



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLÁN

DESARROLLO DEL SECTOR ENERGÉTICO DE
MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTA

FERNANDO ALBERTO CORTÉS MONROY

ASESOR DE TESIS: ING. MARCOS BELISARIO
GONZÁLEZ LORIA

CUAUTITLÁN IZCALLI, EDO. DE MÉXICO 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES**

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES CUAUTITLÁN

ASUNTO: VOTO APROBATORIO



M. en C. JORGE ALFREDO CUÉLLAR ORDAZ
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLÁN
PRESENTE

ATN: M. en A. ISMAEL HERNÁNDEZ MAURICIO
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la Facultad de Estudios Superiores Cuautilán.
EXÁMENES PROFESIONALES

Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos comunicar a usted que revisamos **La Tesis:**

“DESARROLLO DEL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO”

Que presenta el pasante: **FERNANDO ALBERTO CORTÉS MONROY**
Con número de cuenta: **41102416-1** para obtener el Título de: **Ingeniero Mecánico Electricista**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

ATENTAMENTE
“POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU”
Cuautilán Izcalli, Méx. a 09 de junio de 2016.

PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO

	NOMBRE	FIRMA
PRESIDENTE	Ing. Emilio Juárez Martínez	
VOCAL	Ing. Gabriel Vázquez Castillo	
SECRETARIO	Ing. Marcos Belisario González Loria	
1er SUPLENTE	Ing. Fernando Fierro Téllez	
2do SUPLENTE	Ing. Gilberto Chavarría Ortiz	

NOTA: Los **sinodales** suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).
En caso de que algún miembro del jurado no pueda asistir al examen profesional deberá dar aviso por anticipado al departamento.
(Art 127 REP)

HHA/Vc

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por la fortaleza y salud.

Agradezco a la UNAM por la pasión y el espíritu de libertad.

Agradezco también a mi Abuela, Ofelia, Javier, Pepe, Martha, Gerardo, Mike, Vianeth, Edgar, Alejandro, Joselinne, Facundo, Viridiana, Laura, Elizabeth, Axel, Marcos, Miguel, César, Marcela, Palacios, Ángel, Lizbeth, Andrés, Mauricio, Aishlin, y Leslie. Todos son parte de mi vida.

Agradezco a mi asesor de tesis Ing. Marcos Belisario González Loria y a su querida esposa María Elizabeth Ochoa Contreras, por el tiempo y la dedicación para lograr este trabajo, pero sobre todo por su amistad.

*Dedicado a mi madre María de Lourdes, que sin decir palabra
me dio el mejor consejo... su ejemplo.*

*El pilar de todo esto has sido tú ma'
Te amo.*

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.	1
PROBLEMÁTICA.	3
OBJETIVO.	4
JUSTIFICACIÓN.	5
1 PRINCIPIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	6
1.1 Introducción.	6
1.2 Generación de vapor de agua.	9
1.3 Centrales térmicas de vapor.	10
1.4 Motores de combustión interna.	15
1.4.1 Centrales térmicas de motores de combustión interna.	15
1.5 Energía nuclear.	16
2 SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO.	18
2.1 Introducción.	18
2.2 Composición de la Matriz Energética Nacional.	18
2.3 Capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos.	19
2.3.1 Recursos Petroleros.	19
3 DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA.	29
3.1 Introducción.	29
3.2 Diagnóstico.	29
3.3 Posición del Sector Energético en el contexto Internacional.	30
3.4 Indicadores Estratégicos y metas.	33
4 PROBLEMÁTICA DEL SECTOR A NIVEL NACIONAL.	35
4.1 Introducción.	35
4.2 Gasto de inversión de PEMEX de 2008 a 2012.	36
4.3 Cobertura del Sector.	42
4.3.1 Petróleo crudo.	42
4.3.2 Gas Natural Transporte y Almacenamiento.	43
4.3.3 Refinados de Petróleo.	44

4.3.4	Petroquímica.	44
5	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO.	45
5.1	Introducción.	45
5.2	Transmisión de Energía Eléctrica: Red Eléctrica.	45
5.3	Energía Sustentable.	47
5.4	Problemática del Sector por Regiones o Entidad Federativa.	49
5.5	Retos y Áreas de Oportunidad del Sector.	51
6	IMPACTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA.	53
6.1	Transformación Energética.	53
6.2	Regulación Energética.	54
6.3	La Reforma Energética y el Gas Natural.	55
6.4	Reforma Energética: Infraestructura de Hidrocarburos.	57
6.5	Inversión pública y privada.	58
7	ESTRATEGÍAS PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO NACIONAL.	61
7.1	Objetivo del sector.	61
7.2	Exploración y Producción de Hidrocarburos.	62
7.2.1	Principales proyectos.	64
7.3	Refinación de Hidrocarburos.	71
7.3.1	Principales Proyectos.	73
7.4	Actividades de Petroquímica	81
7.4.1	Principales Proyectos.	82
7.5	Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.	88
7.5.1	Principales Proyectos.	90
7.6	Aprovechamiento de Combustibles Eficientes.	96
7.6.1	Principales Proyectos.	96
7.7	Red de Transmisión de Electricidad.	102
7.7.1	Principales Proyectos.	102
7.8	Desarrollo de Cobertura del sector Eléctrico.	107
7.8.1	Principales Proyectos de Inversión.	107
7.9	Inversión del Sector Energético Nacional.	110

8 ESTRATEGIA TRANSVERSAL SUR-SURESTE.	112
8.1 Introducción.	112
8.2 Gas Natural en la Región Sur-Sureste.	113
8.3 Principales Proyectos de Gasoductos.	114
8.4 Principales Proyectos de Generación de Energía Eléctrica.	116
9 EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.	118
9.1 Objetivo.	118
9.2 Plan para el Desarrollo del Sistema de Transporte de Gas Natural.	119
9.2.1 Escenarios de oferta y demanda.	120
9.2.2 Infraestructura de transporte considerada.	121
9.3 Factibilidad de los Proyectos.	122
9.3.1 Resultados del análisis.	124
9.4 Opinión Técnica de la CRE.	125
9.5 Consideraciones de la opinión técnica de la CRE.	127
9.6 Plan propuesto por CENEGAS.	128
9.7 Consideraciones por el Consejo de Administración de CENEGAS.	130
9.8 Plan de expansión del Sistema de Gas Natural aprobado por SENER	133
9.9 Principales Proyectos de Inversión de la Expansión del Sistema de Trasporte de Gas Natural.	135
RESUMEN.	153
CONCLUSIONES.	154
GLOSARIO TÉCNICO.	160
NOMENCLATURA.	164
ANEXO 1. Propiedades del Agua Saturada (líquido-vapor): Tabla de Presiones.	166
ANEXO 2. Propiedades del Agua Saturada (líquido-vapor): Tabla de Temperaturas.	167
ANEXO 3. Propiedades del Aire (MM28,964 kg/kmol).	168
ANEXO 4. Mapa de la Red de transporte de combustibles para Refinación en México.	170

ANEXO 5. Mapa de la Red de Transporte de Gas Natural de 2013 en México.	171
ANEXO 6. Mapa del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.	172
ANEXO 7 Estado de Resultados de Pemex al 31 de Diciembre de 2014.	173
ANEXO 8 Balance General de Pemex al 31 de Diciembre de 2014.	174
BIBLIOGRAFÍA.	175

INTRODUCCIÓN.

En México el 18 de Marzo de 1938 se nacionalizó la industria petrolera como resultado de la Ley de Expropiación del año de 1936 creada por el Presidente Lázaro Cárdenas del Río, todas las compañías petroleras que se encontraban en México en esa época pasaron a formar parte de los activos de una sola compañía petrolera que sería dirigida por el gobierno mexicano llamada Petróleos Mexicanos (PEMEX), esta empresa junto con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) serían las responsables de todo el desarrollo energético nacional.

Pemex puso en operación todas las instalaciones que estaban a su disposición volviendo a poner en marcha al sector energético nacional, iniciando con actividades como exploración, producción y refinación de hidrocarburos, en ese entonces la capacidad instalada era más que suficiente para cubrir la demanda de energéticos del país. Pero a medida que la población y economía de México crecían la demanda de energéticos iba aumentando, siendo insuficiente la capacidad de Pemex para cubrir la demanda de combustibles del país, Pemex comenzó a importar gasolina para satisfacer la demanda de combustibles de los mexicanos debido a que no contaba con la tecnología, las refinerías y los oleoductos suficientes para cubrir la demanda.

Pemex y CFE eran las únicas empresas energéticas que podían explotar los hidrocarburos y generar energía eléctrica en México, resultaba imposible para estas dos empresas crear toda la infraestructura energética que el país demandaba, mientras que en muchos países desarrollar la infraestructura energética lo llevan a cabo miles de empresas.

Pemex y CFE se estaba rezagando en el desarrollo de tecnología para actividades energéticas, para Pemex era imposible empezar a explotar pozos petroleros en aguas profundas y sus reservas petroleras en aguas someras se estaban terminando, había que actuar rápido y en 2013 llegó una Reforma Energética que volvía abrir el sector energético de México que había sido cerrado por más de 70 años.

La Reforma Energética le da una mayor flexibilidad de operación a Pemex y CFE, ya que pueden empezar a asociarse con particulares en actividades de exploración, producción, refinación, y transportación de hidrocarburos debido a la eficiencia de gasto y también a la accesibilidad de estas empresas para contar con la tecnología de última generación para actividades energéticas que se encuentran en lugares muy profundos.

Se tiene previsto que el gasto de inversión en actividades energéticas aumente, siendo mayor la cantidad de recursos para el Desarrollo Energético de México, en actividades de exploración y producción de hidrocarburos de 2014 a 2018 recibirán inversiones por 2,425,946 millones de pesos el 27.3% será inversión privada.

Esta Reforma marca una nueva era en el sector energético de México que se verá beneficiado de las inversiones, generaciones de empleos, pago de impuestos y los beneficios que traerá la competencia en el servicio de energía para todos los mexicanos.

PROBLEMÁTICA.

El problema de dejar la responsabilidad de desarrollar el sistema energético nacional a dos empresas estatales, es que nunca lo lograrán porque el trabajo que deben de realizar es muy grande para solamente dos empresas, Pemex y CFE son empresas que presupuestalmente dependen del gobierno federal, las decisiones las toma el gobierno federal, eso es un problema porque el gasto en inversión no es suficiente, hace falta dinero que no tiene Pemex y CFE, el gobierno federal no puede invertir más dinero porque no lo tiene, la carga económica que representaba para México ser el responsable de desarrollar todo el sistema energético era muy alta e insuficiente, la corrupción era el problema más grande para desarrollar infraestructura energética, los líderes sindicales, políticos y directivos de estas dos empresas eran los principales responsables del muy costoso, ineficiente, insuficiente y lento desarrollo energético de México.

El sector energético de México está rezagado mucho años comparado con otros países por las malas decisiones que se tomaron durante muchos años, la falta de infraestructura y tecnología para la exploración, producción, refinación y transporte de hidrocarburos es insuficiente, la cobertura eléctrica, es muy mala y deficitaria, existen muchas regiones del país que son muy pobres y no cuentan con energía eléctrica. El daño ambiental ha sido muy alto porque por muchos años CFE ha producido energía eléctrica a partir de combustóleo que producen las refinerías de Pemex, ahí se producen combustibles de muy mala calidad y dañinos para el medio ambiente, el combustóleo es una sustancia que libera muchos contaminantes a la atmosfera al hacer combustión.

OBJETIVO.

En el año 2013 fuimos parte de una transformación por parte de las Reformas Estructurales, una de ellas fue la Reforma Energética que cambia la manera en la que se venía desarrollando el Sector Energético del país, a dos años de su promulgación en México se están poniendo en marchas un gran número de proyectos energéticos, el objetivo de este trabajo es dar a conocer los avances en el desarrollo energético nacional a partir de la puesta en marcha de la Reforma Energética, los principales proyectos en materia de energía que está llevando a cabo el gobierno de mexicano junto a inversionistas que ven como una gran oportunidad de inversión el sector energético de México.

JUSTIFICACIÓN.

El sector energético de México por más de 70 años estuvo cerrado y dirigido por el gobierno mexicano, resulta muy interesante conocer los cambios que está sufriendo México a partir de la Reforma Energética pues este sector se vuelve abrir a la inversión privada después de muchos años, en mi opinión la Reforma Energética es muy buena y traerá a mediano y largo plazo muchos beneficios para México, debido a que habrá más empresas que traerán inversión, se crearán empleos, reducirán gastos de operación, desarrollarán la infraestructura que hace falta para tener una mayor cobertura energética, los precios de las tarifas eléctricas serán reducidas y como consumidores disfrutaremos de todos esos beneficios, decidí aclarar cuál es la situación energética actual en México, los proyectos que se están realizando, la inversión privada que está entrando al sector, donde la gente pudiera acceder a este documento y le quede claro el impacto de la Reforma Energética en nuestro país.

1 PRINCIPIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

1.1 Introducción.

La capacidad para producir un efecto se denomina energía, los efectos, incluso los pequeñísimos, como, por ejemplo, un ruido tenue, el movimiento de una partícula ligera, la producción de una onda, requieren energía, la energía aparece en diversas formas y puede transformarse de una en otra

Energía cinética (EC) es la energía poseída por una masa debido a su velocidad. Toda masa en movimiento es capaz de producir un efecto

Energía interna (U) es la energía poseída por una masa debido a su actividad molecular. La energía se almacena en forma de energías cinética y potencial de las moléculas. En caso de un gas perfecto la energía interna es únicamente función de la temperatura (ley de Joule). En los gases reales, líquido y sólida la energía interna es proporcional a la temperatura; cuanto más elevada es la temperatura, más grande es la actividad molecular y más grande es a su vez la energía interna

La energía calorífica puede obtenerse mediante la combustión correcta de los combustibles comerciales, y cuando se emplean los equipos adecuados, parte de esta energía puede transformarse en trabajo. Cada máquina principal de una central térmica utilizada para la conversión de la energía calorífica en trabajo mecánico útil se denomina máquina motriz.

Ejemplos de máquinas motrices son las de vapor, turbinas de vapor, motores de combustión interna y turbinas de gas. Cada una de estas máquinas motrices requiere un medio que transporte la energía calorífica. Las máquinas y turbinas de vapor trabajan con vapor de agua a diferentes presiones y estados. En los motores de combustión interna y en las turbinas de gas el medio está constituido por los productos gaseosos de la combustión. Basándose en la clase de medios y en el punto donde tienen lugar la combustión, las centrales térmicas se clasifican en tres grupos: centrales de vapor, centrales de motores de combustión interna y centrales de turbinas de gas.

Calor específico. Si una sustancia absorbe calor, se produce un cambio de temperatura en la misma. La relación entre calor absorbido y la variación de temperatura se denomina *capacidad calorífica*. Considerando la unidad de masa de una sustancia, la cantidad de calor absorbido para conseguir un aumento de temperatura de 1 grado se denomina *calor específico* de la sustancia, que mejor debería llamarse capacidad térmica específica, puesto que el calor ha sido definido como energía en tránsito por virtud de una diferencia de temperatura. El calor específico medio de una sustancia entre límites determinados es el promedio del calor requerido para elevarla temperatura de la unidad de masa de dicha sustancia de 1 grado en las condiciones reinantes de volumen y presión. El método más práctico y seguro para determinar el valor de h_1 , esto es, de la entalpía del líquido, consiste en servirse de tablas. Las entalpías allí reseñadas son entalpías totales del líquido, tomando como temperatura base 0°C y vienen expresadas en kilocalorías por kilogramo.

Las cantidades de calor comunicadas al agua como entalpía del líquido se emplean en aumentar la temperatura del agua y para efectuar pequeñas variaciones de volumen del líquido. Como consecuencia, cuando se comunica calor al agua la mayor parte se gasta para aumentar la energía interna del líquido y solamente una pequeña porción para efectuar pequeñas variaciones de volumen del líquido. Como consecuencia, cuando se comunica calor al agua la mayor parte se gasta para aumentar la energía interna del líquido y solamente una pequeña porción en realizar trabajo.

Entalpía de vaporización. La energía calorífica, en kcal, necesaria para convertir 1kg de agua líquido en vapor seco a la misma temperatura y presión se denomina entalpía de vaporización h_{fg} . A medida que crece la presión absoluta del vapor agua su entalpía de vaporización decrece, haciéndose cero para la presión crítica absoluta de 224.43kg/cm^2 correspondiente a la temperatura de saturación de 374°C . A la presión crítica del agua pasa directamente del estado líquido al de vapor sin la adición de la entalpía de vaporización, y entonces la entalpía total del vapor saturado seco es igual a la del líquido, o sea 505.5kcal por kg.

La entalpía de vaporización consta de dos sumandos: la energía interna y el trabajo, $P(v_g - v_f)/J$, realizado al efectuar la variación de volumen de 1kg de agua a 1kg de vapor seco a la presión absoluta reinante; ambos sumandos suelen venir dados en kcal por kg. El trabajo que realiza equivalente en kcal es:

$$\frac{P(v_g - v_f)}{J} = \frac{P(v_g - v_f)}{427}$$

En donde:

$J = 427 \text{kgm}$ por kcal.

$P =$ Presión absoluta del vapor, en kg/m^2 .

$V_g =$ Volumen del vapor formado, en m^3 por kg.

$V_f =$ Volumen del agua a la temperatura de ebullición, en m^3 por kg.

La energía interna de vaporización U_{fg} es la energía en kcal necesaria para vencer la cohesión de las moléculas de agua a la temperatura de ebullición.

Esta energía de vaporización es igual a:

$$U_{fg} = h_{fg} - \frac{P(v_g - v_f)}{J}$$

De tablas pueden sacarse los datos para calcular u_{fg} como equivalente a $u_g - u_f$ cuando la energía interna total del vapor saturado seco es u_g y la energía interna de su líquido es u_f .

1.2 Generación de vapor de agua.

Cuando al agua se le comunica energía calorífica varía su entalpía y su estado físico. A medida que tiene lugar el calentamiento, la temperatura del fluido aumenta y por lo regular su densidad disminuye. La rapidez de la vaporización depende de la velocidad con la cual se transmite el calor al agua y de su movimiento en el recipiente en donde está confinado. La temperatura a la cual se produce la ebullición depende de la pureza del agua y de la presión absoluta ejercida sobre ella. Para el agua pura la temperatura de ebullición tiene un valor determinado para cada presión y es menor a bajas que a altas presiones.

Las presiones absolutas y temperaturas correspondientes de ebullición del agua pura son: 0.0344kg/cm^2 , 26.12°C ; 1033kg/cm^2 , 100°C ; 42kg/cm^2 , 253.3°C . El vapor producido a la temperatura de ebullición correspondiente a su presión (absoluta) se denomina saturado. El vapor saturado puede estar exento completamente de partículas de agua sin vaporizar o puede llevarlas en suspensión. Por esta razón el vapor saturado puede ser seco o húmedo.

Entalpía del líquido. El número de kilocalorías necesario para elevar 1kg de agua desde 0°C a su temperatura de ebullición a una presión absoluta determinada, se denomina *entalpía del líquido* h_1 . Esta cantidad es igual al producto del calor específico medio del agua por la temperatura de ebullición.

1.3 Centrales térmicas de vapor.

Estas centrales emplean turbinas o máquinas de pistón, o ambas cosas a la vez, no solamente como máquinas motrices, sino también para mover los equipos auxiliares, tales como bombas, hogares mecánicos, ventiladores y excitatrices. El vapor, el cual es conducido por medio de canalizaciones, se produce en la o calderas quemando el combustible en los hogares, los cuales forma parte integrante de las propias calderas. Las máquinas motrices de las centrales térmicas de vapor pueden trabajar sin condensador o con condensador. Cuando trabajan sin condensador el vapor de escape de las máquinas motrices es descargado a la presión atmosférica o a presiones superiores a ésta. En la Fig. 1.1 podemos observar el diagrama de proceso de una central eléctrica sin condensador.

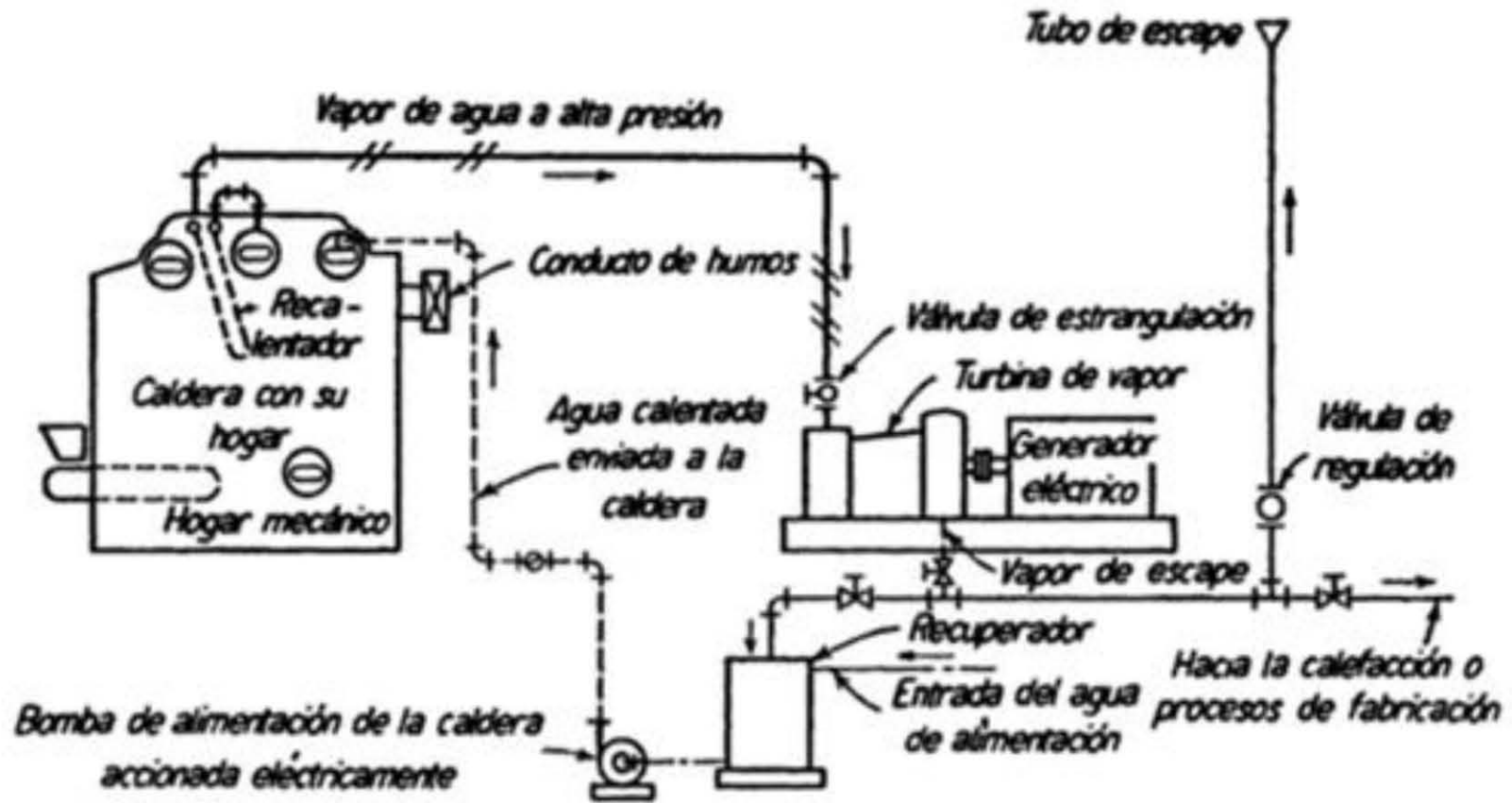


Fig. 1.1 Diagrama de Centrales eléctricas sin condensador.

En las centrales con condensadores las máquinas motrices descargan el vapor en condensadores en el interior de los cuales la presión es inferior a la atmosférica y en donde el vapor es transformado en agua. Las máquinas motrices por sí solas no son capaces de extraer suficiente cantidad de energía calorífica de la poseída por el vapor para convertirlo completamente en agua, tanto si se trabaja con condensador como sin él. Las principales ventajas de trabajar con condensador son la mayor de energía extraída de cada kilogramo de vapor y la mayor cantidad de energía que puede producirse con una máquina o turbina de tamaño determinado.

En la Fig. 1.2 observamos el diagrama de proceso de una central eléctrica con condensador.

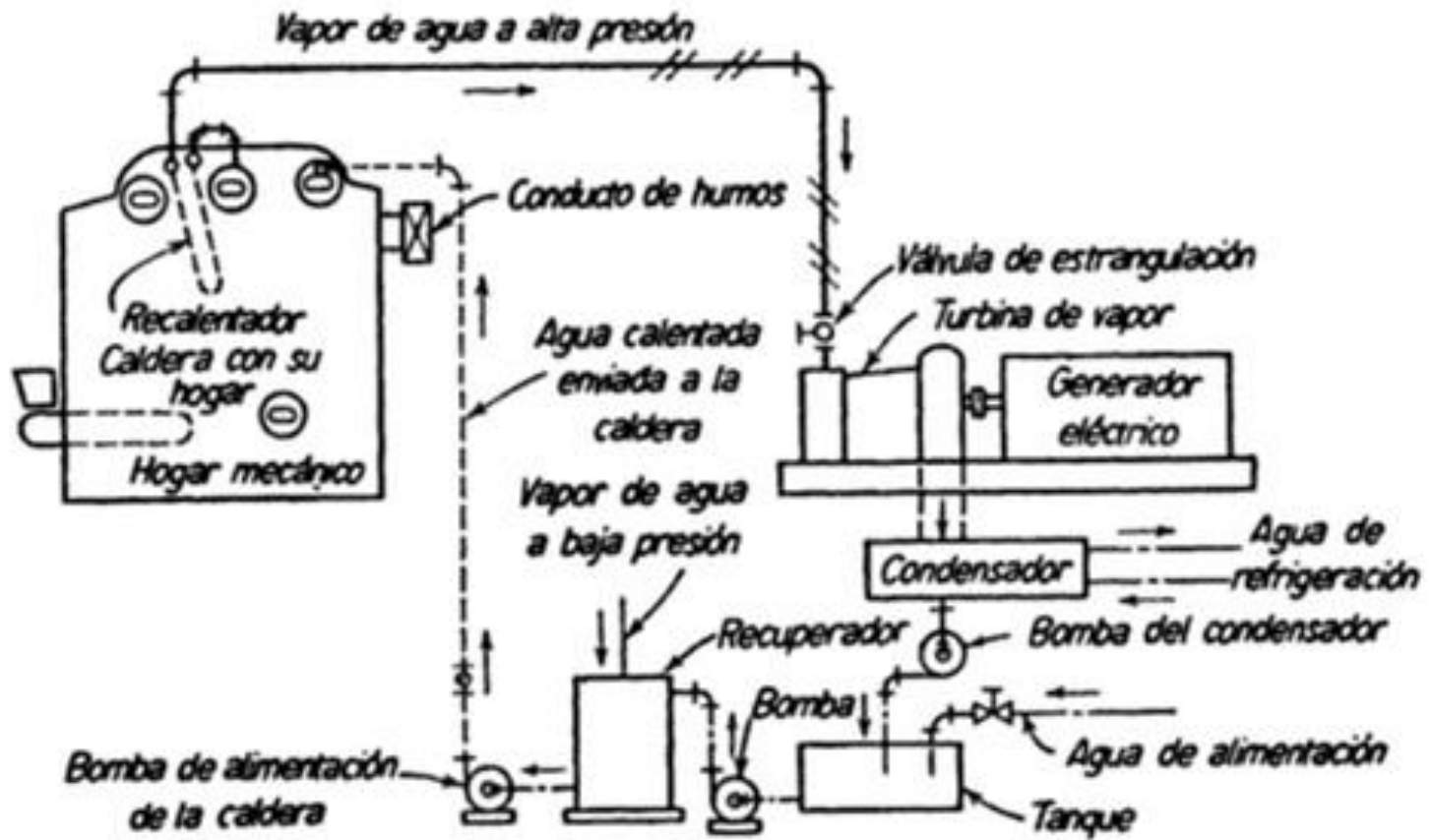


Fig. 1.2 Diagrama de Centrales eléctricas con condensador.

Desde el almacén de combustibles hasta el panel de interruptores, en cada etapa del proceso y en cada máquina existen pérdidas térmicas y mecánicas, las cuales reducen la cantidad de energía útil disponible. La energía útil obtenida en centrales *sin condensador* es del 3 al 10% de la contenida en el combustible, en el supuesto de que el vapor escape se descargue en la atmósfera. Si el vapor de escape se utiliza para fines de calefacción, el porcentaje de la energía de combustible utilizado para producir energía y calefacción puede ser más elevado.

En las centrales *con condensador* el rendimiento total, o relación entre la energía útil y la contenida en el combustible utilizado, se halla comprendido entre el 7 y 36%. En la actualidad se han obtenido máximos rendimiento únicamente en aquellas centrales construidas en forma apropiada para poder conseguir la máxima utilización de la energía suministrada. Otros factores que influyen en la consecución de un elevado rendimiento incluyen las ventajas naturales y el mantenimiento rígido de las condiciones apropiadas para un buen funcionamiento. La construcción de las centrales térmicas de vapor ultramodernas se basa en la producción de 1KWh por cada 2325kcal contenidas en el combustible consumido por KWh.

En cada uno de los casos la producción de vapor recalentado se efectúa de la misma manera. El combustible sólido (carbón) se introduce en el hogar de la caldera, en donde se quema, con la consiguiente liberación de energía. Los dispositivos de alimentación automática de combustible constituyen un ahorro de mano de obra y un mecanismo de gran utilidad en el proceso de su manipulación y combustión. La energía calorífica producida al quemar el combustible y la de los productos de combustión son transmitidas al agua

introducida en la caldera por medio de la bomba de alimentación. El vapor abandona el recalentador a una presión determinada y es conducido por canalizaciones a la entrada de una turbina o máquina de vapor, según sea el caso. En cualquiera de los dos casos, el vapor se expande, experimentando una disminución de presión y temperatura. La energía producida de esta manera se utiliza para mover un generador eléctrico.

1.4 Motores de combustión interna.

Cuando se estudia la posibilidad de instalar motores de combustión interna es una central productora de energía es preciso tener en cuenta los factores siguientes: coste inicial, cargas de mantenimiento, amortización y la cantidad de energía que puede producirse sobre una superficie dada. Tanto las centrales de motores de combustión interna como de turbinas de gas requieren cierta cantidad de aparatos auxiliares los cuales dependen de la clase de combustible empleado. Entre ellos: bombas de combustible, calentadores del combustible, depósitos de almacenamiento, generadores de gas, filtros, refrigeradores, scrubber, soportes y compresores de aire etc.

1.4.1 Centrales térmicas de motores de combustión interna.

Centrales térmicas de motores de combustión interna. Cuando el combustible se quema en un extremo de cada uno de los cilindros de un motor de combustión interna, se dice que éste es de simple efecto. Si el proceso se realiza en los dos extremos de cada uno de los cilindros, el motor es de doble

efecto. Una ulterior clasificación involucra el número de emboladas requeridas para completar un ciclo en cada extremo del cilindro. Según esto un motor puede requerir dos emboladas (dos tiempos) o cuatro emboladas (cuatro tiempos) por ciclo completo. Los motores policilíndricos de dos tiempos son los que se usan más corrientemente en las centrales térmicas estacionarias. Los motores de combustión interna se arrancan normalmente por medio de aire comprimido o con un motor eléctrico. Los combustibles corrientemente empleados en los motores de combustión interna son gases y destilados del petróleo de diversas densidades.

1.5 Energía nuclear.

En la energía nuclear se utiliza un metal líquido (sodio, Na) como refrigerante del reactor y como fluido que transporta el calor a la caldera de vapor. Otros refrigerantes pueden ser una mezcla de sodio y potasio, NaK; gas Helio, He; agua pesada, D₂O, y agua ligera, H₂O. Los metales líquidos sodio y potasio resultan satisfactorios como agentes transportadores del calor, siempre y cuando el agua no entre en contacto con ellos en cuyo caso se producirá una violenta reacción.

En la Fig. 1.3 observamos el esquema de una central térmica atómica.

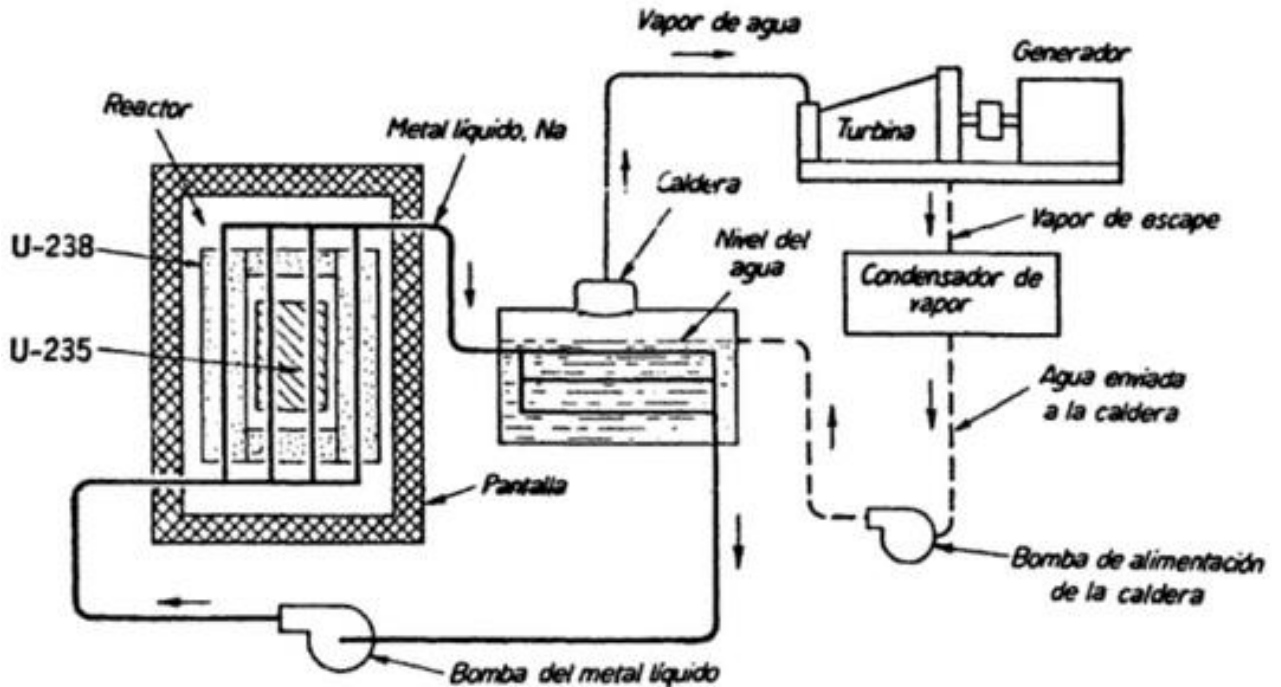


Fig. 1.3 Representación esquemática de una central térmica atómica.

La energía transmitida al metal líquido (Fig. 1.3) se desprende en un reactor en donde el isótopo del uranio desintegrable, U-235 (Es un isótopo del uranio con capacidad para provocar una reacción en cadena de fisión que se expande rápidamente, es decir, que es un isótopo fisible), ayuda a la conversión del uranio no desintegrable U-238 (Isótopo más común de este elemento), en plutonio desintegrable Pu-239 (La fisión de un átomo de U-235 en el reactor de una central nuclear produce de dos a tres neutrones. Estos neutrones pueden ser absorbidos por el U-238 para producir Pu-239). La conversión se realiza más rápidamente que se consume el combustible nuclear. Los combustibles nucleares pueden ser sólidos o líquidos, aunque existe la posibilidad de emplearlos en estado gaseoso.

2. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO.

2.1 Introducción.

En este apartado se presenta un recuento de la situación actual del sector energético y de los principales retos que enfrentará durante esta administración. El Programa Sectorial de Energía tienen como objetivo orientar las acciones a la solución de los obstáculos que limiten el abasto de energía, que promuevan la construcción y modernización de la infraestructura del sector y la modernización organizacional tanto de la estructura y regulación de las actividades energéticas, como de las instituciones y empresas del Estado.

