	35.4	23.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Generación por particulares de electricidad	0.2	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	4.1
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.2	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	4.1
Sector industrial	26.5	25.9	26.2	26.4	26.7	28.1	28.1	27.6	28.4	29.0	29.8	30.6	31.6	32.4	33.2	33.9	1.7
Sector petrolero	7.9	8.1	6.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-19.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	39.4	59.0	80.0	97.2	96.7	99.0	98.3	99.9	98.7	98.7	98.7	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Variación de inventarios	0.9	-	n.a.														

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 6 BALANCE DE PETROLÍFEROS 2013-2028, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	707.8	859.7	910.3	842.8	882.1	954.5	1,020.2	1,089.2	1,142.6	1,205.3	1,186.1	1,048.8	1,116.2	1,086.7	1,140.3	1,185.8	3.5
Producción	411.2	395.3	403.4	446.8	447.8	466.0	464.5	481.1	479.6	472.5	473.8	473.2	473.2	463.8	463.6	463.9	0.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	146.9	147.9	146.3	181.3	182.0	200.4	196.0	212.7	211.1	204.0	205.7	205.2	205.2	205.2	205.2	205.1	2.3
Salina Cruz	264.3	247.4	257.2	265.5	265.8	265.7	268.5	268.5	268.5	268.0	268.0	268.0	268.0	258.7	258.5	258.8	-0.1
Importación	287.6	441.5	455.5	310.3	335.4	371.0	429.9	470.6	522.5	591.7	613.6	572.3	638.1	617.8	673.2	717.2	6.3
De otras regiones	8.9	22.9	51.3	85.7	98.9	117.5	125.8	137.5	140.5	141.2	98.8	3.3	4.8	5.0	3.5	4.7	-4.2
Destino	709.6	859.7	910.3	842.8	882.1	954.5	1,020.2	1,089.2	1,142.6	1,205.3	1,186.1	1,048.8	1,116.2	1,086.7	1,140.3	1,185.8	3.5
Demanda interna	292.6	286.1	278.9	276.1	282.1	292.8	302.3	306.4	313.6	327.3	340.5	350.8	363.5	375.6	377.7	378.6	1.7
Sector transporte	192.3	193.6	192.9	196.4	204.2	213.3	223.7	231.2	242.4	255.4	269.0	279.0	292.2	304.8	316.3	325.2	3.6
Sector eléctrico	53.2	48.1	45.8	43.4	41.5	43.1	42.3	38.9	34.6	35.0	34.1	34.0	33.0	33.7	23.7	15.3	-8.0
Generación pública de electricidad	51.4	44.5	42.6	40.5	38.9	40.7	40.1	36.9	32.6	33.1	32.2	32.1	31.2	32.0	22.0	13.5	-8.5
Generación por particulares de electríc	1.7	3.6	3.2	2.9	2.7	2.5	2.2	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.8	0.1
Productores independientes de electr	0.3	2.2	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.9	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	12.6
Autogeneración de energía eléctrica	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-13.7
Sector industrial	11.9	12.4	12.3	12.2	12.3	12.3	12.3	12.2	12.5	12.9	13.3	13.7	14.2	14.7	15.2	15.7	1.8
Sector petrolero	35.1	32.0	28.0	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	22.4	22.4	22.4	-2.9
Exportación	94.3	78.7	117.8	179.6	193.0	221.3	231.3	248.4	253.9	253.2	211.4	124.2	124.4	32.1	38.3	46.1	-4.7
A otras regiones	322.6	494.9	513.5	387.1	407.0	440.5	486.6	534.4	575.1	624.8	634.2	573.8	628.3	679.0	724.3	761.0	5.9
Variación de inventarios	-1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 7 BALANCE NACIONAL DE GASOLINAS, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	783.3	776.4	773.0	781.3	808.5	841.0	880.0	909.8	959.9	1,017.7	1,080.1	1,120.0	1,170.1	1,215.1	1,254.0	1,279.4	3.3
Producción	425.1	442.8	436.7	508.9	517.4	513.1	508.9	521.3	515.4	514.9	549.1	603.5	603.4	650.7	650.1	650.5	2.9
Cadereyta	75.7	74.1	68.4	86.2	91.3	86.5	88.4	93.6	87.3	87.1	86.2	86.6	87.2	89.7	89.0	90.0	1.2
Madero	51.4	48.4	48.8	71.7	72.2	69.5	70.3	68.9	69.1	68.8	68.7	68.8	68.2	68.7	68.9	68.3	1.9
Tula	80.3	91.8	91.4	105.6	105.2	105.6	101.3	104.4	104.4	104.4	104.2	158.4	158.5	158.8	158.5	158.4	4.6
Salamanca	64.6	66.5	64.3	62.9	63.1	64.2	62.9	59.6	62.0	70.6	104.6	104.9	104.6	104.6	104.6	104.6	3.3
Minatitlán	56.4	70.7	68.1	91.0	93.7	95.5	94.5	103.6	101.3	92.7	94.8	94.1	94.2	94.1	94.2	94.2	3.5
Salina Cruz	96.6	91.3	95.6	91.6	92.0	91.9	91.5	91.3	91.3	91.3	90.7	90.7	90.7	134.9	134.9	135.0	2.3
Importación	358.3	333.6	336.3	272.4	291.1	327.8	371.1	388.5	444.5	502.9	531.0	516.5	566.7	564.4	604.0	629.0	3.8
Destino	788.2	776.4	773.0	781.3	808.5	841.0	880.0	909.8	959.9	1,017.7	1,080.1	1,120.0	1,170.1	1,215.1	1,254.0	1,279.4	3.3
Demanda interna	788.2	776.4	773.0	781.3	808.5	841.0	880.0	909.8	959.9	1,017.7	1,080.1	1,120.0	1,170.1	1,215.1	1,254.0	1,279.4	3.3
Sector transporte	786.9	775.0	772.0	780.3	807.5	839.9	879.0	908.8	958.8	1,016.7	1,079.1	1,119.0	1,169.1	1,214.1	1,253.0	1,278.4	3.3
Sector petrolero	1.3	1.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-1.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-4.8	-	-	-	-	-	-	-	n.a.								

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 8 BALANCE DE GASOLINAS 2013-2028, REGIÓN NOROESTE

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	98.4	94.8	95.7	96.5	100.5	104.9	110.4	113.8	121.8	131.7	142.3	147.5	154.3	159.9	164.3	165.6	3.5
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	25.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	72.7	94.8	95.7	96.5	100.5	104.9	110.4	113.8	121.8	131.7	142.3	147.5	154.3	159.9	164.3	165.6	5.6
Destino	98.8	94.8	95.7	96.5	100.5	104.9	110.4	113.8	121.8	131.7	142.3	147.5	154.3	159.9	164.3	165.6	3.5
Demanda interna	98.8	94.8	95.7	96.5	100.5	104.9	110.4	113.8	121.8	131.7	142.3	147.5	154.3	159.9	164.3	165.6	3.5
Sector transporte	98.8	94.8	95.7	96.5	100.5	104.9	110.4	113.8	121.8	131.7	142.3	147.5	154.3	159.9	164.3	165.6	3.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 9 BALANCE DE GASOLINAS 2013-2028, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	191.2	133.4	132.4	157.9	163.5	156.0	158.6	162.5	165.2	174.8	185.3	192.0	202.2	212.2	221.8	229.0	1.2
Producción	127.1	122.5	117.2	157.9	163.5	156.0	158.6	162.5	156.4	155.8	154.9	155.4	155.4	158.4	157.9	158.3	1.5
Cadereyta	75.7	74.1	68.4	86.2	91.3	86.5	88.4	93.6	87.3	87.1	86.2	86.6	87.2	89.7	89.0	90.0	1.2
Madero	51.4	48.4	48.8	71.7	72.2	69.5	70.3	68.9	69.1	68.8	68.7	68.8	68.2	68.7	68.9	68.3	1.9
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	64.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	11.0	15.2	-	-	-	-	-	8.8	18.9	30.4	36.6	46.8	53.8	63.9	70.7	n.a.
Destino	192.6	133.4	132.4	157.9	163.5	156.0	158.6	162.5	165.2	174.8	185.3	192.0	202.2	212.2	221.8	229.0	1.2
Demanda interna	141.3	133.4	132.4	134.6	139.3	144.9	151.5	156.5	165.2	174.8	185.3	192.0	202.2	212.2	221.8	229.0	3.3
Sector transporte	141.3	133.4	132.4	134.6	139.3	144.9	151.5	156.5	165.2	174.8	185.3	192.0	202.2	212.2	221.8	229.0	3.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	51.3	-	-	23.3	24.1	11.0	7.1	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-1.4	-	n.a.														

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 10 BALANCE DE GASOLINAS 2013-2028, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	180.4	174.7	172.5	174.2	180.3	187.8	197.0	204.5	216.8	231.0	246.5	256.6	268.8	279.7	288.8	294.9	3.3
Producción	64.6	66.5	64.3	62.9	63.1	64.2	62.9	59.6	62.0	70.6	104.6	104.9	104.6	104.6	104.6	104.6	3.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	64.6	66.5	64.3	62.9	63.1	64.2	62.9	59.6	62.0	70.6	104.6	104.9	104.6	104.6	104.6	104.6	3.3
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	113.4	108.3	108.2	111.3	117.2	123.6	134.1	144.9	154.8	160.4	141.9	151.7	164.2	175.1	184.2	190.3	3.5
Destino	181.5	174.7	172.5	174.2	180.3	187.8	197.0	204.5	216.8	231.0	246.5	256.6	268.8	279.7	288.8	294.9	3.3
Demanda interna	181.5	174.7	172.5	174.2	180.3	187.8	197.0	204.5	216.8	231.0	246.5	256.6	268.8	279.7	288.8	294.9	3.3
Sector transporte	181.5	174.7	172.5	174.2	180.3	187.8	197.0	204.5	216.8	231.0	246.5	256.6	268.8	279.7	288.8	294.9	3.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-1.1	-	n.a.														

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 11 BALANCE DE GASOLINAS 2013-2028, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	226.2	230.5	232.1	235.9	243.1	251.7	261.7	270.3	282.2	295.4	309.3	319.1	328.8	336.8	343.0	346.4	2.9
Producción	80.3	91.8	91.4	105.6	105.2	105.6	101.3	104.4	104.4	104.4	104.2	158.4	158.5	158.8	158.5	158.4	4.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	80.3	91.8	91.4	105.6	105.2	105.6	101.3	104.4	104.4	104.2	158.4	158.5	158.8	158.5	158.4	4.6	
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	145.9	138.6	140.7	130.2	137.9	146.1	160.3	165.8	177.8	191.0	205.1	160.7	170.3	178.1	184.5	188.0	1.7
Destino	227.4	230.5	232.1	235.9	243.1	251.7	261.7	270.3	282.2	295.4	309.3	319.1	328.8	336.8	343.0	346.4	2.8
Demanda interna	227.4	230.5	232.1	235.9	243.1	251.7	261.7	270.3	282.2	295.4	309.3	319.1	328.8	336.8	343.0	346.4	2.8
Sector transporte	226.7	229.9	232.0	235.6	242.9	251.5	261.5	270.1	282.0	295.2	309.0	318.9	328.6	336.6	342.8	346.2	2.9
Sector petrolero	0.7	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-7.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 12 BALANCE DE GASOLINAS 2013-2028, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	419.2	495.6	500.1	454.9	476.8	515.2	557.1	583.3	637.0	686.9	716.5	701.4	751.6	793.4	833.0	858.1	4.9
Producción	153.0	162.0	163.8	182.5	185.6	187.4	186.0	194.8	192.5	184.0	185.5	184.9	184.9	229.0	229.1	229.1	2.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	56.4	70.7	68.1	91.0	93.7	95.5	94.5	103.6	101.3	92.7	94.8	94.1	94.2	94.1	94.2	94.2	3.5
Salina Cruz	96.6	91.3	95.6	91.6	92.0	91.9	91.5	91.3	91.3	91.3	90.7	90.7	90.7	134.9	134.9	135.0	2.3
Importación	266.2	333.6	336.3	272.4	291.1	327.8	371.1	388.5	444.5	502.9	531.0	516.5	566.7	564.4	604.0	629.0	5.9
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	419.8	495.6	500.1	454.9	476.8	515.2	557.1	583.3	637.0	686.9	716.5	701.4	751.6	793.4	833.0	858.1	4.9
Demanda interna	139.0	142.9	140.2	140.1	145.3	151.7	159.4	164.8	173.9	184.9	196.7	204.9	216.0	226.5	236.1	243.5	3.8
Sector transporte	138.5	142.2	139.3	139.3	144.5	150.8	158.6	163.9	173.1	184.1	195.9	204.1	215.1	225.7	235.3	242.7	3.8
Sector petrolero	0.6	0.7	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	2.4
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	280.8	352.7	359.9	314.8	331.5	363.5	397.7	418.5	463.1	501.9	519.7	496.5	535.6	566.9	596.9	614.6	5.4
Variación de inventarios	-0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 13 BALANCE NACIONAL DE DIESEL, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	420.5	416.9	424.8	441.9	462.0	483.3	500.9	518.0	534.6	552.1	571.6	587.8	607.7	628.1	647.8	664.4	3.1
Producción	313.4	257.5	253.9	370.2	377.8	399.4	395.4	387.2	408.4	412.9	432.8	486.5	485.6	530.4	531.8	528.1	3.5
Cadereyta	69.0	64.1	59.8	84.9	101.3	103.7	104.1	90.9	105.9	105.6	105.6	105.6	105.0	104.7	105.7	101.8	2.6
Madero	33.5	33.6	31.0	56.6	50.4	65.7	66.2	65.1	65.3	65.2	65.3	65.3	65.1	65.3	65.4	65.5	4.6
Tula	44.5	0.0	0.0	52.2	50.4	46.2	42.4	43.2	50.3	55.3	50.3	103.9	103.8	103.5	104.2	104.0	5.8
Salamanca	44.4	40.1	41.1	47.8	46.9	49.3	48.9	47.9	46.6	46.4	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	3.2
Minatitlán	63.0	60.6	60.9	60.6	60.6	66.5	65.7	72.2	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	0.9
Salina Cruz	59.0	59.1	61.0	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	113.2	112.9	113.2	4.4
Importación	107.1	159.4	170.8	71.7	84.2	83.9	105.6	130.8	126.2	139.2	138.8	101.3	122.2	97.7	116.0	136.3	1.6
Destino	413.9	416.9	424.8	441.9	462.0	483.3	500.9	518.0	534.6	552.1	571.6	587.8	607.7	628.1	647.8	664.4	3.2
Demanda interna	413.9	416.9	424.8	441.9	462.0	483.3	500.9	518.0	534.6	552.1	571.6	587.8	607.7	628.1	647.8	664.4	3.2
Sector industrial	30.9	30.4	30.2	30.4	31.0	31.7	32.3	33.0	33.7	34.4	35.1	35.9	36.7	37.6	38.4	39.4	1.6
Sector petrolero	22.2	20.2	19.5	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	-0.5
Sector transporte	346.9	356.6	365.9	381.6	399.7	419.1	439.0	456.0	474.1	492.1	511.2	526.6	545.8	565.5	584.2	599.9	3.7
Sector eléctrico	13.9	9.7	9.3	9.2	10.5	11.8	8.9	8.2	6.2	5.0	4.6	4.5	4.5	4.3	4.4	4.5	-7.3
Generación pública (CFE y ex-LyFC)	11.8	5.7	5.5	5.5	6.9	8.1	5.2	4.7	2.5	1.5	1.2	1.2	1.1	1.0	1.2	1.2	-14.3
Generación por particulares	2.0	4.0	3.8	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6	3.6	3.5	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2
Productores independientes	0.3	2.4	2.2	2.2	2.1	2.1	2.1	2.0	2.1	1.9	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	11.7
Autogeneración	1.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-0.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	6.6	-	n.a.														