2.2 Composición de la Matriz Energética Nacional.

Como resultado de la disponibilidad de hidrocarburos en el territorio nacional a lo largo de la historia moderna la matriz energética del país, se ha concentrado en fuentes fósiles de energía, principalmente petróleo crudo y gas natural. Actualmente, la producción conjunta de petróleo y gas natural representa cerca del 90% de la producción total de energía primaria.

Por otro lado, a pesar que se han registrado avances importantes en el aprovechamiento de energías no fósiles, su participación de la matriz energética sigue siendo reducida, al pasar de 7% en 2008 a 8% en 2012.

En la Fig. 2.1 podemos observar que la mayor cantidad de producción de energía proviene principalmente de petróleo y gas natural que juntos constituyen hoy más del 90% de producción.

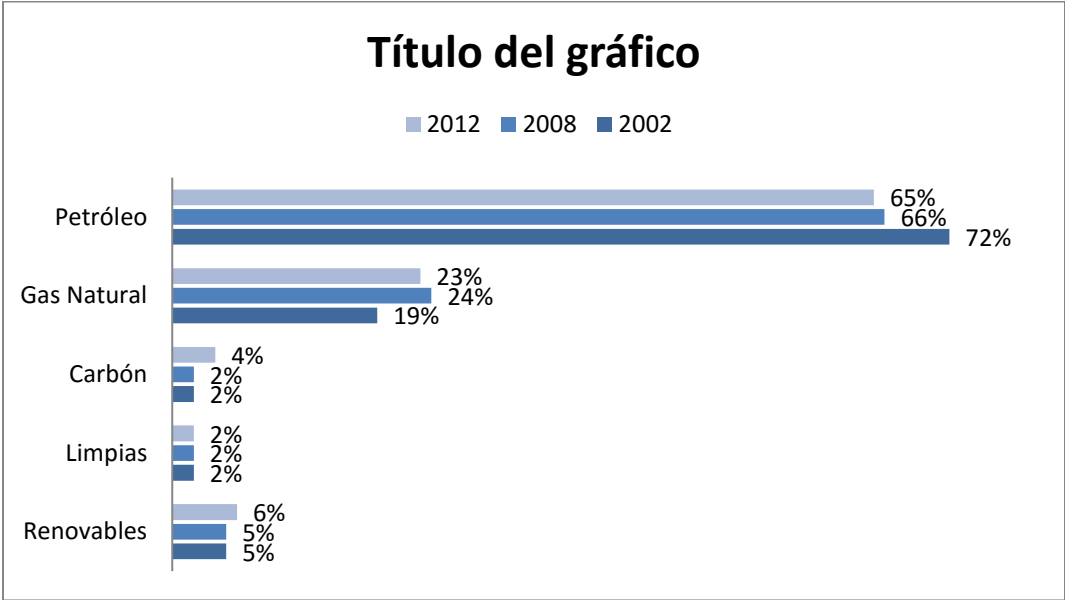


Fig. 2.1 Producción de Energía por fuente en México.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

2.3 Capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos.

2.3.1 Recursos Petroleros.

Al 1 de enero de 2013, las reservas totales de hidrocarburos en el país sumaron 44.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), de las cuales 31% corresponden a reservas probadas, 28% a reservas probables y 41% a reservas posibles.

En términos de tipo de hidrocarburo, las reservas totales ascendieron a **30,817** millones de barriles (MMb) de petróleo (69% del total) y **63,229** millones de pies cúbicos (MMpc) de gas natural (31% del total). El nivel de reservas probadas con los que actualmente se cuenta, permitiría mantener una producción de hidrocarburos, a los niveles actuales, por un periodo de 10 años, ubicando a México dentro de los 20 países con mayores reservas a nivel mundial. Por su parte, el volumen de reservas totales representa hasta 33 años de producción de hidrocarburos a su actual nivel de extracción. En lo referente al gas natural, las reservas probadas son equivalentes a 7.3 años de producción, a los niveles actuales de extracción.

En la Fig. 2.2 se muestran las reservas totales de hidrocarburos de México en tres categorías, Probadas, Probables y Posibles.

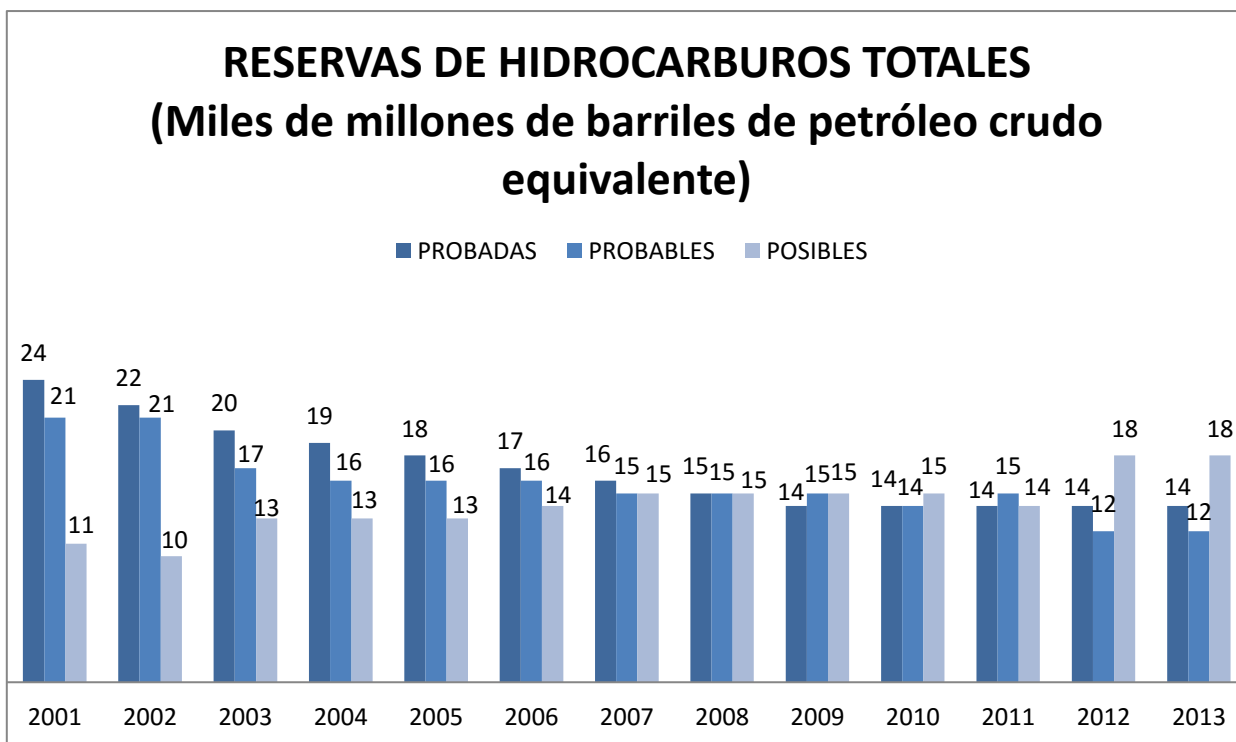


Fig. 2.2 Reservas Totales de Hidrocarburos en México.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

Recientemente, Petróleos Mexicanos (PEMEX) logró elevar la tasa de restitución de reservas de petróleo crudo a niveles por arriba del 100% lo que significa que las reservas probadas que se adicionan son iguales o superiores a las que se extrajeron durante el año concluyente.

El incremento de la tasa de restitución de reservas es el resultado de mayores inversiones y de la diversificación de campos, de manera que, por cada barril de petróleo extraído se tienen identificado otro listo para producción. En la Fig. 2.3 se muestra en una gráfica en porcentaje, cual ha sido la tasa de Restitución de Reservas de Petróleo, en 2013 fue mayor del 100%.

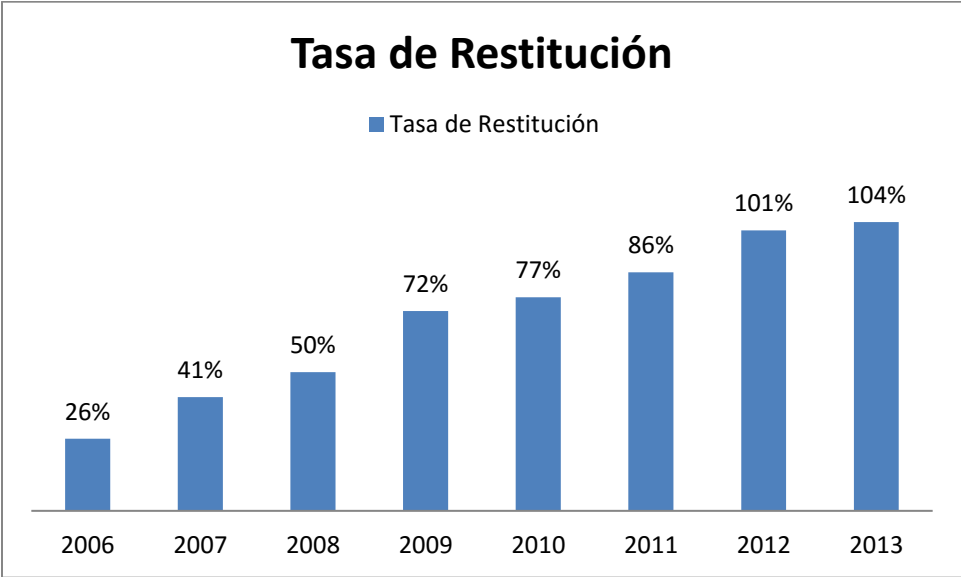


Fig. 2.3 Tasa de Restitución de Reservas de Petróleo.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

México posee un gran potencial que le permitirá, con las acciones e inversiones adecuadas continuar incorporando reservas para posteriormente materializarlas en producción de petróleo y gas natural.

Sin embargo, transformar estos recursos prospectivos en reservas representa un reto importante, debido no sólo a la limitada disponibilidad financiera y de recursos humanos, sino también a la complejidad técnica y operativa de los proyectos de exploración y producción. El desarrollo y aplicación de tecnologías de punta que harán posible el óptimo aprovechamiento de los recursos deberá ser uno de los principales pilares para el fortalecimiento del sector.

De acuerdo a los más recientes estudios geológicos y geofísicos, se estima que México cuenta con 114,8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos convencionales, adicionales a las reservas. De éstos el 24% corresponden a recursos convencionales, 23.2% son recursos no convencionales en aguas profundas y el 52.4% restante corresponde a recursos no convencionales de lutitas. Estos recursos en miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente son 257.98% superiores a las reservas del 01 de enero de 2013.

En la Fig. 2.4 se muestran estos recursos adicionales por 144.8 MMMbpce en 3 categorías, Recursos convencionales, Recursos no convencionales y Recursos no convencionales de lutitas.

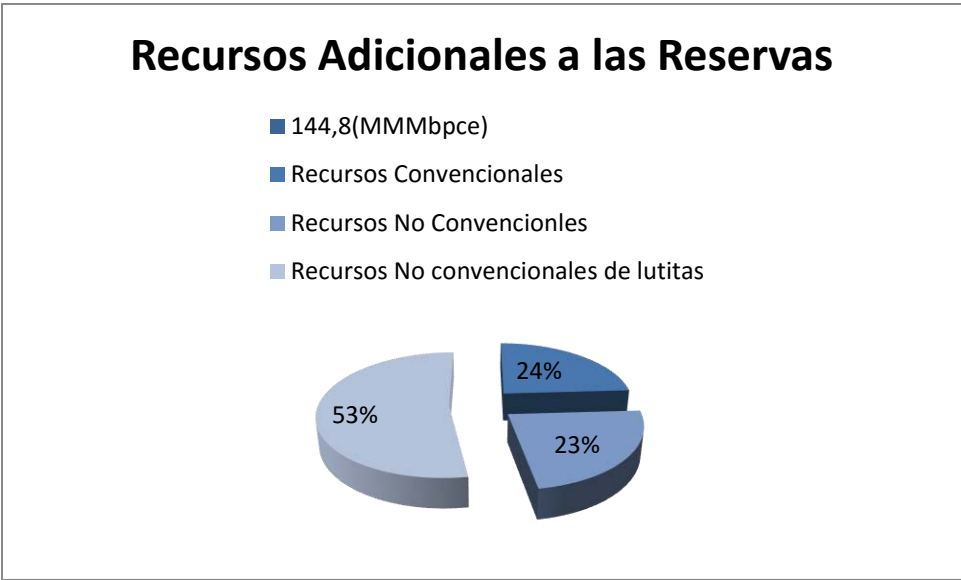


Fig. 2.4 Recursos Adicionales a las Reservas.

Como parte de las acciones para mantener la producción de hidrocarburos, en 2013 se destinaron inversiones en exploración y producción superiores a los 20 mil millones de dólares, lo que representa el monto de inversión más alto de la historia en la industria petrolera nacional.

En la Fig. 2.5 se muestra cual ha sido la producción promedio diaria de gas y petróleo en México del año 2000 al 2012 en miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios.

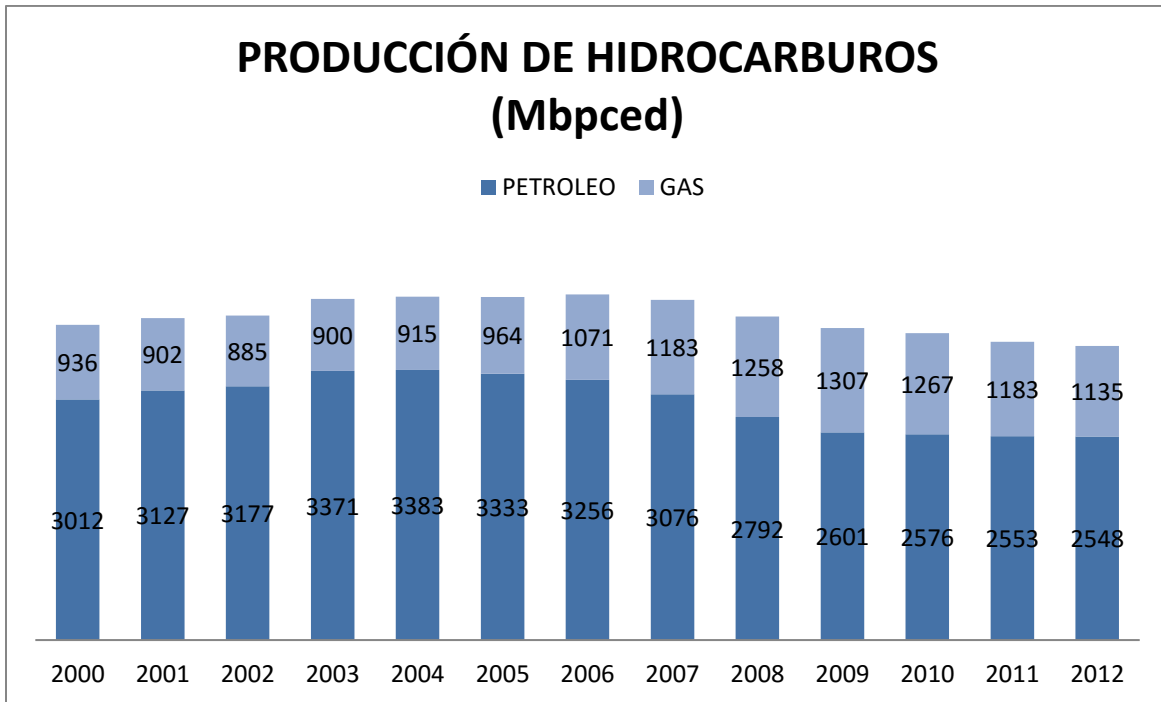


Fig. 2.5 Producción de Hidrocarburos en México.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

El comportamiento de la producción de hidrocarburos en los últimos años, refleja la composición y las características de los campos productores, ya que, en la actualidad aproximadamente 80% de los campos se catalogan como maduros y se encuentran en estado avanzado de exploración.

Aunado a esto, la producción de hidrocarburos se enfrenta a geologías cada vez más complejas o de difícil acceso, como son las aguas profundas, lo que conlleva realizar grandes inversiones y asumir mayores riesgos. Por lo anterior es necesario generar las capacidades técnicas adecuadas que permitan incorporar y desarrollar nuevas tecnologías para agregar mayor eficiencia en el descubrimiento y desarrollo de reservas en los procesos de producción.

En lo que se refiere a los recursos provenientes de lutitas, estos podrían representar una aportación significativa para cubrir las necesidades energéticas de nuestro país a largo plazo. Para el desarrollo de esta nueva industria, se requerirá ampliar la infraestructura de transporte y de servicios, así como fortalecer las capacidades regulatorias y normativas.

En la Tabla 2.1 se muestran las estadísticas operativas de PEMEX en 2014, así como también la exportación e importación de hidrocarburos y petroquímica.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Comercio Exterior											
Volumen (Mbd)											
Exportación neta de hidrocarburos de petróleo crudo.	1789	1670	1612	1371	1043	946	926	844	732	767	703
Exportación de petróleo crudo	1870	1817	1793	1686	1403	1222	1361	1338	1256	1189	1142
Petroliferos											
Exportación	153	187	188	180	192	243	193	185	147	181	201
Importación	234	334	369	495	553	519	627	678	671	603	641
Gas Natural (MMpcd)											
Exportación	-	24	33	139	107	67	19	1	1	3	4
Importación	766	480	451	386	447	422	536	791	1089	1290	1358
Petroquímicos (Mt)											
Exportación	914	867	818	693	587	741	677	458	602	614	406
Importación	105	239	254	270	250	388	268	101	190	74	85
Valor (MMUS\$)											
Exportación de petróleo crudo	\$21.258	\$28.329	\$34.707	\$37.937	\$43.342	\$25.605	\$35.985	\$49.380	\$46.852	\$42.711	\$35.856
Petroliferos											
Exportación	\$1.947	\$2.997	\$3.595	\$4.052	\$5.537	\$4.657	\$4.764	\$6.218	\$4.939	\$5.697	\$5.472
Importación	\$3.792	\$7.859	\$10.029	\$15.797	\$21.893	\$13.308	\$20.335	\$29.408	\$29.631	\$25.706	\$25.459
Gas Natural											
Exportación	\$0	\$79	\$72	\$351	\$316	\$103	\$32	\$2	\$1	\$3	\$5
Importación	\$1.415	\$1.398	\$1.135	\$996	\$1.424	\$633	\$939	\$1.272	\$1.216	\$2.495	\$2.819
Petroquímicos											
Exportación	\$217	\$303	\$299	\$242	\$349	\$147	\$245	\$260	\$283	\$171	\$132
Importación	\$58	\$107	\$128	\$145	\$158	\$168	\$174	\$125	\$252	\$129	\$168

Tabla 2.1 Estadísticas Operativas de PEMEX.

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2014.

En la Fig. 2.6 se muestra cual ha sido la importación y exportación de petrolíferos en México (Mbd).

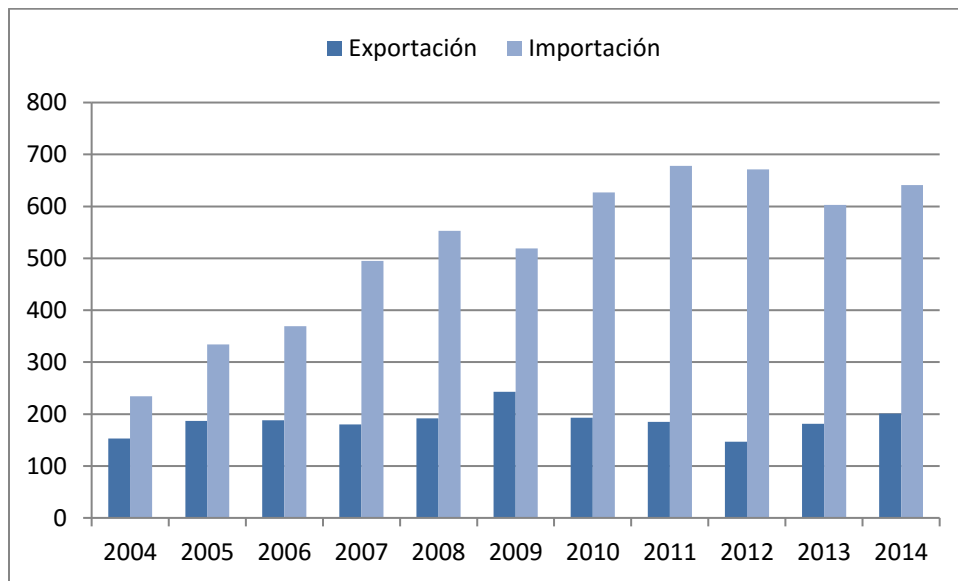


Fig. 2.6 Exportación e Importación de Petrolíferos (Mbd).

En la Fig. 2.7 se muestra en millones de dólares la importación y exportación de Petrolíferos en México.

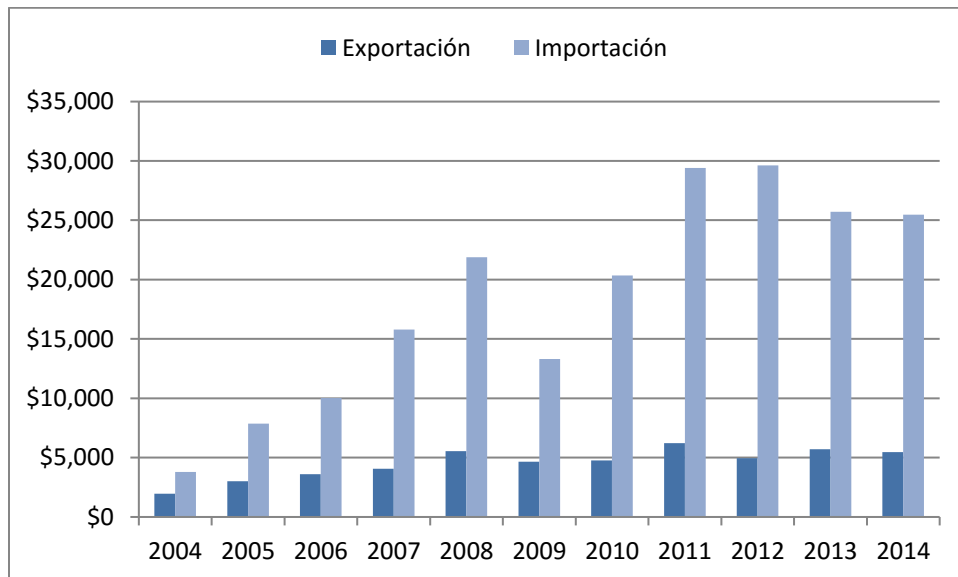


Fig. 2.7 Exportación e Importación de Petrolíferos (MMUSD).

En la Fig. 2.8 se muestra cual ha sido la importación y exportación de Gas Natural en México

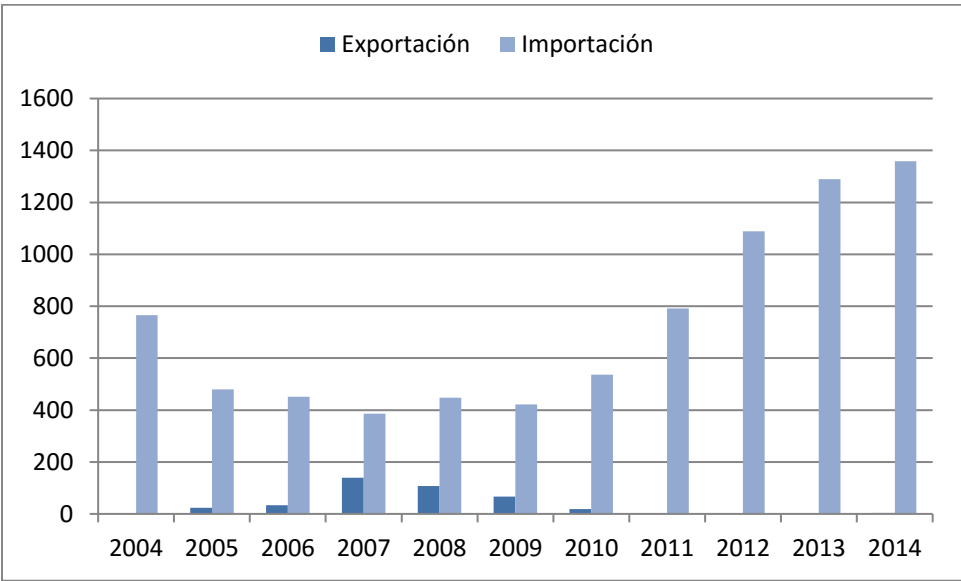


Fig. 2.8 Exportación e Importación de Gas Natural (MMpcd).

En la Fig. 2.9 se muestra en millones de dólares la importación y exportación de Gas Natural en México.

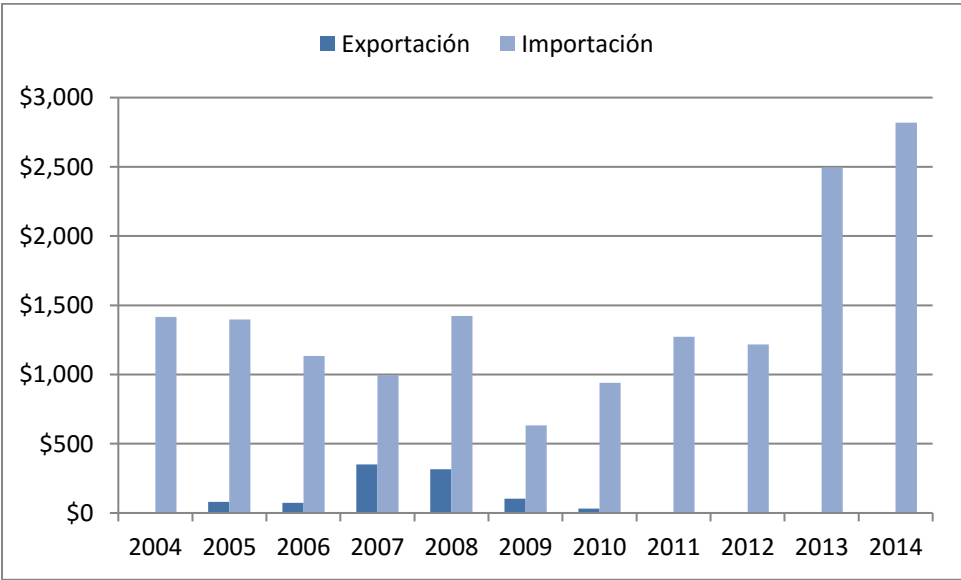


Fig. 2.9 Exportación e Importación de Gas Natural (MMUSD).

En la Fig. 2.10 se muestra cual ha sido la exportación e importación de petroquímicos en México.

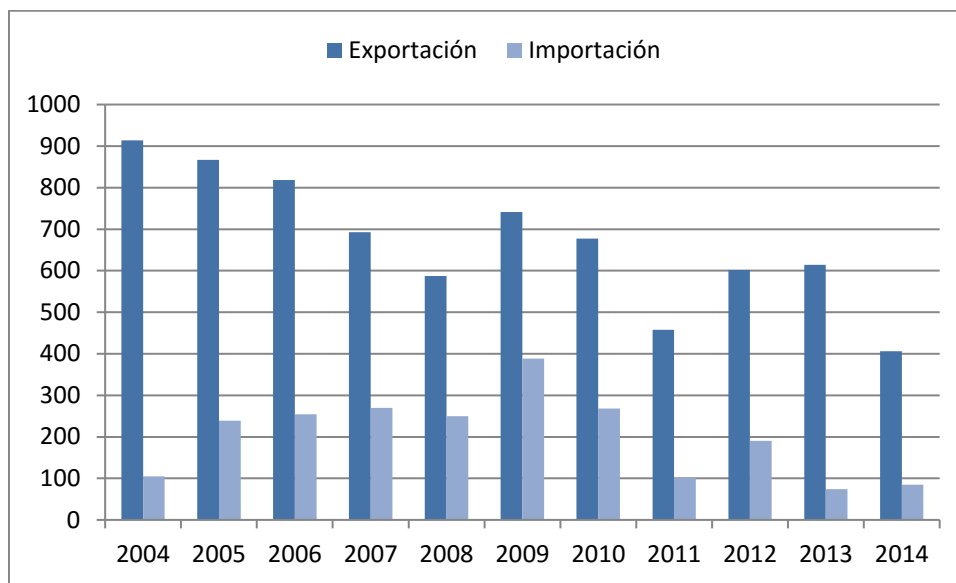


Fig. 2.10 Exportación e Importación de Petroquímicos (Mt.).

En la Fig. 2.11 se muestra en millones de dólares la importación y exportación de Petroquímicos.

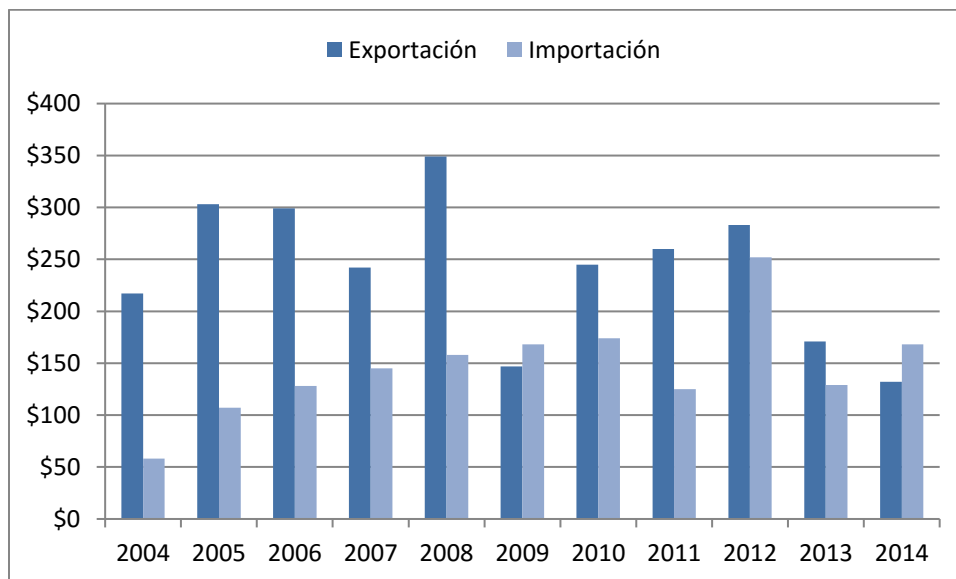


Fig. 2.11 Exportación e Importación de Petroquímicos (MMUSD).

3. DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA.

3.1 Introducción.

El desarrollo de infraestructura, es la forma más tangible y concreta de transformar una nación. Gran parte de la competitividad, del crecimiento económico y del bienestar social de los países está determinado por contar con instalaciones de vanguardia, en aeropuertos carreteras, puertos, telecomunicaciones, trenes, centrales eléctricas, complejos petroleros, gasoductos, presas, hospitales, equipamiento urbano y desarrollos turísticos entre otros.

3.2 Diagnóstico.

La principal tarea del sector energético es el abasto suficiente y oportuno de energéticos de calidad a precios competitivos para toda la población, en apoyo a la actividad social y económica del país. Si bien se producen más energéticos que los que se consumen, ese superávit viene de petróleo y gas natural, en tanto que el consumo nacional de energéticos ha crecido a un ritmo anual de 2.7% durante la última década. Adicionalmente, se han acentuado los rezagos en capacidad de refinación y petroquímica, con lo que se ha acrecentado la importación de estos productos, en tanto que el transporte, almacenamiento y distribución de combustibles líquidos y gaseosos muestra insuficiencias y obsolescencia en algunos tramos y regiones.

En el sector eléctrico las principales dificultades son la saturación de líneas de transmisión, la necesidad de interconectar zonas en donde se genera electricidad a partir de energías renovables, acelerar el abasto de gas natural y reducir las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución.

El Desarrollo de Infraestructura Energética dimensiona las necesidades de inversión e identifica proyectos específicos para fortalecer la infraestructura del sector energético durante la presente administración de igual forma, considera el escenario de desarrollo nacional que es posible alcanzar derivado de las modificaciones a los artículos 25, 27, y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Al eliminar las fronteras y limitaciones en el sector, se detonan una serie de oportunidades que deben ser aprovechadas por el país.

3.3 Posición del Sector Energético en el contexto Internacional.

La arquitectura energética es el sistema físico integrado por fuentes de energía, transporte y sectores de consumo, que incluyen al gobierno, la industria y la sociedad civil. La arquitectura energética de cualquier país, de acuerdo con sus propios requerimientos, debe promover el crecimiento y desarrollo económico, de una manera ambientalmente sustentable, proporcionando acceso seguro y universal a la energía.

Medida respecto a las variables mencionadas, la arquitectura energética de México ocupa el lugar 36, de un listado de 124 países, según la clasificación elaborada por el Foro Económico Mundial.

En la Fig. 3.1 se muestra la clasificación por arquitectura de energética donde México obtiene 0.59 puntos.

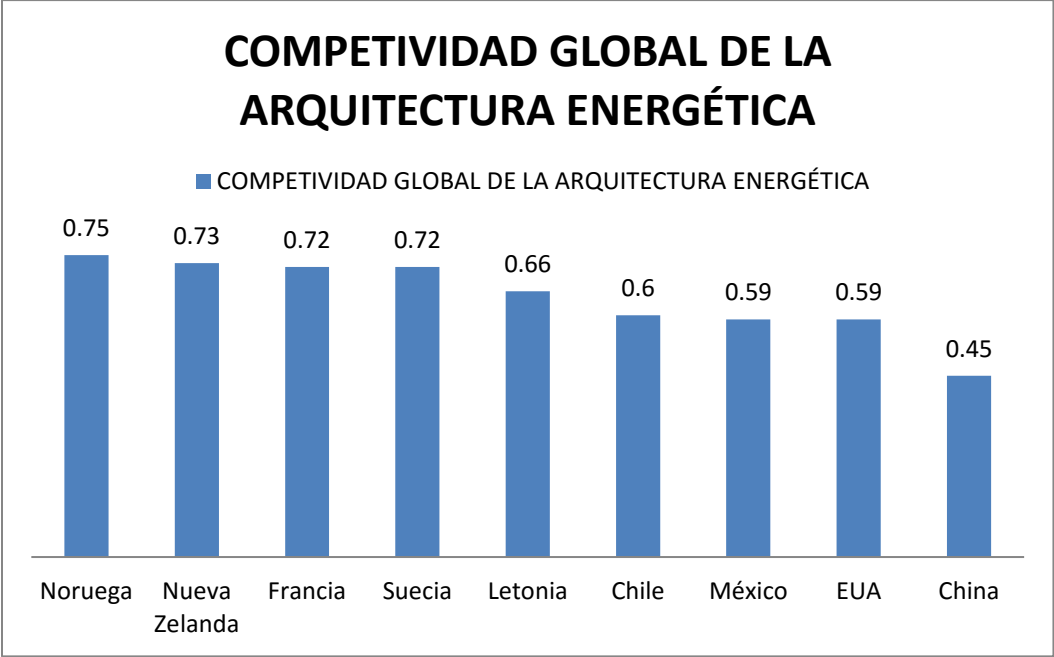


Fig. 3.1 Competitividad Global de la Arquitectura Energética.

Fuente: Foro Económico Mundial.

En una escala de 0.0 a 1.0, el índice evalúa el desempeño de la arquitectura energética de cada país. En cuanto a la producción de petróleo crudo, al cierre de 2012, México ocupó el lugar 10 a nivel mundial y la posición 15 en la producción de gas natural. En contraste, en 2006, México ocupaba las posiciones 6 y 14 de la producción mundial de petróleo y gas natural, respectivamente.

Por otra parte, México se ubicó en la posición 78 en la clasificación del Foro Económico Mundial en la escala de calidad del suministro de energía eléctrica de 2012. Esta variable mide la confiabilidad del sistema eléctrico respecto a

las interrupciones en el suministro y fluctuaciones del voltaje. México se encuentra por debajo de Irlanda, Corea del Sur, Chile y China los cuales ocuparon las posiciones 18, 32, 53 y 59 de la clasificación mundial, respectivamente.

En la Fig. 3.2 se muestra la posición de varios países en la calidad de Suministro de Energía Eléctrica, México se encuentra debajo de China y Chile.

Calidad de Suministro de Energía Eléctrica	
País	Posición
Irlanda	18
Corea del Sur	32
Chile	53
China	59
México	78

Fig. 3.2 Escala de Suministro de Energía Eléctrica por posición.

FUENTE: Foro Económico Mundial.

3.4 Indicadores Estratégicos y metas.

Indicador 1	Producción de Hidrocarburos Petróleo Crudo.
Descripción	Volumen total de hidrocarburos en fase líquida obtenida en los pozos productores de los campos petroleros de PEP, se mide en miles de barriles por día (mbd).
Línea Base 2013	2,541 miles de barriles de petróleo crudo.
Meta 2018	3,000 miles de barriles de petróleo crudo.

Fig. 3.3 Producción de Hidrocarburos Petróleo Crudo.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

Indicador 2	Producción de Hidrocarburos de Gas.
Descripción	Volumen total de hidrocarburos en fase gaseosa obtenida de los pozos productores de los campos de petróleo, se mide en millones de pies cúbicos por día (MMpcd).
Línea Base 2013	5,666 millones de pies cúbicos diarios.
Meta 2018	8,000 millones de pies cúbicos diarios.

Fig. 3.4 Producción de Hidrocarburos de Gas.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

Indicador 3	Crecimiento de la red de Transporte de acceso abierto de Gas Natural.
Descripción	Se medirá el crecimiento de la red de transporte de Gas Natural en el país, esta medición será función de la longitud de la red de transporte de acceso abierto de Gas Natural y su incremento en el tiempo.
Línea Base 2013	11,724 kilómetros.
Meta 2018	17,210 kilómetros (47% incrementó).

Fig. 3.5 Red de Transporte de Gas Natural.

FUENTE: Programa Sectorial de Energía 2013–2018.

4. PROBLEMÁTICA DEL SECTOR A NIVEL NACIONAL.

4.1 Introducción.

En el periodo la política de infraestructura del sector energético estaba orientada reducir el desequilibrio entre la extracción de hidrocarburos y la incorporación de reservas. El gasto de inversión anual de PEMEX Exploración Producción (PEP) promedio 266,451mdp. La restitución de reservar probadas paso de 77.1% al inició de 2009 a 104.3% en enero de 2013.

No obstante, en comparación con la industria internacional, la capacidad para incorporar hidrocarburos por encima de la producción aún es limitada. Asimismo, es importante alcanzar tasas de restitución superiores al 100% para obtener niveles crecientes de producción de hidrocarburos. Por otra parte, en el periodo referido se buscó impulsar la exploración y producción de crudo y gas de nuevos yacimientos, estableciendo las bases para iniciar la extracción en aguas profundas. Para ellos, se requirieron capacidades técnicas y de ejecución significativas, con riesgos importantes. Sin embargo, aún se necesita evaluar el potencial de las áreas prioritarias y mejorar el conocimiento del tamaño, distribución y tipo de hidrocarburos de los distintos yacimientos.

4.2 Gasto de inversión de PEMEX de 2008 a 2012.

A pesar de que la inversión destinada a la industria de la refinación mostró un crecimiento real de 10.4%, entre 2008 y 2012, este subsector enfrentó grandes retos en los últimos años. Aunque Petróleos Mexicanos emprendió un programa de reconfiguración de refinerías enfocado a aumentar la capacidad de procesamiento de crudos pesados para obtener mejores rendimientos, únicamente tres refinerías (Minatitlán, Madero y Cadereyta) de las seis cuentan con procesos de conversión profunda. Las refinerías presentan problemas operativos y estructurales tales como bajo nivel de utilización de plantas, elevados índices de intensidad energética configuración desactualizada de algunos procesos y paros no programados. Tan sólo en 2012 se presentaron fallas en las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.

En el Fig. 4.1 se muestra en millones de pesos cual ha sido el gasto de inversión en las diferentes áreas de PEMEX, el mayor gasto de inversión se destina a exploración y producción.

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012
Petróleos Mexicanos	\$251.793	\$305.262	\$310.592	\$297.159	\$335.167
Exploración y Producción	\$223.063	\$274.867	\$276.838	\$262.336	\$295.152
Refinación	\$20.904	\$22.452	\$26.174	\$27.972	\$31.094
Gas y Petroquímica Básica	\$5.229	\$4.776	\$4.495	\$3.356	\$4.800
Petroquímica	\$2.039	\$2.488	\$2.847	\$2.698	\$3.107
Corporativo	\$558	\$679	\$238	\$797	\$1.014

Fig. 4.1 Gasto de inversión de PEMEX, 2008-2012 (Millones de pesos).

FUENTE: Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Finanzas.

En la Fig. 4.1 se muestra cual ha sido el gasto en inversión en PEMEX en los últimos años.

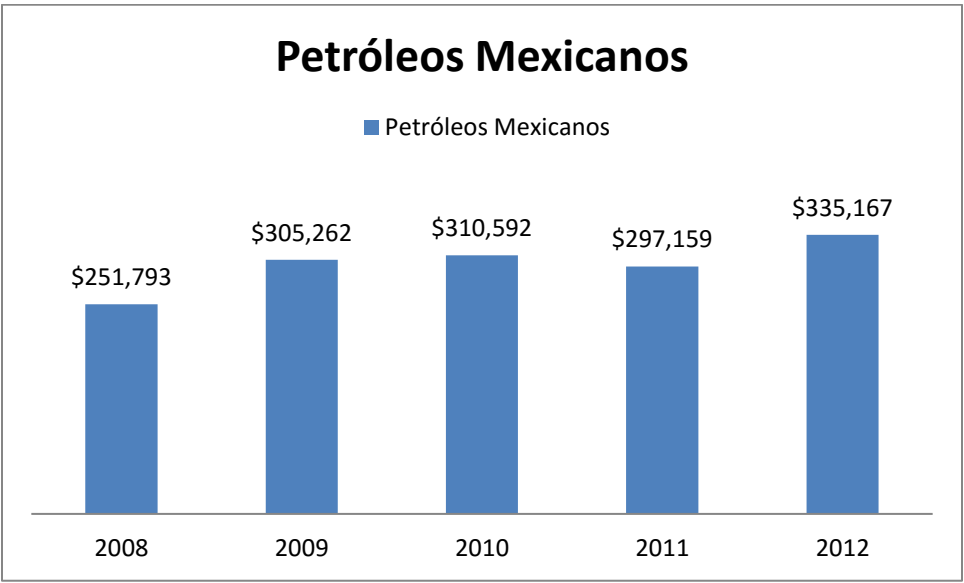


Fig. 4.1 Gasto total de inversión de PEMEX (Millones de pesos).

En la Fig. 4.2 se muestra cual ha sido el gasto en inversión en exploración y producción en los últimos años.



Fig. 4.2 Gasto de inversión en Exploración y Producción (Millones de pesos).

En la Fig. 4.3 se muestra cual sido el gasto en inversión en los últimos años en Refinación.

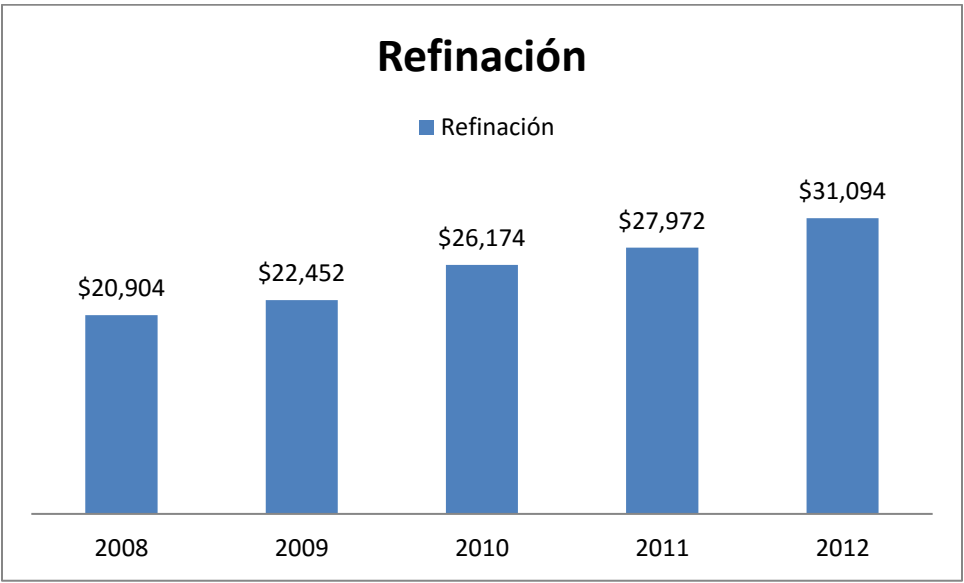


Fig. 4.3 Gasto de inversión en Refinación (Millones de pesos).

En la Fig. 4.4 se muestra cual ha sido el gasto en inversión en los últimos años en actividades de Gas y Petroquímica Básica.

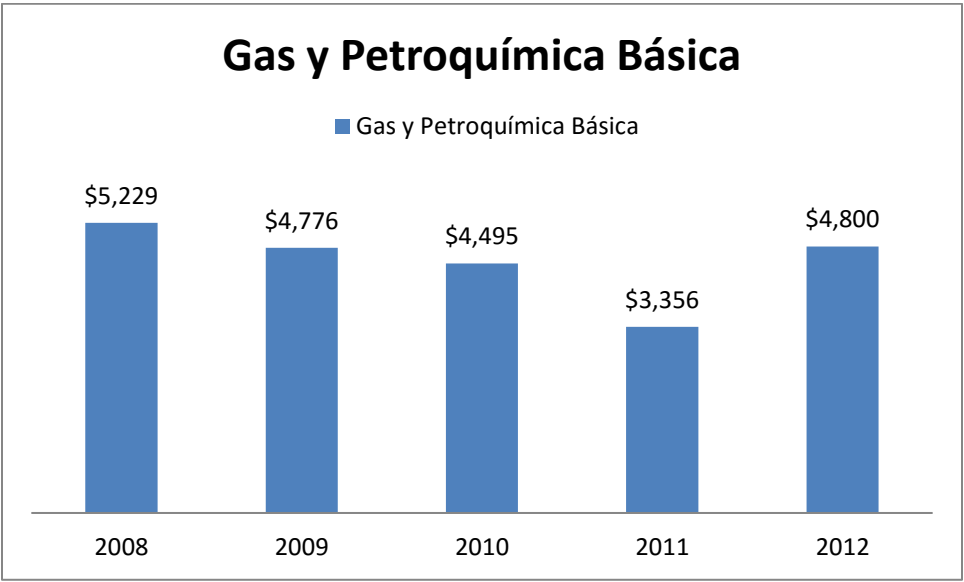


Fig. 4.4 Gasto de inversión en Gas y Petroquímica Básica (Millones de pesos).

En la Fig. 4.5 se muestra cual ha sido el gasto en inversión en los últimos años en actividades de petroquímica.

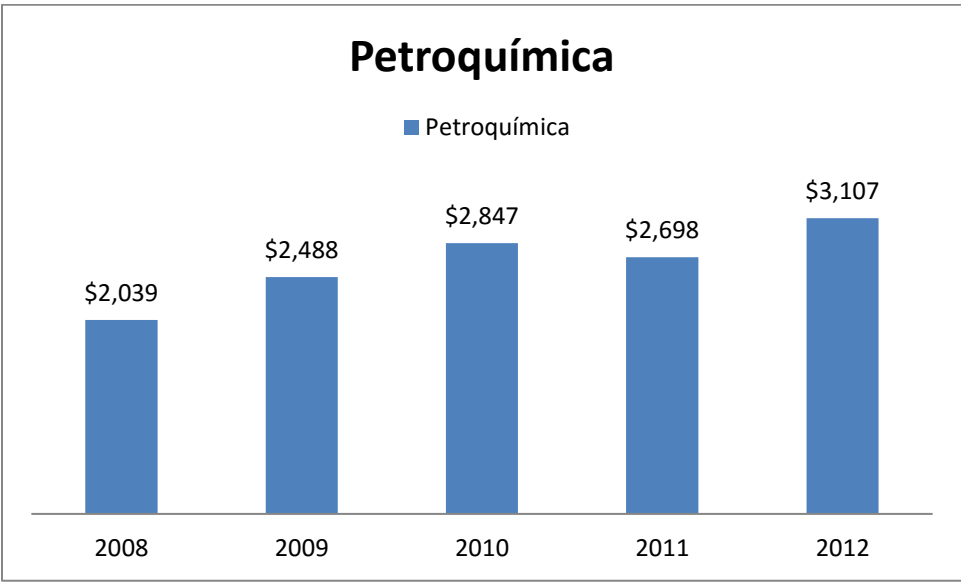


Fig. 4.5 Gasto de inversión en Petroquímica (Millones de pesos).

En la Fig. 4.6 se muestra cual ha sido el gasto en inversión en los últimos años en el Corporativo de PEMEX.



Fig. 4.6 Gasto de inversión en Corporativo (Millones de pesos).

En cuanto al sistema de transporte desde el Golfo de México hacia la zona centro del país, PEMEX ha llevado a cabo acciones para fortalecer este tramo, incorporando una mayor participación del transporte por ferrocarril y autotanque. No obstante, *en el mediano y largo plazo, el abasto del mercado nacional de petrolíferos requiere desarrollar mayor infraestructura logística y de transporte que permita reducir costo de suministro*, fortalecer los puntos de internación de producto y garantizar la seguridad de abasto.

Otro aspecto de la política de hidrocarburos fue el aumento del procesamiento y transporte de gas natural. No obstante, el gasto de inversión en PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGBP) presentó una reducción real promedio de 2.1% de 2008 a 2012 con una capacidad de procesamiento constante.

Asimismo, las limitaciones en infraestructura tanto de transporte como de importación de gas natural, provocaron que durante el año 2012 y los primeros 5 meses de 2013, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) enfrentará condiciones críticas de operación. Estas condiciones se resolvieron a través de una Estrategia Integral que ha permitido que el Sistema no presente alertas críticas desde mayo de 2013. La política de infraestructura en Petroquímica buscó desarrollar diversas plantas de productos derivados de hidrocarburos. Se promovieron inversiones complementarias del sector privado en petroquímica, para impulsar y desarrollar dicha industria en México.

Para fortalecer cadenas productivas en la industria, será necesario promover la oferta doméstica de petroquímicos. Mientras que en 1997 las importaciones solo representaban el 41% del consumo nacional de petroquímicos, para 2012 alcanzaron el 66%. En Materia energética eléctrica, una de las estrategias fue

desarrollar la infraestructura de generación, transmisión y distribución necesaria para satisfacer la demanda de servicio público de energía eléctrica al menor costo posible.

Entre 2008 y 2012, el crecimiento promedio anual del consumo nacional de energía eléctrica fue de 3.0%, en tanto que el crecimiento de la capacidad efectiva fue de 1.0% (Capacidad del sector energético público reportada por Comisión Reguladora de Energía de los permisionarios en operación) Aunque en la actualidad existe en la capacidad suficiente para el abastecimiento del fluido eléctrico en el país, la mayor incorporación de usuarios y el mayor acceso al suministro de energía significan un reto en la satisfacción de una población con necesidades de energía de calidad, confiable y con la estabilidad requerida para el servicio público. Por ello, se promovió una política de diversificación de fuentes de generación de energía eléctrica, impulsando especialmente el uso de fuentes renovables, de 1999 a 2013, la participación de energías renovables en la capacidad de generación total ha caído cuatro puntos porcentuales, pasando del 29 al 25%.

Por otro lado, a pesar de que el sistema cuenta con un margen de reserva de 22.7% (2012) que es superior al óptimo, esto no lo exime de ser vulnerable a fallas, indisponibilidad de combustibles y otros eventos críticos, además de que existe un importante número de plantas de generación que rebasan su vida útil y con obsolescencia.

Por lo anterior, sí no se aplican medidas para que la expansión óptima del sistema eléctrico nacional, la estabilidad y confiabilidad, así como el costo de operación del sistema pudiera verse afectado en algunos puntos. En este

sentido, la Comisión Federal de Electricidad en coordinación con PEMEX y terceros requiere invertir en nuevos gasoductos con el objeto de mejorar el abasto de gas natural para incorporar nuevas centrales y tener flexibilidad en el despacho de centrales, amigable con el medio ambiente y contar con un combustible más barato que permitirá reducir los costos de producción y con ello, reducir las tarifas que pagan las empresas y las familias mexicanas.

4.3 Cobertura del Sector.

4.3.1 Petróleo crudo.

En 2012, la producción de petróleo fue de 2,548 miles de barriles diarios (mbd). En cuanto a la evolución de la producción de los principales activos, la declinación del activo Cantarell ha sido parcialmente compensada por la producción incremental de los proyectos Ixtal-Manik, Crudo Ligero Marino, Yaxche, Delta de Grijalva y Ku-Maloob-Zaap. Este último se mantiene como el activo más importante del país por su producción de hidrocarburos. Por otra parte, el activo Aceite Terciario del Golfo ha elevado su producción sólo de manera paulatina y errática.

4.3.2 Gas Natural Transporte y Almacenamiento.

Al cierre de 2012, PEMEX contó con dos sistemas de transporte de gas natural: El Sistema Naco-Hermosillo que se circunscribe al estado de Sonora y el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) que comprende la mayoría de las redes interconectadas del país.

En 2012, el volumen de gas natural transportado a través del SNG fue superior en 43 millones de pies cúbicos diario (MMpcd), al volumen transportado en 2011. Esto representó un nivel de utilización promedio de 93% en 2012, lo que rebasa el nivel de utilización óptimo de 85% que permite amortiguar las variaciones de empaque y demandas no coordinadas de los distintos usuarios.

Por su parte, entre 2011 y 2012, la CFE celebró contratos para la construcción, operación y mantenimiento de los gasoductos: Tamazunchale, Morelos, Corredor Chihuahua, así como del Sistema Norte-Noroeste, integrado por 4 segmentos: Sásabe-Guaymas, Guaymas–El Oro, El Oro–Mazatlán y el Encino-Topolobampo, con capacidades incrementales de transporte que se ubican entre 202 y 850 Mpcd.

El transporte de gas líquido de petróleo (gas LP), auto-tanque, semirremolques y vehículos de reparto. En el caso de ductos, PEMEX cuenta con dos sistemas, los tramos Hoobs-Méndez para la importación del combustible a Ciudad Juárez y el de mayor longitud que corresponde al trayecto Cactús-Guadalajara. En 2012, en ambos sistemas se transportaron un total de 200 mbd (500 mbd menos, respecto a 2011).

El transporte por ducto de gas LP ha venido enfrenando retos importantes derivados de la reducción paulatina de la demanda, ocasionando que algunos tramos se encuentren cerca del nivel operativo mínimo de diseño. En el caso de almacenamiento de gas LP, la capacidad de PEMEX es insuficiente, ya que sólo permite amortiguar variaciones diarias de la oferta y la demanda. Esta situación resta flexibilidad para garantizar el abasto ante situaciones de contingencia.

4.3.3 Refinados de Petróleo.

A lo largo del país, PEMEX cuenta con seis refinerías (Madero, Minatitlán, Cadereyta, Salina Cruz, Tula y Salamanca), las cuáles en conjunto tienen una capacidad instalada de procesamiento de 1.69 millones de barriles diarios (MMbd) de petróleo. Desde 1998, la capacidad de procesamiento no ha sido modificada.

4.3.4 Petroquímica.

En 2011 y 2012, se registró una disminución en la producción neta de petroquímicos, la cual se debe a retrasos en la integración de la nueva planta de reformación catalítica en el complejo La Cangrejera. Dichos retrasos se reflejaron en el porcentaje de utilización de las plantas de PEMEX Petroquímica, que disminuyó de 79% en 2011 a 62% en 2012, provocando que el tren de aromáticos y las preparadoras de carga, permanecieran fuera de operación durante este período.

5. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO.

5.1 Introducción.

En 2012, la capacidad efectiva de generación de electricidad del Servicio Público presentó un crecimiento de 1.2% alcanzando 52,533.9MW. Por otra parte, el consumo nacional de electricidad aumentó 2.1%, alcanzando 234,019Gigawatts-hora (GWh).

5.2 Transmisión de Energía Eléctrica: Red Eléctrica.

El desarrollo de la red de transmisión considera la magnitud y ubicación geográfica de la demanda y localización de las centrales generadoras. La red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones en muy alta tensión (230KV y 400KV). Las redes de subtransmisión en alta tensión (entre 69KV y 161KV) tienen una cobertura regional. Las de distribución en media tensión (entre 2.4KV y 60KV) transportaban la energía en zonas relativamente pequeñas. Las de distribución en baja tensión (entre 120V y 240V) alimentan cargas de usuarios de bajo consumo. En 2012 las líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión alcanzaron una longitud de 859.1 miles de kilómetros y la capacidad instalada en subestaciones de transmisión y distribución llegó a 276,262 megavoltios–amperes (MVA).

En la red de transmisión se ha identificado un conjunto de enlaces en los que será prioritario aumentar su capacidad para enfrentar el crecimiento de la demanda, la capacidad de generación y brindar flexibilidad de operación al sistema. Por otra parte las pérdidas totales de energía en el sistema eléctrico nacional se ubicaron en 16.91% en 2012, de las cuales 1.58% ocurrieron en el nivel de transmisión y 15.33% en el nivel de distribución (Fig. 5.1).

En el Fig. 5.1 se muestra cuáles han sido las pérdidas en los últimos años por transmisión y distribución de energía eléctrica en porcentaje.

CONCEPTO	2008	2009	2010	2011	2012
Pérdidas de Transmisión	2,40%	2,39%	2,41%	2,00%	1,58%
Pérdidas de Distribución	15,73%	16,09%	16,10%	15,86%	15,33%
Pérdidas Totales	17,97%	18,48%	18,51%	17,86%	16,91%

Figura 5.1 Pérdidas de Transmisión y Distribución del Sistema Eléctrico, 2008, 2012.

Diferencia de energía recibida con energía entregada entre energía recibida.

FUENTE: CFE, Programa de Obras e inversiones del Sector Eléctrico.

5.3 Energía Sustentable.

En 2012, la generación bruta de energía eléctrica por fuentes renovables (hidráulica, geotérmica, eólica y solar) alcanzó 38,879.5 GWh en el servicio público, lo que representó 14.9% del total generado a nivel nacional. Dicha generación está asociada a una capacidad efectiva instalada en 12,908 MW. Si bien la generación bruta proveniente de energías renovables, ha aumentado respecto a 2008, su participación en el total del servicio público prácticamente se ha mantenido estable. En el caso de la capacidad efectiva del servicio público, la participación de las energías renovables en el total fue de 24.2% en 2008 y 24.6% en 2012.

En los últimos años destaca cierta declinación de la capacidad de generación por energía geotérmica: así como el aumento de la capacidad por energía eólica (511MW más) y la inauguración de la central hidroeléctrica. La Yesca, en ambos casos en 2012.



Fig. 5.2 Instalaciones de PEMEX.

FUENTE: Petróleos Mexicanos, Anuario Estadístico 2013

5.4 Problemática del Sector por Regiones o Entidad Federativa.

La región Noroeste (Baja California, Baja California Sur, Sinaloa y Sonora) tienen un alto consumo de energía eléctrica asociado al uso de sistemas de aire acondicionado, ventiladores o sistemas de refrigeración y a los sistemas de bombeo para riego agrícola. Un caso ilustrativo de los problemas que enfrenta esta región, es el sistema eléctrico de Baja California Sur, donde el margen de reserva en 2012 (58MW) fue menor al requerido (86MW). Para hacer frente a las crecientes necesidades de suministro de energía eléctrica debe aprovecharse la incidencia solar, así como explotar el potencial de las energías eólica y geotérmica.

En el caso de la región Noreste (Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León y Tamaulipas), existe un amplio desarrollo manufacturero con ramas como siderurgia, cementera, química, vidrio, entre otras, que son altamente intensivas en el consumo de energía. El crecimiento que ha venido presentando la industria manufacturera requiere asegurar la infraestructura de suministro de energía, especialmente de gas natural. Por tanto, es importante aprovechar los recursos locales de gas tanto convencional como no convencional, así como de carbón. También es una región con alto potencial solar y de viento, que permite la instalación de centrales generadoras fuentes limpias de energía.

Cabe señalar que, según las previsiones de CFE, en el periodo 2014–2018, en el área de control Norte (Está área atiende las necesidades de suministro de energía eléctrica en los estados de Chihuahua, Durango, y parte de Coahuila)

del Sistema Eléctrico Nacional se podrían presentar valores de margen de reserva por debajo del mínimo recomendable.

Por su parte, la región Centro–Occidente (Esta área comprende Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas) cuentan con un alto potencial de energía renovable, ejemplo de ello está la generación geotérmica e hidroeléctrica: Por otra parte, el nivel de utilización óptimo, dificulta que el abastecimiento se realice de manera segura y confiable, con afectación a los clientes de los sectores eléctrico e industrial.

En la región Centro–Occidente es necesario implementar la conversión de residuales en la refinería de Salamanca, con el fin de reducir la producción de combustóleo y en su lugar obtener productos de alto valor de mercado, como son los destilados (gasolinas, turbosina y diesel). Además de que se reducen las emisiones contaminantes que afectan a las poblaciones cercanas.

La región Sur–Sureste (Esta área comprende Campeche, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz, Puebla, y Yucatán) posee un amplio potencial de recursos energéticos. Su potencial hídrico, eólico y mareomotriz permite la instalación de centrales hidroeléctricas de diferentes tipos y dimensiones, granjas eólicas y sistemas de aprovechamiento de corrientes marinas en el canal de Yucatán. En esta región, es importante generar un entorno de infraestructura energética que incentive el desarrollo económico y aumente el nivel de bienestar de la población.

Además, un pendiente importante en la región Sur–Sureste es la reconfiguración de la refinería de Salina Cruz, Oaxaca. El incremento poblacional y el aumento del parque vehicular en la región Sur–Sureste han impulsado el crecimiento de la demanda de gasolinas, por lo que en los próximos años será importante realizar inversiones para atender dicho crecimiento.

El crecimiento acelerado de la demanda de petrolíferos en la región Centro (Esta área comprende Ciudad de México, Hidalgo, México, Morelos y Tlaxcala) hace necesario que se fortalezca la red de suministro (Auto–tanques o poliductos) y la capacidad de refinación (reconfiguraciones y/o nuevas refinerías). Asociado a la elevada densidad de población, existen grandes centros de manejo y disposición de residuos urbanos, que hacen factible el desarrollo de proyectos para el aprovechamiento del gas asociado a la descomposición de estos desechos.

5.5 Retos y Áreas de Oportunidad del Sector.

En los últimos años, la tendencia tanto de producción como de consumo de energía colocó a México en el camino a convertirse en un país *estructuralmente deficitario*. En términos de productos finales, nuestro país es importador neto de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural, gas licuado de petróleo y petroquímicos. Adicionalmente, muchos de *los sistemas de transporte de energéticos presentan signos de obsolescencia, capacidad limitada, problemas de integridad física y rutas insuficientes de ductos hacia áreas del territorio nacional que no están conectadas al SNG.*

México es un país con un alto desarrollo en industrias como la manufacturera, cuyo potencial se amplía con la sinergia de la oferta de bienes y servicios del sector energético nacional e internacional. Con base a una perspectiva regional, existen áreas de oportunidad para aspectos como el almacenamiento de energía, sistemas verdes de transporte público que disminuyan el impacto sobre el medio ambiente, así como redes inteligentes que permitan un mejor control y el uso eficiente de la energía eléctrica a lo largo de toda la red.

6. IMPACTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA.

6.1 Transformación Energética.

La modificación a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, y de los 21 transitorios del Decreto de la Reforma del 20 de diciembre de 2013, representa una transformación de fondo en las industrias petrolera y eléctrica en nuestro país de modo que, se modifican las tendencias existentes y aumenta la capacidad de ejecución en todos los proyectos del sector. A través de los nuevos instrumentos y reglas para el funcionamiento del sector energético, se permitirá alcanzar mayor producción de energía primaria, ampliar los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, dar certidumbre al abasto; mejorar la eficiencia, la calidad de los productos, disminuir los costos de la energía eléctrica y los impactos nocivos. Estos cambios permitirán que el país aproveche sus recursos energéticos al máximo y en beneficio de la población.

El nuevo marco constitucional permite una mayor participación de terceros en todas las actividades del sector. La disponibilidad de abrir la gama de inversiones, no sólo por parte del Estado, sino también de inversionistas privados, permitirá una mejor selección de las inversiones y eficiencia de las empresas operadoras, tanto las del Estado como las privadas, la multiplicación de proyectos a partir de un mayor número de empresas compitiendo en los distintos segmentos de los mercados y de la rectoría del Estado mediante ordenamientos y regulación.

Con ello, se incrementará la seguridad energética del país, se reducirán los cuellos de botella que actualmente existen en el sector energético nacional y se fortalecerá su independencia energética. Asimismo, al permitir una sana competencia, los distintos actores buscarán optimizar sus procesos, administrar sus recursos de la mejor manera y reducir sus costos; lo cual resultará en una notable disminución de los precios finales de los combustibles para la población en general. De igual forma, la Reforma considera que el sector energético debe alinearse a premisas de justicia, equidad, desarrollo, democracia y rendición de cuentas. En este sentido, la oferta de energía deberá ampliar su cobertura hasta brindar a toda la población condiciones de acceso necesarios para que puedan desarrollar su potencial en diversos ámbitos. Con ello, se reafirma el compromiso de incrementar el acceso a la energía a aquellas comunidades que actualmente no cuentan con ésta.

6.2 Regulación Energética.

Para su ejecución, la Reforma incrementa la gama de instrumentos y las posibilidades del Estado para ordenar las actividades de cada eslabón de la cadena productiva del sector energético, en el nuevo marco en donde también se contará con la participación de terceros. Asimismo, prevé el reforzamiento de las funciones que deberán desempeñar las agencias reguladoras del sector energético, tanto en las áreas que requieran conocimientos especializados, como en la categorización eficiente de las actividades del sector. De igual manera, propicia la agilización en la toma de decisiones para nuevas inversiones.

En el tema de Exploración y Producción de hidrocarburos, el país requiere realizar inversiones que le permitan incrementar sus niveles de producción. Por tal motivo, la Reforma establece que el Estado podrá celebrar contratos tanto con PEMEX como con empresas privadas especializadas para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. El tipo de contrato, dependerá de las características y requerimientos de cada área ya sean de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia. Los procesos licitatorios del sector energético, serán realizados a través de mecanismos que garanticen la máxima transparencia y con una clara rendición de cuentas.

En lo que respecta a los contratos, promoverán la producción en yacimientos de hidrocarburos que en la actualidad se encuentran desaprovechados por la insuficiente capacidad de ejecución, recursos presupuestarios limitados y/o la falta de acceso a tecnología de punta. La Reforma reafirma la propiedad de la nación sobre el petróleo y demás hidrocarburos por medio de asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos (PEMEX), así como a través de contratos otorgados a PEMEX por sí solo, a PEMEX en asociación con particulares, o a estos últimos por sí mismos.

6.3 La Reforma Energética y el Gas Natural.

Sobre Gas Natural, se espera que en los próximos años, este combustible continúe incrementando su competitividad en comparación con otros, aumentando su demanda; por ende, es necesario asegurar el desarrollo óptimo de la infraestructura de transporte en el sector. En el mismo sentido, el aumento en el suministro de gas natural permitirá la construcción de nuevas

plantas industriales que procesen dicha materia prima en productos petroquímicos de mayor valor agregado. Asimismo, se permitirá la inversión privada y de empresas productivas del estado en la realización de proyectos relacionados con la infraestructura de transporte de gas natural.

Actualmente, bajo el marco de las posibilidades de inversión público privada que abre la Reforma Energética, la Comisión Federal de Electricidad ha identificado números proyectos de desarrollo de gasoductos para abastecer plantas de generación de electricidad en distintos puntos del país. Con ello se amplía tanto la oferta del flujo eléctrico como la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural para los usuarios, generando condiciones propicias para aumentar el crecimiento económico de esas regiones.

Con la entrada gradual en operación comercial de dichos gasoductos durante el periodo 2013–2016, la CFE incorporará más de 2,728km a la red integra del país. En este contexto, la CFE evolucionará de ser una empresa de electricidad a ser una empresa de energía, que brinde servicios de electricidad y Gas Natural.

Adicionalmente, se creará el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENEGAS) que tiene como fin administrar y operar el Sistema Nacional de Gasoductos, facilitando el acceso, reserva de capacidad en las redes de transporte a productores comercializadores y consumidores finales.

6.4 Reforma Energética: Infraestructura de Hidrocarburos.

En otro orden de ideas, resulta necesario construir nueva infraestructura que permita incrementar la capacidad de suministro y producción de petrolíferos de modo que se abastezca la demanda interna. A partir de las modificaciones derivadas de la Reforma. Se permitirá la inversión privada y competencia en el tratamiento y refinación de petróleo, así como en transporte, el almacenamiento y la distribución de los derivados como gasolina, diésel y otros. En cuanto a petroquímica básica como actividad estratégica y exclusiva del Estado, además de que los particulares podrán participar en toda la cadena.

Esto traerá como resultado un aumento en la oferta doméstica de petroquímicos, la integración de la industria dedicada a la transformación y procesamiento del petróleo y gas natural. Con ello se podrán integrar cadenas productivas dando lugar a una reindustrialización.

Se estima que el consumo eléctrico nacional aumente aproximadamente un 27% hacia 2018, respecto del cierre del año 2012. Dicho crecimiento, se espera, será atendido con la construcción de 25,184MW de capacidad, adicionales los cuales deberán ponerse a disposición de la demanda durante el periodo 2013–2018 y que, además, buscarán la diversificación de la matriz.

Para enfrentar este reto, el nuevo marco constitucional permitirá introducir competencia en actividades como la generación y comercialización de energía eléctrica. Esto implica que existirá un mercado en el que podrán concurrir la CFE y los nuevos generadores que participen en la industria, además que los proyectos, que representan aproximadamente 328mil millones de pesos de

inversiones, de los cuales 29mil millones son atribuibles a la Reforma Energética. Estos proyectos podrán ser desarrollados por capitales público y/o privados.

Esta posibilidad de completar las inversiones del Estado, acelerarán la modernización de la planta de generación eléctrica. Aunado a lo anterior, el sector eléctrico nacional tiene otros retos que enfrentar, tales como la expansión de la capacidad de transmisión. Con la Reforma se posibilita una mayor inversión en este rubro, a través de contratos para que los particulares lleven a cabo actividades como el financiamiento, instalación, mantenimiento, operación, ampliación de la infraestructura de transmisión y distribución. Esto permitirá a México contar con energía más limpia y con una mayor participación de fuentes renovables de energía. Con la intención de fortalecer los proyectos de energía renovables, se facilitará su proceso administrativo, con lo que se incrementará su participación en la matriz energética.

En cuanto al impacto en el desarrollo económico de las distintas regiones del país, la Reforma abre oportunidades para que a nivel regional se desarrollen proyectos energéticos y que los Estados encuentren en ella un detonante de inversiones.

6.5 Inversión pública y privada.

Con las modificaciones, se posibilita que cada una de las regiones desarrolle y aproveche su potencial energético en las distintas partes de la cadena productiva. A partir de los cambios derivados de la Reforma Energética, las

distintas Entidades Federativas del país, dejarán de ser espectadores y se convertirán en actores. Este cambio de rumbo representa la oportunidad para que cada una de ellas defina sus propias estrategias y atraiga capital o inversiones que les permitan convertirse en polos de desarrollo.

Para alcanzar lo antes mencionado, el Gobierno de la República y los gobiernos locales, deben convertirse en promotores del sector, orientar a los inversionistas, operadores hacia las prioridades que deben cubrirse para satisfacer los objetivos de abastecimiento e inclusión social en las distintas regiones del país. De esta manera, el objetivo que se perseguirá será que las regiones puedan especializarse y crear polos de desarrollo o clústeres para cubrir porcentajes crecientes de la proveeduría del sector energético.