n.a. no aplica.

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

CUADRO D. 14 BALANCE DE DIESEL 2013-2028, REGIÓN NOROESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	60.0	59.2	60.4	61.6	64.3	66.9	64.4	65.2	66.8	68.5	70.3	71.0	72.5	73.8	75.0	75.9	1.6
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	22.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	37.5	59.2	60.4	61.6	64.3	66.9	64.4	65.2	66.8	68.5	70.3	71.0	72.5	73.8	75.0	75.9	4.8
Destino	59.2	59.2	60.4	61.6	64.3	66.9	64.4	65.2	66.8	68.5	70.3	71.0	72.5	73.8	75.0	75.9	1.7
Demanda interna	59.2	59.2	60.4	61.6	64.3	66.9	64.4	65.2	66.8	68.5	70.3	71.0	72.5	73.8	75.0	75.9	1.7
Sector industrial	6.0	5.2	5.2	5.3	5.4	5.6	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4	6.5	6.7	6.9	7.1	7.3	1.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	50.0	52.8	54.0	55.2	56.3	57.4	57.8	58.4	59.8	61.3	62.9	63.4	64.6	65.9	66.8	67.6	2.0
Sector eléctrico	3.2	1.2	1.2	1.1	2.5	3.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1	1.0	-7.4
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	3.0	0.9	0.9	0.8	2.3	3.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	-8.7
Generación por particulares de electricidad	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	0.8	-	n.a.														

n.a. no aplica.

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 15 BALANCE DE DIESEL 2013-2028, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	135.6	97.6	95.3	141.5	151.8	169.3	170.3	155.9	171.2	170.8	170.9	170.8	170.1	170.1	171.1	167.3	1.4
Producción	102.5	97.6	90.9	141.5	151.8	169.3	170.3	155.9	171.2	170.8	170.9	170.8	170.1	170.1	171.1	167.3	3.3
Cadereyta	69.0	64.1	59.8	84.9	101.3	103.7	104.1	90.9	105.9	105.6	105.6	105.6	105.0	104.7	105.7	101.8	2.6
Madero	33.5	33.6	31.0	56.6	50.4	65.7	66.2	65.1	65.3	65.2	65.3	65.3	65.1	65.3	65.4	65.5	4.6
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	33.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	4.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	133.8	97.6	95.3	141.5	151.8	169.3	170.3	155.9	171.2	170.8	170.9	170.8	170.1	170.1	171.1	167.3	1.5
Demanda interna	93.9	94.7	95.3	98.9	103.2	108.0	113.3	117.5	122.6	127.7	133.3	138.2	144.3	150.7	157.2	162.8	3.7
Sector industrial	10.2	9.6	9.6	9.7	10.0	10.3	10.6	10.9	11.2	11.5	11.9	12.2	12.6	12.9	13.3	13.7	2.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	81.6	84.0	84.6	88.0	92.2	96.8	101.7	105.6	110.5	115.3	120.6	125.2	130.9	136.9	143.0	148.1	4.1
Sector eléctrico	2.0	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	-4.6
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	1.1	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	-8.1
Generación por particulares de electricidad	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-2.1
Productores independientes de electricidad	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	5.7
Autogeneración de energía eléctrica	0.9	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-3.1
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	40.0	2.9	0.0	42.6	48.5	61.3	57.0	38.5	48.6	43.1	37.5	32.6	25.7	19.4	14.0	4.5	-13.5
Variación de inventarios	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

CUADRO D. 16 BALANCE DE DIESEL 2013-2028, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	94.4	96.3	101.3	105.8	111.7	117.9	124.6	130.6	135.8	140.8	146.2	150.8	156.4	162.2	167.7	172.4	4.1
Producción	44.4	40.1	41.1	47.8	46.9	49.3	48.9	47.9	46.6	46.4	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	3.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	44.4	40.1	41.1	47.8	46.9	49.3	48.9	47.9	46.6	46.4	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	3.2
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	46.9	56.2	60.1	58.0	64.8	68.6	75.7	82.7	89.3	94.4	74.8	79.5	85.0	90.8	96.4	101.1	5.3
Destino	93.4	96.3	101.3	105.8	111.7	117.9	124.6	130.6	135.8	140.8	146.2	150.8	156.4	162.2	167.7	172.4	4.2
Demanda interna	93.4	96.3	101.3	105.8	111.7	117.9	124.6	130.6	135.8	140.8	146.2	150.8	156.4	162.2	167.7	172.4	4.2
Sector industrial	5.8	7.1	7.1	7.2	7.4	7.6	7.8	8.0	8.2	8.5	8.7	8.9	9.2	9.4	9.7	10.0	3.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	85.8	88.4	93.5	98.0	103.6	109.7	116.2	121.9	126.9	131.8	137.2	141.6	146.9	152.4	157.7	162.1	4.3
Sector eléctrico	1.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-11.2
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	1.6	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-54.2
Generación por particulares de electricidad	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.0
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 17 BALANCE DE DIESEL 2013-2028, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	74.3	75.2	76.1	79.7	83.9	88.4	93.2	97.4	101.2	104.8	108.6	112.1	115.9	119.9	123.7	127.2	3.7
Producción	44.5	-	-	52.2	50.4	46.2	42.4	43.2	50.3	55.3	50.3	103.9	103.8	103.5	104.2	104.0	5.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	44.5	-	-	52.2	50.4	46.2	42.4	43.2	50.3	55.3	50.3	103.9	103.8	103.5	104.2	104.0	5.8
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	29.8	75.2	76.1	27.5	33.5	42.2	50.7	54.3	50.9	49.5	58.4	8.2	12.1	16.3	19.5	23.2	-1.7
Destino	73.4	75.2	76.1	79.7	83.9	88.4	93.2	97.4	101.2	104.8	108.6	112.1	115.9	119.9	123.7	127.2	3.7
Demanda interna	73.4	75.2	76.1	79.7	83.9	88.4	93.2	97.4	101.2	104.8	108.6	112.1	115.9	119.9	123.7	127.2	3.7
Sector industrial	4.6	4.6	4.4	4.3	4.1	4.0	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8	-3.2
Sector petrolero	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-6.7
Sector transporte	68.3	69.9	71.3	75.0	79.3	84.0	88.9	93.3	97.1	100.9	104.9	108.5	112.4	116.4	120.3	123.9	4.1
Sector eléctrico	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	8.1
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Generación por particulares de electricidad	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	8.2
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	8.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

CUADRO D. 18 BALANCE DE DIESEL 2013-2028, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	170.4	279.2	292.8	200.4	212.9	218.4	239.3	271.0	266.6	279.6	279.2	241.7	262.5	283.1	301.2	321.8	4.3
Producción	122.1	119.7	122.0	128.7	128.7	134.6	133.7	140.2	140.4	140.4	140.4	140.4	140.4	185.4	185.2	185.5	2.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	63.0	60.6	60.9	60.6	60.6	66.5	65.7	72.2	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	0.9
Salina Cruz	59.0	59.1	61.0	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	68.1	113.2	112.9	113.2	4.4
Importación	48.3	159.4	170.8	71.7	84.2	83.9	105.6	130.8	126.2	139.2	138.8	101.3	122.2	97.7	116.0	136.3	7.2
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	168.2	279.2	292.8	200.4	212.9	218.4	239.3	271.0	266.6	279.6	279.2	241.7	262.5	283.1	301.2	321.8	4.4
Demanda interna	94.1	91.5	91.7	96.0	98.9	102.0	105.4	107.3	108.2	110.3	113.2	115.5	118.6	121.6	124.2	126.1	2.0
Sector industrial	4.2	3.9	3.9	3.9	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.7	4.8	5.0	5.1	5.3	5.4	5.6	1.9
Sector petrolero	21.8	19.9	19.3	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	-0.4
Sector transporte	61.2	61.4	62.5	65.4	68.3	71.3	74.5	76.9	79.7	82.7	85.7	88.0	91.0	93.9	96.4	98.0	3.2
Sector eléctrico	6.8	6.3	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	5.4	3.4	2.4	2.1	1.9	1.9	1.8	1.8	1.9	-8.2
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC)	6.2	4.0	3.9	4.0	4.0	3.9	4.0	3.5	1.3	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-24.0
Generación por particulares de electricidad	0.6	2.3	2.1	2.0	2.0	2.1	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.8	7.9
Productores independientes de electricidad	0.3	2.2	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.9	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	12.6
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-3.9
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	74.2	187.7	201.1	104.4	114.0	116.4	133.9	163.7	158.4	169.2	166.0	126.1	143.9	161.6	176.9	195.7	6.7
Variación de inventarios	2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 19 BALANCE NACIONAL DE TURBOSINA, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	64.0	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0	4.3
Producción	60.8	59.3	61.9	58.5	65.6	64.2	66.4	68.6	61.7	57.2	61.9	57.5	58.2	56.4	56.4	58.1	-0.3
Cadereyta	3.5	3.6	4.5	4.6	4.8	4.9	5.1	6.0	4.9	5.3	4.7	5.1	5.8	4.0	4.0	5.7	3.3
Madero	7.5	7.4	8.4	4.0	7.2	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-4.1
Tula	22.4	22.7	22.5	23.2	25.0	29.2	30.7	32.2	25.0	20.0	24.9	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	-0.8
Salamanca	10.6	9.9	9.7	12.6	14.5	12.0	12.5	12.3	13.7	13.8	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	2.0
Minatitlán	0.1	0.0	0.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	25.7
Salina Cruz	16.7	15.7	16.9	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	-2.2
Importación	3.2	5.9	6.4	13.4	10.4	16.1	17.5	18.7	29.1	37.1	36.2	44.6	48.1	54.3	58.8	61.9	21.8
Destino	63.4	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0	4.3
Demanda interna	62.2	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0	4.5
Sector transporte	62.2	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0	4.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