Considerando los puntos expuestos, el alcance de la Reforma es profundo, sus resultados y beneficios se verán en el corto, mediano y largo plazo. Como ejemplo; se pueden mencionar que, a través de ella se posibilita el establecimiento de las bases necesarias para el desarrollo de proyectos cuyo tiempo de maduración rebasa el establecido en este documento, tal como los nuevos descubrimientos en aguas profundas, nuevas tecnologías en recuperación mejorada, entre otros.

La concurrencia de inversiones públicas y privadas no sólo resultará en un aumento de la producción de energéticos, sino que dinamizará la actividad económica en nuestro país. En este sentido, la Reforma ha sentado las bases para armonizar los objetivos de desarrollo económico, social y ambiental en México. Los proyectos potenciales que se presentan en este Programa, son aquellos que se consideran factibles de ejecutar en una región o entidad

federativa por parte de PEMEX y CFE. Además, la Reforma Energética tiene el potencial para generar oportunidades adicionales. Estos proyectos de alto impacto detonarán la actividad económica y su repercusión trasciende el sector energético en la creación de empleos calificados, demanda de profesionistas, desarrollo de infraestructura, entre otros.

Es importante referir que los estimados de inversión generados por la Reforma Energética mencionados en este documento, podrán darse a partir de los términos en los que se aprueben las leyes secundarias del sector energético, así como de otros factores del contexto internacional.

7. ESTRATEGÍAS PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO NACIONAL.

7.1 Objetivo del sector.

Asegurar el desarrollo óptimo de la infraestructura para contar con energía suficiente, calidad y precios competitivos. El sector energético, como palanca de desarrollo industrial y regional, es vital para el futuro del país. Por tal motivo, además de proveer la energía que demandan actualmente las actividades productivas, el sector también debe contar con las condiciones necesarias para ofrecer un abasto adecuado en cantidad y precios competitivos. El crecimiento de una mayor y mejor infraestructura, permitirá consolidar el abasto de los energéticos que el país requiere para su desarrollo. Asimismo, a través de una adecuada canalización de inversiones se promoverá la expansión y modernización de la infraestructura del sector, con lo que aumentará la oferta y acceso a los servicios energéticos y se fortalecerá la competitividad de México.

La mayor y más eficiente capacidad productiva de hidrocarburos a lo largo de toda la cadena, se traduce en un incremento de la seguridad en el abasto de los energéticos primarios que el país requiere para su desarrollo. Por otra parte, el sector eléctrico debe realizar un gran esfuerzo para mantener el desarrollo sostenible nacional y regional de proyectos que aseguren la factibilidad económica, técnica y ambiental, a mediano y largo plazo, bajo esquemas de financiamiento y contratación que permitan el logro equilibrado de las metas y objetivos que se han planeado.

7.2 Exploración y Producción de Hidrocarburos.

- Desarrollar la infraestructura para la evaluación adecuada de los recursos petroleros y su transformación en reservas probadas de hidrocarburos.
- Asegurar la infraestructura para el desarrollo de estudios de información sísmica.
- Implementar mejores prácticas para administrar la declinación de campos mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y mejorada.
- Gestionar los recursos para asegurar la disponibilidad de equipos, ductos y materiales de suministro para la extracción de hidrocarburos.
- Realizar rondas de licitaciones para la asignación de áreas de exploración y extracción a fin de atraer inversión privada que complemente la inversión pública en infraestructura.

Para prolongar la vida productiva de los yacimientos, e incrementar la producción, es necesario llevar a cabo distintas inversiones estratégicas. Asimismo, considerando que se espera una mayor actividad en campos de menor tamaño y mayor complejidad, es fundamental definir un portafolio de proyectos diversificado, que permita aprovechar de manera sostenible los recursos petroleros de nuestro país. Del mismo modo, para lograr la sostenibilidad de los recursos petroleros, uno de los elementos críticos en la definición del portafolio deber ser el potencial de los proyectos para incrementar la tasa de restitución de reservas.

Por lo cual, la inversión estimada de 2013 a 2018 será de \$2,425,946mdp en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En la Fig. 7.1 se muestra cual ha sido la inversión de 2007 a 2012, así como la inversión estimada de 2013 a 2018.

(Información en Millones de Pesos)

Inversión Pública 2007-2012	Inversión 2013-2018
\$1,303,763	\$2,425,946

Fig. 7.1 Comparativo de inversión en Exploración y Producción.

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

La Actividad Energética más importante, Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México hasta 2013 era PEMEX la única empresa que podía realizar estas actividades, gracias a la Reforma Energética la iniciativa privada puede participar, trayendo consigo, inversión, competencia y buenas prácticas, es una actividad muy rentable siempre que el precio por barril de petróleo sea alto, el Gobierno anterior destino un presupuesto de **\$1,303,763** millones de pesos, en promedio anual se invirtió **\$217,294** millones de pesos en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, para 2013–2018 se prevé invertir **\$2,425,946** millones de pesos en este sector, monto **186.07%** superior, en promedio se planea invertir **\$404,324** millones de pesos.

En la Fig. 7.2 se muestra cuál fue la inversión de 2007 a 2012 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en actividades de exploración y producción de hidrocarburos, también se puede observar cual fue la inversión promedio anual.



Fig. 7.2 Inversión Exploración y Producción de Hidrocarburos (Millones de pesos).

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

7.2.1 Principales proyectos.

Cantarell.- En aguas someras de Campeche, contempla actividad de perforación, intervenciones mayores y menores a pozos, mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno y gas amargo, construcción de infraestructura de aprovechamiento de gas, deshidratación de crudo. La inversión asociada es de **\$233,179.1mdp** para los años que comprenden el periodo 2013–2018.

Ku-Maloob-Zaap.- En aguas someras de Campeche, consiste en la operación y mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo, construcción de infraestructura complementaria para el manejo de la

producción de nuevos campos. Su inversión asociada es de **\$247,945.5mdp** en el periodo 2013 a 2018.

Burgos.- Estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, este proyecto considera un plan de exploración orientado a incrementar las reservas de gas. En cuanto a exploración, su actividad está enfocada a la operación y mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo, la construcción de ductos, intervenciones mayores, así como, el mejoramiento de la infraestructura asociada. Su inversión se estima en **\$50,870mdp** para el periodo 2013–2018.

Chuc.- Estados de tabasco y Campeche, este proyecto se enfoca en la operación y mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo, implementación de sistemas artificiales, construcción y modernización de infraestructura y la implantación de un sistema de recuperación mejorada. La inversión que se contempla para este proyecto durante los años 2013–2018 es de **\$100,984mdp**.

Antonio J. Bermúdez.- Este es proyecto de operación y mantenimiento de pozos productos, implementación de un sistema de bombeo electrocentrífugo, perforación de pozos de desarrollo y construcción de infraestructura de transporte. El monto de inversión destinado es de **\$77,290mdp** cuyo inicio de ejecución se dio en 2002 y concluirá en 2032.

Tsimin-Xux.- Estados de Tabasco y Campeche, consiste en la perforación de pozos de desarrollo, recuperación de pozos exploratorios; así como, la construcción de infraestructura necesaria para el manejo de la producción. Su inversión asociada es de **\$102,725mdp** para los años de 2013 a 2018.

Crudo Ligero Marino.- Estados de Tabasco y Campeche, este proyecto se relaciona con la operación y mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo, implementación de sistemas artificiales, construcción y modernización de infraestructura e implantación de un sistema de recuperación mejorada. Su inversión se calcula en **\$65,572mdp** de 2014-2018.

Bellota-Chinchorro.-El proyecto contempla perforaciones y reparaciones de pozos y la optimización de infraestructura existente. Desarrollar los campos Bricol, Madrefil y zonas aún no drenadas. El proyecto tiene una duración que va desde 2002 a 2036; asimismo, la inversión es de **\$39,434mdp**.

Ek-Balam.- Consiste en la operación y mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo, mantenimiento de presión a través de la inyección de agua, así como, la construcción de plataformas y líneas de transporte. Su inversión se calcula en **\$35,721mdp** para el periodo 2002–2045.

Yaxche.- Estados de Tabasco y Campeche, se enfoca en la operación y mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo, construcción de estructuras marinas y oleogasoductos. La inversión asociada es de **\$50,166mdp** para los años de 2013–2018.

Aceite Terciario del Golfo.- Estados de Puebla y Veracruz, este proyecto contempla la operación de mantenimiento de pozos productores, perforación de pozos de desarrollo y la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de producción de acuerdo al nivel de conocimiento y desarrollo en

cada uno de los campos que lo integran. Su inversión se estima en **\$78,070mdp** para el periodo 2013–2018.

Área Perdido.- Tamaulipas, con la ejecución de este proyecto se busca perforar oportunidades exploratorias para incrementar la tasa de restitución de reservas de hidrocarburos, a través del descubrimiento de nuevos campos en aguas profundas del Golfo de México. Su periodo de ejecución es de 2013 a 2017 y tiene una inversión asociada de **\$64,769mdp**.

Campeche Oriente.- Campeche, este proyecto consiste en la perforación de pozos exploratorios y estudios de sísmica 3D. Este proyecto finalizará en 2016 y su inversión asociada es de **\$45,130mdp**.

Chalabil.- Estados de Tabasco y Campeche, este proyecto comprende el perforar localizaciones exploratorias para incrementar la tasa de restitución de reservas de hidrocarburos a través del descubrimiento de nuevos campos. Su periodo de ejecución es de 2013 a 2017 y la inversión asociada es de **\$42,399mdp**.

En la Fig. 7.3 se muestra la inversión para los principales proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.

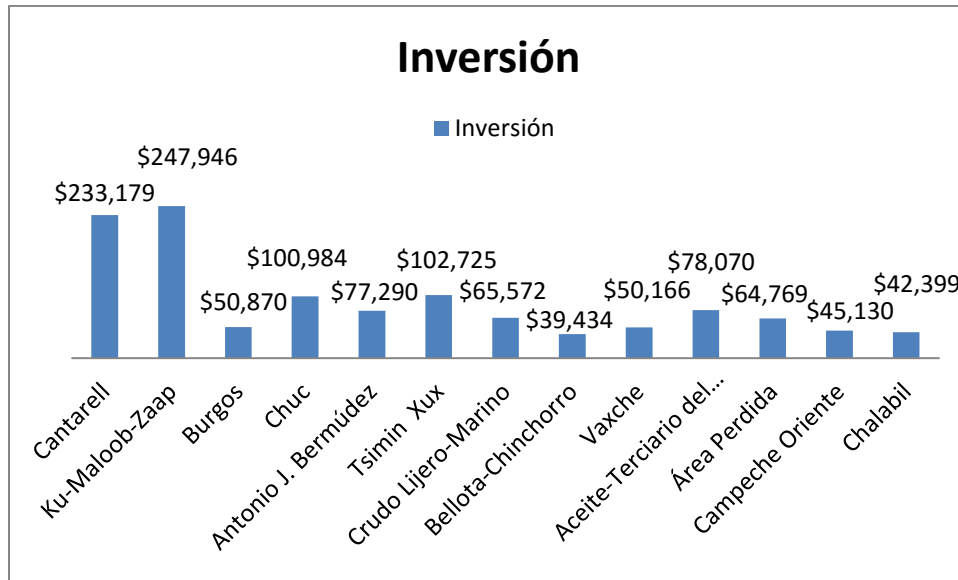


Fig. 7.3 Principales Proyectos de Inversión en Exploración y Producción (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Con estos proyectos se establecen las medidas necesarias para sostener e incrementar la producción de hidrocarburos de modo que se siga respaldando la energía que el país demanda y alcanzando la eficiencia en línea con las mejores prácticas internacionales. Se espera que la Reforma Energética dé un impulso decidido a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Se espera que la inversión privada pueda canalizarse a un número mayor de proyectos que los que se describen en esta sección y que la entrada de terceros también le permita a PEMEX aumentar la eficiencia de sus operaciones. En este sentido, se espera que a través de un proceso ambicioso de rondas de licitación de campos petroleros, se atraiga a compañías con recursos,

experiencia y tecnologías que complementen las capacidades de PEMEX y redunden en una mayor producción.

Con la instrumentación de la Reforma Energética, será posible aumentar la producción de los niveles actuales cercanos a 2.5 millones de barriles de crudo diarios a 3 millones de barriles diarios hacia 2018. En cuanto a la producción de gas natural, se espera que aumente en alrededor de 5,500 millones de pies cúbicos diarios a 8,000 millones. Con ello se incrementará la seguridad energética del país; de igual manera, se establecen las bases para el desarrollo de proyectos a futuro, como los yacimientos de gas y petróleo de lutitas, así como en aguas profundas y ultraprofundas.

En la Fig. 7.4 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.



Fig. 7.4 Principales Proyectos de Infraestructura para Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.3. Refinación de Hidrocarburos.

- Concluir la modernización de las refinerías nacionales para conversión de productos residuales en productos de mayor valor.
- Complementar la infraestructura del Sistema Nacional de Refinación para producir gasolina y diésel de ultra bajo contenido de azufre.

Para acompañar el crecimiento económico de México y asegurar el abasto de petrolíferos de calidad en territorio nacional, es necesario implementar acciones para atender los requerimientos del mercado nacional en función de los factores como la conformación del mercado interno de petrolíferos, el tipo de petróleo crudo disponible y la interrelación con el mercado internacional. Por lo cual, la inversión estimada de 2013 a 2018 será de **\$636,366mdp** en las actividades de procesamiento y transformación de hidrocarburos.

En la Fig. 7.5 se muestra cual fue la inversión de 2007 a 2012 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en actividades de procesamiento y transformación de hidrocarburos.

(Millones de Pesos)

Inversión Pública 2007–2012	Inversión 2013–2018
\$128,621	\$636,366

Fig. 7.5 Comparativo de inversión en actividades de procesamiento y transformación de hidrocarburos.

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

Una de las actividades del Sector Energético de México es la Refinación de Hidrocarburos, mediante refinerías, en este sector México importa muchos combustibles de Estados Unidos, porque las refinerías en México no satisfacen la demanda Nacional, para estas refinerías transformar hidrocarburos es muy caro, porque no cuentan con la capacitación, instalación, tecnología y Personal, gran parte de inversión es a modernizar los procesos de elaboración de combustibles, así como nuevos procesos de refinación llamados de ultrabajo azufre, el gobierno anterior invirtió en actividades de Transformación de Hidrocarburos **\$128,621** millones de pesos, en promedio se invirtió **\$21,436.83** millones de pesos, el nuevo gobierno invertirá **\$636,366** millones de pesos, montó mayor en **494.76%**, es una cantidad muy grande de dinero, en promedio anual se invertirá **\$106,061** millones de pesos.

En la Fig. 7.6 se muestra cual fue la inversión de 2007 a 2018 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en actividades de procesamiento y transformación de hidrocarburos, también se muestra cual fue la inversión promedio anual.

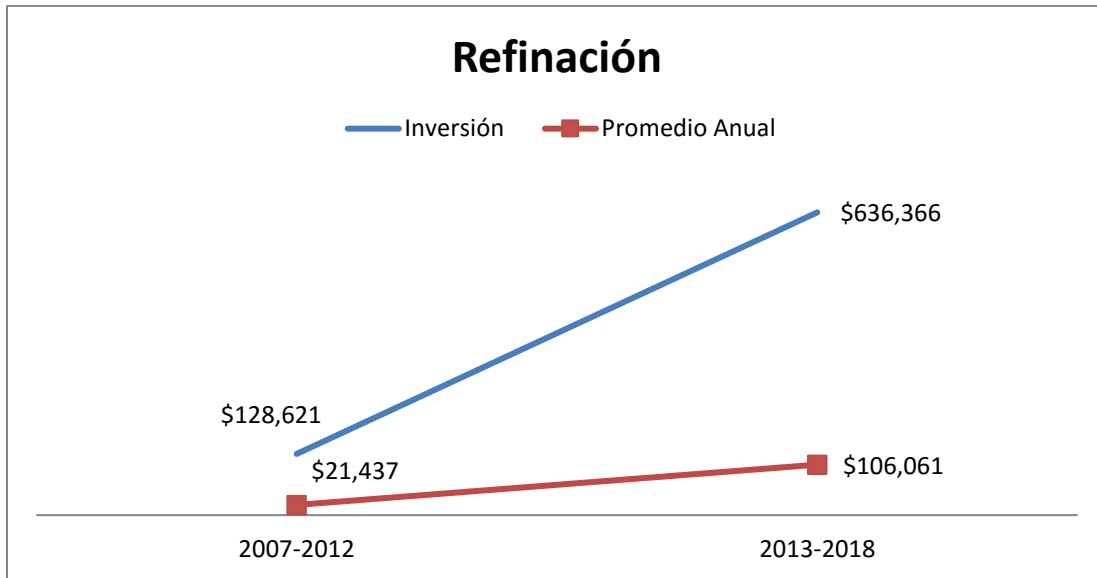


Fig. 7.6 Inversión en Refinación de Hidrocarburos (Millones de pesos).

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

7.3.1 Principales Proyectos.

Calidad de los Combustibles Fase Diésel para las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.- Estados de Tamaulipas, Guanajuato, Hidalgo, Veracruz, Oaxaca, el proyecto consiste en la modernización menor de 8 plantas hidrosulfuradoras de diesel, la modernización mayor de 6 plantas hidrosulfuradoras de diesel e instalación de 4 plantas nuevas en las refinerías de Madero, Minatitlán, Salina Cruz, Salamanca y Tula, con las que se podrá producir diesel de ultra bajo azufre. Este proyecto finalizará en 2017 y su inversión asociada es de **\$45,623mdp**.

Conversión de residuales de Tula.-Hidalgo, este proyecto busca incrementar la rentabilidad de la empresa mediante la sustitución de crudo ligero por

pesado disponible, así como la producción de combustibles de alto valor agregado y mayor calidad. El alcance considera la instalación de ocho plantas nuevas y la modernización de tres. Su periodo de ejecución es de 2015–2018 y la inversión asociada es de **\$44,819mdp**.

Conversión de Residuales de la Refinería de Salamanca.- Estado de Guanajuato, este proyecto tiene como objeto incrementar la rentabilidad de la empresa mediante la sustitución de crudo ligero por pesado disponible, así como con la producción de combustibles de alto valor agregado y mayor calidad. El alcance considera la instalación de 11 plantas nuevas y la modernización de la combinada. La inversión asociada a 2018 se estima en **\$43,659mdp**.

Calidad de los Combustibles.- Estados de Nuevo León, Tamaulipas, Guanajuato, Hidalgo, Veracruz, Oaxaca. Las inversiones realizadas en este proyecto apoyarán la sustentabilidad en el mediano y largo plazo a Pemex Refinación y su posición como empresa de clase mundial cuyos productos son competitivos en el mercado internacional, lo anterior se logrará suministrando gasolina Pemex Premium y Magna con calidad ultra bajo azufre. La inversión asociada es de **\$16,827mdp** y concluirá en 2015.

Calidad de los Combustibles fase Diésel Cadereyta.- Nuevo León, este proyecto contempla la construcción de una nueva planta de hidrotratamiento y modificación de la configuración de tres unidades existentes para incrementar la severidad y la selectividad de los procesos para producir Diesel de ultra bajo azufre, 1 de hidrógeno, 1 de tratamiento, de aguas amargas y 1

recuperadora de azufre y servicios auxiliares. Su periodo de ejecución finaliza en 2016 y la inversión asociada es de **\$10,931mdp**.

En la Fig. 7.7 se muestra la inversión mayor para los principales proyectos de procesamiento y transformación de hidrocarburos.

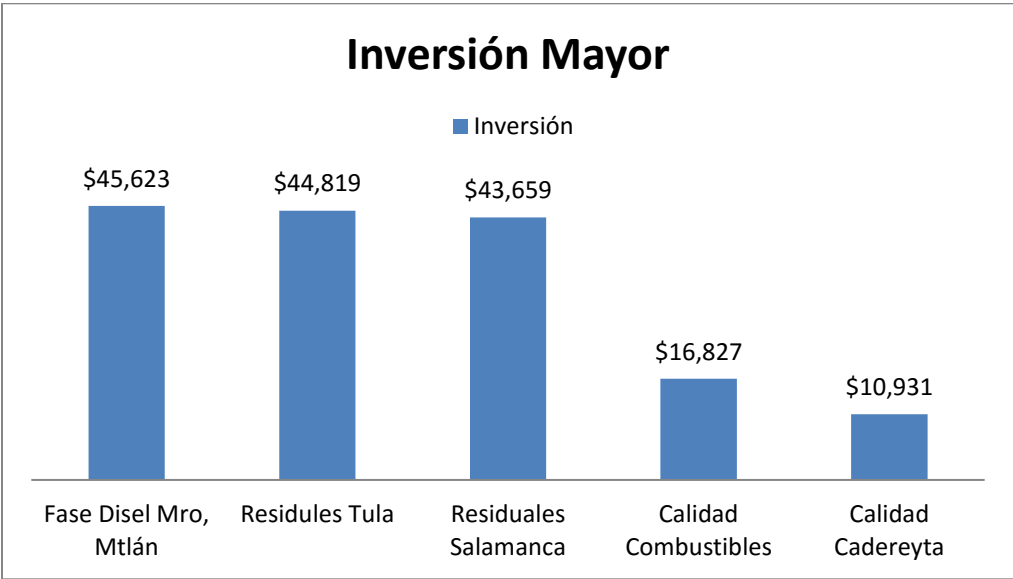


Fig. 7.7 Inversión Mayor en los Principales Proyectos de Refinación de Hidrocarburos (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Reemplazo de las reformadoras BTX y NP-1.- Veracruz, este proyecto contempla el reemplazo de las reformadoras semi-regenerativas BTX y NP-1 por una nueva reformación continua. Su inversión asociada es de **\$4,528mdp** y se prevé que finalice en 2017.

Optimización de la Reconfiguración de la Refinería Francisco I. Madero.-

Es un proyecto que consiste en la ingeniería básica y de detalle, suministro, instalación, pruebas, arranque o puestas en operación de sistemas y equipos, en 9 de las plantas incluidas en la Reconfiguración de la refinería Madero. Con un estimado de inversión **\$1,757mdp**, se espera que este proyecto finalice en 2016.

Adecuación de plantas fraccionadoras y reconversión de endulzadora de líquidos en el Centro Procesador de Gas (CPG) Nuevo Pemex.-

Tabasco, el proyecto dará como resultado operar de manera segura con los estándares de integridad y seguridad exigidos para la última capa de protección de las instalaciones. Restablecer las especificaciones del Etano producto y ganar flexibilidad operativa al CPG Nuevo Pemex, en el manejo del gas amargo. Su periodo de ejecución finaliza en 2017 con inversión asociada de **\$1,721mdp**.

Tren energético de la Refinería Cadereyta.- Nuevo León, considera la realización de infraestructuras complementarias a las instalaciones de la Refinería de Cadereyta para aumentar la producción, mejorar la calidad y obtener utilidades para mejorar del estado de resultados de la refinería de Pemex Refinación y Petróleos Mexicanos. La inversión asociada a 2015 se estima en **\$1355mdp**.

Tren energético de la Refinería de Minatitlán.- Este proyecto implica mejoras a los procesos y extensiones a la infraestructura para el aprovechamiento de áreas de oportunidad de considerable rentabilidad e instalación de equipos que reducirán los costos de mantenimiento a los

equipos de procesos. La inversión de este proyecto es de **\$757mdp**. Concluyendo en 2015.

Suministro de vapor a la refinería Salamanca Guanajuato.- Proyecto externo de cogeneración en coinversión con la CFE. El proyecto suministrará vapor a la refinería de Salamanca. Su inversión asociada es de **\$1,057mdp** de PEMEX y **\$4660mdp** de la CFE y se prevé que finalice en 2015.

Turbogenerador a gas de 20–25MW en sitio con recuperador de calor.- Tamaulipas, adquirir e instalar un turbogenerador a gas de 20–25MW en sitio con recuperador de calor para producto 90t/h de vapor (42kg/cm²) y sustitución de los cables de alimentación de la subestación 19 a estación de bombeo del oleoducto y poliducto. Su inversión se estima en **\$918mdp** y finalizará en 2015.

Endulzar el gas amargo excedente en Primaria I, II y reductora de viscosidad para evitar contaminación.- Oaxaca, este proyecto contempla la construcción de una planta de Endulzamiento de gas amargo. Se prevé que el proyecto finalicé en 2016 y la inversión asociada se estima en **\$834mdp**.

En la Fig. 7.8 se muestra la inversión menor para los principales proyectos de procesamiento y transformación de hidrocarburos.

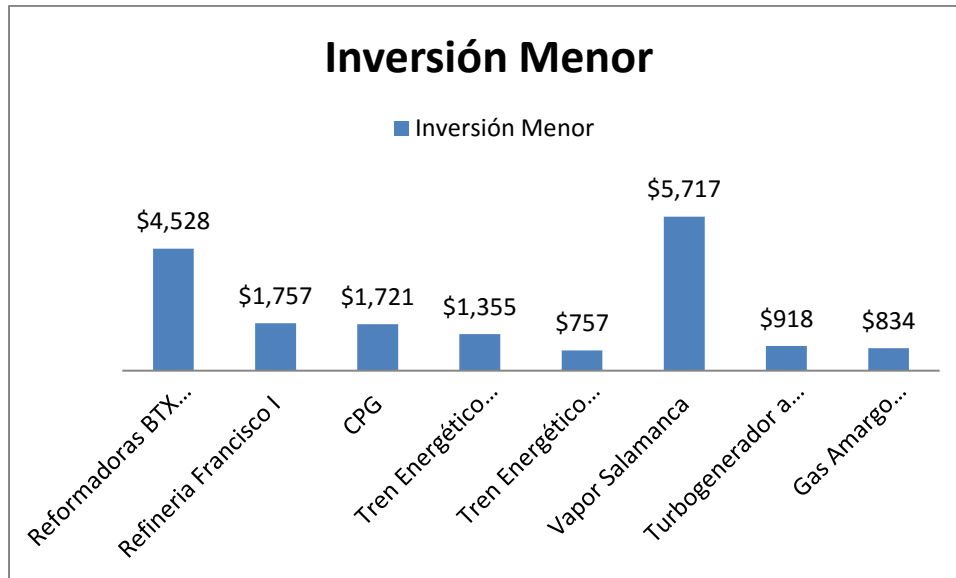


Fig. 7.8 Inversión Menor en los Principales Proyectos de Refinación de Hidrocarburos (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Con las medidas y proyectos se fortalecerá la capacidad del país para el procesamiento de crudo, de igual manera, se incrementará la eficiencia en las refinerías nacionales, mejorando los rendimientos de productos de mayor valor como gasolinas y diésel. Asimismo, la mejora en la calidad de los combustibles producidos permitirá reducir las emisiones y atraer tecnologías más eficientes en el sector de autotransporte que requieren de combustibles de ultrabajo azufre.

La Reforma Energética, permitirá incrementar la producción de petrolíferos en el país, se abrirá la posibilidad de instalar nueva capacidad de refinación de última generación, para abastecer el mercado interno y exportar petrolíferos. Principalmente, los proyectos descritos permitirán aumentar la oferta doméstica en 61,000 barriles diarios de gasolinas y en 68,000 barriles diarios de diesel.

En la Fig. 7.9 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de procesamiento y transformación de hidrocarburos.



Fig. 7.9 Principales Proyectos de Refinación de Hidrocarburos.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.4 Actividades de Petroquímica.

- Impulsar el desarrollo tecnológico y las economías de escala de las cadenas petroquímicas.

Es necesario diseñar esquemas que permitan garantizar el abasto de productos petroquímicos al sector productivo, a precios competitivos a fin de que cuente con los insumos para detonar una mayor dinámica industrial. Uno de los objetivos que debemos fijarnos como país, es asegurar nuestra participación en el suministro de materias primas para fertilizantes, ya que el azufre y el amoníaco están estrechamente ligados al crecimiento de la industria agrícola. Por lo cual, la inversión estimada de 2013 a 2018 será de **\$50,420mdp**. En las actividades de petroquímica.

En la Fig. 7.10 se muestra cual fue la inversión de 2007 a 2012 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en actividades de Petroquímica.

(Millones de Pesos)

Inversión Pública 2007-2012	Inversión 2013-2018
\$10,160	\$50,420

Fig. 7.10 Comparativo de inversión en actividades de Petroquímica.

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

Una de las actividades de un Sector Energético es Petroquímica, la inversión para desarrollar este sector el gobierno anterior fue de **\$10,160** millones de pesos (Todo inversión Pública) en promedio anual el Gobierno Federal invirtió **\$1,693.33** millones de pesos, en este gobierno la inversión para

actividades de Petroquímica es de **\$50,420** millones de pesos monto superior en **496.26%**, en promedio anual se estarán gastando en actividades de Petroquímica **\$8403.33** millones de pesos.

En la Fig. 7.11 se muestra cual fue la inversión de 2007 a 2012 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en petroquímica, también se muestra cual ha sido y cuál será la inversión promedio anual.

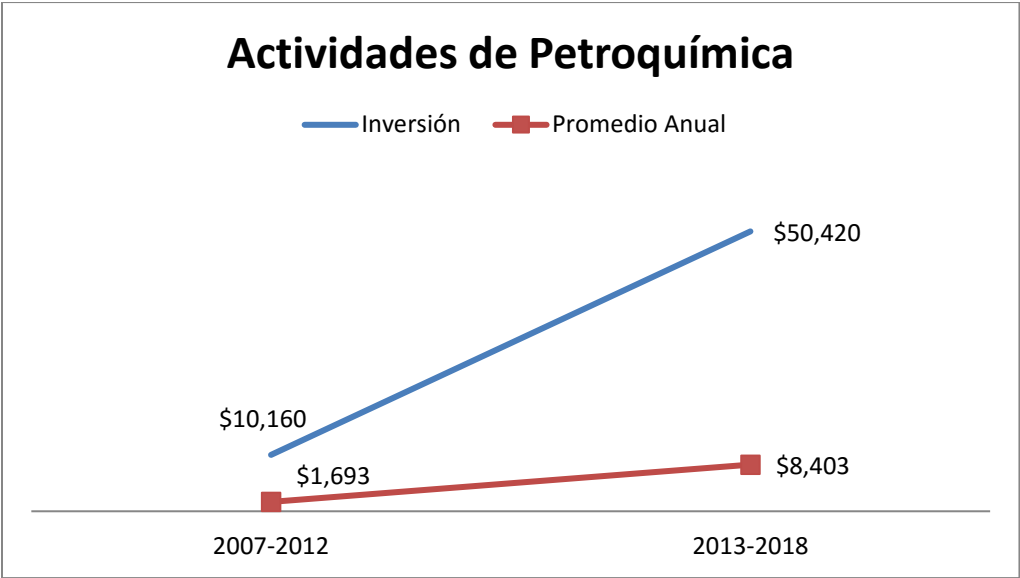


Fig. 7.11 Inversión en Actividades de Petroquímica (Millones de pesos).

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

7.4.1 Principales Proyectos.

Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I.- Veracruz, este proyecto contempla la reconfiguración del esquema actual, aprovechando los equipos existentes e incorporando nuevos para incrementar las producciones

de Paraxileno y benceno y la reducción de los costos de producción. Para nuevas unidades de proceso y para las modificaciones se considera las tecnologías de vanguardia. Su periodo de ejecución finaliza en 2018 con inversión asociada de **\$5,332mdp**.

Ampliación y Modernización de la Cadena de Derivados del Etano I en el Complejo Petroquímico Morelos.- Veracruz, el proyecto contempla la ampliación de la planta de etileno y diversificación de productos de esta cadena, como son los polietilenos, óxido de etileno y glicoles, construcción de laboratorio de polímeros, ampliaciones en almacenamiento y distribución. Se prevé que el proyecto finalice en 2017 y la inversión asociada se estima en **\$4,111mdp**.

Cogeneración en planta de Servicios Auxiliares en Complejo Petroquímico (C.P.) Morelos.- Veracruz, este proyecto contempla la adquisición, instalación y puesta en operación de dos turbogeneradores de gas para la generación de la energía eléctrica. Se prevé que concluya en 2018 con una inversión de **\$3,773mdp**.

Cogeneración en los Servicios Auxiliares del C.P. Cangrejera.- Veracruz, el proyecto prevé la adquisición, instalación y puesta en operación de tres turbogeneradores de gas para la generación de la energía eléctrica; así como tres recuperadores de calor para la generación de vapor y sus equipos auxiliares, para abastecer la demanda de servicios en las plantas del C.P. Cangrejera. Su inversión asociada es de **\$3,266mdp** y se prevé que finalice en 2018.

Ampliación de la planta de estireno de 150 a 250 Millones de Toneladas anuales (MTA).- Veracruz, este proyecto aumentará en 100MTA la producción de estireno a partir de una mejora tecnológica en la unidad de etilbenceno y una modernización y descuellamiento en la unidad de estireno. Su periodo de ejecución finaliza en 2016 con inversión asociada de **\$2,425mdp.**

Rehabilitación de la Planta de Amoniaco No. IV, Integración y sus Servicios Auxiliares del Complejo Petroquímico Cosoleacaque.- Veracruz, por medio de este proyecto se realizarán las actividades necesarias para el restablecimiento de la planta Amoniaco IV, así como la sustitución de equipo para que de acuerdo a lo programado, se restablezcan las condiciones de operación y sostener la capacidad de producción de diseño de esta Planta. Finalizará en 2015 y su inversión asociada es de **\$2,148mdp.**

Sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoniaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque.- Veracruz, este proyecto busca brindar las condiciones físicas-operativas óptimas de la planta Amoniaco V, sus servicios auxiliares y equipos complementarios y de la Terminal de Salina Cruz, para operarse en rangos confiables de seguridad y cuidado al ambiente y para satisfacer la demanda futura del Amoniaco. Se prevé que concluya en 2015 con una inversión asociada de **\$428mdp.**

Ampliación y Modernización de la Cadena de Derivados del Etano II en el Complejo Petroquímico Morelos.- Veracruz, a través de este proyecto se llevarán ampliaciones y modernización de la infraestructura. Se prevé que el proyecto finalice en 2015 y la inversión asociada se estima en **\$362mdp**.

En la Fig. 7.12 se muestra cuál es la inversión para los principales proyectos de petroquímica.

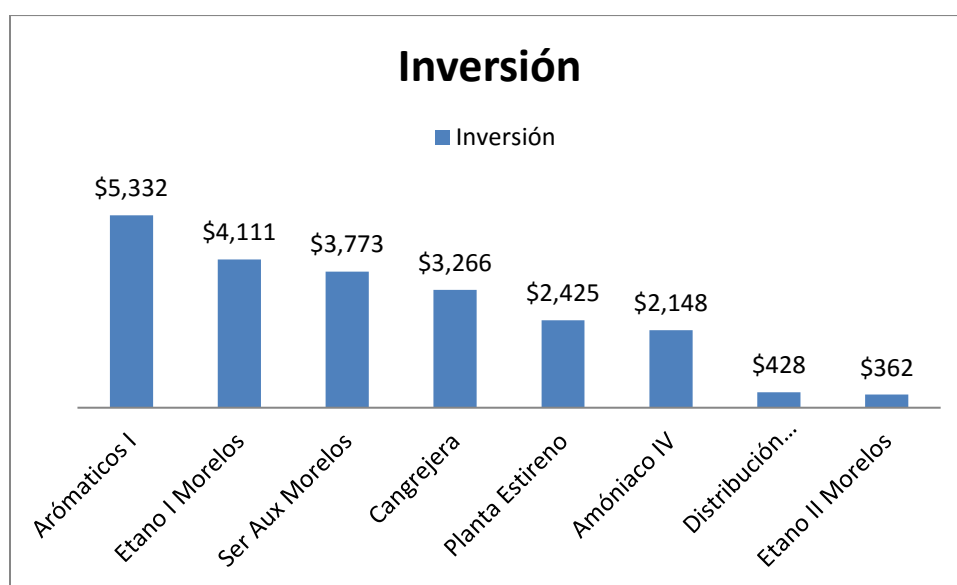


Fig. 7.12 Principales Proyectos de Inversión en Actividades de Petroquímica (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

La Reforma posibilita en los particulares participen en toda la industria petroquímica con lo que será posible la integración de cadenas productivas, el desarrollo de clústers petroquímicos y consecuentemente un impulso a la industria de los fertilizantes.

Las medidas y proyectos establecidos en el presente Programa resultarán en realizar oportunamente las inversiones necesarias en capacidad de procesamiento y comercialización de petroquímicos, a fin de aprovechar oportunidades de mercado y desarrollar sinergias con otras empresas líderes en el sector.

En la Fig. 7.13 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de petroquímica.



Fig. 7.13 Principales Proyectos de la industria Petroquímica.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.5 Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.

- Desarrollar proyectos de gasoductos a efecto de suministrar gas natural a las regiones del norte, centro y Sur-Sureste del país.

La Reforma permitirá la coordinación entre distintos actores para agilizar la ejecución de inversiones a fin de ampliar y fortalecer la capacidad de transporte de gas natural por medio de ductos, anticipándose con esto a la expansión de la demanda de distintas partes del país. Dada la importancia de garantizar el acceso y suministro de gas natural para el desarrollo de la industria y la generación de electricidad, se ha desarrollado una estrategia integral para incrementar la capacidad de transporte de este combustible por medio de una expansión de la red de gasoductos. La inversión estimada de 2013 a 2018 será de **\$227,168mdp**. En las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural.

En la Fig. 7.14 se muestra cuál fue la inversión de 2007 a 2012 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en actividades de transporte y almacenamiento de gas natural.

(Millones de Pesos)

Inversión pública 2007-2012	Inversión 2013-2018
\$25,063	\$227,168

Fig. 7.14 Comparativo de Inversión en Actividades de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

En Promedio de 2007-2012 se invirtieron **\$25,063** millones de pesos, que en promedio el gobierno federal gastó **\$4,177.17** millones de pesos cada año, en este sexenio la inversión para proyectos de transporte y almacenamiento de Gas Natural pasó a ser **\$227,168** millones de pesos en promedio se gastarán **\$37,861** millones de pesos cada año, este monto es mayor en **906.39%** hecho por el gobierno anterior, estos niveles son posibles gracias a que todo el capital no proviene de sector público sino que también de inversionistas privados y empresas extranjeras.

En la Fig. 7.15 se muestra cual fue la inversión de 2007 a 2012 y cuál será la inversión de 2013 a 2018 en actividades de transporte y almacenamiento de gas natural, también se muestra cuál ha sido la inversión promedio anual.

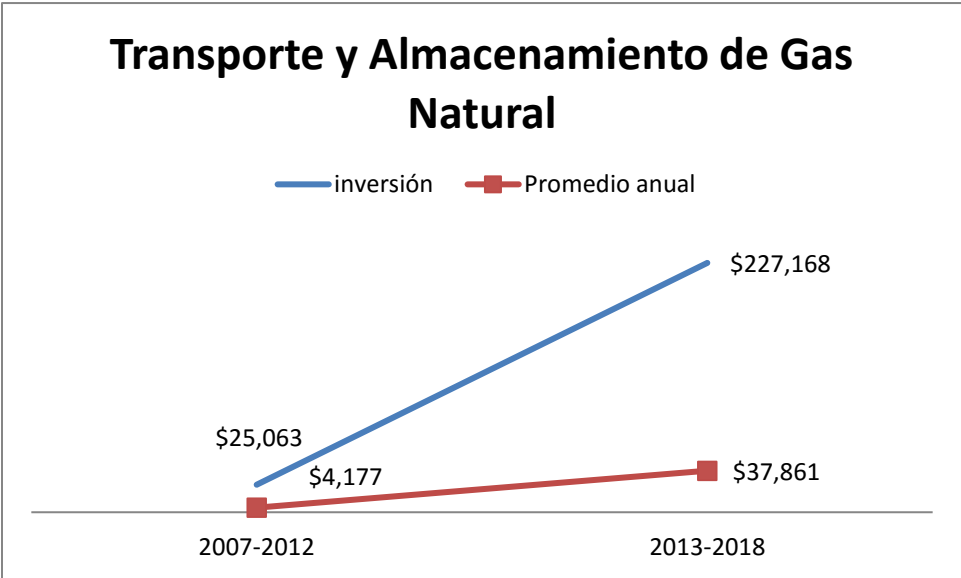


Fig. 7.15 Inversión en la Actividades de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural (Millones de pesos).

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX 2013.

7.5.1 Principales Proyectos.

Con el fin de incrementar la capacidad de transporte de gas natural y subsanar los cuellos de botella derivados del incremento en la demanda de este combustible y la falta de expansión en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), se tienen contempladas los siguientes proyectos.

Plan de Gasoductos.- Estados de Chihuahua, Nuevo León, Zacatecas, Durango, Sonora, Baja California Sur, Sinaloa, Tamaulipas, Veracruz, Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco, San Luis Potosí, Chiapas, Oaxaca, Michoacán, Guerrero, Quintana Roo y Yucatán. Este plan representa la mayor expansión en longitud y capacidad de transporte de gas natural en varias décadas. Por su magnitud y alcance está compuesto por una serie de proyectos a desarrollarse en distintas entidades del país, mismo que servirán para abastecer de gas natural a la industria y las plantas de generación eléctrica.

En la Fig. 7.16 se muestran los principales proyectos de transporte y almacenamiento de gas natural, así como sus kilómetros, a los estados beneficiarios y la entrada en operación de los gasoductos.

	Proyecto	Estados Beneficiados	Longitud (km)	Inversión estimada (mdp)	Fecha Estimada Licitación	Fecha de Operación Estimada
1	Ojinaga–E l Encino	Chihuahua	254	5,160	1 Semestre. 2014	1 Trimestre. 2017
2	El Encino–La Laguna	Durango	423	8,385	1 Semestre 2014	1 Trimestre 2017
3	Waha–Central Eléctrica “Norte III”	Chihuahua	300	7,095	1 Semestre 2014	1 Trimestre 2016
4	Waha–Ojinaga	NA	230	5,160	1 Semestre 2014	1 Trimestre 2017
5	Mérida–Cancún	Q. Roo y Yucatán	300	5,999	2 Semestre 2014	3 Trimestre 2016
6	Ehrenberg–Los Algodones–S.Luis Río Colorado	Sonora	160	3,225	2 Semestre 2014	1 Trimestre 2017
7	Suministro de gas natural a BC Sur	Baja California Sur y Sinaloa	N.A	7,740	2 Semestre 2014	2 Trimestre 2017
8	Texas–Tuxpan (submarino)	Tamps. y Ver.	625	38,700	2 Semestre 2014	2 Trimestre 2018
9	Tula–Villa de Reyes	Ags. Hidalgo, Jalisco y SLP	279	5,418	2 Semestre 2014	2 Trimestre 2017
10	Tuxpan–Tula	Hidalgo y Veracruz	237	5,160	2 Semestre 2014	1 Trimestre 2017
11	Salamayuca–Sásabe	Chihuahua y Sonora	558	10,936	2 Semestre 2014	2 Trimestre 2017
12	Colombia–Escobedo	Nuevo León	254	4,838	1 Semestre 2015	2 Trimestre 2017
13	Jáltipan–Salina Cruz	Oaxaca	247	8,333	1 Semestre 2015	4 Trimestre 2017
14	Los Ramones–Zempoala	Nuevo León, Tamps. y Ver.	855	26,071	1 Semestre 2015	4 Trimestre 2017
15	Villa de Reyes–Ags.–Guadalajara	SLP, Ags, Zacatecas, Jalisco	355	7,159	1 Semestre 2015	1 Trimestre 2018
16	La Laguna–Centro	Durango	601	11,610	1 Semestre 2015	4 Trimestre 2018
17	Lázaro Cárdenas–Acapulco	Mich. y Gro.	331	5,908	2015	2018
18	Salina Cruz–Tapachula	Oaxaca y Chiapas	440	5,728	2015	2018

Fig. 7.16 Principales Proyectos de Inversión de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

En la Fig. 7.17 se muestra la inversión a los principales proyectos de transporte y almacenamiento de gas natural, así como los kilómetros de gasoductos de cada proyecto.

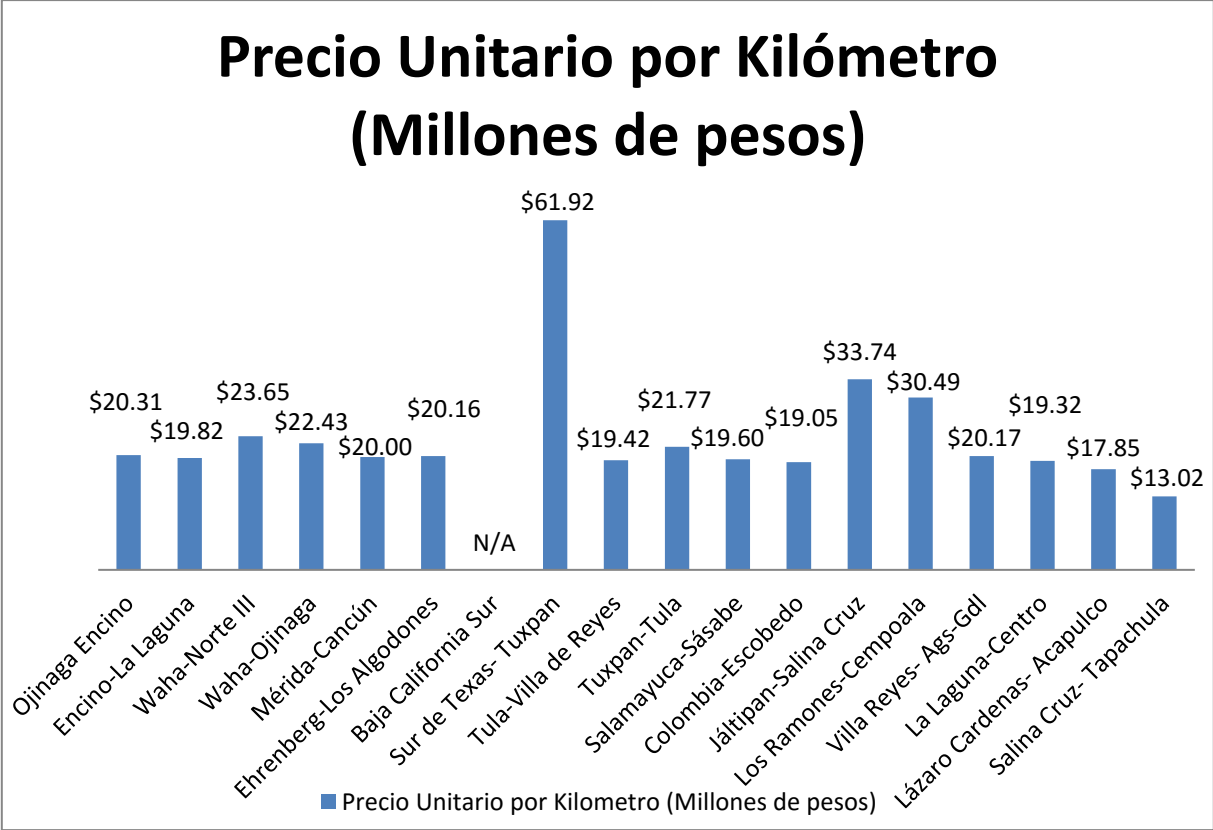


Fig. 7.17 Precio Unitario por Kilómetro de los Proyectos para el Transporte y Almacenamiento de Gas Natural (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Transporte de gas natural de Jáltipan a la Refinería de Salina Cruz.- Estados de Veracruz y Oaxaca, el proyecto busca sustituir por gas natural 12Mbd de COPE en las Calderas y Quemadores a fuego directo de la Refinería Salina Cruz, mediante la habilitación de un gasoducto 12 Jáltipan Salina Cruz, reduciendo sus costos de producción para garantizar el suministro de combustibles en la Zona Sureste y Pacífico. Se prevé que el proyecto finalice en 2014 y la inversión asociada se estima en **\$2,768mdp**.

Implementación del Sistema SCADA en 47 Sistemas de Transporte por Ducto de PEMEX Refinación.- Nivel Nacional (Baja California; Sonora, Chihuahua, Nuevo León, Guanajuato, Puebla, Veracruz, Oaxaca, etc.); por medio de este proyecto se operará con mayor eficiencia y confiabilidad además de contribuir a la mitigación riesgos al personal, población, medio ambiente y coadyuvar al combate del mercado ilícito de combustibles en las instalaciones seleccionados. El costo asociado se estima en **\$2,047mdp** y concluirá en 2016.

Infraestructura para incrementar la capacidad del Sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan–México–Veracruz, Hidalgo y Estado de México, por medio de este proyecto se incrementará la capacidad de transporte del Poliducto 24–18–14 Tuxpan Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) 18 de Marzo a 70mbd, para satisfacer la creciente demanda de gasolinas del Área Metropolitana de la Ciudad de México. Su conclusión está programada durante 2014 con una inversión de **\$1,086mdp**.

Cruzamientos direccionados de ductos en ríos de la zona sur.– Tabasco, el proyecto pretende mantener el trazo original de los ductos en los cruces con los ríos de Tabasco, esto se logrará usando el método de cruzamientos direccionados a una profundidad mayor de 12 metros del lecho bajo del río y posteriormente se retirarán los ductos que quedarán fuera de operación. Se prevé que concluya en 2015 con una inversión asociada de **\$787mdp**.

Nueva Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) Reynosa.– Tamaulipas, por medio de este proyecto se reubicará la TAR Reynosa, su costo es de **\$836mdp** y se prevé su conclusión en 2017.

Estación de compresión Emiliano Zapata. – Veracruz, con este proyecto se incrementará la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 pulgadas. Zempoala–Santa Ana de 1,014 a 1389 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). A partir de la construcción de la estación de compresión Emiliano Zapata, con una potencia total de 35000 caballos de fuerza (HP) y del libramiento Jalapa del km 68 al 88 del mismo ducto. Su inversión asociada es de **\$144mdp** y se prevé que finalice durante 2014.

Los proyectos previstos en el presente Programa, así como aquellos derivados de las nuevas oportunidades que brinda la Reforma promoverán mejoras en el suministro de energía en todo el territorio, posibilitando la creación de polos industriales y generando así las condiciones que permitan el desarrollo económico nacional que México requiere. Asimismo, la Estrategia de gasoductos permitirá llevar gas natural a aquellos estados del país que no cuentan con infraestructura de transporte o cuentan con acceso limitado al gas natural, con ello, se agiliza la ejecución de inversiones a fin de ampliar y fortalecer la capacidad de transporte por medio de gasoductos, anticipándose con esto a la expansión de la demanda en distintas partes del país.

Con los nuevos proyectos de transporte de gas natural por ducto la longitud de la red se incrementaría de 11,126 kilómetros en 2012 a 20,895 kilómetros en 2018, lo que representaría un incremento del 87%, beneficiando a 15 entidades federativas y un estimado de 16,193,807 habitantes.

En la Fig. 7.18 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de transporte y almacenamiento de gas natural.



Fig. 7.18 Principales Proyectos de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.6 Aprovechamiento de combustibles eficientes.

- Convertir las centrales térmicas a base de combustóleo para usar gas natural.
- Construir nuevas centrales de ciclo combinado y de Nueva Generación Limpia.
- Desarrollar proyectos de generación que permitan el aprovechamiento de recursos renovables hídricos, eólicos y solares.
- Desarrollar proyectos de mantenimiento para centrales generadoras existentes.

Con el objetivo de satisfacer el incremento de la demanda del sistema eléctrico, será necesario desarrollar capacidad adicional de generación eléctrica acorde con las proyecciones de consumo de electricidad en el país. En este sentido, a partir de la Reforma Energética será posible complementar la inversión de CFE mediante la participación de particulares en la generación de electricidad. Los inversionistas privados podrán construir capacidad de generación, excepto nucleoelectrica y realizar contratos de largo plazo con usuarios calificados.

7.6.1 Principales Proyectos.

Ciclo combinado Noreste (Escobedo).– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 1,006 Megawatts (MW) en el Estado de Nuevo León. Se tiene programado un tiempo de ejecución de marzo de 2015 a diciembre de 2017, con una inversión total estimada de **\$18,629mdp.**

CC Norte IV (Lerdo).– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 957MW en el Estado de Durango. Se prevé un tiempo de ejecución de octubre de 2015 a abril de 2018, con una inversión total estimada de **\$11,000mdp.**

Nuevo Guerrero.– Consiste en una central hidroeléctrica con capacidad de 455MW que se desarrollará en la Región Sur–Sureste. Se estima una inversión total de **\$14,227mdp.**

CC Noreste (Topolobampo II).– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 820MW en el Estado de Sinaloa. Se tiene programado un tiempo de ejecución de 2015 a 2018 y una inversión total estimada de **\$13,655mdp.**

CC Norte III.– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 928MW en el Estado de Chihuahua. Se tiene programada su conclusión en Julio de 2016, con una inversión total estimada de **\$12,895mdp.**

Aprovechamiento Hidráulico de Usos Múltiples Paso de Reina, Oaxaca.– Consiste en una central hidroeléctrica con capacidad de 543MW. Para este proyecto se contempla una inversión total estimada de **\$15,408mdp.**

CC Topolobampo III.– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 680MW en el Estado de Sinaloa. Se tiene programa para un tiempo de ejecución de agosto de 2015 a mayo de 2018, con una inversión total estimada de **\$11,968mdp.**

CC Guaymas II.– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 714 MW en el Estado de Sonora. Se tiene programada para un tiempo de

ejecución de octubre de 2014 a abril de 2017, con una inversión estimada de **\$10,699mdp.**

CC Guaymas III.– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 714MW en el Estado de Sonora. Se tiene programada para un tiempo de ejecución de octubre de 2014 a julio de 2017, con una inversión total estimada de **\$9,148mdp.**

Valle de México II.– Consiste en la construcción de una planta con capacidad de 543MW en el Estado de México. Se tiene programada para un tiempo de ejecución de octubre de 2014 a mayo de 2017, con una inversión total estimada de **\$9,688mdp.**

Centrales Eólicas Sureste II, III, IV y V.– Que en conjunto suman una capacidad de 1,169MW, para desarrollarse en la región Sur–Sureste. Sobre estos proyectos se estima una inversión total de **\$25,955mdp.**

Pequeño Productor Solar Fotovoltaico.– Corresponde a un conjunto de 14 plantas de 30MW cada una para desarrollarse en la Región Norte del país. La inversión total estimada de cada planta es alrededor de **\$884mdp**, por lo que en total asciende a 420MW, con una inversión total de **\$12,378mdp.**

Mexicali se trata de un planta geotermoelectrica de 27MW.– Para ser desarrollada en la península de Baja California. La inversión total estimada correspondiente a este proyecto asciende a **\$567mdp.**

Las Cruces.– Es un proyecto que consiste en una central hidroeléctrica con capacidad de 240MW. La inversión total estimada que se asocia a este proyecto es de **\$10,250mdp.**

Azufres (Fase I y Fase II) y Cerritos Colorados (Fase I).– Permitirán incrementar el aprovechamiento de energía geotérmica equivalente a 53MW y 27MW respectivamente, en lo que concierne a los Azufres, y 27MW para el caso de los cerritos. El monto total de inversión será de **\$1,943mdp.**

En la Fig. 7.19 se muestran la inversión en los principales proyectos de aprovechamiento de combustible.

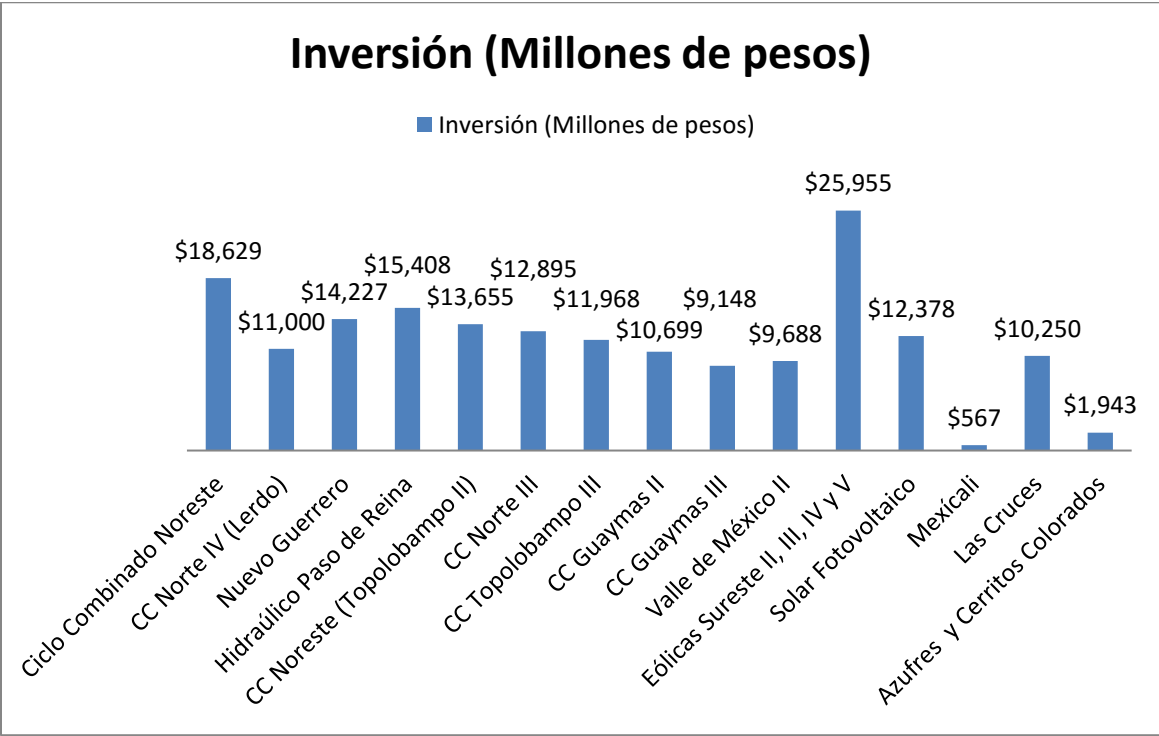


Fig. 7.19 Principales Proyectos de Inversión de Aprovechamiento de Combustibles Eficientes (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Además de garantizar el suministro de electricidad de calidad y a precios competitivos, la Reforma Energética busca promover la participación de generadores privados, y así beneficiar aquellos proyectos que permitan aprovechar el desarrollo de fuentes renovables de energía. A través del Centro Nacional de Control de Energía, el cual se convierte en un Organismo Público Descentralizado encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional, se garantizará a los generadores el acceso abierto y equitativo a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución.

Con la Instrumentación de la Reforma Energética se espera que la participación de la inversión privada en los proyectos de generación se incremente hasta representar 15% de la inversión total de 2018. De esta manera se aprovecharán los nichos de mercado que se generan a partir de la Reforma, logrando la competencia económica en beneficio de los consumidores finales.

En la Fig. 7.20 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de aprovechamiento de combustibles.

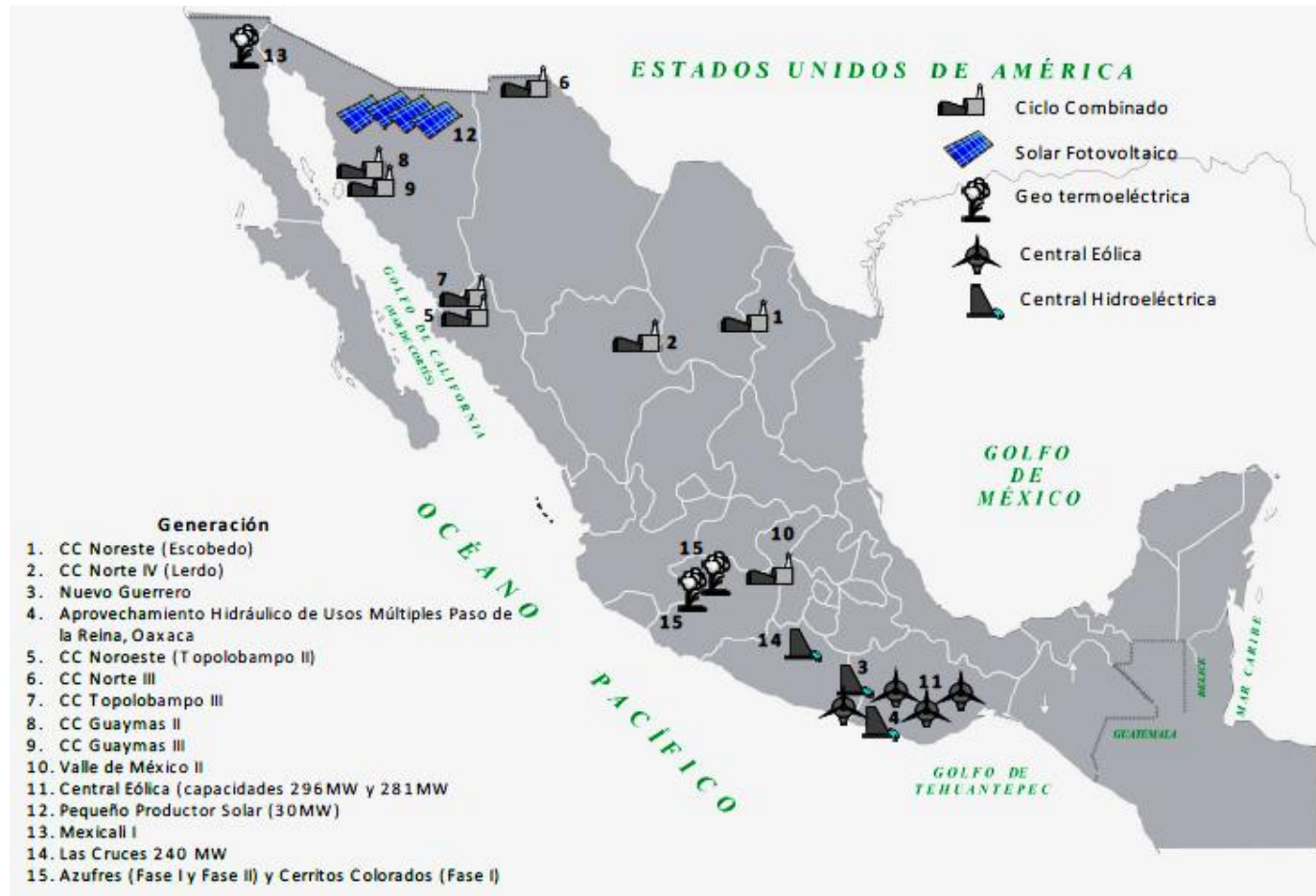


Fig. 7.20 Principales Proyectos de Aprovechamiento de Combustibles Eficientes.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.7 Red de Transmisión de Electricidad.

- Establecer condiciones de interconexión para el aprovechamiento de las energías renovables.
- Desarrollar proyectos de interconexión para incentivar el aprovechamiento de los recursos de las distintas áreas eléctricas.
- Desarrollar redes y los refuerzos necesarios para la atención de la demanda nacional.

7.7.1 Principales Proyectos.

Red de Transmisión Asociada al CC Guaymas II y III.–Tiene lugar en el Estado de Sonora con un presupuesto total de **\$3,572mdp**.

Línea de Transmisión Huasteca–Monterrey.– Se desarrolla en las entidades federativas de Tamaulipas y Nuevo León, consiste en 3 Líneas de Transmisión con voltajes de 400KV y una longitud total de 427.9km y 2 Subestaciones con voltaje de 400KV, con capacidad de 195.3 MVA de compensación y 3 Alimentadores de Alta Tensión. El monto total de la inversión será de **\$3,125mdp**.

Interconexión de Baja California: Estados de Baja California y Sonora.– Con un presupuesto de **\$4,193mdp**, tiene como objetivo contar con cinco líneas de transmisión con voltajes de 400 y 230KV y una longitud total de 423.0 KM-C y 4 Subestaciones con voltaje de 400 y 230KV, con capacidad de 800MVA y 283.3 MVA de compensación y 10 Alimentadores de Alta

Tensión con el objetivo de compartir los recursos de generación, compartir reserva y apoyo en emergencia, optimizando las inversiones en la infraestructura eléctrica requerida en el largo plazo.

Red de Transmisión Asociada a la 2a Temporada Abierta y Sureste III, IV, V y VI (Condicionado).– Programada para los estados de Oaxaca, Puebla y Morelos y con un monto presupuestal total de **\$5,884mdp**, el proyecto consiste en 6 Líneas de Transmisión con voltajes de 400 y 230KV y una longitud total de 1164.60km–C y 6 Subestaciones con voltaje de 400 y 230KV, con capacidad de 2,625MVA y 2,005MVA de compensación y 18 Alimentadores de Alta Tensión, que tienen como objetivo contar con centrales de generación eléctricas con fuentes renovables y contribuir a la reducción de emisiones a la atmósfera.

Red de Transmisión Asociada a la central CC Mazatlán.– Proyecto 3 subestaciones Eléctricas y 2 Líneas de Transmisión MVA: 0.0, MVA: 150.0, KM–C: 465.0, ALI 8. Se estima una inversión de **\$2,405mdp** para el proyecto.

Red de Transmisión Asociada a la central CC Francisco Villa (Norte V).– Con una inversión de **\$1,937mdp**. Se construirá 3 Subestaciones Eléctricas y 2 Líneas de Transmisión MVA:0.0, MVA:266.64, KM-C: 400.5, ALIM.:8.

Conversión a 400KV de la Riviera Maya.– En los Estados de Quintana Roo y Yucatán, con un presupuesto de **\$832mdp**, se tienen contemplada la realización de 3 Subestaciones Eléctricas y 8 Líneas de Transmisión para finales del año 2014.

Red de Transmisión Asociada a la CH Chicoasén II.– Con una inversión total estimada de **\$30mdp** y desarrollando el proyecto en la entidad federativa de Chiapas se pretende contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica futura pronosticada para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el año 2018.

En la Fig. 7.21 se muestra la inversión en los principales proyectos de Transmisión eléctrica.

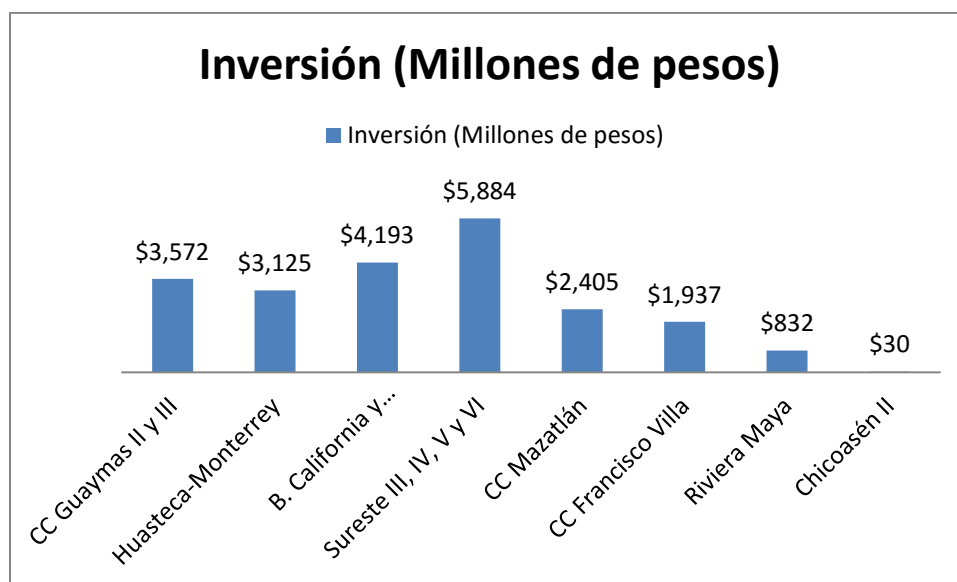


Fig. 7.21 Principales Proyectos de inversión en Red de Transmisión Eléctrica (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

A través de las inversiones en infraestructura de transmisión de electricidad, se busca disminuir las situaciones operativas coyunturales que derivan en

congestionamientos de la red troncal que impiden compartir plenamente los recursos de generación entre las diferentes regiones. Asimismo, uno de los objetivos más ambiciosos es lograr la interconexión al sistema eléctrico de las tecnologías limpias en la matriz energética del país.

Ampliar y desarrollar un mallado nacional de líneas de transmisión permitiría, por una parte, brindar rutas alternativas para poder llevar la electricidad de las zonas de generación a las de demanda incrementando la seguridad del sistema, mientras que, por otra parte, permitiría el desarrollo de proyectos de generación con base en energías renovables.

En la Fig. 7.22 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de infraestructura de transmisión de electricidad.



Fig. 7.22 Principales Proyectos de Infraestructura de Red de Transmisión de Eléctrica.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.8 Desarrollo de Cobertura del Sector Eléctrico.

- Desarrollar la distribución para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas en la distribución
- Desarrollar proyectos de distribución para disminuir el tiempo de interrupción por usuario de distribución
- Desarrollar proyectos de electrificación para beneficiar a localidades de alta pobreza energética.

7.8.1 Principales Proyectos.

Proyecto de Distribución Valle de México.— Consiste en la construcción de 10 Subestaciones Eléctricas y 6 Líneas de Transmisión en un área comprendida por la Ciudad de México y el Estado de México. Su ejecución contempla el periodo entre noviembre de 2012 a abril de 2014, con una inversión total estimada de **\$1,184mdp**.

Proyecto de Distribución Valle de México 2ª Fase.— Consiste en la construcción de 10 Subestaciones Eléctricas y 4 Líneas de Transmisión en un área comprendida por la Ciudad de México y el Estado de México. Se tiene programado que se ejecute entre enero de 2014 y enero de 2015, con una inversión total estimada de **\$1,134mdp**.

En la Fig. 7.23 se muestra la inversión en los principales proyectos de distribución y cobertura del sector eléctrico.

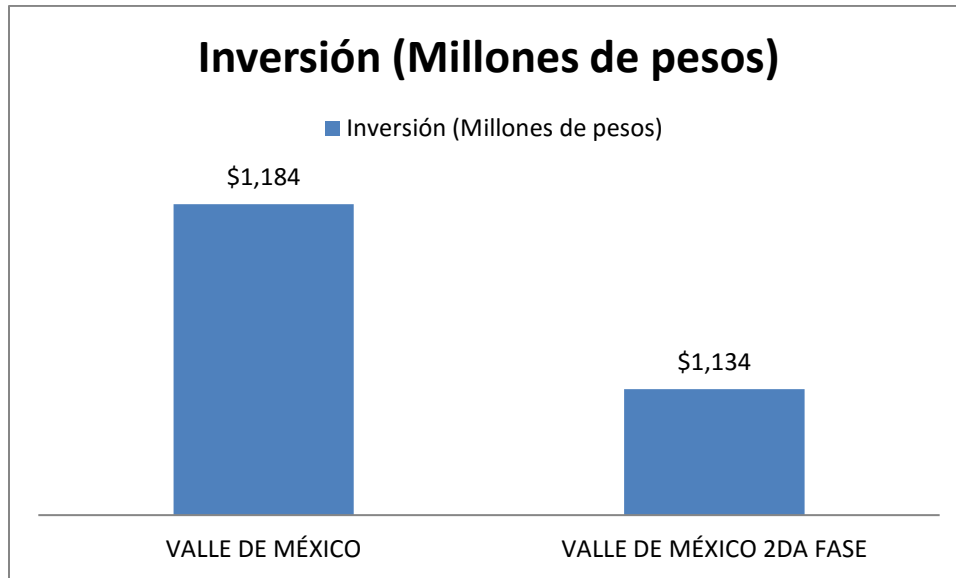


Fig. 7.23 Principales Proyectos de Inversión de Cobertura del Sector Eléctrico (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Uno de los retos más importantes para el sector eléctrico es incrementar la eficiencia, disponibilidad, confiabilidad y seguridad de los sistemas de distribución de energía eléctrica, lo cual implica, entre otros, el despliegue de redes eléctricas inteligentes. Asimismo, a través de las inversiones en materia de distribución será posible abastecer de electricidad en forma confiable a vastas regiones potencialmente productivas de México. Evitando que las dinámicas regionales encaucen el desarrollo de sistemas que no permitan compartir plenamente los recursos además de permitirles contar con costos locales.