CUADRO D. 20 BALANCE DE TURBOSINA 2013-2028, REGIÓN NOROESTE

(Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	7.1	7.9	8.3	8.9	9.4	10.1	10.5	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	14.0	14.6	15.2	5.2
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	7.1	7.9	8.3	8.9	9.4	10.1	10.5	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	14.0	14.6	15.2	5.2
Destino	7.1	7.9	8.3	8.9	9.4	10.1	10.5	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	14.0	14.6	15.2	5.2
Demanda interna	7.1	7.9	8.3	8.9	9.4	10.1	10.5	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	14.0	14.6	15.2	5.2
Sector transporte	7.1	7.9	8.3	8.9	9.4	10.1	10.5	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.4	14.0	14.6	15.2	5.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 21 BALANCE DE TURBOSINA 2013-2028, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	11.3	11.0	12.8	8.6	12.0	8.9	9.1	10.0	8.9	9.3	8.7	9.1	9.8	8.9	9.3	9.7	-1.0
Producción	11.0	11.0	12.8	8.6	12.0	8.9	9.1	10.0	8.9	9.3	8.7	9.1	9.8	8.0	8.0	9.7	-0.8
Cadereyta	3.5	3.6	4.5	4.6	4.8	4.9	5.1	6.0	4.9	5.3	4.7	5.1	5.8	4.0	4.0	5.7	3.3
Madero	7.5	7.4	8.4	4.0	7.2	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-4.1
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	1.3	-	n.a.
Destino	11.2	11.0	12.8	8.6	12.0	8.9	9.1	10.0	8.9	9.3	8.7	9.1	9.8	8.9	9.3	9.7	-0.9
Demanda interna	5.2	5.8	5.9	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2	7.4	7.7	8.0	8.3	8.6	8.9	9.3	9.6	4.2
Sector transporte	5.2	5.8	5.9	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2	7.4	7.7	8.0	8.3	8.6	8.9	9.3	9.6	4.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	6.0	5.3	6.9	2.4	5.6	2.3	2.2	2.8	1.4	1.6	0.7	0.8	1.2	-	-	0.1	-22.8
Variación de inventarios	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

CUADRO D. 22 BALANCE DE TURBOSINA 2013-2028, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	11.1	10.8	11.8	13.0	14.5	16.0	16.6	17.3	18.0	18.7	19.5	20.3	21.1	22.0	22.9	23.8	5.2
Producción	10.6	9.9	9.7	12.6	14.5	12.0	12.5	12.3	13.7	13.8	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	2.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	10.6	9.9	9.7	12.6	14.5	12.0	12.5	12.3	13.7	13.8	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	2.0
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.5	0.9	2.1	0.5	-	4.0	4.2	5.0	4.4	4.9	5.2	6.0	6.8	7.7	8.6	9.5	22.1
Destino	11.0	10.8	11.8	13.0	14.5	16.0	16.6	17.3	18.0	18.7	19.5	20.3	21.1	22.0	22.9	23.8	5.3
Demanda interna	10.7	10.8	11.8	13.0	14.4	16.0	16.6	17.3	18.0	18.7	19.5	20.3	21.1	22.0	22.9	23.8	5.5
Sector transporte	10.7	10.8	11.8	13.0	14.4	16.0	16.6	17.3	18.0	18.7	19.5	20.3	21.1	22.0	22.9	23.8	5.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.3	-	-	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	0.0	-	n.a.														

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 23 BALANCE DE TURBOSINA, 2013-2028, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	23.4	25.9	26.7	27.7	28.8	30.1	31.3	32.6	33.9	35.1	36.5	37.9	39.4	41.0	42.6	44.3	4.3
Producción	22.4	22.7	22.5	23.2	25.0	29.2	30.7	32.2	25.0	20.0	24.9	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	-0.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	22.4	22.7	22.5	23.2	25.0	29.2	30.7	32.2	25.0	20.0	24.9	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	-0.8
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	1.0	3.2	4.2	4.5	3.8	0.8	0.7	0.4	8.9	15.1	11.6	17.9	19.4	21.0	22.6	24.3	23.8
Destino	23.2	25.9	26.7	27.7	28.8	30.1	31.3	32.6	33.9	35.1	36.5	37.9	39.4	41.0	42.6	44.3	4.4
Demanda interna	22.2	25.9	26.7	27.7	28.8	30.1	31.3	32.6	33.9	35.1	36.5	37.9	39.4	41.0	42.6	44.3	4.7
Sector transporte	22.2	25.9	26.7	27.7	28.8	30.1	31.3	32.6	33.9	35.1	36.5	37.9	39.4	41.0	42.6	44.3	4.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

CUADRO D. 24 BALANCE DE TURBOSINA, 2013-2028, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	20.6	21.6	23.2	27.5	24.5	30.2	31.6	32.8	43.2	51.2	50.3	58.7	62.2	68.4	72.9	76.0	9.1
Producción	16.8	15.7	16.9	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	-1.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	0.1	-	-	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	25.7
Salina Cruz	16.7	15.7	16.9	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	-2.2
Importación	3.0	5.9	6.4	13.4	10.4	16.1	17.5	18.7	29.1	37.1	36.2	44.6	48.1	54.3	58.8	61.9	22.4
De otras regiones	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	20.4	21.6	23.2	27.5	24.5	30.2	31.6	32.8	43.2	51.2	50.3	58.7	62.2	68.4	72.9	76.0	9.2
Demanda interna	17.0	14.9	15.5	16.1	16.9	17.6	18.4	19.2	20.0	20.8	21.8	22.7	23.7	24.8	25.9	27.0	3.2
Sector transporte	17.0	14.9	15.5	16.1	16.9	17.6	18.4	19.2	20.0	20.8	21.8	22.7	23.7	24.8	25.9	27.0	3.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	2.2	6.7	7.7	11.4	7.7	12.6	13.2	13.6	23.2	30.4	28.5	35.9	38.4	43.6	47.0	49.0	22.9
Variación de inventarios	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 25 BALANCE NACIONAL DE COMBUSTÓLEO 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	300.1	251.1	245.2	271.6	257.8	273.5	272.6	279.5	278.0	279.1	240.5	146.9	146.7	41.3	40.3	41.0	-12.4
Producción	268.8	251.1	245.2	271.6	257.8	273.5	272.6	279.5	278.0	279.1	240.5	146.9	146.7	41.3	40.3	41.0	-11.8
Cadereyta	13.0	11.1	11.8	15.2	3.8	5.8	3.7	3.3	3.6	3.7	4.6	4.0	3.5	3.4	3.4	3.7	-8.0
Madero	11.5	11.7	7.6	5.4	5.2	5.7	5.8	4.6	3.7	4.6	4.6	4.6	4.9	4.7	3.7	4.1	-6.7
Tula	77.5	84.9	81.6	92.9	92.2	94.1	93.3	94.1	93.0	93.0	93.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	n.a.
Salamanca	46.3	41.1	37.5	33.1	33.2	34.2	35.6	41.0	41.0	41.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-20.4
Minatitlán*	19.5	11.8	13.5	23.1	21.5	31.8	29.5	31.6	31.8	31.8	31.8	31.8	31.9	31.8	31.7	31.7	3.3
Salina Cruz	101.2	90.4	93.3	102.0	101.9	101.9	104.8	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	-	-	-	n.a.
Importación	31.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	310.3	251.1	245.2	271.6	257.8	273.5	272.6	279.5	278.0	279.1	240.5	146.9	146.7	41.3	40.3	41.0	-12.6
Demanda interna	215.2	178.1	136.0	105.1	78.9	68.3	58.2	49.2	42.6	44.3	44.5	39.4	36.9	35.5	26.8	18.5	-15.1
Sector transporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sector eléctrico	178.4	147.2	111.3	93.2	68.1	58.8	49.8	42.1	35.5	37.2	37.4	33.8	31.3	31.4	22.6	14.4	-15.4
Generación pública de electricidad	175.6	143.8	108.5	90.9	66.5	57.7	49.2	42.1	35.5	37.2	37.4	33.8	31.3	31.4	22.6	14.4	-15.4
Autogeneración de energía eléctrica	2.8	3.4	2.8	2.2	1.7	1.1	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	10.9	7.0	6.0	4.8	3.6	2.4	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector petrolero	25.9	23.9	18.7	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	5.6	5.6	4.1	4.1	4.1	-11.6
Exportación	95.2	72.9	109.2	166.5	179.0	205.2	214.5	230.3	235.4	234.8	196.0	107.5	109.8	5.8	13.5	22.5	-9.2
Variación de inventarios	-10.2	-	-	-	-	n.a.											

n.a. no aplica.

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

CUADRO D. 26 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2013-2028, REGIÓN NOROESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	48.1	38.9	30.7	28.7	20.2	10.9	4.4	1.9	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0	-19.2
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	10.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	38.1	38.9	30.7	28.7	20.2	10.9	4.4	1.9	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0	-17.9
Destino	49.0	38.9	30.7	28.7	20.2	10.9	4.4	1.9	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0	-19.3
Demanda interna	49.0	38.9	30.7	28.7	20.2	10.9	4.4	1.9	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0	-19.3
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	48.9	38.2	30.1	28.3	19.9	10.8	4.4	1.9	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0	-19.3
Generación pública de electricidad	48.9	38.2	30.1	28.3	19.9	10.8	4.4	1.9	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0	-19.3
Autogeneración de energía eléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	0.1	0.7	0.6	0.4	0.3	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 27 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2013-2028, REGIÓN NORESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	34.5	22.8	20.0	20.6	14.3	14.7	13.1	10.6	7.3	8.4	9.3	8.6	8.4	8.0	7.0	7.8	-9.4
Producción	24.5	22.8	19.3	20.6	9.0	11.5	9.4	7.9	7.3	8.4	9.3	8.6	8.4	8.0	7.0	7.8	-7.3
Cadereyta	13.0	11.1	11.8	15.2	3.8	5.8	3.7	3.3	3.6	3.7	4.6	4.0	3.5	3.4	3.4	3.7	-8.0
Madero	11.5	11.7	7.6	5.4	5.2	5.7	5.8	4.6	3.7	4.6	4.6	4.6	4.9	4.7	3.7	4.1	-6.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	4.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	5.4	-	0.7	-	5.3	3.3	3.6	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	34.8	22.8	20.0	20.6	14.3	14.7	13.1	10.6	7.3	8.4	9.3	8.6	8.4	8.0	7.0	7.8	-9.5
Demanda interna	21.6	21.2	20.0	15.4	14.3	14.7	13.1	10.6	6.4	6.7	6.9	2.9	1.5	1.5	1.5	1.5	-16.3
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	15.9	17.0	16.6	13.5	12.6	13.0	11.5	9.1	4.9	5.2	5.4	1.4	-	-	-	-	n.a.
Generación pública de electricidad	15.6	16.4	16.1	13.1	12.2	12.8	11.4	9.1	4.9	5.2	5.4	1.4	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	1.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector petrolero	4.1	3.6	3.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-6.4
Exportación	9.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	4.1	1.6	-	5.2	-	-	-	-	0.9	1.7	2.3	5.7	6.9	6.5	5.5	6.3	2.9
Variación de inventarios	-0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.						

n.a. no aplica.

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

CUADRO D. 28 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2013-2028, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	58.9	41.1	37.5	33.1	33.2	34.2	35.6	41.0	41.0	41.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-21.7
Producción	46.3	41.1	37.5	33.1	33.2	34.2	35.6	41.0	41.0	41.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-20.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	46.3	41.1	37.5	33.1	33.2	34.2	35.6	41.0	41.0	41.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-20.4
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	10.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-35.3
Destino	62.4	41.1	37.5	33.1	33.2	34.2	35.6	41.0	41.0	41.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-22.0
Demanda interna	46.7	37.3	32.7	20.2	5.7	2.9	2.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-20.4
Sector transporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Sector eléctrico	37.6	31.3	27.6	16.7	2.7	0.5	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Generación pública de electricidad	36.3	29.8	26.3	15.7	2.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	1.3	1.5	1.3	1.0	0.8	0.5	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	5.5	3.1	2.6	2.0	1.5	0.9	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector petrolero	3.5	2.9	2.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-5.5
Exportación	9.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	6.6	3.8	4.8	12.9	27.5	31.3	33.5	39.5	39.5	39.5	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-3.4	-	-	-	-	-	-	-	n.a.								

n.a. no aplica.