En la Fig. 7.24 se muestra un mapa de México con la ubicación de los principales proyectos de infraestructura de distribución de electricidad.



Fig. 7.24 Principales Proyectos de Cobertura del sector Eléctrico.

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

NOTA: La ubicación de los proyectos en el mapa es indicativa.

7.9 Inversión del Sector Energético Nacional.

Para el Desarrollo del Sector Energético de México es necesario generar estrategias para generar inversión, la aprobación de la Reforma Energética de 2013 hace posible la participación de empresarios con inversión privada en el sector energético, asociaciones públicos–privadas, para invertir en proyectos de exploración, extracción de hidrocarburos, infraestructura.

El Gobierno Federal invertirá **\$3,897,202 millones** de pesos en asociación con empresarios, la mayor cantidad de dinero irá destinado al desarrollo de infraestructura, para la exploración y producción de hidrocarburos se invertirá **62.25%** que es el equivalen a **\$2, 425,946millones** de pesos, dónde el **27.27%** de la inversión en exploración y extracción será proporcionada por capitales privados, **\$661,676millones** de pesos que serán invertidos por empresarios.

En la Fig. 7.26 se muestra la inversión federal, la inversión privada y el total de la inversión, se puede observar que la mayor inversión se lo lleva exploración y producción de hidrocarburos.

Estrategias	Inversión Federal	Inversión Privada	Inversión Total
Exploración y Producción	1.764.270	661.676	2.425.946
Refinación	498.642	137.724	636.366
Petroquímica	37.513	12.907	50.420
Transporte y Almacenamiento de Gas Natural	58.214	168.954	227.168
Combustibles Eficientes	228.084	82.694	310.778
Red de Transmisión Eléctrica	58.140	0	58.140
Cobertura Sector Eléctrico	189.084	0	189.084
SUB TOTAL	2.833.947	1.063.955	3.897.902

Fig. 7.25 Inversión del Sector Energético de México (Millones de pesos)

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

8. ESTRATEGIA TRANSVERSAL SUR–SURESTE.

8.1 Introducción.

Es importante lograr una cobertura mayor y más grande en el país, principalmente en los estados del Sur y Sureste del país, dónde la infraestructura que hay es deficiente, esa deficiencia es un obstáculo para generar electricidad, si no hay electricidad es difícil crear zonas industriales que requieren energía para realizar sus procesos y operaciones, tomando eso en consideración, el Gobierno Federal destinará una inversión aproximada de **\$548,423mdp** en proyectos estratégicos de impacto directo para las entidades de esta región Sur–Sureste, en adición de la promoción de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, plantas de generación de electricidad, así como redes de transmisión basados en los nuevos mecanismos de inversión pública, privada y mixta que se abren con la Reforma Energética, se ha establecido un programa para la construcción de gasoductos del Sureste que transporten gas natural a los estados de Oaxaca, Chiapas, Guerrero y Quintana Roo.

A fin de promover el desarrollo regional, propiciar la industrialización y la mejora en condiciones de vida en las comunidades de los Estados del Sureste, se tiene previsto financiar la construcción de gasoductos de Jáltipan a Salina Cruz en Oaxaca; de Salina Cruz a Tapachula, Chiapas, con extensión a Centroamérica; de Lázaro Cárdenas, Michoacán a Acapulco, Guerrero, y de Mérida a Cancún, Quintana Roo.

8.2 Gas Natural en la Región Sur–Sureste.

El abasto de Gas Natural a esta región permitirá lograr dos objetivos:

- Impulsa el crecimiento económico.
- Brindar acceso a un combustible limpio y con menos emisiones de gases de efecto invernadero, en comparación con el gas LP, el combustóleo, el diesel e incluso la leña.

La CFE y PEMEX fungirán como líderes de los proyectos, asegurando el uso de la capacidad de transporte, mientras que el sector privado financiará la construcción de los ductos. El Estado podrá apoyar el desarrollo de estos proyectos, para lo cual se propondrá el diseño de un mecanismo que distribuya el financiamiento entre los usuarios de la infraestructura. Esto se podría llevar a cabo a través de:

- Las tarifas sistémicas, es decir, que parte del costo de la expansión se financia a través de la suma de usuarios de la red de gasoductos.
- Mediante apoyo financiero del Fondo Nacional de Infraestructura.

Con el fin de propiciar un desarrollo de manera integral, se ha propuesto también la construcción de un gasoducto de Salina Cruz, Oaxaca a Tapachula, Chiapas. Este ducto se podrá extender hasta Guatemala en una primera etapa y posteriormente llegar a otros países centroamericanos. En conjunto en la Región Sur–Sureste se adicionarán 2,146 kilómetros de nuevos gasoductos que sumados representan una inversión aproximada de **\$58,180mdp**.

8.3 Principales Proyectos de Gasoductos.

Mérida–Cancún. Ubicado entre Quintana Roo y Yucatán tiene una longitud de 300 kilómetros e inversión estimada de **\$5,999mdp.**

Jáltipan–Salina Cruz. Ubicado en Oaxaca tiene una longitud de 247 kilómetros e inversión estimada de **\$8,333mdp.**

Lázaro Cárdenas–Acapulco. Ubicado en Michoacán y Guerrero tiene una longitud de 300 kilómetros e inversión estimada de **\$5,908mdp.**

Salina Cruz–Tapachula (con extensión a Centroamérica. Ubicado en Oaxaca y Chiapas tiene una longitud de 440 kilómetros e inversión de **\$5,728mdp.**

Otros proyectos. Ubicados en Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Veracruz y Yucatán tiene una longitud de 859 kilómetros e inversión de **\$32,212mdp.**

En la Fig. 8.1 se muestra la inversión en los principales proyectos de gasoductos de la región sur–sureste.

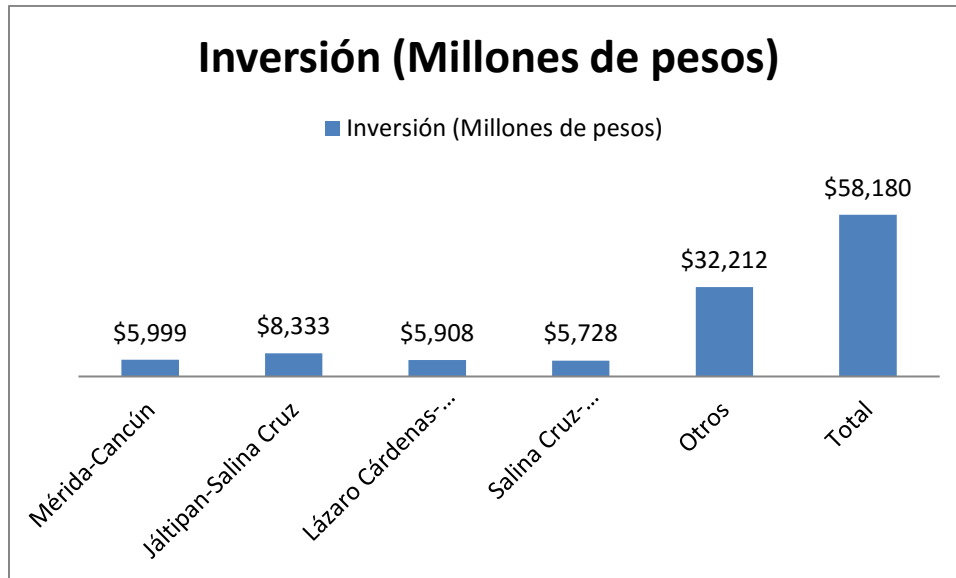


Fig. 8.1 Principales Proyectos de Inversión de Gasoductos en la Región Sur-Sureste (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Asimismo, en aras de promover el desarrollo regional y propiciar la industrialización y la mejora en las condiciones de vida de las comunidades de los Estados del Sur-Sureste, se tiene previsto el desarrollo de una terminal de licuefacción de gas natural y la reconfiguración de la refinería de Salina Cruz.

La inversión requerida para el desarrollo de proyectos en la Región Sur-Sureste, incluyendo exploración, producción, refinación e infraestructura de gasoductos asciende a **\$438,423mdp**.

Finalmente, en materia de electricidad, en esta región se concentra el 34% de las inversiones aproximadas en el periodo, mismas que ascienden a **\$110,000mdp**.

8.4 Principales Proyectos de Generación de Energía Eléctrica

Central Hidroeléctrica Chicoasén II. Construcción de una central ubicada en Chiapas, con una capacidad de 240MW y una inversión estimada de **\$4,944mdp.**

Central Eólica Sureste II. Construcción de una central ubicada en Oaxaca con una capacidad de 281MW y una inversión estimada de **\$8,018mdp.**

Centrales Eólicas Sureste III, IV y V. Construcción de tres centrales ubicadas en Oaxaca con una capacidad cada una de 296MW y un costo estimado cada una de **\$5,979mdp.**

En la Fig. 8.3 se muestra la inversión de los principales proyectos de generación de energía eléctrica para el desarrollo de la región sur-sureste.

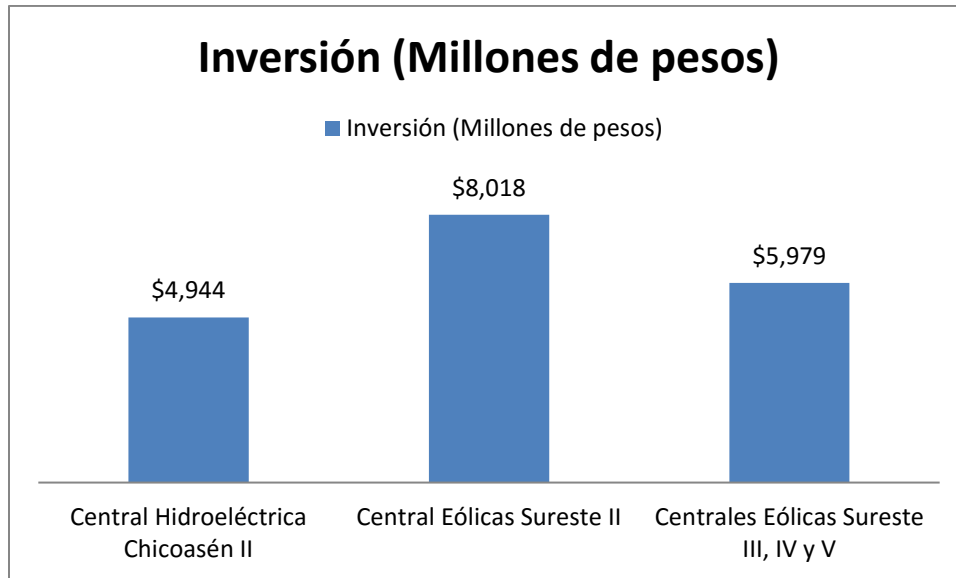


Fig. 8.2 Principales Proyectos de Inversión de Generación de Energía Eléctrica en la Región Sur–Sureste (Millones de pesos).

FUENTE: Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018.

Se prevé una inversión en la región Sur–Sureste aproximada de **\$548,423mdp** en proyectos estratégicos de impacto directo para las entidades de esta región.

9. EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.

9.1 Objetivo.

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

El Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015–2019 permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado.

El Plan Quinquenal contienen proyectos considerados como estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del sistema, ya sea por su capacidad, acceso a nuevas rutas o a la redundancia que aporten a la red nacional de transporte, esta planeación indicativa incluye proyectos denominados gasoductos de cobertura social que permitirán llevar el hidrocarburo a regiones menos favorecidas del país donde no había sido económicamente viable llevar el gas natural. Con eso se busca detonar la generación de industrias que generen empleo y propicien el bienestar económico y social.

Este primer Plan toma como base los proyectos contenidos en el Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018. Los proyectos de infraestructura de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural de carácter social se llevarán a cabo a través del CENEGAS.

9.2 Plan para el Desarrollo del Sistema de Transporte de Gas Natural.

La propuesta de Plan Quinquenal fue elaborada con el objeto fundamental de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para contribuir con el abastecimiento de gas natural en el territorio nacional. El Plan propuesto busca conseguir tal objetivo en condiciones de confiabilidad, calidad, redundancia en la diversificación de fuentes de suministro y trayectos posibles además con eficiencia.

El CENEGAS consideró una metodología que identifica las distintas fuentes de suministro accesibles al Sistema, tanto de origen nacional como de importación. Esta metodología cuantifica el tamaño o capacidad de suministro de dichas fuentes y los posibles efectos de su interconexión con el Sistema. El análisis de las alternativas de expansión y extensión revisó la viabilidad técnica y económica de los proyectos.

9.2.1 Escenarios de oferta y demanda.

Dada la incertidumbre inherente a la elaboración de proyecciones, para el conjunto de escenarios considerados, el CENENGAS optó por tomar una posición conservadora manteniendo las siguientes dos premisas:

- Minimizar el riesgo de interrupciones en el suministro y reconocer las tendencias históricas de las variables fundamentales que explican la oferta y la demanda.
- La capacidad de la infraestructura debe dar espacio no sólo a un suministro promedio, sino a la satisfacción de la demanda pico y a una flexibilidad que responde a las fluctuaciones en las zonas productoras de gas natural en el país.

Por el lado de la demanda, el CENEGAS consideró una perspectiva en la que el sector eléctrico presenta una mayor utilización de la capacidad de generación instalada y la adición de nuevas plantas como consecuencia de un despacho económico que revela al gas natural como el combustible más eficiente y por consiguiente, de uso más intensivo.

Por el lado de la oferta el CENEGAS consideró las tendencias históricas recientes en cuanto al grado de cumplimiento de las expectativas de producción de gas natural a cargo de PEMEX. El balance resultante en términos globales muestra que la demanda de gas natural crece, en promedio, anualmente 500 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) aproximadamente, mientras que la oferta decrece, en promedio 1000 (MMpcd). Lo anterior implica una demanda creciente de gas natural de importación tanto de importaciones por ducto como de gas natural licuado (GNL).

9.2.2 Infraestructura de transporte considerada.

En el Plan Quinquenal se incluyen más de 5,150 kilómetros de gasoductos derivados de proyectos contemplados en el PNI.

En la Fig. 9.1 se muestra los proyectos de gasoductos por grupos de proyectos y también cuál es la motivación de cada proyecto.

Grupo	Proyecto	Motivación
Ductos que transportan gas natural desde el norte hacia el centro.	La Laguna–Aguascalientes, Los Ramones–Zempoala.	Aumentar la capacidad de suministro de gas natural de importación hacia las zonas demandantes en el centro del país de manera que se compensen las fluctuaciones de oferta nacional proveniente del sureste del país.
Ductos que conectan al Golfo con el occidente.	Sur de Texas–Tuxpan, Tuxpan–Tula, Tula–Villa de Reyes, Villa de reyes–Aguascalientes–Guadalajara.	Lograr aliviar la congestión propia de las actuales rutas que conducen gas natural desde el troncal de 48 pulgadas hacia los mercados del centro y occidente del país al mismo tiempo que dan redundancia al suministro de importantes centros de población y actividad económica.
Ductos que conectan al sistema con nuevos centros de demanda de gas natural.	Lázaro Cardenas–Acapulco, Jaltipán–Salina Cruz, Salina Cruz–Tapachula.	Extender la cobertura del Sistema para la gasificación del país para detonar nuevos mercados y contribuir a su desarrollo económico.
Ductos que refuerzan la capacidad de internación de gas natural de importación al norte del país.	San Isidro–Samalayuca, Colombia–Escobedo, Samalayuca–Sásabe, Ehérenberg–Algodones–San Luis Rio Colorado.	Aumentar y diversificar la capacidad de suministro de gas natural de importación hacia las zonas demandantes en el norte del país. Propiciar la formación de anillos para lograr redundancia.

Fig. 9.1 Clasificación de los Gasoductos Propuestos.

9.3 Factibilidad de los Proyectos.

Para determinar la factibilidad de que los proyectos propuestos puedan atender de manera eficiente las necesidades de suministro, no sólo a nivel nacional sino también regional, el CENEGAS, con la asistencia técnica de la CRE, evaluó el efecto que tendrían sus interconexiones.

Con ese propósito, el CENEGAS desarrolló un modelo de flujos que comprende tanto al Sistema en su conformación actual, como aquellos sistemas privados existentes que impactan en su capacidad de conducción.

En la Fig. 9.2 se muestra los sistemas de gasoductos de México así como la longitud por la que están compuestos y su capacidad de transporte.

Permiso de Transporte.	Longitud (Km).	Capacidad (MMpcd).
Sistema Nacional de Gasoductos.	8,990	5,750
Gasoductos de Tamaulipas.	114	1,064
Gasoductos del Bajío.	204	90
Gasoductos Zacatecas.	175	19
Gasoductos Frontera–Ramonés.	116	2,100
Gasoductos Ramonés Fase II Norte.	4,470	1,363
Gasoductos Ramonés Fase II Sur.	292	1,353

Fig. 9.2 Permisos de Transporte que conforman el Sistema de Transporte de Gas Natural (Millones de pies cúbicos diarios).

El modelo de flujos permite cuantificar y optimizar las distancias de los trayectos observables, los costos unitarios de cada ducto y los niveles de utilización de los distintos tramos. Con los resultados del modelo es posible

determinar si se subsana o no las congestiones existentes, así como validar que la integración o interconexión de los nuevos ductos es aceptable en términos técnicos. Este modelo considera principios físicos fundamentales para simular el efecto de las variaciones de presión y las velocidades de gas dadas las restricciones de capacidad de cada tramo.

La representación de la red de ductos considerada en el modelo, permite evaluar los efectos de la diversificación de fuentes de suministro, el impacto en el denominador tarifario necesario para calcular tarifas sistemáticas e incluso los cambios en la capacidad operativa que varían en función de los puntos de interconexión. Por lo tanto, el modelo aplicado permite realizar análisis de sensibilidad en cuanto a la fecha de inicio de operación de los proyectos y la posibilidad de que éstos se incorporen o no al Sistema.

El nivel de detalle del análisis en el que se localizan de manera puntual, tanto las inyecciones de las distintas fuentes de suministro con los principales centros de demanda, permitió evaluar cada ducto en dos atributos:

- 1) Los proyectos deben aumentar la capacidad de importación de gas natural.
- 2) Deben contar con cualidades de distribución dentro del territorio nacional.

9.3.1 Resultados del análisis.

- De mantenerse las zonas existentes en el Sistema, resulta necesario el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural del norte de la zona tarifaria Norte, hacia el sur de la zona tarifaria Golfo y las zonas tarifarias Centro y Occidente en el horizonte 2015–2020.
- Durante los años 2016 y 2017, la capacidad de importación por ducto necesita ser complementada con otras opciones de suministro para balancear el Sistema, tales como la importación de GNL. Este desbalance será aliviado con la eventual entrada en operación de nueva infraestructura, si bien para periodo referido, se podría requerir de importación de GNL para atender demanda.
- Finalmente, la interconexión de más proyectos con el Sistema antes de 2020, permitiría establecer una reconfiguración de flujos que ayudaría a reducir riesgos de congestión, diversificaría las fuentes de suministro y robustecería el balance del Sistema en el horizonte de planeación sin la necesidad de importar GNL. Sin embargo, si se integra al Sistema más infraestructura de la requerida, el impacto en tarifas puede ser considerable.

9.4. Opinión Técnica de la CRE.

- Es necesario el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural de la zona Norte–Golfo–Sur–Centro–Occidente en el periodo 2015–2020.
- Se requiere GNL para 2016 y 2017, por lo que existe la necesidad de contemplar opciones complementarias de suministro para balancear el Sistema.
- Es posible lograr una situación de equilibrio oferta–demanda en 2018 sin tener que recurrir a importaciones de GNL.
- Incrementar la capacidad de transporte de los ductos proyectados.

A partir del análisis realizado por la CRE y de las conclusiones y recomendaciones contenidas en la opinión técnica emitida por la CRE, el CENEGAS considera la secuencia de proyectos.

En la Fig. 9.3 se muestra el plan propuesto por CRE para el desarrollo de sistema de transporte de gas natural.

	Proyecto.	Estados.	Km.	Inversión (MMdp).	Licitación.	Operación.
1	Tuxpan–Tula.	Hidalgo y Ver.	237	5,890	2015	2017
2	La Laguna– Centro.	Ags. y Durango.	601	13,276	2015	2018
3	Lázaro Cardenas– Acapulco.	Michoacan y Guerrero.	331	6,749	2015	2018
4	Colombia– Escobedo.	Nuevo León.	254	5,535	2015	2017
5	Tula–Villa de Reyes.	Ags. Hidalgo, Jalisco y SLP.	279	6,186	2015	2017
6	Villa de Reyes– Ags.–Gdl.	Ags, Jalisco, SLP y Zacatecas.	335	7,888	2015	2018
7	San Isidro– Samalayuca.	Chihuahua.	23	740	2015	2017
8	Samalayuca– Sásabe.	Chihuahua y Sonora.	558	12,388	2015	2017
9	Jáltipan–Salina Cruz.	Oaxaca y Veracruz.	247	9,516	2015	2017
10	Salina Cruz– Tapachula.	Chiapas y Oaxaca.	440	6,542	2015	2018
11	Los Ramones– Zempoala.	Tamps y Ver.	855	29,792	2016	2018
12	Sur de Texas– Tuxpan.	Tamps y Ver.	625	44,222	2018	2021

Fig.9.3 Plan Propuesto por la Comisión Reguladora de Energía.

FUENTE: SENER con información de CENEGAS, CFE y PEMEX.

9.5 Consideraciones de la opinión técnica de la CRE.

- Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R.L. de C.V. (KM) anunció la expansión de su sistema de transporte con objeto de recibir solicitudes de servicio en base firma a través del esquema de temporada abierta. Por medio de la construcción de nuevas instalación, KM planteó expandir la capacidad de su sistema en 700,000 millones de unidades térmicas británicas por día (MMBtu/d), estableciendo como fecha para iniciar el servicio de transporte el 01 de julio de 2017.
- La temporada abierta de KM y la construcción de un ramal hasta Escobedo presentaban una opción de suministro para los requerimientos de gas de la CFE en los alrededores de Monterrey, por lo que dicha empresa presentó ofertas no vinculantes por 200 y 504MMpcd.
- Dado lo anterior, la SENER dejó sin efecto la instrucción dictada a CFE para que llevase a cabo la licitación del gasoducto “Colombia–Escobedo”. No obstante, el proyecto Colombia–Escobedo se mantiene dentro del plan de expansión del sistema por razones de orden legal y técnico.
- SENER autorizó a la CFE la licitación del gasoducto submarino Sur de Texas–Tuxpan y dejar sin efecto la instrucción dictada para que PEMEX licitase el gasoducto Ramones–Zempoala.

9.6 Plan propuesto por CENEGAS.

El CENEGAS presentó el Plan a su Consejo de Administración, habiendo obtenido la opinión técnica favorable de la CRE. El CENEGAS tomó en consideración los siguientes dos elementos.

- De acuerdo con los tiempos típicos de la industria, de darse la licitación del ducto submarino Sur de Texas–Tuxpan en lo que resta de 2015, el proyecto iniciaría operaciones en 2019.
- Es necesario incrementar la capacidad de importación complementaria a la internación de gas natural por ducto en los años 2016 y 2017. Ello debido a que por el tiempo requerido para el desarrollo de los proyectos, el riesgo desbalance se extiende hasta su entrada en operación.

Por lo tanto, con el propósito de reforzar la capacidad de suministro de gas natural de importación por ducto en el horizonte 2015–2019, se consideró conveniente incluir la reprogramación de los proyectos Colombia–Escobedo y Los Ramones–Zempoala”.

En la Fig. 9.4 se muestra el plan aprobado por CENEGAS tomando la opinión de la CRE.

	Proyecto.	Estados.	Km.	Inversión (MMdp).	Licitación.	Operación.
1	Tuxpan–Tula.	Hidalgo y Ver.	237	5,890	2015	2017
2	La Laguna– Centro.	Ags. y Durango.	601	13,276	2015	2018
3	Lázaro Cardenas– Acapulco.	Mich. y Gro.	331	6,749	2015	2018
4	Colombia– Escobedo.	Nuevo León.	254	5,535	2015	2017
5	Tula–Villa de Reyes.	Ags. Hidalgo, Jalisco y SLP.	279	6,186	2015	2017
6	Villa de Reyes– Ags.–Gdl..	Ags. Jalisco, SLP y Zacatecas.	335	7,888	2015	2018
7	San Isidro– Samalayuca.	Chihuahua.	23	740	2015	2017
8	Samalayuca– Sásabe.	Chihuahua y Sonora.	558	12,388	2015	2017
9	Jáltipan–Salina Cruz.	Oaxaca y Veracruz.	247	9,516	2015	2017
10	Salina Cruz– Tapachula.	Chiapas y Oaxaca.	440	6,542	2015	2018
11	Los Ramones– Zempoala.	Tamps y Ver.	855	29,792	2016	2018
12	Sur de Texas– Tuxpan.	Tamps y Ver.	625	44,222	2018	2021

Fig. 9.4 Plan aprobado por el Consejo de Administración de CENEGAS

FUENTE: SENER con información de CENEGAS, CFE y PEMEX.

9.7 Consideraciones por el Consejo de Administración de CENEGAS.

Posterior a la aprobación de la propuesta por CENEGAS, se presentaron algunos eventos que modificaron la secuencia de proyectos a desarrollar.

- El 21 de agosto y el 01 de septiembre de 2015, la CFE anunció que participó en las temporadas abiertas de KM y Howar Midstream Energy Partners, LLC en Estados Unidos de América para transportar gas natural entre el condado Webb, en Texas a Escobedo y Monterrey en Nuevo León. Este trayecto corresponde al proyecto denominado Colombia–Escobedo.
- La CFE informó que después de una evaluación de ambas propuestas, la de Howard Midstream fue la mejor oferta técnica y económica, al representar un ahorro de 25 millones de dólares.
- El gasoducto propiedad de Howar Midstream tendrá 30 pulgadas de diámetro y una capacidad de transporte de 5047 Mpcd. La operación comercial del gasoducto está programada iniciar en junio de 2017.
- La CFE adjudicó el desarrollo del gasoducto San Isidro–Samalayuca a Gasoductos de Agua Prieta S. de R.L. de C.V. el 14 de julio de 2015. La entrada en operación comercial del gasoducto será en enero de 2017.
- El 11 de Septiembre de 2015, la CFE llevó a cabo el fallo de la licitación para la presentación del servicio de transporte de gas natural a través del gasoducto Samalayuca–Sásabe. El licitante que desarrollará el proyecto será el consorcio formado por las empresas Carso Electric S.A. de C.V. y Promotora de Desarrollo de América Latina, S.A de C.V. Se estima que su entrada en operación sera en noviembre de 2017.

- Adicionalmente, CENEGAS incluyó dentro de los proyectos a la estación de comprensión El Cabrito, ubicada en el estado de Coahuila para incrementar la capacidad de transporte de gas natural a la zona norte del país. Este proyecto fue instruido por la SENER a PEMEX el 18 de junio de 2015.

En la Fig. 9.5 se muestra el plan propuesto por CENEGAS a SENER, donde se muestran la extensión del sistema de gas natural.

	Proyecto.	Estados.	Km.	Inversión (MMUSD).	Licitación.	Operación.
1	Tuxpan-Tula.	Hidalgo y Ver.	263	400	2015	2017
2	La Laguna- Centro.	Ags y Durango.	600	1,000	2016	2018
3	Lázaro Cardenas- Acapulco.	Mich. y Gro.	331	456	2015	2018
4	Colombia- Escobedo.	Nuevo León.	300	N/A	2016	2018
5	Tula-Villa de Reyes.	Ags, Hidalgo, Jalisco y SLP.	295	420	2015	2017
6	Villa de Reyes- Ags.-Gdl.	Ags. Jalisco, SLP y Zacatecas.	355	555	2015	2018
7	San Isidro- Samalayuca.	Chihuahua.	23	109	2015	2017
8	Samalayuca- Sásabe.	Chihuahua y Sonora.	650	571	2015	2017
9	Jáltipan-Salina Cruz.	Oaxaca y Veracruz.	247	643	2015	2017
10	Salina Cruz- Tapachula.	Chiapas y Oaxaca.	440	442	2016	2018
11	Los Ramones- Zempoala.	Nuevo León, Tamps y Ver.	855	1980	2017	2019
12	Sur de Texas- Tuxpan.	Tamaulipas y Veracruz.	800	3100	2015	2018
13	Estación El Cabrito.	Chihuahua, Nuevo León.	N/A	60	2015	2016

Fig. 9.5 Plan propuesto por el CENEGAS a SENER.

FUENTE: SENER con información de CENEGAS, CFE y PEMEX.

9.8 Plan de expansión del Sistema de Gas Natural aprobado por SENER.

La SENER, a través de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial y de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, llevó a cabo el análisis técnico y la revisión del plan propuesto por CENEGAS, donde destaca lo siguiente:

- El objeto del plan es de expansión del sistema de gas natural es ampliar la cobertura y aportar beneficios sistémicos en términos de mejoras en las condiciones de seguridad, continuidad, calidad y eficiencia en la prestación de servicios de transporte y almacenamiento de gas natural.
- En cuanto a las herramientas cuantitativas empleadas en el análisis, destaca la propuesta el apoyo técnico que la CRE brindó a CENEGAS.
- El plan cumple presentando la planeación indicativa, los proyectos de cobertura social y aquellos que la SENER determinó como estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema.
- La propuesta formulada por el CENEGAS, contempla las actualizaciones efectuadas luego de la emisión de la opinión técnica de la CRE mismas que han sido revisadas por la Subsecretaría de Hidrocarburos.

La construcción de los proyectos incluidos en el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural 2015–2019 aprobado por la SENER implica una expansión del Sistema de 5,159 kilómetros de nuevos gasoductos con una inversión total estimada de 9,736 millones de dólares.

	Proyecto.	Estados.	Km.	Inversión (MMUSD).	Licitación.	Operación.
1	Tuxpan-Tula.	Hidalgo y Ver.	263	400	2015	2017
2	La Laguna-Ags.	Ags. Zac. y Dur.	600	1,000	2016	2018
3	Lázaro Cardenas– Acapulco.	Michoacan y Guerrero.	331	456	2016	2018
4	Colombia– Escobedo.	Nuevo León.	300	N/A	2016	2018
5	Tula–Villa de Reyes.	Hidalgo, Jalisco y SLP.	295	420	2015	2017
6	Villa de Reyes– Ags.–Gdl.	Ags, Jalisco, SLP y Zacatecas.	355	555	2015	2018
7	San Isidro– Samalayuca.	Chihuahua.	23	109	2015	2017
8	Samalayuca– Sásabe.	Chihuahua y Sonora.	650	571	2015	2017
9	Jáltipan–Salina Cruz.	Oaxaca y Veracruz.	247	643	2015	2017
10	Salina Cruz– Tapachula.	Chiapas y Oaxaca.	440	442	2016	2018
11	Los Ramones– Zempoala.	Tamps y Ver.	855	1980	2017	2019
12	Sur de Texas– Tuxpan.	Tamps y Ver.	800	3100	2015	2018
13	Estación El Cabrito.	Chihuahua, Nuevo León.	N/A	60	2015	2016

Fig. 9.6 Plan aprobado por la Secretaria de Energía.

FUENTE: SENER con información de CENEGAS, CFE y PEMEX.

Este plan constituye una acción fundamental en la estrategia iniciada por el Gobierno Federal para fortalecer el sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural. México avanza en la definición de

proyectos con una visión integral que permitirá llevar este hidrocarburo a distintas zonas del país, fortaleciendo el desarrollo de zonas industriales establecidas, atiende los objetivos de seguridad energética establecidos. La SENER llevará a cabo una evaluación anual de este plan a fin de verificar su vigencia ante la evolución del mercado y realizar los ajustes necesarios.

9.9 Principales Proyectos de Inversión de la Expansión del Sistema de Transporte de Gas Natural.

1. Gasoducto Tuxpan–Tula.

Este proyecto tiene la finalidad de suministrar gas natural a las nuevas centrales de generación que se planea instalar en la zona Centro, así como a las que operan actualmente con combustóleo y serán reconvertidas para utilizar gas natural. El gasoducto transportará gas natural proveniente del Sur de Texas para satisfacer los requerimientos de gas natural en las centrales de generación de la CFE ubicadas en los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, así como en las regiones Centro y Occidente del país, en la Fig. 9.7 se pueden observar las líneas de gasoductos y el Gasoducto Tuxpan–Tula.

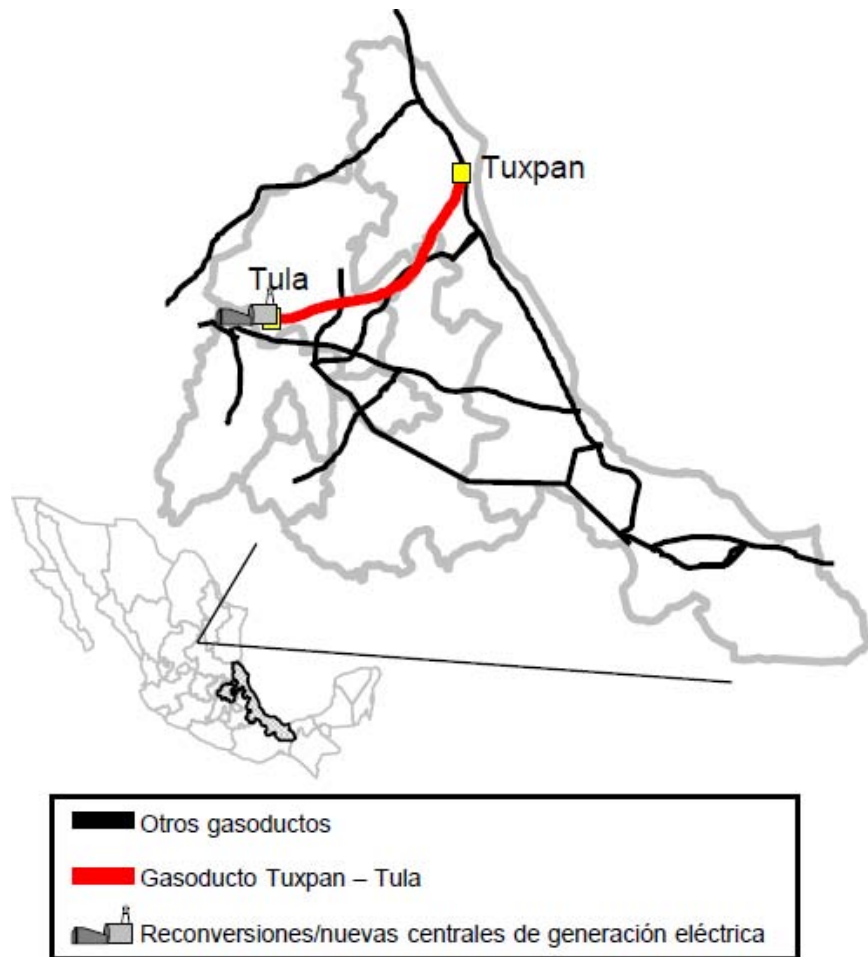


Fig. 9.7 Gasoducto Tuxpan–Tula (Diámetro: 36pulgadas, Longitud: 236 kilómetros, Operación Comercial: Diciembre de 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

2. Gasoducto La Laguna–Aguascalientes.

Este gasoducto de 42 pulgadas de diámetro y 600 kilómetros de longitud aproximada, se interconectará con el gasoductos El Encino–La Laguna y al gasoducto Villa de Reyes–Aguascalientes–Guadalajara. Este proyecto tiene la

finalidad de satisfacer los requerimientos de gas natural en las nuevas centrales de generación de la CFE en los estados de Durango, Zacatecas y Aguascalientes, así como las que actualmente operan con combustóleo y serán reconvertidas para utilizar gas natural. En la Fig. 9.8 podemos observar la interconexión del Gasoducto La Laguna–Aguascalientes con los otros gasoductos.