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 29 BALANCE DE COMBUSTÓLEO 2013-2028, REGIÓN CENTRO
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	77.5	84.9	81.6	92.9	92.2	94.1	93.3	94.1	93.0	93.0	93.0	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Producción	77.5	84.9	81.6	92.9	92.2	94.1	93.3	94.1	93.0	93.0	93.0	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	77.5	84.9	81.6	92.9	92.2	94.1	93.3	94.1	93.0	93.0	93.0	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	78.5	84.9	81.6	92.9	92.2	94.1	93.3	94.1	93.0	93.0	93.0	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Demanda interna	42.8	30.2	7.4	2.8	2.5	2.3	2.1	1.5	1.5	1.5	1.5	-	-	-	-	-	n.a.
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	32.9	21.9	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Generación pública de electricidad	32.8	21.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	3.5	1.6	1.4	1.2	1.0	0.8	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector petrolero	6.4	6.7	5.9	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-	-	-	-	-	n.a.
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	35.7	54.7	74.2	90.1	89.7	91.8	91.2	92.6	91.5	91.5	91.5	0.0	-	-	0.0	-	n.a.
Variación de inventarios	-1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

CUADRO D. 30 BALANCE DE COMBUSTÓLEO, 2013-2028 REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	140.0	123.4	154.4	204.5	215.1	242.7	251.0	264.0	267.0	267.7	228.4	139.8	141.3	36.4	34.9	36.0	-8.7
Producción	120.6	102.2	106.8	125.1	123.4	133.8	134.3	136.6	136.7	136.8	136.8	136.8	136.8	31.8	31.7	31.7	-8.5
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	19.5	11.8	13.5	23.1	21.5	31.8	29.5	31.6	31.8	31.8	31.8	31.8	31.9	31.8	31.7	31.7	3.3
Salina Cruz	101.2	90.4	93.3	102.0	101.9	101.9	104.8	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	-	-	-	n.a.
Importación	14.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	5.1	21.2	47.6	79.4	91.7	108.9	116.7	127.5	130.3	130.9	91.6	3.0	4.5	4.6	3.2	4.3	-1.1
Destino	144.6	123.4	154.4	204.5	215.1	242.7	251.0	264.0	267.0	267.7	228.4	139.8	141.3	36.4	34.9	36.0	-8.8
Demanda interna	55.1	50.5	45.1	38.0	36.1	37.5	36.5	33.7	31.6	32.9	32.3	32.3	31.5	30.7	21.4	13.6	-8.9
Sector transporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Sector eléctrico	43.0	38.7	36.9	34.6	32.9	34.4	33.7	31.0	29.0	30.2	29.7	29.7	28.8	29.5	20.3	12.4	-7.9
Generación pública de electricidad	42.0	37.6	35.9	33.9	32.4	34.1	33.5	31.0	29.0	30.2	29.7	29.7	28.8	29.5	20.3	12.4	-7.8
Autogeneración de energía eléctrica	1.1	1.1	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector industrial	0.1	1.0	0.9	0.7	0.6	0.4	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector petrolero	11.9	10.7	7.3	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	1.1	1.1	1.1	-14.7
Exportación	77.0	72.9	109.2	166.5	179.0	205.2	214.5	230.3	235.4	234.8	196.0	107.5	109.8	5.8	13.5	22.5	-7.9
A otras regiones	12.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	-4.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 31 BALANCE NACIONAL DE COQUE DE PETRÓLEO, 2013-2028
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	5,915.5	4,690.2	4,941.2	5,208.6	5,358.0	5,532.5	5,634.6	5,700.6	5,815.3	5,970.8	6,138.0	6,882.2	6,893.2	8,468.0	8,501.5	8,549.9	2.5
Producción	2,992.1	2,810.4	2,662.6	3,744.6	4,057.3	4,060.8	4,055.3	4,082.4	4,072.4	4,076.0	4,848.5	6,171.4	6,153.5	7,697.6	7,698.1	7,717.1	6.5
Cadereyta	926.7	834.4	811.1	1,277.3	1,577.6	1,581.3	1,579.5	1,583.2	1,579.8	1,579.9	1,580.9	1,584.9	1,580.0	1,579.2	1,579.1	1,583.3	3.6
Madero	945.5	861.9	853.3	1,185.5	1,184.0	1,200.5	1,206.3	1,202.4	1,199.8	1,203.1	1,204.6	1,208.8	1,209.0	1,207.8	1,207.1	1,211.0	1.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,308.6	1,305.3	1,305.0	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770.2	772.7	770.5	770.5	770.5	772.7	n.a.
Minatitlán	1,119.9	1,114.1	998.2	1,281.8	1,295.7	1,279.0	1,269.5	1,296.9	1,292.9	1,293.0	1,292.7	1,296.5	1,288.7	1,292.7	1,293.0	1,296.9	1.0
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,541.6	1,543.3	1,544.3	n.a.
Importación*	2,923.3	1,879.8	2,278.6	1,464.0	1,300.6	1,471.7	1,579.3	1,618.2	1,742.8	1,894.8	1,289.5	710.9	739.7	770.4	803.4	832.9	-8.0
Destino	5,267.7	4,690.2	4,941.2	5,208.6	5,358.0	5,532.5	5,634.6	5,700.6	5,815.3	5,970.8	6,138.0	6,882.2	6,893.2	8,468.0	8,501.5	8,549.9	3.3
Demanda interna	4,565.9	4,690.2	4,941.2	5,208.6	5,358.0	5,532.5	5,634.6	5,700.6	5,815.3	5,970.8	6,138.0	6,305.0	6,482.2	6,676.7	6,857.9	7,027.8	2.9
Sector eléctrico	1,232.7	1,205.7	1,205.7	1,363.2	1,376.1	1,350.8	1,377.8	1,367.8	1,343.1	1,349.4	1,349.4	1,343.3	1,336.1	1,349.5	1,349.5	1,336.6	0.5
Generación pública	-	-	-	157.6	170.4	145.2	172.1	162.2	137.4	143.7	143.7	137.6	130.5	143.8	143.8	131.0	n.a.
Autogeneración	1,232.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	-0.1
Sector industrial	3,333.3	3,484.6	3,735.5	3,845.4	3,981.9	4,181.7	4,256.9	4,332.8	4,472.2	4,621.4	4,788.6	4,961.7	5,146.1	5,327.2	5,508.5	5,691.2	3.6
Cemento hidráulico	3,005.4	3,148.2	3,385.4	3,478.9	3,598.1	3,777.4	3,832.0	3,888.2	4,006.7	4,135.5	4,279.2	4,428.0	4,586.8	4,740.7	4,892.8	5,046.8	3.5
Industria de metales básicos	77.3	79.4	82.7	85.2	87.9	92.0	95.0	98.6	102.3	106.1	111.5	116.4	122.1	127.6	132.9	138.2	4.0
Química, hule y plásticos	64.9	65.9	67.9	71.4	74.9	78.9	82.9	86.6	90.3	93.9	98.4	103.2	107.0	112.2	117.6	122.5	4.3
Maquinaria y aparatos eléctricos	47.2	49.1	51.7	55.6	59.4	63.9	68.8	72.9	78.0	82.5	86.8	91.4	97.2	102.8	109.9	116.3	6.2
Vidrio	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	4.0
Resto de la industria	138.3	141.7	147.7	154.1	161.3	169.2	177.9	186.1	194.5	203.1	212.5	222.4	232.5	243.6	255.0	267.0	4.5
Exportación	701.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	577.3	411.0	1,791.4	1,643.6	1,522.1	5.3
Variación de inventarios	647.8	-	n.a.														

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 32 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2013-2028, REGIÓN NOROESTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	353.0	386.5	548.0	556.4	568.1	591.5	605.8	620.1	639.0	662.4	689.8	710.9	739.7	770.4	803.4	832.9	5.9
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	101.5	386.5	548.0	556.4	568.1	591.5	605.8	620.1	639.0	662.4	689.8	710.9	739.7	770.4	803.4	832.9	15.1
De otras regiones	251.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-	n.a.
Destino	353.0	386.5	548.0	556.4	568.1	591.5	605.8	620.1	639.0	662.4	689.8	710.9	739.7	770.4	803.4	832.9	5.9
Demanda interna	353.0	386.5	548.0	556.4	568.1	591.5	605.8	620.1	639.0	662.4	689.8	710.9	739.7	770.4	803.4	832.9	5.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	353.0	386.5	548.0	556.4	568.1	591.5	605.8	620.1	639.0	662.4	689.8	710.9	739.7	770.4	803.4	832.9	5.9
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	0.0	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	0.0	-	n.a.														

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 33 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2013-2028, REGIÓN NORESTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	4,661.9	3,189.6	3,395.0	3,370.4	3,494.1	3,662.0	3,759.3	3,783.6	3,883.3	4,015.5	3,385.3	2,793.7	2,789.1	2,786.9	2,786.3	2,794.3	-3.4
Producción	1,872.2	1,696.3	1,664.4	2,462.8	2,761.6	2,781.8	2,785.8	2,785.6	2,779.5	2,783.0	2,785.6	2,793.7	2,789.1	2,786.9	2,786.3	2,794.3	2.7
Cadereyta	926.7	834.4	811.1	1,277.3	1,577.6	1,581.3	1,579.5	1,583.2	1,579.8	1,579.9	1,580.9	1,584.9	1,580.0	1,579.2	1,579.1	1,583.3	3.6
Madero	945.5	861.9	853.3	1,185.5	1,184.0	1,200.5	1,206.3	1,202.4	1,199.8	1,203.1	1,204.6	1,208.8	1,209.0	1,207.8	1,207.1	1,211.0	1.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	2,789.7	1,493.2	1,730.6	907.6	732.5	880.2	973.5	998.1	1,103.8	1,232.5	599.8	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	4,240.8	3,189.6	3,395.0	3,370.4	3,494.1	3,662.0	3,759.3	3,783.6	3,883.3	4,015.5	3,385.3	2,793.7	2,789.1	2,786.9	2,786.3	2,794.3	-2.7
Demanda interna	420.9	441.9	473.4	664.4	744.0	760.3	807.2	816.9	817.0	846.7	876.9	900.4	923.6	969.0	1,000.9	1,020.2	6.1
Sector eléctrico	-	-	-	157.6	170.4	145.2	172.1	162.2	137.4	143.7	143.7	137.6	130.5	143.8	143.8	131.0	n.a.
Sector industrial	420.9	441.9	473.4	506.8	573.6	615.1	635.1	654.7	679.6	703.0	733.1	762.8	793.1	825.2	857.1	889.2	5.1
Exportación	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	3,819.8	2,747.7	2,921.6	2,706.0	2,750.1	2,901.7	2,952.1	2,966.8	3,066.3	3,168.7	2,508.5	1,893.3	1,865.5	1,817.9	1,785.3	1,774.1	-5.0
Variación de inventarios	421.1	-	n.a.														

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 34 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2013-2028, REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	2,010.9	1,993.9	1,998.2	2,019.4	2,030.2	2,035.9	2,047.8	2,060.1	2,088.1	2,118.1	2,149.5	2,182.6	2,217.2	2,246.6	2,280.6	2,313.8	0.9
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770.2	772.7	770.5	770.5	770.5	772.7	n.a.
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770.2	772.7	770.5	770.5	770.5	772.7	n.a.
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	2,010.6	1,993.9	1,998.2	2,019.4	2,030.2	2,035.9	2,047.8	2,060.1	2,088.1	2,118.1	1,379.2	1,409.9	1,446.7	1,476.1	1,510.1	1,541.2	-1.8
Destino	2,010.9	1,993.9	1,998.2	2,019.4	2,030.2	2,035.9	2,047.8	2,060.1	2,088.1	2,118.1	2,149.5	2,182.6	2,217.2	2,246.6	2,280.6	2,313.8	0.9
Demanda interna	2,010.9	1,993.9	1,998.2	2,019.4	2,030.2	2,035.9	2,047.8	2,060.1	2,088.1	2,118.1	2,149.5	2,182.6	2,217.2	2,246.6	2,280.6	2,313.8	0.9
Sector eléctrico	1,232.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	1,205.7	-0.1
Sector industrial	778.2	788.3	792.5	813.7	824.5	830.2	842.2	854.5	882.4	912.4	943.8	976.9	1,011.5	1,040.9	1,075.0	1,108.2	2.4
Exportación	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	0.0	-	n.a.														

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 35 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2013-2028, REGIÓN CENTRO
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	1,396.5	1,357.4	1,405.7	1,446.6	1,487.6	1,610.4	1,636.5	1,663.2	1,717.1	1,772.1	1,830.9	1,901.0	1,971.2	2,038.5	2,095.9	2,161.2	3.0
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,308.6	1,305.3	1,305.8	1,305.0	1,308.9	n.a.
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,308.6	1,305.3	1,305.8	1,305.0	1,308.9	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	1,396.5	1,357.4	1,405.7	1,446.6	1,487.6	1,610.4	1,636.5	1,663.2	1,717.1	1,772.1	1,830.9	592.4	665.9	732.7	791.0	852.4	-3.2
Destino	1,256.2	1,357.4	1,405.7	1,446.6	1,487.6	1,610.4	1,636.5	1,663.2	1,717.1	1,772.1	1,830.9	1,901.0	1,971.2	2,038.5	2,095.9	2,161.2	3.7
Demanda interna	1,256.2	1,357.4	1,405.7	1,446.6	1,487.6	1,610.4	1,636.5	1,663.2	1,717.1	1,772.1	1,830.9	1,901.0	1,971.2	2,038.5	2,095.9	2,161.2	3.7
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	1,256.2	1,357.4	1,405.7	1,446.6	1,487.6	1,610.4	1,636.5	1,663.2	1,717.1	1,772.1	1,830.9	1,901.0	1,971.2	2,038.5	2,095.9	2,161.2	3.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	140.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 36 BALANCE DE COQUE DE PETRÓLEO 2011-2026, REGIÓN SUR-SURESTE
 (Miles de toneladas anuales)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Origen	1,329.4	1,114.1	998.2	1,281.8	1,295.7	1,279.0	1,269.5	1,296.9	1,292.9	1,293.0	1,292.7	1,296.5	1,288.7	2,834.3	2,836.3	2,841.2	5.2
Producción	1,120	1,114	998	1,282	1,296	1,279	1,269	1,297	1,293	1,293	1,293	1,296.5	1,288.7	2,834.3	2,836.3	2,841.2	6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	1,120	1,114	998	1,282	1,296	1,279	1,269	1,297	1,293	1,293	1,293	1,296	1,289	1,293	1,293	1,297	1
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,542	1,543	1,544	n.a.
Importación ¹	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	177.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Destino	1,243.1	1,114.1	998.2	1,281.8	1,295.7	1,279.0	1,269.5	1,296.9	1,292.9	1,293.0	1,292.7	1,296.5	1,288.7	2,834.3	2,836.3	2,841.2	5.7
Demanda interna	525.0	510.4	515.9	521.9	528.0	534.4	537.3	540.3	554.1	571.5	591.0	610.2	630.5	652.2	677.0	699.7	1.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	525.0	510.4	515.9	521.9	528.0	534.4	537.3	540.3	554.1	571.5	591.0	610.2	630.5	652.2	677.0	699.7	1.9
Exportación	702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	577	411	1,791	1,644	1,522	5
A otras regiones	16	604	482	760	768	745	732	757	739	721	702	109	247	391	516	619	27
Variación de inventarios	86.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a. no aplica.

* Incluye PEMEX y particulares.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 37 DEMANDA INTERNA DE GASOLINAS POR ESTADO, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	788.2	776.4	773.0	781.3	808.5	841.0	880.0	909.8	959.9	1,017.7	1,080.1	1,120.0	1,170.1	1,215.1	1,254.0	1,279.4
Aguascalientes	12.1	11.6	11.5	11.6	12.0	12.5	13.1	13.6	14.5	15.4	16.4	17.1	17.9	18.7	19.3	19.7
Baja California	39.3	37.6	38.0	38.3	39.9	41.6	43.8	45.1	48.3	52.2	56.4	58.5	61.2	63.4	65.2	65.7
Baja California Sur	8.7	8.5	8.6	8.7	9.0	9.4	9.9	10.2	11.0	11.8	12.8	13.3	13.9	14.4	14.8	14.9
Campeche	5.1	5.4	5.4	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.5	6.8	7.2	7.5	7.9	8.2	8.6	8.8
Chiapas	18.9	19.3	18.8	18.8	19.5	20.4	21.4	22.2	23.4	24.9	26.5	27.6	29.1	30.5	31.8	32.8
Chihuahua	31.4	29.6	29.3	30.2	31.6	33.2	34.9	36.1	38.0	39.9	42.1	43.5	46.0	48.7	51.3	53.5
Coahuila	16.3	15.4	15.3	15.8	16.5	17.3	18.2	18.9	19.9	20.9	22.0	22.8	24.1	25.5	26.8	28.0
Colima	17.9	17.2	17.0	17.2	17.8	18.5	19.5	20.2	21.4	22.8	24.4	25.4	26.6	27.6	28.5	29.1
Distrito Federal	102.1	103.5	104.4	106.4	109.4	112.8	116.7	120.2	124.8	129.8	134.8	138.4	141.4	143.4	144.5	144.7
Durango	19.5	18.4	18.3	18.9	19.7	20.7	21.8	22.6	23.7	25.0	26.3	27.2	28.8	30.4	32.1	33.4
Guanajuato	34.1	32.8	32.4	32.7	33.9	35.3	37.0	38.4	40.7	43.4	46.3	48.2	50.5	52.5	54.2	55.4
Guerrero	13.0	13.5	13.2	13.2	13.7	14.3	15.1	15.6	16.4	17.5	18.6	19.4	20.4	21.4	22.3	23.0
Hidalgo	24.2	24.5	24.5	24.8	25.7	26.8	28.2	29.3	30.9	32.8	34.9	36.4	38.1	39.8	41.3	42.4
Jalisco	41.1	39.7	39.2	39.6	41.0	42.7	44.8	46.4	49.3	52.5	56.0	58.3	61.1	63.5	65.6	67.0
México	54.0	54.6	55.3	56.3	57.9	59.7	61.8	63.6	66.1	68.7	71.4	73.3	74.9	75.9	76.5	76.6
Michoacán	27.9	26.8	26.5	26.7	27.7	28.8	30.2	31.4	33.3	35.5	37.8	39.4	41.3	42.9	44.3	45.3
Morelos	15.0	15.4	15.4	15.6	16.2	16.9	17.7	18.4	19.5	20.7	22.0	22.9	24.0	25.1	26.0	26.7
Nayarit	4.7	4.6	4.6	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.8	6.2	6.6	6.8	7.2	7.4	7.7	7.9
Nuevo León	44.9	42.7	42.4	41.9	42.3	43.1	44.4	45.6	48.5	52.1	55.9	58.3	60.8	62.6	64.0	64.8
Oaxaca	14.3	14.7	14.4	14.4	14.9	15.6	16.4	16.9	17.9	19.0	20.2	21.1	22.2	23.3	24.3	25.1
Puebla	32.1	32.5	32.4	32.8	34.0	35.5	37.3	38.7	40.9	43.4	46.2	48.1	50.4	52.7	54.6	56.1
Querétaro	20.9	20.1	19.9	20.1	20.8	21.6	22.7	23.6	25.0	26.6	28.4	29.6	31.0	32.2	33.3	34.0
San Luis Potosí	15.9	15.2	15.0	15.2	15.7	16.3	17.1	17.8	18.9	20.1	21.4	22.3	23.4	24.3	25.1	25.7
Sinaloa	26.7	25.6	25.9	26.1	27.1	28.3	29.8	30.7	32.9	35.6	38.4	39.8	41.7	43.2	44.4	44.7
Sonora	24.1	23.1	23.3	23.5	24.4	25.5	26.8	27.7	29.6	32.0	34.6	35.9	37.5	38.9	40.0	40.3
Tabasco	18.2	18.7	18.3	18.3	19.0	19.9	20.9	21.6	22.8	24.2	25.8	26.9	28.3	29.7	31.0	31.9
Tamaulipas	29.2	27.3	27.1	27.9	29.2	30.6	32.2	33.4	35.1	36.9	38.9	40.2	42.5	45.0	47.4	49.4
Veracruz	44.4	45.7	44.8	44.8	46.4	48.5	50.9	52.7	55.6	59.1	62.9	65.5	69.1	72.5	75.5	77.9
Yucatán	25.1	25.8	25.2	25.2	26.2	27.3	28.7	29.7	31.3	33.3	35.5	37.0	39.0	40.9	42.6	43.9
Zacatecas	7.0	6.6	6.4	6.5	6.7	7.0	7.3	7.6	8.1	8.6	9.2	9.5	10.0	10.4	10.7	11.0

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 38 DEMANDA INTERNA DE DIESEL POR ESTADO, 2013-2028

(Miles de barriles diarios)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	413.9	416.9	424.8	441.9	462.0	483.3	500.9	518.0	534.6	552.1	571.6	587.8	607.7	628.1	647.8	664.4
Aguascalientes	5.0	5.1	5.4	5.7	6.0	6.3	6.7	7.0	7.3	7.6	7.9	8.1	8.4	8.8	9.1	9.3
Baja California	14.3	14.5	14.9	15.2	15.6	15.9	16.0	16.2	16.7	17.1	17.6	17.8	18.2	18.5	18.8	19.1
Baja California Sur	5.8	4.8	4.9	4.9	6.4	7.8	4.8	4.8	4.9	5.0	5.2	5.3	5.3	5.2	5.4	5.3
Campeche	23.5	21.9	21.4	22.7	22.8	22.9	23.0	22.9	22.9	23.0	23.1	23.1	23.2	23.3	23.3	23.4
Chiapas	5.7	5.7	5.8	6.1	6.4	6.6	6.9	7.2	7.4	7.7	8.0	8.2	8.4	8.7	8.9	9.0
Chihuahua	17.6	17.0	16.9	17.4	18.1	19.0	19.9	20.7	21.6	22.5	23.5	24.4	25.4	26.5	27.6	28.6
Coahuila	12.9	13.0	12.8	13.2	13.7	14.3	15.0	15.5	16.2	16.9	17.6	18.3	19.1	19.9	20.8	21.6
Colima	10.2	10.6	11.2	11.7	12.4	13.1	13.8	14.5	15.1	15.7	16.3	16.8	17.4	18.1	18.7	19.2
Distrito Federal	26.0	26.5	27.1	28.3	29.7	31.2	32.7	34.1	35.5	36.9	38.4	39.8	41.3	42.9	44.4	46.0
Durango	14.4	14.6	14.5	15.0	15.7	16.4	17.3	17.9	18.8	19.6	20.5	21.3	22.2	23.2	24.2	25.1
Guanajuato	16.8	17.4	18.3	19.2	20.2	21.4	22.6	23.7	24.7	25.6	26.6	27.5	28.5	29.6	30.6	31.5
Guerrero	4.1	4.1	4.2	4.4	4.6	4.7	4.9	5.1	5.3	5.4	5.6	5.8	6.0	6.1	6.3	6.4
Hidalgo	14.1	14.4	14.3	14.9	15.7	16.5	17.4	18.3	18.8	19.4	19.9	20.4	20.9	21.5	22.0	22.3
Jalisco	18.7	19.3	20.4	21.3	22.5	23.7	25.1	26.3	27.4	28.4	29.5	30.5	31.6	32.8	33.9	34.9
México	16.5	17.1	17.6	18.5	19.5	20.5	21.6	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5	28.6	29.7	30.7
Michoacán	12.5	13.3	14.0	14.7	15.5	16.4	17.3	18.1	18.8	19.5	20.3	21.0	21.8	22.6	23.4	24.0
Morelos	3.5	3.6	3.5	3.7	3.9	4.2	4.4	4.7	4.8	5.0	5.2	5.3	5.4	5.6	5.7	5.8
Nayarit	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6
Nuevo León	26.7	26.8	28.0	29.4	30.6	32.0	33.4	34.6	36.0	37.4	38.9	40.3	42.0	43.8	45.6	47.3
Oaxaca	5.5	5.6	5.6	5.9	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2	7.4	7.7	7.9	8.1	8.4	8.6	8.7
Puebla	13.4	13.7	13.6	14.3	15.1	16.0	17.0	17.8	18.5	19.0	19.7	20.2	20.7	21.3	21.9	22.3
Querétaro	14.0	13.3	14.0	14.6	15.4	16.3	17.3	18.1	18.8	19.3	19.9	20.5	21.3	22.1	22.8	23.5
Quintana Roo	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Luis Potosí	11.2	12.0	12.5	13.0	13.6	14.3	15.1	15.7	16.3	16.9	17.6	18.1	18.8	19.4	20.1	20.7
Sinaloa	19.0	19.9	20.3	20.7	21.1	21.5	21.6	21.8	22.3	22.8	23.4	23.6	24.0	24.5	24.8	25.1
Sonora	20.1	19.9	20.3	20.8	21.3	21.7	22.0	22.3	22.9	23.5	24.2	24.5	25.0	25.6	26.0	26.4
Tabasco	8.1	8.2	8.3	8.7	9.1	9.5	9.9	10.2	10.6	10.9	11.3	11.6	12.0	12.4	12.7	12.9
Tamaulipas	22.3	23.4	23.2	24.0	25.1	26.3	27.7	28.7	30.1	31.4	32.8	34.1	35.6	37.3	38.9	40.3
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	32.2	31.9	32.5	33.9	35.2	36.7	38.3	39.5	40.9	42.3	43.7	45.0	46.5	47.9	49.2	50.2
Yucatán	13.8	13.0	12.8	13.3	13.7	14.2	14.7	14.6	13.2	13.3	13.7	14.0	14.4	14.8	15.2	15.5
Zacatecas	3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.9	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 39 DEMANDA INTERNA DE COMBUSTÓLEO POR ESTADO, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	215.2	178.1	136.0	105.1	78.9	68.3	58.2	49.2	42.6	44.3	44.5	39.4	36.9	35.5	26.8	18.5
Aguascalientes	-	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California Sur	15.9	9.8	10.1	10.5	10.7	8.4	1.5	1.5	1.6	1.8	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	2.0
Campeche	4.7	2.2	1.8	0.1	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chiapas	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chihuahua	6.8	5.4	5.0	4.8	4.1	4.3	4.3	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Coahuila	0.1	0.7	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colima	23.3	17.2	17.2	15.8	2.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrito Federal	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Durango	3.3	5.0	5.0	5.2	5.0	5.2	4.9	5.2	4.9	5.2	5.4	1.4	-	-	-	-
Guanajuato	9.7	5.4	4.4	1.8	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Guerrero	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidalgo	42.8	29.1	6.4	1.9	1.9	1.8	1.8	1.5	1.5	1.5	1.5	-	-	-	-	-
Jalisco	0.5	1.0	0.9	0.7	0.6	0.4	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
México	0.0	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Michoacán	1.8	1.2	1.0	0.8	0.6	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Morelos	0.1	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nayarit	-	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo León	4.9	2.9	2.7	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Oaxaca	11.2	10.7	7.6	2.0	1.9	1.8	1.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	0.0	0.0	0.0
Puebla	0.0	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querétaro	0.2	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quintana Roo	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	11.1	11.5	8.4	0.5	0.4	0.3	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinaloa	21.4	14.9	14.2	11.6	3.7	2.5	2.9	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonora	11.7	14.1	6.2	6.5	5.7	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tabasco	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tamaulipas	6.5	7.1	6.7	3.9	3.9	4.0	2.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Tlaxcala	-	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	37.5	32.5	30.9	31.9	30.3	31.9	30.7	31.2	30.1	31.3	30.8	30.8	29.9	30.6	21.4	13.5
Yucatán	1.6	4.7	4.6	3.8	3.6	3.6	4.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Zacatecas	0.1	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