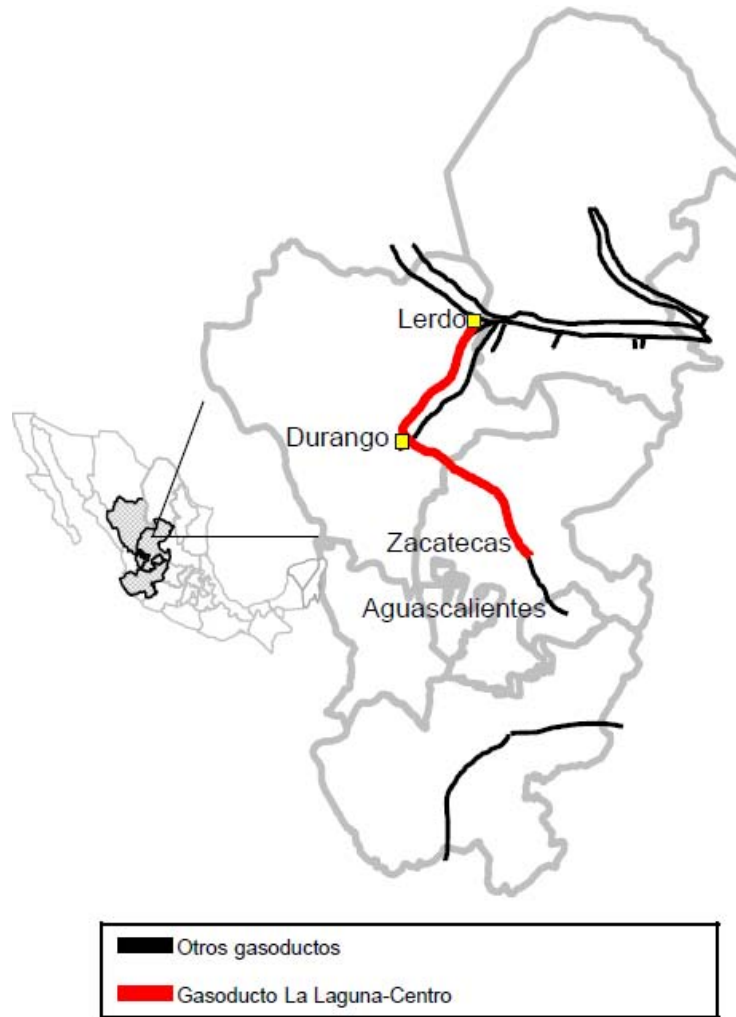


Fig. 9.8 Gasoducto La Laguna–Aguascalientes (Diámetro: 42 pulgadas, Longitud: 600 kilómetros, Operación Comercial: Diciembre 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

3. Gasoducto Lázaro Cárdenas–Acapulco.

Este gasoducto de 20 pulgadas de diámetro y 331 kilómetros de longitud aproximada, contribuirá al suministro de gas natural y a la industrialización del Estado de Guerrero, este proyecto tiene un fin de cobertura Social. En la Fig. 9.9 Observamos el Gasoducto Lázaro Cárdenas–Acapulco, que beneficiará al estado de Guerrero, generando energía eléctrica a partir de gas natural, y logrando una mayor cobertura de transmisión en el Estado.

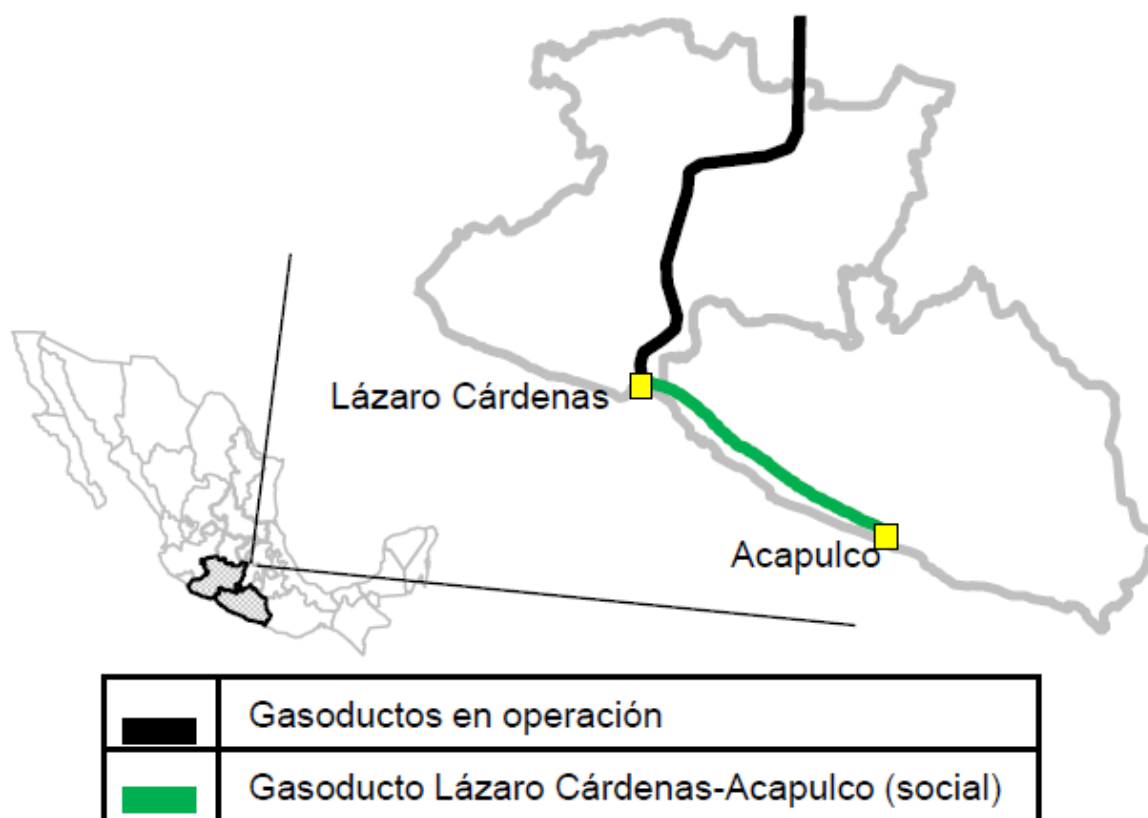


Fig. 9.9 Gasoducto Lázaro Cárdenas–Acapulco (Diámetro: 20 pulgadas, Longitud: 331 kilómetros, Operación Comercial: 2018).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

4. Gasoducto Tula–Villa de Reyes.

Este gasoducto de 36 pulgadas y 295kilómetros de longitud aproximada, contribuirá a satisfacer los requerimientos de gas natural en las centrales de generación de la CFE ubicadas en los estados de Hidalgo y San Luis Potosí, así como en las regiones Centro y Occidentes del país. Este gasoducto se interconectará con el gasoducto Tuxpan–Tula y el gasoducto Villa de Reyes–Aguascalientes–Guadalajara, este proyecto busca abastecer con gas natural a las nuevas centrales de generación y así como a las que operan actualmente con combustóleo y que podrán ser reconvertidas para utilizar gas natural.

En la Fig. 9.10 observamos la interconexión del gasoducto Tula–Villa de Reyes a las líneas de gasoductos.

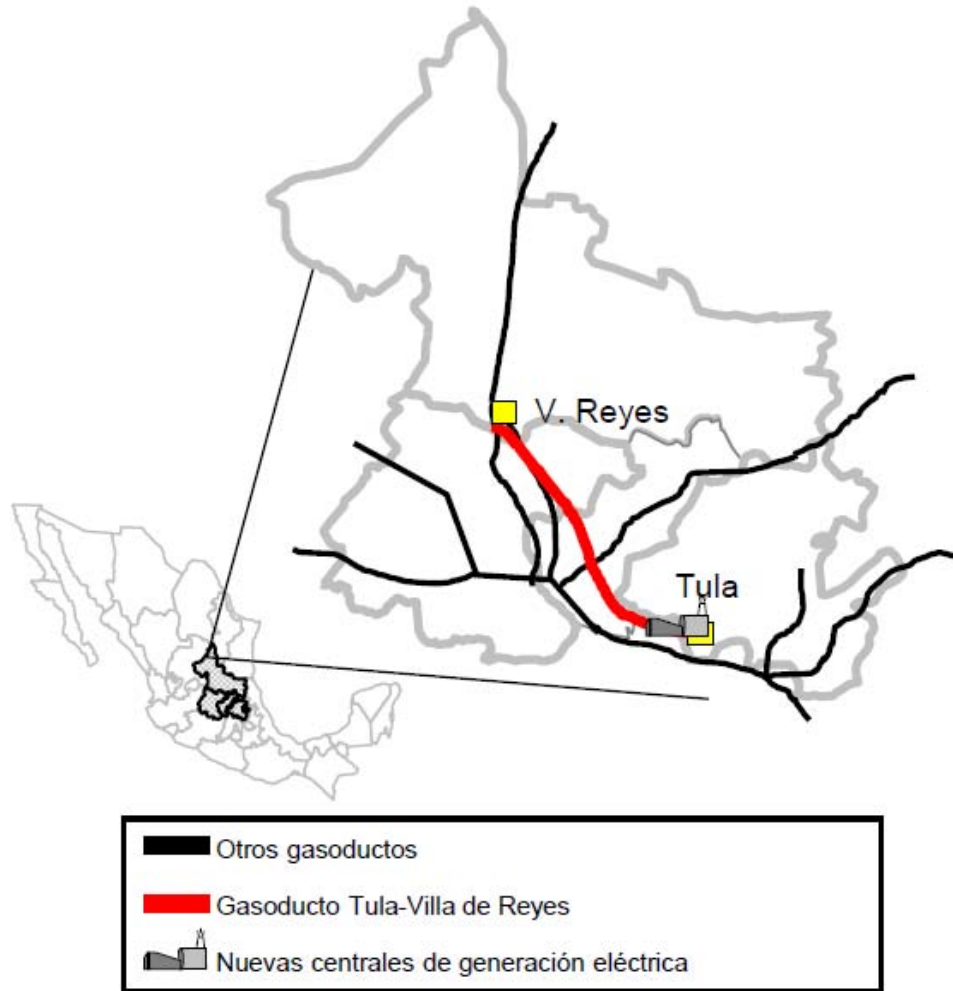


Fig. 9.10 Gasoducto Tula–Villa de Reyes (Diámetro: 36 pulgadas, Longitud: 295 kilómetros, Operación Comercial: Diciembre de 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

5. Gasoducto Villa de Reyes–Aguascalientes–Guadalajara.

Este gasoducto de 36 pulgadas en diámetro y 355 kilómetros de longitud aproximada se interconectará con los gasoductos Tula–Villa de Reyes y La

Laguna–Aguascalientes, que en conjunto abastecerán de gas natural a las nuevas centrales de generación, así como a las que operan actualmente con combustóleo y serán reconvertidas para utilizar gas natural. Este proyecto busca incrementar el suministro de gas natural a la zona Centro y Occidente del país. En la Fig. 9.11 observamos la interconexión del Gasoducto Villa de Reyes–Aguascalientes–Guadalajara, que busca suministrar mayor cantidad de gas natural a la zona del Bajío.

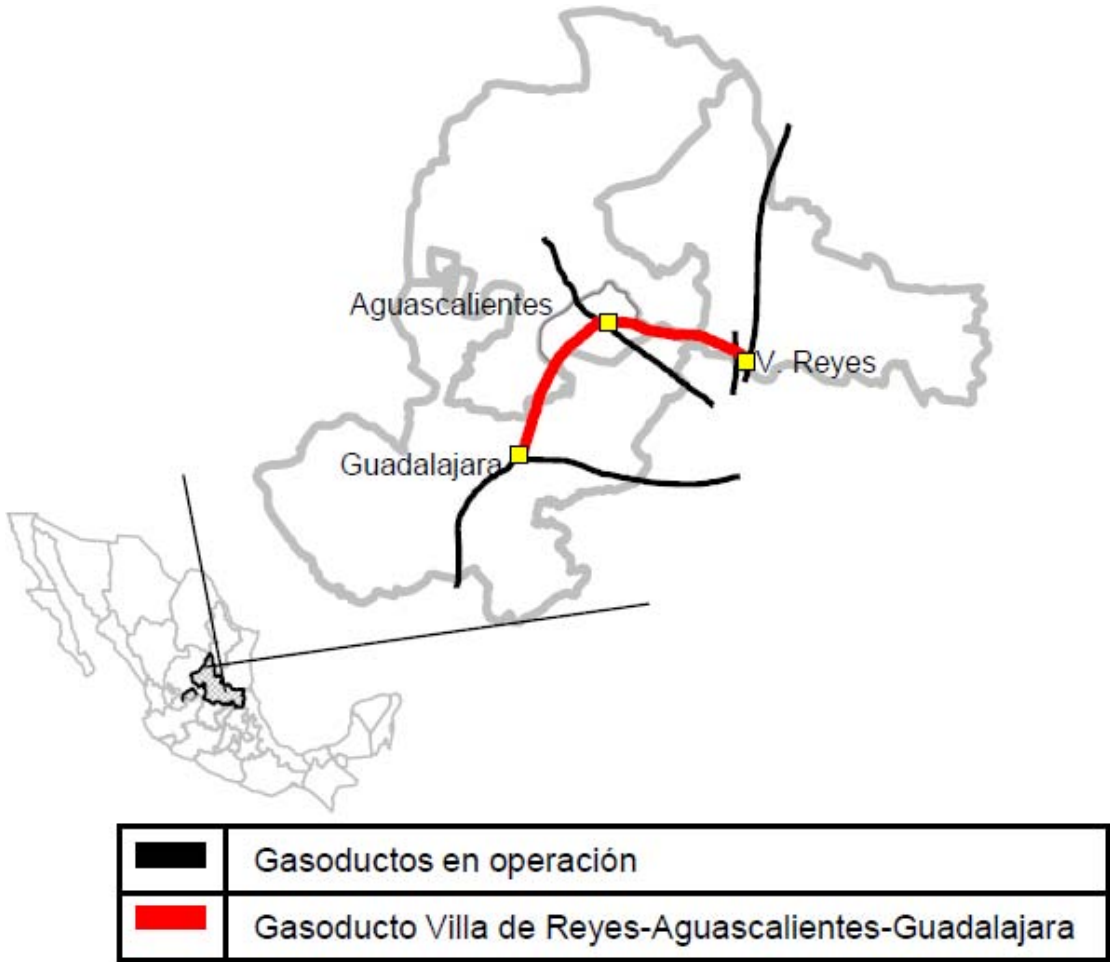


Fig. 9.11 Gasoducto Villa de Reyes–Ags–Gdl. (Diámetro: 36 pulgadas, Longitud: 295 kilómetros, Operación Comercial: Diciembre de 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

6. Gasoducto San Isidro–Samalayuca.

Este gasoducto de 36 y 42 pulgadas de diámetro y 23 kilómetros de longitud transportará gas natural proveniente de Estados Unidos con la finalidad de generar electricidad en la Central de Ciclo Combinado “Norte III”, ubicada en Samalayuca, Chihuahua. Este gasoducto tendrá dos secciones: la primera de 42 pulgadas de diámetro, irá de San Isidro al punto de interconexión con el Gasoducto Corredor Chihuahua, la segunda de 36 pulgadas de diámetro, irá del mencionado punto de interconexión a la Central “Norte III”. Este proyecto se puso en marcha debido a la necesidad de contar con nuevas fuentes de suministro de gas natural y diversificar las rutas de transporte a fin de atender los requerimientos del sector eléctrico.

En la Fig. 9.12 observamos el gasoducto que transportará gas natural de Estados Unidos a Chihuahua, México.

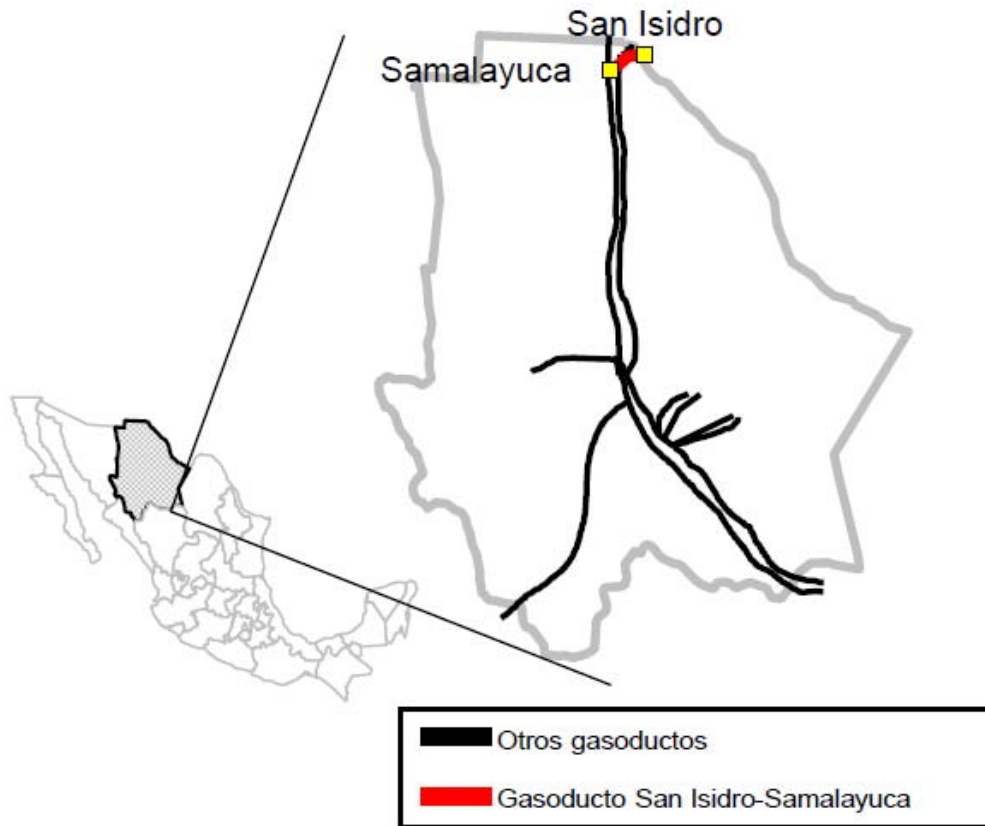


Fig. 9.12 Gasoducto San Isidro–Samalayuca (Diámetro: 36 y 42 pulgadas, Longitud: 23 kilómetros, Operación Comercial: Enero de 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

7. Gasoducto Samalayuca–Sásabe.

Este Gasoducto de 36 pulgadas de diámetro y 650 kilómetros de longitud aproximada, transportará gas natural proveniente de la región de Waha, Texas, con este se podrá satisfacer los requerimientos de gas natural en las centrales de generación de la CFE ubicadas en los Estados de Chihuahua y Sonora. Este

proyecto tiene la finalidad de suministrar gas natural a las nuevas centrales de generación así como a las que operan actualmente con combustóleo que podrán ser reconvertidas para utilizar gas natural en las regiones Norte y Noroeste del país. En la Fig. 9.13 observamos el Gasoducto Samalayuca–Sásabe para suministrar gas natural en la región Noroeste.

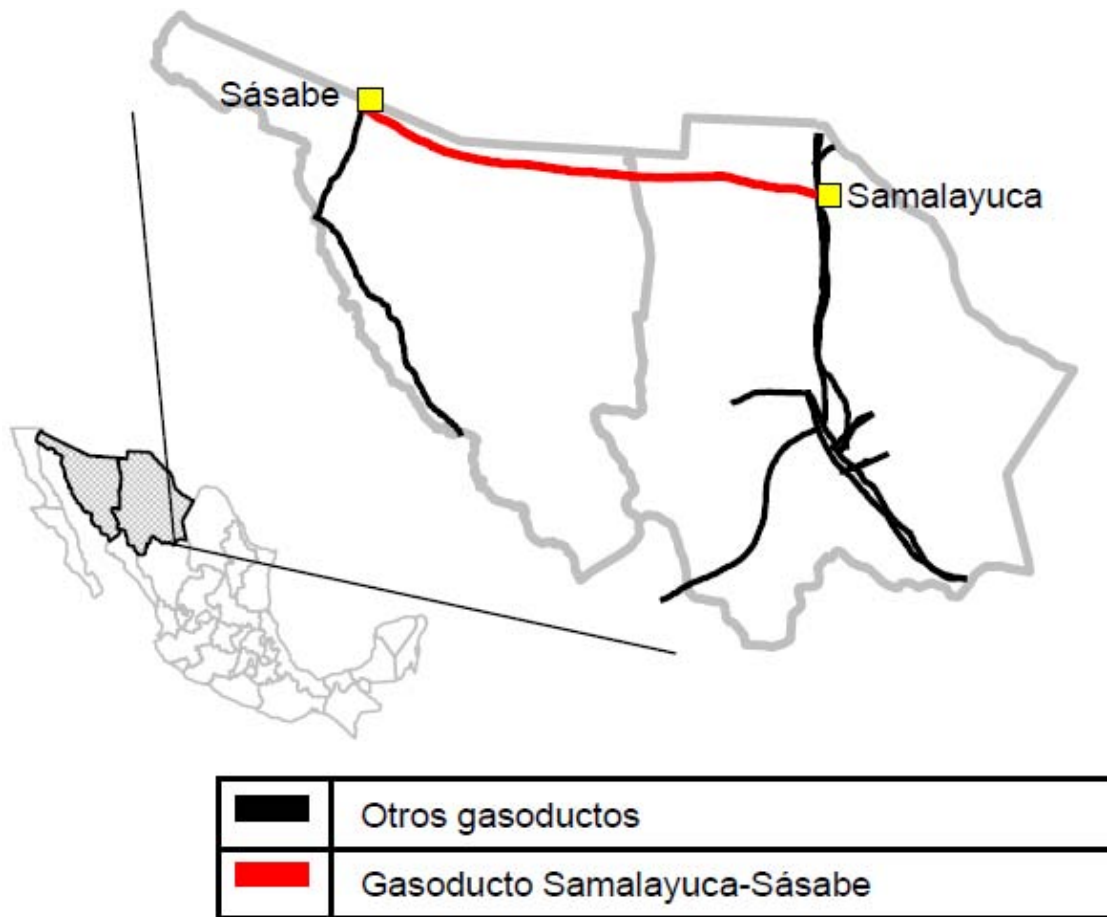


Fig. 9.13 Gasoducto Samalayuca–Sásabe (Diámetro: 36 pulgadas, Longitud: 650 kilómetros, Operación Comercial: Noviembre de 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

8. Gasoducto Jáltipan–Salina Cruz.

Este gasoducto de 36 pulgadas y 247 kilómetros de longitud será fuente de abasto de gas natural para 4 proyectos:

1. Reconfiguración de la refinería de Salina Cruz.
2. Planta de cogeneración en Salina Cruz.
3. Posible planta de licuefacción en Salina Cruz.
4. Exportación hacia Centroamérica.

En la Fig. 9.14 observamos el gasoducto Jaltipán–Salina Cruz que suministrará de gas natural al estado de Oaxaca para la generación de energía eléctrica.

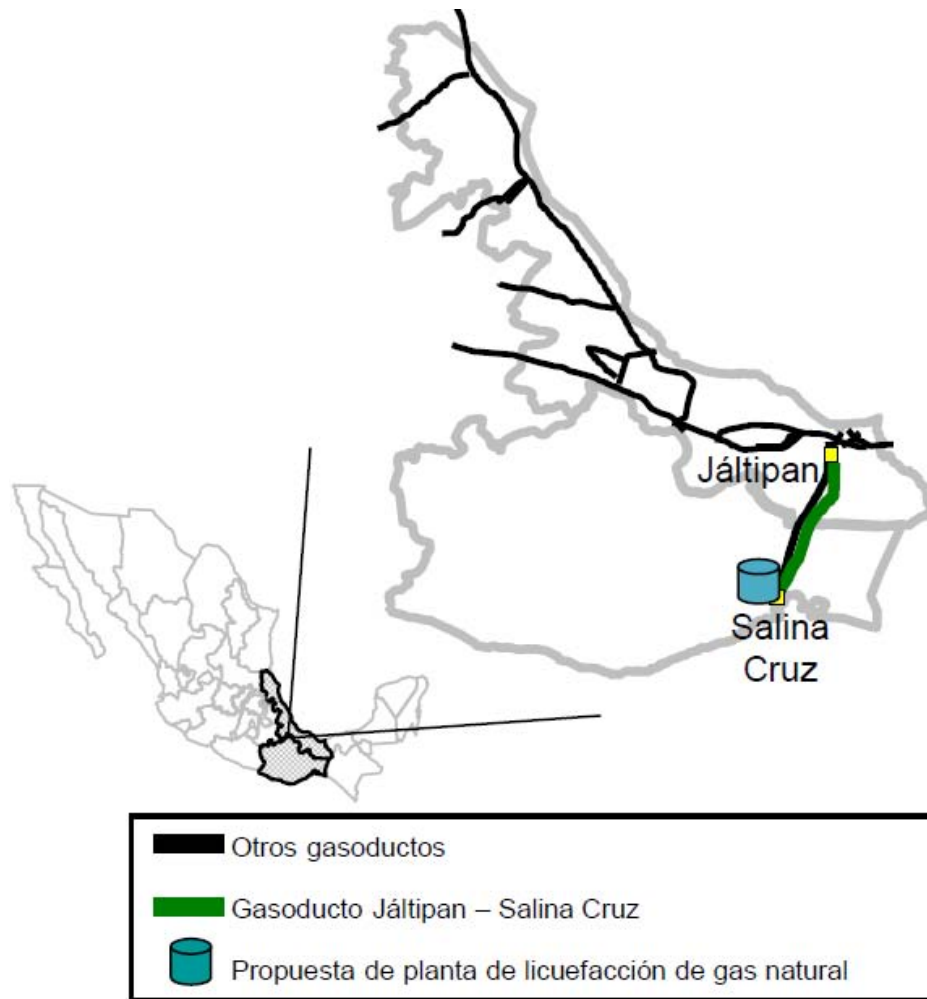


Fig. 9.14 Gasoducto Jaltipán–Salina Cruz (Diámetro 36 pulgadas, Longitud: 247 kilómetros, Operación Comercial 2017).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

9. Gasoducto Salina Cruz–Tapachula.

Ese gasoducto de 20 pulgadas de diámetro y 440 kilómetros de longitud aproximada contribuirá al desarrollo económico de los estados de Oaxaca y

Chiapas, mediante la atracción de inversión para la instalación de plantas productivas en la región. En la Fig. 9.15 observamos el gasoducto Salina Cruz–Tapachula, este proyecto tiene un fin social, suministrar gas natural a la Región Sur de Chiapas, generar energía eléctrica y aumentar la cobertura eléctrica en el Estado.

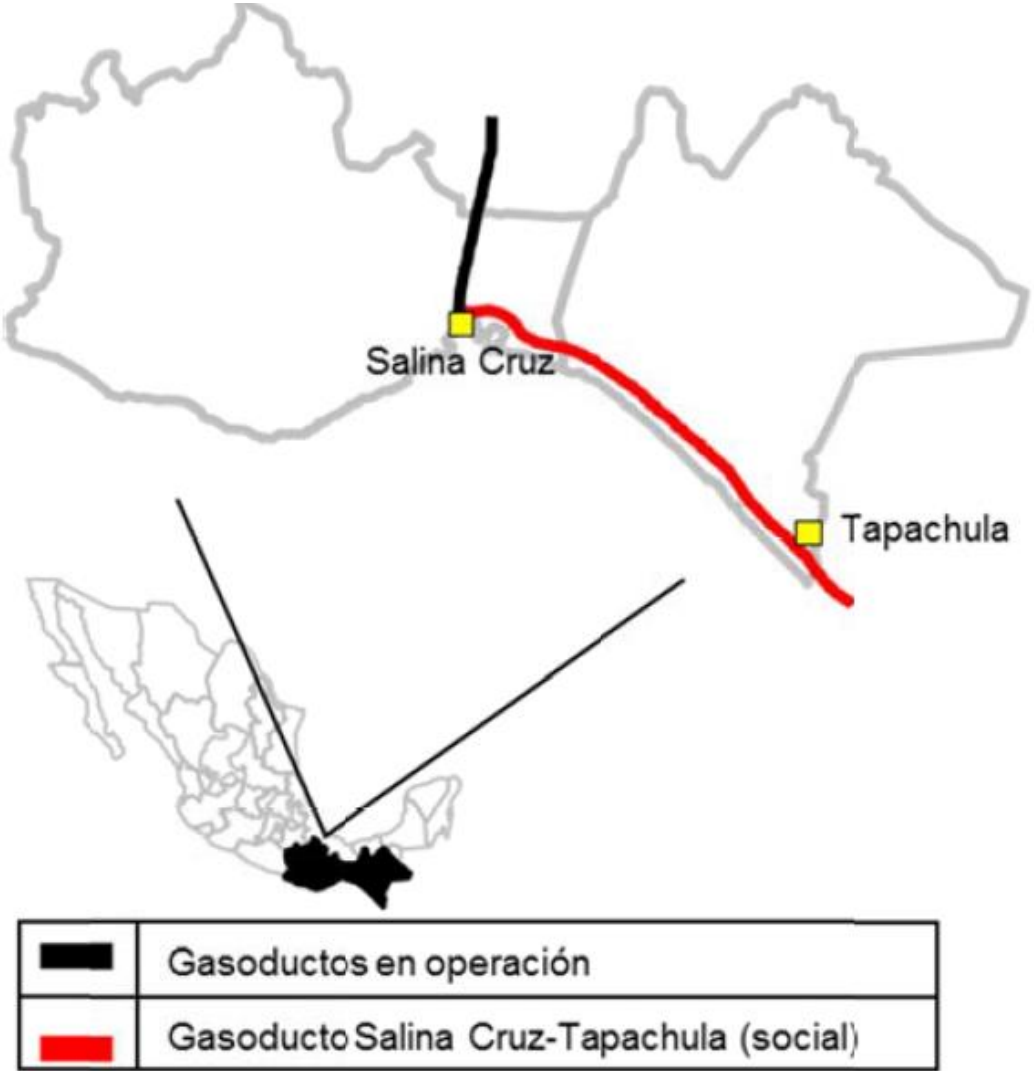


Fig. 9.15 Gasoducto Salina Cruz–Tapachula (Diámetro: 20 pulgadas, Longitud: 440 kilómetros, Operación Comercial 2018).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

10. Gasoducto Sur de Texas–Tuxpan.

Este gasoducto de 42, 20 y 16 pulgadas de diámetro y 800 kilómetros de longitud aproximada, transportará gas natural por una ruta submarina en el Golfo de México desde el Sur del estado de Texas hasta Tuxpan, Veracruz, el gasoducto se interconectará con el gasoducto Nueces–Brownsville y el gasoducto Tuxpan–Tula. Este proyecto tiene como fin contribuir a satisfacer los requerimientos de gas natural en las nuevas centrales de generación que la CFE instalará en los estados de Tamaulipas y Veracruz.

En la Fig. 9.16 observamos el gasoducto que va del Sur de Texas a Tuxpan, Veracruz, parte de su construcción será submarina.

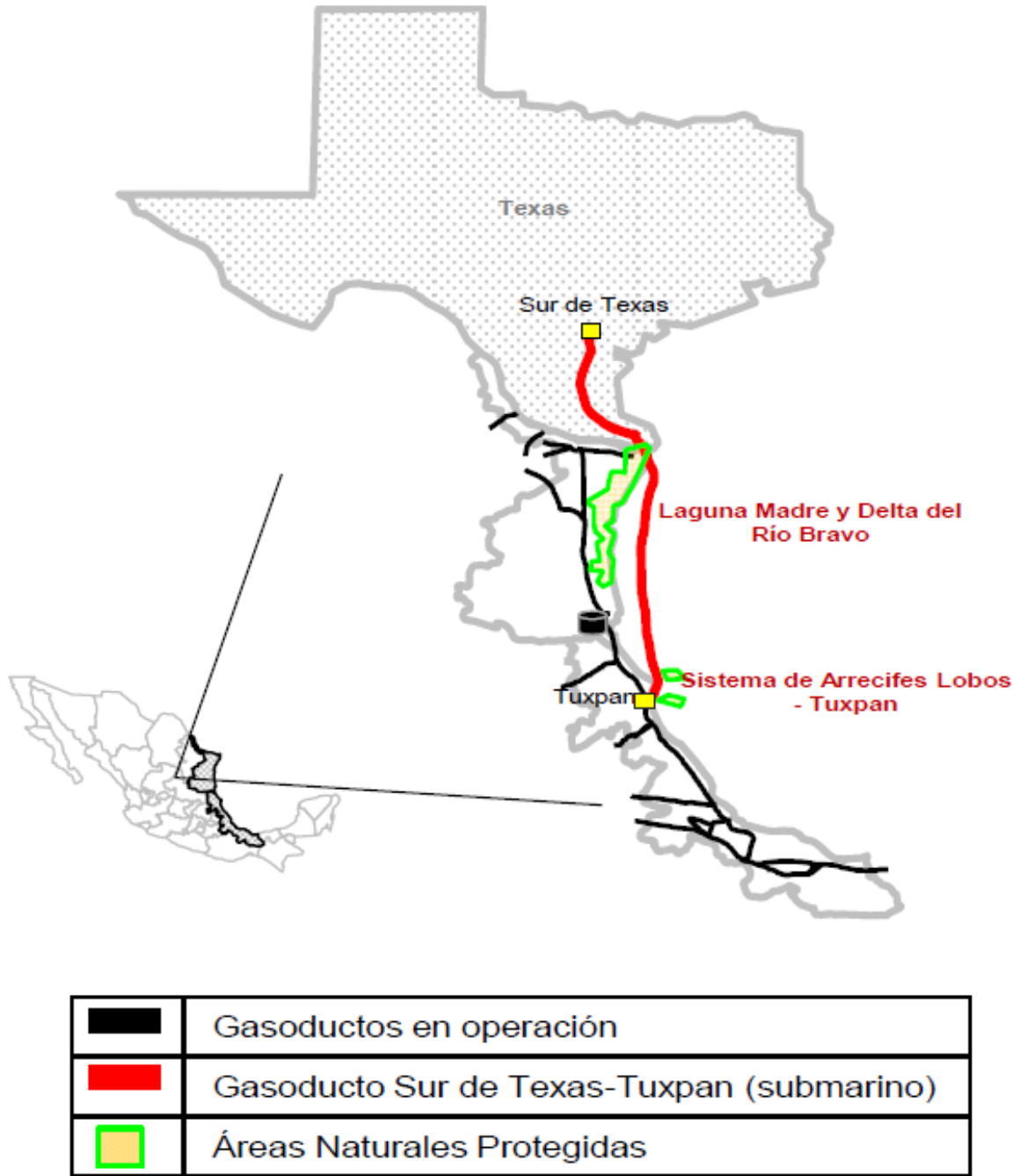


Fig. 9.16 Gasoducto Sur de Texas–Tuxpan (Diámetro: 42, 20 y 16 pulgadas, Longitud: 800 kilómetros, Operación Comercial: Junio de 2018).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

11. Gasoducto Colombia–Escobedo.

Este gasoducto de 30 pulgadas de diámetro y 300 kilómetros de longitud aproximada, será una opción adicional de suministro de gas natural proveniente de Estados Unidos y abastecerá a las nuevas centrales de generación eléctrica en la región Noreste. En la Fig. 9.17 observamos el Gasoducto Colombia–Escobedo suministrará gas natural de Estados Unidos al estado de Nuevo León y la región Noreste.



Fig. 9.17 Gasoducto Colombia–Escobedo (Diámetro: 30 pulgadas, Longitud: 300 kilómetros, Operación Comercial: 2018).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

12. Gasoducto Los Ramones–Zempoala.

Este gasoducto de 36 pulgadas de diámetro y 855 kilómetros de longitud aproximada incrementará el transporte de gas natural en el Golfo de México, con objeto de destinar la oferta nacional del Sureste hacia Centroamérica y hacia una posible planta de licuefacción de gas natural en Salina Cruz. En la Fig. 9.18 Observamos el Gasoducto Los Ramos–Zempoala así como las líneas de gasoductos existentes en la región Noreste.