CUADRO D. 40 DEMANDA INTERNA DE COQUE DE PETRÓLEO POR ESTADO, 2013-2028
 (Miles de toneladas anuales)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	4,565.9	4,690.2	4,941.2	5,208.6	5,358.0	5,532.5	5,634.6	5,700.6	5,815.3	5,970.8	6,138.0	6,305.0	6,482.2	6,676.7	6,857.9	7,027.8
Aguascalientes	150.1	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	147.2	152.0	157.4	161.8	166.5	171.4	175.8	182.1
Baja California	33.1	38.5	39.1	39.7	40.3	51.3	52.9	54.5	55.7	57.0	59.1	60.9	62.5	64.4	66.5	68.7
Chihuahua	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
Coahuila	110.8	126.5	136.6	146.6	156.6	172.1	174.8	177.6	183.1	188.9	196.1	202.7	209.0	215.0	221.1	226.9
Colima	111.9	109.4	108.0	123.5	128.7	128.7	128.7	128.7	133.2	138.0	143.7	147.9	153.9	158.4	162.8	169.1
Distrito Federal	30.5	31.2	32.4	33.7	35.1	36.6	38.1	39.6	41.1	42.7	44.3	46.0	47.7	49.5	51.5	53.6
Guanajuato	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Guerrero	16.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	25.8	26.4	27.2	28.0	29.0	30.0	31.1	32.3
Hidalgo	543.1	535.6	542.3	541.4	540.5	621.3	631.3	641.5	659.3	680.7	707.8	735.5	760.7	781.4	800.5	830.6
Jalisco	170.7	183.1	184.0	184.9	185.9	186.8	192.4	198.2	205.4	212.1	218.4	226.6	234.9	243.5	249.7	258.4
México	163.3	178.3	184.4	190.5	196.6	202.7	205.5	208.4	214.6	220.4	229.5	237.4	246.8	254.4	260.7	267.0
Michoacán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Morelos	163.4	184.6	184.6	184.6	184.6	184.6	184.6	184.6	191.5	197.0	201.7	209.0	215.0	222.6	228.6	236.6
Nuevo León	236.6	264.7	284.6	305.3	359.3	382.2	396.4	410.3	426.6	441.5	460.7	480.0	501.0	523.0	544.6	567.2
Oaxaca	120.6	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	130.9	133.9	138.1	142.8	148.5	154.5	159.8	165.9
Puebla	355.9	427.7	462.1	496.5	530.9	565.3	577.0	589.1	610.5	631.3	647.6	673.1	701.0	730.6	754.6	773.5
Querétaro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	1,578.2	1,558.1	1,562.8	1,567.5	1,572.3	1,577.0	1,583.3	1,589.8	1,602.2	1,615.9	1,629.9	1,646.1	1,661.8	1,673.2	1,692.2	1,704.1
Sonora	319.8	348.0	508.9	516.7	527.9	540.2	552.9	565.5	583.3	605.4	630.6	649.9	677.3	706.0	737.0	764.2
Tabasco	40.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.7	59.8	61.4	63.6	65.2	67.9	70.7	73.5
Tamaulipas	73.2	50.4	51.8	212.2	227.7	205.6	235.7	228.6	206.9	216.0	219.6	217.2	213.1	230.6	234.7	225.6
Veracruz	287.0	227.9	227.9	228.4	229.1	230.0	230.1	230.1	236.0	244.7	253.5	260.8	269.1	276.7	287.6	296.8
Yucatán	60.5	73.6	79.1	84.5	90.0	95.5	98.4	101.3	103.7	106.7	110.8	115.0	118.6	123.1	127.9	131.1

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CUADRO D. 41 DEMANDA INTERNA DE TURBOSINA NACIONAL POR ESTADO, 2013-2028
 (Miles de barriles diarios)

Estado	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	62.2	65.2	68.3	71.9	76.0	80.3	83.8	87.3	90.7	94.3	98.1	102.1	106.3	110.7	115.2	120.0
Baja California	3.0	3.3	3.5	3.7	4.0	4.3	4.5	4.6	4.8	5.0	5.2	5.5	5.7	5.9	6.2	6.4
Baja California Sur	2.1	2.4	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2	3.3	3.4	3.6	3.7	3.9	4.0	4.2	4.4	4.6
Distrito Federal	20.7	24.0	24.8	25.7	26.8	27.9	29.1	30.3	31.5	32.6	33.9	35.2	36.6	38.1	39.6	41.2
Guanajuato	10.7	10.8	11.8	13.0	14.4	16.0	16.6	17.3	18.0	18.7	19.5	20.3	21.1	22.0	22.9	23.8
Guerrero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hidalgo	1.6	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1
Jalisco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo León	3.4	3.8	3.9	4.0	4.2	4.4	4.5	4.7	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3
Oaxaca	8.1	7.1	7.4	7.7	8.1	8.4	8.8	9.2	9.6	10.0	10.4	10.9	11.4	11.9	12.4	12.9
Sonora	2.0	2.2	2.3	2.4	2.6	2.8	2.9	3.0	3.2	3.3	3.4	3.6	3.7	3.9	4.0	4.2
Tamaulipas	1.8	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3
Veracruz	1.8	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8	2.9
Yucatán	7.0	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.9	8.3	8.6	9.0	9.4	9.8	10.2	10.7	11.2

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Anexo E. Glosario

Aceite	Líquido graso, insoluble en agua. Su origen puede ser vegetal, animal o mineral. Dentro del grupo de aceites minerales se encuentra el petróleo crudo, el cual es una mezcla compleja de diversos compuestos químicos.
Adiciones	Es el incremento en la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo de estudio.
Alquilación	Los procesos de alquilación comprenden la combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático en presencia de un catalizador. En refinación el proceso involucra la unión de propileno o butilenos, principalmente de las plantas de desintegración catalítica, así como de hidrodesintegración, reductoras de viscosidad y coquizadoras; con isobutano en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero, compuesta básicamente de isoheptano o isoctano, según la carga empleada, productos que son excelentes para la elaboración de gasolinas de alto octano por su baja presión de vapor y elevado octanaje. Este proceso se considera opuesto al de desintegración, ya que a partir de moléculas pequeñas, produce moléculas más grandes.
Alquilado	Producto de la reacción de alquilación, generalmente de isobutano con butileno, para formar hidrocarburos ramificados, principalmente isoctano y otros isómeros del octano, con un índice de octano de alrededor de 94, por lo cual es muy apreciado para preparar gasolina de alto octano
Aromático	Familia de hidrocarburos que contienen en su molécula uno o varios núcleos de seis carbonos de cadena cerrada y forma hexagonal, los cuales poseen en su estructura tres dobles ligaduras (anillos bencénicos).
Barril de petróleo	Unidad de volumen basada en la medida del barril utilizado en la industria del petróleo. Equivale a 158.9873 litros (42 galones de Estados Unidos de América).
Buquetanque	Nombre generalizado para designar embarcaciones que transportan petróleo o sus derivados, aunque en la actualidad también se designa como buquetanque al que transporta líquidos a granel. En cuanto a su plural, la Real Academia Española de la Lengua recomienda que cuando la palabra se escriba separada se pluralice como buques tanque, y cuando se escriba junta se pluralice buquetanques.
Campos en producción	Campos con pozos en explotación, es decir, que no están taponados. Incluyen pozos que están operando como productores o inyectores, así como pozos cerrados con posibilidades de explotación.

Capacidad de refinación	Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día de 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 de 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 (Su plural es similar al de buquetanque).
Centro embarcador	(I) Planta de almacenamiento que se surte por vía marítima. Este tipo de planta debe disponer de las instalaciones necesarias para recibir la carga total de los buques. (II) Instalación que realiza operaciones de venta y distribución de productos a clientes.
Combustible	Material que, al combinarse con el oxígeno, se inflama con desprendimiento del calor. Sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química), incluyéndose también los materiales fisiónables y fusiónables.
Combustión	Fenómeno o cambio químico en el que los materiales se combinan rápidamente con el oxígeno y producen luz y calor. También se le conoce como oxidación rápida.
Combustóleo de bajo azufre	Líquido de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Es una sustancia oscura, viscosa, con olor a chapopote e insoluble en agua. Otras características importantes son: <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315–545 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 20 - Porcentaje de volatilidad: Baja - Gravedad específica (20/4 °C): 1.02 máximo - Temperatura de inflamación: 60 °C mínimo - Temperatura de escurrimiento: + 15 °C máximo - Azufre porcentaje en peso: 2.0 máximo
Combustóleo intermedio 15	Producto líquido de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Su color es oscuro viscoso, tiene olor a chapopote. Insoluble en agua. Otras características importantes son: <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315 – 545 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 20

- Porcentaje de volatilidad: Baja
- Gravedad específica (20/4 °C): 0.9877 máximo
- Temperatura de inflamación: 66 °C mínimo
- Temperatura de escurrimiento: 30 °C máximo
- Azufre, porcentaje en peso: 4.0 máximo

Combustóleo pesado

Líquido oscuro viscoso con olor característico a chapopote, de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Como todo este tipo de compuestos, es insoluble en agua. Este producto es uno de los principales combustibles utilizados en la industria para la generación de vapor y electricidad, aplicándose en las industrias que tienen un uso intensivo de energía (CFE, industria azucarera, industria cementera, etcétera.) Otras características importantes son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315 – 545 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 20
- Porcentaje de volatilidad: Baja
- Temperatura de inflamación: 66 °C mínimo
- Temperatura de escurrimiento: 15 °C máximo
- Azufre, porcentaje en peso: 4.0 máximo
- Límites de inflamabilidad en aire, % volumen: inferior 1%, superior 5%.

Combustibles fósiles

Mezclas de compuestos orgánicos que se extraen del subsuelo con el objeto de producir energía por combustión. Se consideran combustibles fósiles al carbón, al petróleo y el gas natural procedentes de otros organismos vivientes fosilizados por fenómenos geológicos durante largos periodos.

Condensados

Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones de separación en campos productores de gas asociado y no asociado, generalmente pentanos y más pesados. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.

Coque de petróleo

Producto sólido, poroso, de color negruzco, cuya densidad aproximada es 1.2 g/cm². Se obtiene de la descomposición térmica de los hidrocarburos de alto peso molecular que se encuentran en las fracciones más pesadas o residuo, del proceso de refinación del petróleo. Sus propiedades más importantes son su poder calorífico, contenido de azufre, cenizas y materiales volátiles. Se usa como combustible industrial; purificado se puede utilizar como agente reductor o en ánodos en procesos metalúrgicos e industriales, así como abrasivos, grafito artificial, pigmentos, combustible y otros usos.

Coquización	Proceso de la refinación mediante el cual se incrementa la producción de destilados ligeros e intermedios por el craqueo térmico de moléculas de mayor peso molecular, como subproducto se obtiene de este proceso se obtiene coque de petróleo.
Crudo Istmo	<p>Petróleo ligero mexicano con gravedad API de 33 a 34°API. Sus principales características son:</p> <ul style="list-style-type: none">- Peso específico (20/4 °C): 0.858- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 60- Contenido de azufre (%): 1.3- Metales, vanadio: 39.5- Contenido de (%Vol.):- Gasolina: 26.0- Destilados intermedios: 32.0- Gasóleos: 18.0- Residuo: 23.0
Crudo Maya	<p>Petróleo pesado mexicano que se produce principalmente en el mar. Su gravedad API es de 21.4 a 22.3°API. Sus principales características son:</p> <ul style="list-style-type: none">- Peso específico (20/4 °C): 0.920- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 1288- Contenido de azufre (%): 3.3- Metales, vanadio: 343.0- Contenido de (%Vol.):- Gasolina: 17.0- Destilados intermedios: 28.0- Gasóleos: 16.0- Residuo: 38.0
Crudo Olmeca	<p>Mezcla de crudos súper-ligeros que se producen en la Región mesozoica de Chiapas y Tabasco, con gravedad API de 39.3 °API o mayores. Sus principales características son:</p> <ul style="list-style-type: none">- Peso específico (20/4 °C): 0.825- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 43.6- Contenido de azufre (%): 0.77- Metales, vanadio: 2.5- Contenido de (%Vol.):- Gasolina: 38.0- Destilados intermedios: 33.7- Gasóleos: 20.5- Residuo: 5.4

Densidad	Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en kilogramo por metro cúbico (sistema internacional), en gramos por centímetro cúbico (sistema métrico decimal), o en libras por galón (sistema inglés).
Densidad relativa	En caso de líquidos y sólidos, es la relación entre la densidad de un líquido y la densidad del agua, a la misma temperatura, y en el caso de gases, la relación entre la densidad del gas y la del aire, a las mismas condiciones de temperatura y presión.
Densidad API	<p>Es una medida indirecta de la densidad de los productos líquidos utilizada en la industria del petróleo; se deriva de la densidad relativa, de acuerdo con la siguiente ecuación:</p> $\text{Densidad API} = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5.$ <p>La ecuación anterior aplica para líquidos menos densos que el agua. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.</p>
Desarrollo	Actividad que incrementa o decrementa reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.
Descubrimiento	Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.
Desintegración (cracking)	Proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas en moléculas más ligeras y simples. La desintegración se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión y, en técnicas más avanzadas, mediante el uso de catalizadores. La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes (gas seco, propano, propileno, butano-butileno, gasolinas, aceites cíclicos y decantados, etc.) que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo. Los tipos más comunes de unidades de desintegración son las de desintegración catalítica, hidrodésintegración, desintegración de residuales, desintegración térmica, reducción de viscosidad y de desintegración con vapor.
Despunte del crudo	Destilación para separar del crudo los componentes más ligeros, tales como la nafta y la querosina. Se extrae la nafta para someterla a otros procesos como pueden ser la fabricación de productos petroquímicos o para tratarla y obtener gasolina. La querosina se separa para producir parafinas lineales, que son la materia prima para la fabricación de detergentes biodegradables. Al residuo que queda después del proceso se le denomina crudo despuntado.
Destilación atmosférica	Primera etapa de la destilación de crudos; consiste en la separación por destilación a presión ambiente de las diversas fracciones o

constituyentes, apoyándose para tal fin en su diferencia de temperatura de ebullición (o volatilidad). Durante este proceso las fracciones o productos más ligeros (gases y nafta ligera) se destilan primero y posteriormente se sacan por el domo o parte superior de la torre. Los destilados intermedios (nafta pesada, turbosina, querosina, gasóleo o diésel) se extraen separadamente por la parte intermedia y el residuo por el fondo de la torre.

Destilación al vacío

Proceso de destilación de crudos a una presión de vacío, funciona como paso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica FCC, así como las fracciones para la elaboración de los aceites lubricantes.

Destilado

Producto de la destilación que proviene de la vaporización y posterior condensación de una mezcla de sustancias miscibles, en componentes individuales o en grupos o fracciones de componentes, siendo más rico en componentes más ligeros que la mezcla original.

Destilado(s) intermedio(s)

Fracción de crudo o hidrocarburos proveniente de su destilación, que destilan entre 175 °C y 330 °C, que corresponden a una fracción de nafta, querosina y combustible diésel, utilizándose estos dos últimos productos, en algunos países como combustible para calefacción.

Diésel desulfurado

Combustible líquido con olor a petróleo, de color amarillo claro (2.5 máximo, ASTM D 1500), producido a partir de una mezcla de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, por procesamiento del petróleo crudo. Es insoluble en agua y se usa fundamentalmente como combustible para los motores (tipo diésel) de autotransportes, locomotoras ferroviarias, turbinas y equipos mecánicos. Como propiedades adicionales de importancia, se tienen las siguientes:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mmHg: 216-371° C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4
- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 41 °C
- Índice de cetano: 45 mínimo
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.5 máxima.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior. 0.7%, sup. 5.0%.

Diésel industrial de bajo azufre

Combustible exclusivo para quemadores de flama abierta, de color amarillo claro, con olor a petróleo, insoluble en agua. Se obtiene del fraccionamiento de los crudos en el corte correspondiente al gasóleo ligero, el cual se ha tratado para reducir su contenido de azufre total a 0.05 % en peso. Se utiliza principalmente, en

calderas, generadores de electricidad, generadores de vapor, en hornos y calentadores industriales. Líquido insoluble en agua, cuyas propiedades principales son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4
- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 52 °C
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 5.8 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.05 máxima.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7 %, superior 5.0%

Diésel marino especial

Líquido combustible, teñido con color verde, de olor a petróleo e insoluble en agua. Se obtiene de una mezcla de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos, derivados del procesamiento del petróleo. Su principales propiedades son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4
- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 60 °C mínimo
- Índice de cetano: 40 mínimo
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.50 máximo.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7%, sup 5.0 %.

Diésel (PEMEX Diésel)

Combustible derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se obtiene de una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, mediante el procesamiento del petróleo. Es un líquido insoluble en agua, de olor a petróleo. Se expende con un color amarillo claro (2.5 máximo ASTM D 1500). Se consume principalmente en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía, con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. Su uso se orienta, fundamentalmente, como energético en el parque vehicular equipado con motores diseñados para combustible diésel, tales como camiones de carga de servicio ligero y pesado, autobuses de servicio urbano y de transporte foráneo, locomotoras, embarcaciones, maquinaria agrícola, industrial y de la construcción. Propiedades importantes:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4

- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 45 °C
- Índice de cetano: 48 mínimo
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.05 máxima.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7%, sup 5.0%

Ducto	<p>Tuberías destinadas para transportar aceites, gas, gasolinas y otros productos petrolíferos a las terminales de almacenamiento, embarque y distribución, o bien de una planta o refinería a otra. Su espesor varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar. Existen diferentes tipos de ductos, según el producto que transporta:</p> <ul style="list-style-type: none"> - gasoducto. - gasolinoducto. - oleoducto. - poliducto. - turbosinoducto.
Energético	Sustancia o producto combustible con capacidad para producir calor o energía.
Energía	Capacidad de producir trabajo.
Equipos en operación	Promedio, en un determinado periodo de tiempo (mes o año), del número diario de equipos ocupados en la perforación de pozos o en actividades conducentes a la misma, tales como desmantelamiento, transporte y mantenimiento.
Estimulación	Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar los conductos existentes o crear conductos nuevos en la formación productora de un pozo.
Estación de servicio	Espacio físico donde se expenden los productos elaborados por la industria de la refinación. Sus características pueden llegar a variar en función de la imagen que manejan los directivos de la gasolinería.
Factor de recuperación (fr)	Es las relaciones existentes entre el volumen original de aceite o de gas y la reserva original de un yacimiento, medidas bajo las mismas condiciones de temperatura y presión.
Factor de recuperación de condensados (frc)	Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

Fase	Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida. Cuando el petróleo viene mezclado con agua, se separa en dos fases líquidas o bien, en dos fases líquidas y una gaseosa.
Fraccionamiento	Proceso en el que mediante destilación se separan fracciones pequeñas de una mezcla de hidrocarburos.
Franquicia PEMEX	Sistema de comercialización mediante el cual PEMEX delega el uso de marca propia de la empresa a personas físicas o morales mediando entre ellos todo lo relativo a asistencia técnica así como la asesoría necesaria con respecto a los métodos operativos y de destacarse que la asistencia es proporcionada por el “franquiciante” (en este caso Petróleos Mexicanos) con respecto al franquiciatario por estar así estipulado dentro del marco legal que rige el concepto de franquicia. Concesión del derecho de utilizar la propia razón social o el propio logotipo a otra empresa a cambio de una regalía.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con metano como su principal constituyente. Usualmente contiene además etano, propano y otros hidrocarburos parafínicos más pesados, en proporciones decrecientes, así como proporciones variables de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y vapor de agua. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o en forma independiente en pozos de gas no asociado.
Gas natural asociado	Se denomina gas natural asociado tanto al gas natural que está en contacto con el petróleo crudo en un yacimiento, en equilibrio con él, como al que se encuentra disuelto en el petróleo bajo las condiciones de temperatura y presión del yacimiento. El gas libre que se encuentra en el yacimiento en contacto con el petróleo conforma lo que se denomina casquete de gas.
Gas natural húmedo	Mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa que contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano, que pueden ser recuperados comercialmente, pero que está libre de otros componentes
Gas natural no asociado	Se denomina así al gas natural que se localiza en yacimientos que no contienen petróleo.
Gas natural seco	Gas natural que no contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas que se obtiene de los centros procesadores de gas natural.
Gas LP	En la industria petrolera se denomina así a la mezcla de propano y butano comprimido y licuado. Proviene ya sea de líquidos del gas natural y gasolina natural o de los procesos de refinación de crudo.

Gasóleo	<p>Producto refinado del petróleo cuya densidad es mayor que las de las gasolinas y querosinas, pero menor que la de los residuos; generalmente comprende los hidrocarburos destilados entre 190 y 370 °C, cuyo rango de pesos específicos (20/4 °C) es de 0.820 a 0.890. Esta mezcla de hidrocarburos tiene dos usos principales:</p> <ul style="list-style-type: none">- Combustible para pequeñas máquinas diésel- Combustible para hornos o calentadores, de donde toma sus nombres populares, diésel y aceite para hornos.
Gasóleo de vacío	<p>Destilado de punto de ebullición relativamente alto, se obtiene generalmente por destilación al vacío de residuo primario, del cual se producen comúnmente el gasóleo ligero y el gasóleo pesado de vacío, que junto con el gasóleo pesado extraído en la destilación atmosférica del crudo, se utiliza como carga a las plantas de destilación catalítica.</p>
Gasolina	<p>Nombre comercial que se aplica de una manera amplia a los productos más ligeros de la destilación del petróleo. En la destilación del petróleo crudo la gasolina es el primer corte o fracción que se obtiene. En su forma comercial es una mezcla volátil de hidrocarburos líquidos con pequeñas cantidades de aditivos, apropiada para usarse como combustible en motores de combustión interna con ignición por chispa eléctrica, con un rango de destilación de aproximadamente 27 a 225 °C. Indudablemente es el producto derivado del petróleo más importante por su volumen y valor en el mercado. Los diferentes grados de gasolina se refieren principalmente a su número de octano y a su presión de vapor, que se fijan de acuerdo a la relación de compresión de los motores y a la zona geográfica donde se venden.</p>
Gasolina natural	<p>Gasolina que se encuentra en forma de rocío en el gas natural y que al igual que los condensados se recuperan del gas natural por enfriamiento o compresión. Es un líquido similar a la gasolina pero más ligero, volátil e inestable, debido a su menor peso molecular y a que contiene disueltos vapores de pentanos, butanos y propano; es además de bajo octano, por lo cual generalmente se somete a los procesos de fraccionamiento, reformación o isomerización, antes de mezclarse como componente de las gasolinas.</p>
Gasolina PEMEX Magna	<p>Gasolina sin plomo que elabora PEMEX Refinación con un índice de octano mínimo de 87, a la que se le ha modificado su formulación para reducir su volatilidad y contenido de sustancias que pueden ser precursoras de la formación de ozono o tóxicas como son el azufre, las olefinas, los aromáticos y el benceno.</p>
Gasolina PEMEX Premium	<p>Gasolina sin plomo que elabora PEMEX Refinación para motores de alta relación de compresión, que exigen un índice de octano superior al de la gasolina Magna de uso general y mayores restricciones en el contenido de precursores de ozono y compuestos tóxicos, como son las olefinas, los aromáticos y el benceno. Su índice de octano es de 93.</p>

Hidrocarburo(s)	Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como son oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, yodo y flúor), fósforo, entre otros. Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y otros elementos que posean.
Hidrodesulfuración	Proceso por medio del cual se elimina el azufre de los hidrocarburos tales como gasolina, turbosina, diésel, lubricantes y residuales. La hidrodesulfuración se lleva a cabo en un reactor bajo condiciones de presión y temperatura, la presencia de hidrógeno y de un catalizador que acelera la reacción para eliminar el azufre de los hidrocarburos que entran al reactor. Los catalizadores son de base níquel-molibdeno y molibdeno-cobalto.
Hidrotratamiento	Proceso cuyo objetivo es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen, haciéndolos reaccionar con hidrógeno a temperaturas comprendidas entre 315 y 430 °C a presiones que varían de 7 a 210 kg/cm ² , en presencia de catalizadores diversos, tales como óxidos de cobalto y molibdeno sobre alúmina (los más usados), así como el óxido o el tiomolibdato de níquel, sulfuros de tungsteno y níquel y óxido de vanadio. Entre las reacciones efectuadas, las de estabilización comprenden la conversión de hidrocarburos insaturados como olefinas, diolefinas de baja estabilidad precursoras de la formación de gomas, en compuestos saturados, por hidrogenación o desintegración.
Isomerización	Proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original. Por ejemplo, el butano es isomerizado a isobutano para ser utilizado en la alquilación de isobutileno y otras olefinas para la producción de hidrocarburos de alto octano.
Líquidos de planta	Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano, butano y gasolinas naturales, principalmente.
Petróleo crudo	Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables. En México se preparan tres variedades de petróleo crudo para el mercado de exportación, con las siguientes calidades típicas: MAYA. Petróleo crudo pesado con densidad de 22°API y un máximo de 3.3% de azufre en peso. ISTMO. Petróleo crudo ligero con densidad 33.6°API y un máximo de 1.3% de azufre en peso. OLMECA. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3°API y un máximo de 0.8% de azufre en peso.

PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Petróleo crudo extrapesado	Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.
Petróleo crudo despuntado	Petróleo crudo al que se le han eliminado, generalmente por destilación, las fracciones más ligeras tales como gas seco, gas licuado y la nafta.
Petróleo crudo ligero	La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.
Petróleo crudo pesado	Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.
Petróleo crudo súper-ligero	Su densidad es mayor a los 38 grados API.
Petróleo equivalente	El total de petróleo crudo, condensados, líquido de plantas y gas natural seco expresado en unidades equivalentes de petróleo.
Petrolífero(s)	Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diésel, gas licuado, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).
Planta catalítica FCC	Planta que se emplea para producir principalmente gasolina estabilizada de alto octano (59 % en volumen), gas residual que se adiciona al gas combustible de la refinación, propano-propileno, butano-butileno, aceite cíclico ligero y aceite cíclico pesado, teniendo como carga gasóleo pesado primario y gasóleos de la planta de vacío.
Planta H-Oil (hidrodesulfuradora de residuales)	Planta empleada en la refinación del petróleo para el proceso de hidrocarburos de alto peso molecular (residuos de vacío, etc.). La unidad H-Oil tiene como objetivo principal elaborar productos de peso molecular y puntos de ebullición bajos, con niveles de azufre reducidos y ganancia económica al obtenerse precios mayores en su comercialización.
Planta reductora de viscosidad	Proceso empleado en la refinación del petróleo para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular tales como gases, gasolina, gasóleos y residuo de baja viscosidad a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.
Play	Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).
Pozos	Según su objetivo o función, los pozos se clasifican en exploratorios y de desarrollo. Según su grado de terminación, los pozos se clasifican como perforados o terminados.

	<p>PERFORADOS. Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuentan con tubería de ademe o revestimiento ya cementada, pero que todavía no han sido sometidos a las operaciones subsecuentes que permitan la producción de hidrocarburos.</p>
	<p>TERMINADOS. Pozos perforados en los que ya se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tubería de producción; disparos a la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenadora; y limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.</p>
Pozos de desarrollo	Pozos perforados en un campo productor para producir hidrocarburos. Esta definición incluye a los pozos de inyección para recuperación secundaria.
Pozos exploratorios	Pozos perforados con el propósito de obtener información detallada de las características de un yacimiento para determinar si contiene hidrocarburos económicamente recuperables. Incluye a los pozos de sondeo estratigráfico.
Recuperación mejorada	Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).
Recuperación primaria	Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.
Recuperación secundaria	Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y de facilitar el flujo del petróleo desde la roca en que se encuentra embebido hacia el pozo productor.
Recurso	Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original <i>in situ</i> .
Recurso descubierto	Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.
Recurso no descubierto	Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso prospectivo	Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas de la información geológica, geofísica y geoquímica disponible de la zona, y que se estima pueden ser recuperables.
Refinación	La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos obtenidos en las labores de perforación, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos métodos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosférica y al vacío), hidrotratamiento, hidrodesulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes (MTBE y TAME), entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.
Refinería	Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.
Reformación	Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de la gasolina modificando la estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.
Región	<p>Ámbito geográfico correspondiente a la división administrativa de PEMEX Exploración y Producción. Las cabeceras regionales se ubican a lo largo de la costa del Golfo de México: Poza Rica, Ver. (Región Norte), Villahermosa, Tab. (Región Sur) y Ciudad del Carmen, Cam. (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste).</p> <p>ACTIVO INTEGRAL: Subdivisión administrativa de cada región. Como resultado de la reestructuración de las regiones en torno a sus principales activos integrales, quedan distribuidos de la siguiente manera:</p> <p>REGIÓN MARINA NORESTE: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.</p> <p>REGIÓN MARINA SUROESTE: Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco.</p> <p>REGIÓN SUR: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna.</p> <p>REGIÓN NORTE: Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz.</p>
Registro de pozos	Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Refinería	Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.
Reservas económicas	Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente a partir de la fecha específica en que se determina la reserva hasta el final de la explotación del yacimiento, utilizando los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables en esa fecha.
Reservas de hidrocarburos	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.
Reservas no probadas	Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certeza razonable, o suponiendo escenarios futuros de producción que implican condiciones técnicas o económicas que no son las que prevalecen en el momento de la evaluación.
Reserva original	Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, inicialmente disponible en un yacimiento antes de iniciar su explotación comercial, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse desde el inicio de la explotación comercial de un yacimiento hasta el final de la explotación del mismo.
Reservas probables	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.
Reservas probadas	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación, tanto primarios como secundarios.
Reservas posibles	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definida por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.
Reserva remanente	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la

	diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.
Residuo atmosférico	Producto que se obtiene del fondo de las torres de fraccionamiento de la destilación primaria, después de la extracción de gasolinas, querosinas y gasóleos primarios.
Residuo de vacío	Residuo que se obtiene de la planta de destilación al vacío. Es el resultado de extraer de una torre de destilación al vacío los gasóleos contenidos en el residuo atmosférico. Está compuesto por hidrocarburos complejos de alto peso molecular e impurezas concentradas como el azufre, níquel y vanadio. Posteriormente el residuo de vacío se convierte en asfalto, betún o en coque de petróleo mediante otros procesos de refinación.
Tasa de restitución de reservas	Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.
Turbosina	<p>Combustible para avión. Destilado del petróleo similar a la querosina. Líquido claro, olor a aceite combustible, insoluble en agua. Conocido también con los nombres de jet fuel y combustible de reactor. Se utiliza como combustible en las turbinas de los aviones de propulsión a chorro. Propiedades importantes:</p> <ul style="list-style-type: none">- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 149 – 300 °C- Presión de vapor: 0.1 mm Hg a 20 °C- Gravedad específica (20/4 °C): 0.810- Temperatura de inflamación: 38 °C mínimo- Temperatura de congelación: -47 °C máximo- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.6 %, superior 3.7%.
Viscosidad	Resistencia a fluir de un líquido. Un hidrocarburo de alta viscosidad, por ejemplo, fluye con dificultad, mientras que los menos espesos son más móviles. La viscosidad disminuye con la temperatura.
Volatilidad	Tendencia de un líquido a pasar a su fase de vapor. Las sustancias volátiles despiden vapores a las temperaturas ambientales. En la industria de refinación del petróleo, esta propiedad es muy importante tanto en los crudos como en los productos. Las mezclas de hidrocarburos, como la gasolina, pueden clasificarse como volátiles debido a que contienen componentes que se evaporan con facilidad. Para ello se controla su presión de vapor, determinación que refleja la volatilidad tanto del crudo como de sus productos.



Volumen original de petróleo o aceite	Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.
Yacimiento	Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.
Yacimiento petrolífero	Cualquier estructura geológica o estrato poroso que contenga o pueda contener cualquiera de los hidrocarburos del grupo del petróleo. Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al tipo y cantidad de fluido que contengan (gas, aceite o mezclas).

Anexo F. Abreviaturas y siglas

AMDA	Asociación Mexicana de Distribuidores Automotor
AMIA	Asociación Mexicana de la Industria Automotriz
ANPACT	Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
ATG	Aceite Terciario del Golfo
bbl	Barril
bd	Barriles diarios
BP	British Petroleum
BTU	British Thermal Unit (Unidades Térmicas Británicas)
CC	Ciclo Combinado
CIEP	Contratos Integrales de Exploración y Producción
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DGAC	Dirección General de Aeronáutica Civil
DOE	Departamento de Energía de EUA (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EIA	Energy Information Administration (EUA)
EPA	Environmental Protection Agency
EPS	Empresa productiva Subsidiaria
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GWh	Gigawatts hora
HDS	Hidrodesulfuración
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
IEPS	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
IVA	Impuesto al Valor Agregado
Km	Kilómetros



PROSPECTIVA DE PETRÓLEO CRUDO Y PETROLÍFEROS 2014-2028

Km/l	Kilómetros por litro
mb	Miles de barriles
mbd	Miles de barriles diarios
mbdpce	Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
MDO	Mejora del Desempeño Operativo
mmb	Millones de barriles
mmbd	Millones de barriles diarios
mmbdpce	Millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mmton	Millones de toneladas
mt	Millones de toneladas
mta	Miles de toneladas anuales
MW	Megawatts
n.a.	no aplica
n.d.	No disponible
NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
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	Productores Independientes de Energía
POT	Programa Operativo Trimestral
PR	PEMEX Refinación
RP	Resto del país
SCT	Secretaría de Comunicaciones y Transportes
SE	Secretaría de Economía
SENER	Secretaría de Energía
SFM	Sistema Ferroviario Mexicano
SNR	Sistema Nacional de Refinación
tmca	Tasa media de crecimiento anual
UBA	Ultra Bajo Azufre
USD	Dólares americanos



WTI	West Texas Intermediate
ZF	Zona Fronteriza
ZM	Zona Metropolitana
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México

Anexo G. Factores de conversión

Volumen Cantidad	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	metro cúbico	6.2898104	barriles
1	metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	metro cúbico	1,000	litros
1	millón de metros cúbicos	6,289.80	miles de barriles
1	millón de pies cúbicos	178.107	miles de barriles
1	pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1	Galón	0.0238	barriles
1	barril	42	Galones
1	barril	158.987304	litros

Energía Cantidad	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	millón de toneladas de petróleo	40.4	MBTU(10^{12} BTU)
1	tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868 x 10 ⁹	GJ (10^9 Joules)
1	millón de toneladas de Petróleo crudo equivalente	41.868	PJ (10^{15} Joules)
1	tonelada métrica de petróleo crudo	7.3	barriles de petróleo
1	barril de petróleo	5,000	pies cúbicos de gas natural
1	millón de metros cúbicos de gas natural	0.9	miles de toneladas de petróleo crudo
1	millón de pies cúbicos de gas natural	0.026	miles de toneladas de petróleo crudo
1	metro cúbico de gas natural	8,460,000	calorías (para efectos de facturación de gas seco)
1	metro cúbico de gas natural	8,967,600	calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1	metro cúbico de querosina	8,841,586	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de alto horno	8,825	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de coque	4,400	Kilocalorías
1	barril de combustóleo pesado	1,593,000	Kilocalorías
1	tonelada de coque de petróleo	7,465,500	Kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla nacional)	11,823.86	Kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla de importación)	11,917.30	Kilocalorías
1	tonelada de bagazo	1,684,990	Kilocalorías
1	tonelada de carbón	4,662,000	Kilocalorías
1	tonelada de coque de carbón	6,933,000	Kilocalorías

1	BTU	1,055.06	Joules
1	BTU	252	Calorías
1	Caloría	4.1868	Joules
1	Kilocaloría	3.968254	BTU
1	Gigajoule (1 x10 ⁹ joules)	0.94708	Millones de BTU
1	Gigajoule	239,000,000	calorías
1	Petacaloría	132.76	megawatts
1	watt-hora	3,600	Jo

Referencias

Bibliografía

- BP Statistical Review of World Energy June 2013. Formato digital.
- Monthly Oil Market Report, December (Varios años), OPEP
- Medium-Term Oil Report, 2013. AIE.
- Indicadores Petroleros, PEMEX, varios años.
- Annual Statistical Bulletin 2013
- World Economic Outlook, Fondo Monetario Internacional, abril de 2013. Formato digital.
- World Energy Outlook 2013, International Energy Agency. Formato digital.
- World Oil Outlook (Varios años), Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Oil situation in 2010 and trends, Panorama 2011. Instituto Francés del Petróleo, IFP.
- Medium Term Oil market Report, varios reportes, Agencia Internacional de Energía.
- Oil Market Report, Agencia Internacional de Energía. Formato digital.
- Annual Energy Outlook 2011, Energy Information Administration. DOE, EUA. Formato digital.
- Country Analysis Brief, Energy Information Administration, DOE, EUA.
- Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones. Boletín Estadístico Mensual, varios años.
- Las reservas de hidrocarburos de México al 1° de enero de 2013, PEMEX Exploración y Producción.
- Reporte de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2013. PEMEX Exploración y Producción (Varios años), PEMEX.
- Anuario Estadístico 2013, PEMEX
- Informe Anual 2013, PEMEX.
- Base de Datos Institucional de PEMEX.
- Aeropuertos y Servicios Auxiliares. Boletín Informativo. Varios años.
- Asociación Mexicana de la Industria Automotriz. Órgano Informativo Mensual, varios números.
- Asociación Nacional de Transporte Privado, A.C. Transporte e Industria, varios números.
- Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación, Desarrollo del Mercado Eléctrico, varios años. México.
- Estadísticas de la Caña de Azúcar. Varios años. Unión Nacional de Cañeros, A. C.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Anuario Estadístico por Entidad Federativa, varios años, México.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática. XII Censo General de Población y Vivienda, 2013. México, D. F. Formato digital disponible en www.inegi.gob.mx

Referencias de internet

- Department of Energy, www.energy.gov
- Energy Information Administration, www.eia.doe.gov
- Petróleos Mexicanos, www.pemex.com
- PEMEX Exploración y Producción, www.pep.pemex.com
- Organización de Países Exportadores de Petróleo, www.opec.org
- Sistema de Información Energética (SIE), Secretaría de Energía: ssie_se.energia.gob.mx/
- Country Analysis Briefs (EIA):
- Ethanol, British Petroleum:
- Down Jones Indexes
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, www.semarnat.gob.mx
- National Highway Traffic Security Administration, EUA. <http://www.nhtsa.gov/>
- Weekly inputs, utilization and production EIA, EUA.
http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_wiup_dcu_nus_w.htm

Referencias para la recepción de comentarios

Los interesados en aportar observaciones, sugerencias o formular consultas pueden dirigirse a:

Responsable de la publicación

Dirección General de Planeación e Información Energéticas

Subsecretaría de Planeación y Transición Energética

Secretaría de Energía

Tel. 50 00 60 00 Ext. 2477 y 2097

e-mail: prospectivas@energia.gob.mx