Fig. 9.18 Gasoducto Los Ramones–Zempoala (Diámetro: 36 pulgadas, Longitud 855 kilómetros, Operación Comercial: 2019).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

13. Estación de Compresión El Cabrito.

Este proyecto consiste en incrementar la capacidad de transporte en la zona norte del país para atender el requerimiento de suministro de gas natural. En la Fig. 9.19 observamos la ubicación de la Estación de compresión El Cabrito que busca incrementar la capacidad de transportación de los gasoductos en 100MMpcd.

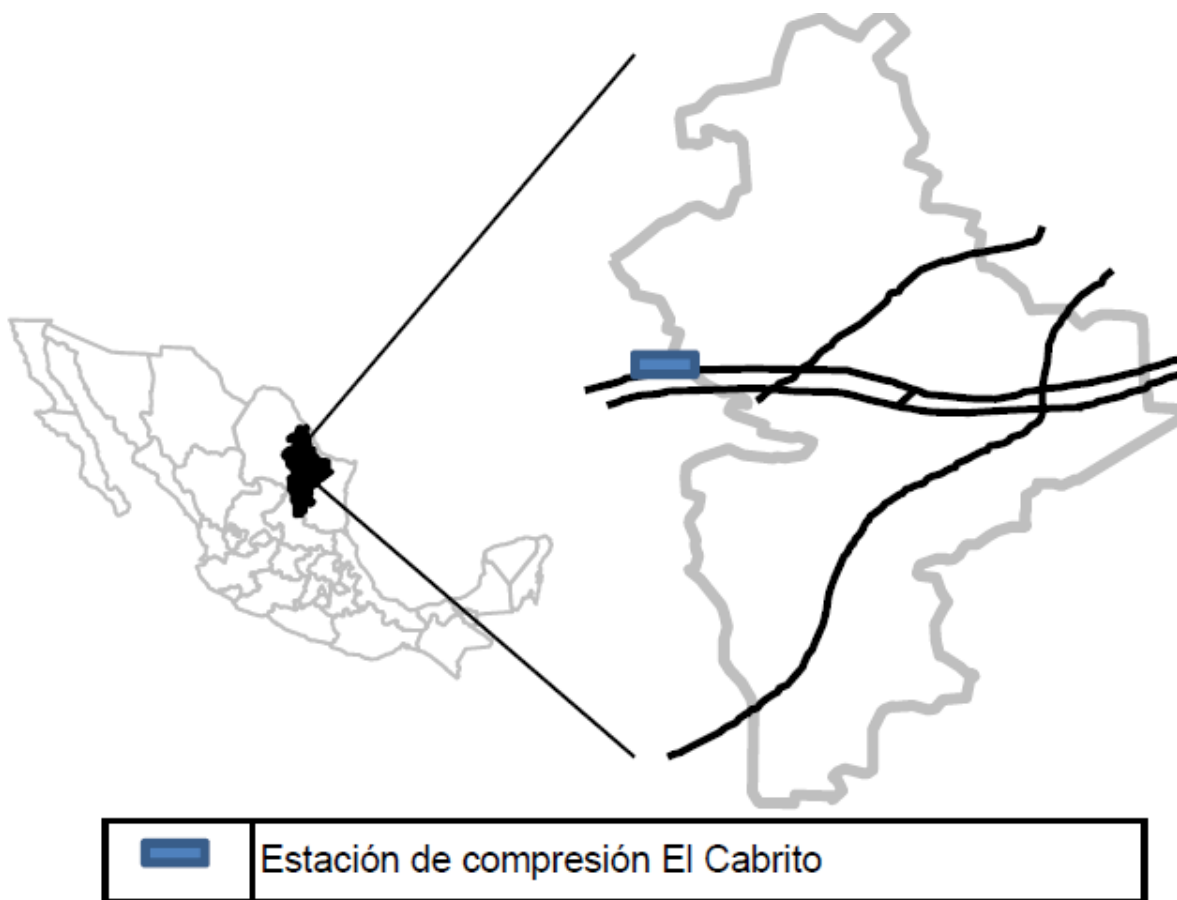


Fig. 9.19 Estación de compresión El Cabrito (HP: 6,400, Capacidad incremental: 100MMpcd).

FUENTE: Plan Quinquenal del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015–2018.

RESUMEN.

En México Pemex y CFE son las empresas que se encargan de las actividades energéticas del país, aunque actualmente se está dando apertura a empresas extranjeras para la exploración, producción, refinación, transporte de hidrocarburos, generación eléctrica, transmisión y distribución de energía eléctrica, durante muchos años extraer petróleo era una actividad que no representaba dificultad muy grande pues se encontraba en aguas someras (a poca profundidad), pero el petróleo de fácil acceso se está terminando y Pemex no es una empresa que tenga la tecnología, los trabajadores y la capacidad para poder extraer hidrocarburos a muy grandes profundidades, en el 2013 el nivel de reservas probadas con los que se contaba permitiría mantener una producción a los niveles actuales por un periodo de 10 años, había que hacer algo al respecto y se creó la Reforma Energética que permitirá participar a la iniciativa privada participar en actividades del sector energético.

La carga económica que representa para México desarrollar el sector energético del país es muy alta, con las actividades de exploración y producción en aguas profundas, estas actividades representa una carga económica mucho mayor y más alta para México, con la apertura del sector energético a capital privado el desarrollo energético se está acelerando, actualmente se está trabajando en muchos proyectos energéticos en el país, para aumentar la red de transporte de gas natural, exploración y producción de aguas profundas, aprovechamiento de fuentes de energía renovables etc.

CONCLUSIONES.

En 2013, las reservas probadas de hidrocarburos en el país sumaron 13.8 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), Esto quiere decir que las reservas probadas que había en el país le alcanzaban para producir solamente 10 años más de petróleo y 7.3 años de gas natural, está fue una de las principales razones del gobierno para hacer algo, antes de que los hidrocarburos de fácil acceso se terminarán.

Las reservas totales de hidrocarburos en el país son de 44.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) a los niveles actuales de extracción el volumen de reservas totales representa hasta 33 años de producción de hidrocarburos a su actual nivel de producción, para México esto significa que podría abrir el sector energético a la inversión extranjera para que inviertan en actividades de exploración y producción de las reservas probadas, probables y posibles, esta fue una de las razones para abrir el sector energético al capital privado.

Estudios geológicos y geofísicos recientes estiman que México cuenta con 114,8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y el 52.4% restante corresponde a recursos no convencionales de lutitas, estos recursos son 257.98% superiores a las reservas de 2013. El estudio de geología del petróleo permitió al gobierno mexicano entender que el sector energético es muy atractivo para inversionistas que pagaran permisos e impuestos y desarrollarán el sector energético del país.

La SENER llevará a cabo una evaluación anual de todos los proyectos energéticos a fin de verificar su vigencia ante la evolución del mercado y realizar los ajustes necesarios. La información del avance de los proyectos aún no está disponible.

La principal tarea del sector energético es el abasto suficiente y oportuno de energéticos de calidad a precios competitivos para toda la población, se han acentuado los rezagos en capacidad de refinación y petroquímica de la empresa estatal Pemex, con lo que se ha acrecentado la importación de estos productos, en 2014 la importación de combustibles fue por un valor de \$25 mil 459 millones de dólares.

En 2012 el gasto en inversión que hizo el gobierno federal en Pemex fue por \$335,167 millones de pesos, el 89% de este monto se va a actividades de exploración y producción de hidrocarburos, dejando solo el 11% de ese gasto en inversión para actividades de refinación, gas, petroquímica, siendo este insuficiente, haciendo que sea necesario importar derivados del petróleo, pues realizarlos en México es muy costoso.

La producción de energía eléctrica en 2012 alcanzó en México 234,019 Gigawatts-hora (GWh), sufriendo pérdidas en transmisión por 1.58% y en distribución por 15.33%, es decir, en total se pierden 16.91% de energía en total, que equivale a 39,572.61 Gigawatts-hora, por esta razón se está invirtiendo en este sector para reducir las pérdidas que sufre la energía eléctrica.

Con las modificaciones que se hicieron a la constitución en la Reforma Energética, permitirá aumentar la capacidad de ejecución en todos los proyectos del sector, nuevos instrumentos y reglas para el funcionamiento del sector energético permitirá alcanzar mayor producción de energía primaria, ampliar los servicios, dar certidumbre al abasto; mejorar la eficiencia, la calidad de los productos, disminuir los costos de la energía eléctrica.

El Gobierno de México en el periodo de 2007 a 2012 destinó un presupuesto de **\$1,303,763** millones de pesos, para 2013–2018 se prevé invertir **\$2,425,946** millones de pesos en este sector, este monto es **186.07%** superior, en ese entonces el precio promedio del barril de petróleo era de \$100 dólares, el presupuesto de 2013 se hizo tomando bajo consideración de que el precio del barril de petróleo mantendría el mismo valor de \$100 dólares en promedio, pero en el año de 2014 los precios de petróleo se empezaron a caer debido a la sobre oferta del petróleo que hay en el mercado, cayendo hasta precios de 30 dólares por barril, esta es una oportunidad para el gobierno mexicano de comenzar a reducir la carga económica que representan las actividades energéticas, dejar a los empresarios que se encarguen de las actividades del sector energético del país.

Se tiene previsto que para 2018 el gasto en inversión en el sector energético sea por \$3,897,902 millones de pesos, de los cuáles \$2,833,947 millones de pesos sea dinero del gobierno y \$1,063,955 millones de pesos provendrá de capital privado, es decir, el 28% del total vendrá de iniciativa privada, esto deja claro que no es necesario que el gobierno invierta dinero en el sector energético directamente, el capital que invierta será para infraestructura carretera y servicios de transporte necesarios para el desarrollo de este sector,

pues para los empresarios resulta muy atractivo invertir en estas actividades, el gobierno mexicano se verá beneficiado con el cobro de impuestos, puestos de trabajo, desarrollo de infraestructura energética que dejará la inversión privada, con el dinero que dejará de invertir el gobierno en el sector energético podrá invertirlo en otras actividades como seguridad, educación e infraestructura, siendo nosotros los mexicanos los que seríamos beneficiados con todos esos cambios.

El gobierno mexicano durante muchos años se ha encargado de sacar y meter personas en puestos de dirección de las empresas estatales, personas que no cuentan con el perfil, la experiencia, la preparación, la aptitud, para desempeñar de una buena manera ese puesto de trabajo, sin embargo se ha privilegiado a familias políticas, (hijos, hermanos, sobrinos, yernos, ahijados, amigos) que sin contar sin ninguna preparación son los encargados de dirigir las empresas del país, el resultado, incontable número de empresas del país que quebraron por su alto nivel de endeudamiento, falta de liquidez y solvencia económica, licitaciones y contratos amañados, beneficios especiales para los amigos, priorizando la corrupción, el desfalco, el tráfico de influencias, la falta de transparencia de adjudicación de contratos y altos sobrepresos en proyectos y contratos.

México aún sigue manteniendo un sistema político corporativista, este sistema beneficia a la clase política, líderes sindicales etc. Estas personas gozan de privilegios especiales, poder, presupuesto, dentro y fuera del gobierno. Hay muchos líderes de organizaciones corporativistas (SNTE, CTM, CTC, CNOP, SME, etc.) que forman parte del gobierno, ocupando alguna curul en el H. Congreso de la Unión, como diputados o senadores, siempre buscando

beneficiar a las organizaciones a las que pertenecen con mayores asignaciones de presupuestos, dinero que les llega a todos los líderes de estos sindicatos, dinero para movilizar a sus agremiados para ganar elecciones, para seguir manteniendo el poder y los privilegios especiales de los que siempre han gozado.

Durante años el dinero por la venta de petróleo se ha usado para repartir entre el gobierno federal y los gobiernos estatales, ciclos donde los precios del petróleo suben la nómina de trabajadores federales y estatales aumentan, ciclos donde los precios del petróleo bajan se recurre a deuda para cubrir el pago de nómina para trabajadores y pago a proveedores, volviéndose un ciclo vicioso para el gobierno mexicano.

Al 31 de Diciembre de 2014 PEMEX acumula \$2,896,089 millones de pesos en pasivos, en el futuro el gobierno mexicano absorberá la deuda de PEMEX, dañando así a su economía y comprometiendo recursos económicos al pago de esa deuda y sus intereses, siendo todos los mexicanos quienes deberemos pagar.

En el 2015 se aprobó una reforma para crear un Sistema Nacional Anticorrupción gracias a la presión de la sociedad civil, en el 2016 ONG's de México participaron en la formulación de las leyes secundarias del Sistema Nacional Anticorrupción, hubo una fuerte resistencia de la clase política para aprobar esas leyes, gracias a esas leyes en el 2018 se creará una Fiscalía Especializada en el combate a la corrupción, con gente especializada para investigar y llevar a juicio a servidores públicos que cometan actos de corrupción, si bien la Fiscalía no cuenta con una autonomía total, tiene el

poder para enjuiciar a importantes servidores públicos, estas leyes son un primer paso muy importante para el combate a la corrupción, el buen uso y asignación de recursos públicos, seguirá haciendo falta la presión de la sociedad civil para seguir fortaleciendo el Sistema Nacional Anticorrupción.

GLOSARIO TÉCNICO.

API: La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

CENEGAS: Centro Nacional de Control de Gas Natural.

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CRE: Comisión Reguladora de Energía

Desintegración: El proceso de rompimiento de moléculas grandes de petróleo crudo en otras más pequeñas. Cuando este proceso se alcanza por aplicación de calor únicamente, se conoce como desintegración térmica. Si se usa un catalizador se conoce como desintegración catalítica.

Destilación: Proceso que consiste en calentar un líquido hasta que sus componentes más volátiles pasan a la fase de vapor, a continuación se enfría el vapor para recuperar dichos componentes en forma líquida por medio de condensación. El objetivo principal de la destilación es separar una mezcla de varios componentes aprovechando sus distintas volatilidades, o bien separar los materiales volátiles de los no volátiles.

Emboladas: Movimiento de vaivén del émbolo de un motor. Cada uno de los movimientos que hace un émbolo en su marcha de vaivén dentro de un cilindro.

Fraccionamiento: Proceso de destilación mediante el cual se separan fracciones pequeñas de una mezcla de hidrocarburos.

Gas Amargo: Gas natural que contienen hidrocarburos, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono (estos últimos en concentraciones mayores a 50 ppm).

Gas Húmedo: Gas natural que contiene más de 3 galones de hidrocarburos líquidos por cada mil pies cúbicos de gas.

Gas Licuado del Petróleo (GLP): Gas que resulta de la mezcla de propano y butano. Se obtiene durante el fraccionamiento de los líquidos del gas o durante el fraccionamiento de los líquidos de refinación. Fracción más ligera del petróleo crudo utilizado para uso doméstico y para carburación.

Gas Natural Seco: Gas natural libre de hidrocarburos líquidos más pesados que el metano (Etano y propano).

Gasolina Natural: Mezcla altamente volátil de hidrocarburos de pentano y más pesados que forma parte de los líquidos del gas natural. Normalmente se adiciona a la gasolina automotriz para incrementar su presión de vapor, así como el arranque a bajas temperaturas. La gasolina natural es también utilizada para proveer isobutano e isopentano que son utilizados en los procesos de alquilación.

Petróleo Crudo: Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables. El petróleo crudo producido se considera pesado o ligero.

Petróleo Ligero: Petróleo crudo con densidad API superior a 27° y hasta 38°.

Petróleo Pesado: Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°.

Petróleo Superligero: Petróleo crudo con densidad API superior a 38°.

Petroquímicos: Estos productos son elaborados a partir de materias primas que tienen su origen en el petróleo crudo y el gas natural, la categoría de productos petroquímicos básicos se constituye por aquellos derivados que sean susceptibles de servir como materias primas básicas, Etano, Propano, Butano, Pentanos, Hexano, Heptano, Materia prima para negro de humo, Naftas, Metano.

Pozos: Según su objetivo o función, los pozos se clasifican en exploratorios y de desarrollo.

Pozos Exploratorios Exitosos: Indicador que muestra la relación de pozos exploratorios productores que incorporen reservas entre el total de pozos terminados, evalúan el desempeño de la actividad exploratoria desde el punto de vista económico.

Pozos Perforados: Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuenta 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.

Pozos 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; limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.

Recursos Convencionales: Un recurso convencional es aquel que su explotación no representa dificultad mayor a la perforación, por lo tanto es de fácil acceso.

Recursos No Convencionales: Un recurso no convencional es aquel que se origina en condiciones no aptas para la perforación y explotación convencional. Se requieren diversas técnicas tanto en la perforación como en la terminación de tipo no convencional como lo es la perforación direccional o el monitoreo de fracturas para su óptima explotación.

Recursos No Convencionales de Lutitas: Es un hidrocarburo que se encuentra en las formaciones rocosas sedimentarias de grano muy fino. El gas o petróleo de lutitas se extrae de zonas profundas en terrenos donde abunda el esquisto, las lutitas o las argilitas ricas en materia orgánica.

Reservas: Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre.

Reservas Posibles (3P): Aquellas reservas de las que, análisis geológicos y estudios de ingeniería sugieren que son menos cercanas a ser recuperables que las reservas probables. De acuerdo a esta definición, si se emplean métodos probabilísticos, hay una probabilidad de que al menos el 10% de la cantidad realmente recuperada sería igual o mayor que la suma de las reservas probadas, probables y posibles, también son llamadas reservas 3P.

Reservas Probables (2P): Aquellas reservas de las que, análisis geológicos y estudios de ingeniería sugieren que están más cercanas a ser recuperables que no recuperables. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, hay una probabilidad de que al menos el 50% de la cantidad a ser recuperada será igual o mayor que la suma de reservas de las reservas probadas más las probables, también son llamadas reservas 2P.

Reservas Probadas (1P): Volúmenes estimados de hidrocarburos a los que, mediante análisis geológicos y de ingeniería se ha demostrado con razonable certeza, que puedan ser recuperados comercialmente en años futuros desde los yacimientos ya conocidos, bajo las condiciones económicas y de operación aplicables en el momento de la evaluación, económicamente se aplican precios y costos al momento de la evaluación, también son conocidas como reservas 1P.

Scrubber: El término describe una variedad de dispositivos que eliminan los contaminantes de un gas de horno de combustión o de otras corrientes de gas. En un depurador húmedo, la corriente de gas contaminado se pone en contacto con el líquido de lavado, por pulverización con el líquido, forzándola a través de un charco de líquido, o por algún otro método de contacto, a fin de eliminar los contaminantes.

NOMENCLATURA.

CPG	Complejo Procesador de Gas.
CPQ	Complejo Petroquímico.
GNL	Gas Natural Licuado.
GWh	Gigawatt-hora.
Kg-m	Kilogrametro.
KM-C	Kilómetros Circuito.
KV	Kilovolt.
KW	Kilowatt.
Mbd	Miles de barriles diarios.
Mbpced	Millones de barriles de petróleo crudo equivalen diario.
MMb	Millones de barriles.
MMbd	Millones de barriles diarios.
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
MMBtu/d	Millones de unidades térmicas británicas por día.
MMMbpce	Mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos.
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios.
MMUSD	Millones de dólares.
Mt	Miles de toneladas métricas.
MVA	Megavoltiamperio.
MVAr	Megavar.
MW	Megawatt
μ	Potencial químico.
ONG's	Organizaciones no Gubernamentales.

OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
PGPB	Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
ppm	Partes por millón.
PPQ	Pemex Petroquímica.
SENER	Secretaria de Energía.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos.
USD/b	Dólares por barril.
USD/MMBtu	Dólares por millón de Btu.
WTI	West Texas Intermediate.

ANEXO 1. Propiedades del Agua Saturada (líquido-vapor): Tabla de Presiones.

Presión bar	Temp. °C	Volumen específico m ³ / kg		Energía interna kJ / kg		Entalpía kJ / kg			Entropía kJ / kg , K	
		Líquido sat.	Vapor sat.	Líquido sat.	Vapor sat.	Líquido sat.	Vapor vaporiz.	Vapor sat.	Líquido sat.	Vapor sat.
		$v_f \times 10^3$	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_g
0.04	28,96	1,0040	34,800	121,45	2415,2	121,46	2432,9	2554,4	0,4226	8,4746
0.06	36,16	1,0064	23,739	151,53	2425,0	151,53	2415,9	2567,4	0,5210	8,3304
0.08	41,51	1,0084	18,103	173,87	2432,2	173,88	2403,1	2577,0	0,5926	8,2287
0.10	45,81	1,0102	14,674	191,82	2437,9	191,83	2392,8	2584,7	0,6493	8,1502
0.20	60,06	1,0172	7,649	251,38	2456,7	251,40	2358,3	2609,7	0,8320	7,9085
0.30	69,10	1,0223	5,229	289,20	2468,4	289,23	2336,1	2625,3	0,9439	7,7686
0.40	75,87	1,0265	3,993	317,53	2477,0	317,58	2319,2	2636,8	1,0259	7,6700
0.50	81,33	1,0300	3,240	340,44	2483,9	340,49	2305,4	2645,9	1,0910	7,5939
0.60	85,94	1,0331	2,732	359,79	2489,6	359,86	2293,6	2653,5	1,1453	7,5320
0.70	89,95	1,0360	2,365	376,63	2494,5	376,70	2283,3	2660,0	1,1919	7,4797
0.80	93,50	1,0380	2,087	391,58	2498,8	391,66	2274,1	2665,8	1,2329	7,4346
0.90	96,71	1,0410	1,869	405,06	2502,6	405,15	2265,7	2670,9	1,2695	7,3949
1.00	99,63	1,0432	1,694	417,36	2506,1	417,46	2258,0	2675,5	1,3026	7,3594
1.50	111,4	1,0528	1,159	466,94	2519,7	467,11	2226,5	2693,6	1,4336	7,2233
2.00	120,2	1,0605	0,8857	504,49	2529,5	504,70	2201,9	2706,7	1,5301	7,1271
2.50	127,4	1,0672	0,7187	535,10	2537,2	535,37	2181,5	2716,9	1,6072	7,0527
3.00	133,6	1,0732	0,6058	561,15	2543,6	561,47	2163,8	2725,3	1,6718	6,9919
3.50	138,9	1,0786	0,5243	583,95	2548,9	584,33	2148,1	2732,4	1,7275	6,9405
4.00	143,6	1,0836	0,4625	604,31	2553,6	604,74	2133,8	2738,6	1,7766	6,8959
4.50	147,9	1,0882	0,4140	622,25	2557,6	623,25	2120,7	2743,9	1,8207	6,8565
5.00	151,9	1,0926	0,3749	639,88	2561,2	640,23	2108,5	2748,7	1,8607	6,8212
6.00	158,9	1,1006	0,3157	669,90	2567,4	670,56	2086,3	2756,8	1,9312	6,7600
7.00	165,0	1,1080	0,2729	696,44	2572,5	697,22	2066,3	2763,5	1,9922	6,7080
8.00	170,4	1,1148	0,2404	720,22	2576,8	721,11	2048,0	2769,1	2,0462	6,6628
9.00	175,4	1,1212	0,2150	741,83	2580,5	742,83	2031,1	2773,9	2,0946	6,6226
10.0	179,9	1,1273	0,1944	761,68	2583,6	762,81	2015,3	2778,1	2,1387	6,5863
15.0	198,3	1,1539	0,1318	843,16	2594,5	844,84	1947,3	2792,2	2,3150	6,4448
20.0	212,4	1,1767	0,09963	906,44	2600,3	908,79	1890,7	2799,5	2,4474	6,3409
25.0	224,0	1,1973	0,07998	959,11	2603,1	962,11	1841,0	2803,1	2,5547	6,2575
30.0	233,9	1,2165	0,06668	1004,8	2604,1	1008,4	1795,7	2804,2	2,6457	6,1869
35.0	242,6	1,2347	0,05707	1045,4	2603,7	1049,8	1753,7	2803,4	2,7253	6,1253
40.0	250,4	1,2522	0,04978	1082,3	2602,3	1087,3	1714,1	2801,4	2,7964	6,0701
45.0	257,5	1,2692	0,04406	1116,2	2600,1	1121,9	1676,4	2798,3	2,8610	6,0199
50.0	264,0	1,2859	0,03944	1147,8	2597,1	1154,2	1640,1	2794,3	2,9202	5,9734
60.0	275,6	1,3187	0,03244	1205,4	2589,7	1213,4	1571,0	2784,3	3,0267	5,8892
70.0	285,9	1,3513	0,02737	1257,6	2580,5	1267,0	1505,1	2772,1	3,1211	5,8133
80.0	295,1	1,3842	0,02352	1305,6	2569,8	1316,6	1441,3	2758,0	3,2068	5,7432
90.0	303,4	1,4178	0,02048	1350,5	2557,8	1363,3	1378,9	2742,1	3,2858	5,6772
100	311,1	1,4524	0,01803	1393,0	2544,4	1407,6	1317,1	2724,7	3,3596	5,6141
110	318,2	1,4886	0,01599	1433,7	2529,8	1450,1	1255,5	2705,6	3,4295	5,5527
120	324,8	1,5267	0,01426	1473,0	2513,7	1491,3	1193,6	2684,9	3,4962	5,4924
130	330,9	1,5671	0,01278	1511,1	2496,1	1531,5	1130,7	2662,2	3,5606	5,4323
140	336,6	1,6107	0,01149	1548,6	2476,8	1571,1	1066,5	2637,6	3,6232	5,3717
150	342,2	1,6581	0,01034	1585,6	2455,5	1610,5	1000,0	2610,5	3,6848	5,3098
160	347,4	1,7107	0,009306	1622,7	2431,7	1650,1	930,6	2580,6	3,7461	5,2455
170	352,4	1,7702	0,008364	1660,2	2405,0	1690,3	856,9	2547,2	3,8079	5,1777
180	357,1	1,8397	0,007489	1698,9	2374,3	1732,0	777,1	2509,1	3,8715	5,1044
190	361,5	1,9243	0,006657	1739,9	2338,1	1776,5	688,0	2464,5	3,9388	5,0228
200	365,8	2,036	0,005834	1785,6	2293,0	1826,3	583,4	2409,7	4,0139	4,9269
220,9	374,1	3,155	0,003155	2029,6	2029,6	2099,3		2099,3	4,4298	4,4298

ANEXO 2. Propiedades del Agua Saturada (líquido-vapor): Tabla de Temperaturas.

Temp. °C	Presión bar	Volumen específico m ³ / kg		Energía interna kJ / kg		Entalpía kJ / kg			Entropía kJ / kg K	
		Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Vaporiz.	Líquido	Vapor
		sat, v _f x 10 ³	sat, v _g	sat, u _f	sat, u _g	sat, h _f	sat, h _g	sat, h _g	sat, s _f	sat, s _g
.01	0,00611	1,0002	206,136	0,00	2375,3	0,01	2501,3	2501,4	0,0000	9,1562
4	0,00813	1,0001	157,232	16,77	2380,9	16,78	2491,9	2508,7	0,0610	9,0514
5	0,00872	1,0001	147,120	20,97	2382,3	20,98	2489,6	2510,6	0,0761	9,0257
6	0,00935	1,0001	137,734	25,19	2383,6	25,20	2487,2	2512,4	0,0912	9,0003
8	0,01072	1,0002	120,917	33,59	2386,4	33,60	2482,5	2516,1	0,1212	8,9501
10	0,01228	1,0004	106,379	42,00	2389,2	42,01	2477,7	2519,8	0,1510	8,9008
11	0,01312	1,0004	99,857	46,20	2390,5	46,20	2475,4	2521,6	0,1658	8,8765
12	0,01402	1,0005	93,784	50,41	2391,9	50,41	2473,0	2523,4	0,1806	8,8524
13	0,01497	1,0007	88,124	54,60	2393,3	54,60	2470,7	2525,3	0,1953	8,8285
14	0,01598	1,0008	82,848	58,79	2394,7	58,80	2468,3	2527,1	0,2099	8,8048
15	0,01705	1,0009	77,926	62,99	2396,1	62,99	2465,9	2528,9	0,2245	8,7814
16	0,01818	1,0011	73,333	67,18	2397,4	67,19	2463,6	2530,8	0,2390	8,7582
17	0,01938	1,0012	69,044	71,38	2398,8	71,38	2461,2	2532,6	0,2535	8,7351
18	0,02064	1,0014	65,038	75,57	2400,2	75,58	2458,8	2534,4	0,2679	8,7123
19	0,02198	1,0016	61,293	79,76	2401,6	79,77	2456,5	2536,2	0,2823	8,6897
20	0,02339	1,0018	57,791	83,95	2402,9	83,96	2454,1	2538,1	0,2966	8,6672
21	0,02487	1,0020	54,514	88,14	2404,3	88,14	2451,8	2539,9	0,3109	8,6450
22	0,02645	1,0022	51,447	92,32	2405,7	92,33	2449,4	2541,7	0,3251	8,6229
23	0,02810	1,0024	48,574	96,51	2407,0	96,52	2447,0	2543,5	0,3393	8,6011
24	0,02985	1,0027	45,883	100,70	2408,4	100,70	2444,7	2545,4	0,3534	8,5794
25	0,03169	1,0029	43,360	104,88	2409,8	104,89	2442,3	2547,2	0,3674	8,5580
26	0,03363	1,0032	40,994	109,06	2411,1	109,07	2439,9	2549,0	0,3814	8,5367
27	0,03567	1,0035	38,774	113,25	2412,5	113,25	2437,6	2550,8	0,3954	8,5156
28	0,03782	1,0037	36,690	117,42	2413,9	117,43	2435,2	2552,6	0,4093	8,4946
29	0,04008	1,0040	34,733	121,60	2415,2	121,61	2432,8	2554,5	0,4231	8,4739
30	0,04246	1,0043	32,894	125,78	2416,6	125,79	2430,5	2556,3	0,4369	8,4533
31	0,04496	1,0046	31,165	129,96	2418,0	129,97	2428,1	2558,1	0,4507	8,4329
32	0,04759	1,0050	29,540	134,14	2419,3	134,15	2425,7	2559,9	0,4644	8,4127
33	0,05034	1,0053	28,011	138,32	2420,7	138,33	2423,4	2561,7	0,4781	8,3927
34	0,05324	1,0056	26,571	142,50	2422,0	142,50	2421,0	2563,5	0,4917	8,3728
35	0,05628	1,0060	25,216	146,67	2423,4	146,68	2418,6	2565,3	0,5053	8,3531
36	0,05947	1,0063	23,940	150,85	2424,7	150,86	2416,2	2567,1	0,5188	8,3336
38	0,06632	1,0071	21,602	159,20	2427,4	159,21	2411,5	2570,7	0,5458	8,2950
40	0,07384	1,0078	19,523	167,56	2430,1	167,57	2406,7	2574,3	0,5725	8,2570
45	0,09593	1,0099	15,258	188,44	2436,8	188,45	2394,8	2583,2	0,6387	8,1648
50	0,1235	1,0121	12,032	209,32	2443,5	209,33	2382,7	2592,1	0,7038	8,0763
55	0,1576	1,0146	9,568	230,21	2450,1	230,23	2370,7	2600,9	0,7679	7,9913
60	0,1994	1,0172	7,671	251,11	2456,6	251,13	2358,5	2609,6	0,8312	7,9096
65	0,2503	1,0199	6,197	272,02	2463,1	272,06	2346,2	2618,3	0,8935	7,8310
70	0,3119	1,0228	5,042	292,95	2469,6	292,98	2333,8	2626,8	0,9549	7,7553
75	0,3858	1,0259	4,131	313,90	2475,9	313,93	2321,4	2635,3	1,0155	7,6824
80	0,4739	1,0291	3,407	334,86	2482,2	334,91	2308,8	2643,7	1,0753	7,6122
85	0,5783	1,0325	2,828	355,84	2488,4	355,90	2296,0	2651,9	1,1343	7,5445
90	0,7014	1,0360	2,361	376,85	2494,5	376,92	2283,2	2660,1	1,1925	7,4791
95	0,8455	1,0397	1,982	397,88	2500,6	397,96	2270,2	2668,1	1,2500	7,4159
100	1,014	1,0435	1,673	418,94	2506,5	419,04	2257,0	2676,1	1,3069	7,3549
110	1,433	1,0516	1,210	461,14	2518,1	461,30	2230,2	2691,5	1,4185	7,2387
120	1,985	1,0603	0,8919	503,50	2529,3	503,71	2202,6	2706,3	1,5276	7,1296
130	2,701	1,0697	0,6685	546,02	2539,9	546,31	2174,2	2720,5	1,6344	7,0269
140	3,613	1,0797	0,5089	588,74	2550,0	589,13	2144,7	2733,9	1,7391	6,9299
150	4,758	1,0905	0,3928	631,68	2559,5	632,20	2114,3	2746,5	1,8418	6,8379
160	6,178	1,1020	0,3071	674,86	2568,4	675,55	2082,6	2758,1	1,9427	6,7502
170	7,917	1,1143	0,2428	718,33	2576,5	719,21	2049,5	2768,7	2,0419	6,6663
180	10,02	1,1274	0,1941	762,09	2583,7	763,22	2015,0	2778,2	2,1396	6,5857
190	12,54	1,1414	0,1565	806,19	2590,0	807,62	1978,8	2786,4	2,2359	6,5079
200	15,54	1,1565	0,1274	850,65	2595,3	852,45	1940,7	2793,2	2,3309	6,4323
210	19,06	1,1726	0,1044	895,53	2599,5	897,76	1900,7	2798,5	2,4248	6,3585
220	23,18	1,1900	0,08619	940,87	2602,4	943,62	1858,5	2802,1	2,5178	6,2861
230	27,95	1,2088	0,07158	986,74	2603,9	990,12	1813,8	2804,0	2,6099	6,2146
240	33,44	1,2291	0,05976	1033,2	2604,0	1037,3	1766,5	2803,8	2,7015	6,1437
250	39,73	1,2512	0,05013	1080,4	2602,4	1085,4	1716,2	2801,5	2,7927	6,0730
260	46,88	1,2755	0,04221	1128,4	2599,0	1134,4	1662,5	2796,6	2,8838	6,0019
270	54,99	1,3023	0,03564	1177,4	2593,7	1184,5	1605,2	2789,7	2,9751	5,9301
280	64,12	1,3321	0,03017	1227,5	2586,1	1236,0	1543,6	2779,6	3,0668	5,8571
290	74,36	1,3656	0,02557	1278,9	2576,0	1289,1	1477,1	2766,2	3,1594	5,7821
300	85,81	1,4036	0,02167	1332,0	2563,0	1344,0	1404,9	2749,0	3,2534	5,7045
320	112,7	1,4988	0,01549	1444,6	2525,5	1461,5	1238,6	2700,1	3,4480	5,5362
340	145,9	1,6379	0,01080	1570,3	2464,6	1594,2	1027,9	2622,0	3,6594	5,3357

ANEXO 3. Propiedades del Aire (MM28,964 kg/kmol).

T (K)	Capacidades caloríficas		Energía interna	Entalpía	Entropía absoluta	Exergía entálpica
	\bar{c}_{v0}^T (kJ / kmol K)	\bar{c}_{p0}^T (kJ / kmol K)	$u = \bar{c}_{v0}^T T$ (kJ / kmol K)	$h = \bar{c}_{p0}^T T$ (kJ / kmol K)	$s_p = 1 \text{ bar}$ (kJ / kmol K)	$e_p = 1 \text{ bar}$ (kJ / kmol)
273	20,7582	29,0725	5667,0	7936,8	195,383	16 ,6
300	20,7707	29,0850	6231,2	8725,5	198,124	2,0
350	20,7964	29,1107	7278,7	10188,7	202,660	135 ,5
400	20,8251	29,1394	8330,1	11655,8	206,497	477,6
450	20,8712	29,1855	9392,0	13133,5	210,009	925,9
500	20,9298	29,2441	10464,9	14622,1	213,071	1516,9
550	21,0026	29,3169	11551,4	16124,3	215,965	2170,7
600	21,0889	29,4032	12653,3	17641,9	218,597	2916,7
650	21,1889	29,5032	13772,8	19177,1	221,078	3724,6
700	21,3024	29,6167	14911,7	20731,7	223,370	4607,3
750	21,4202	29,7345	16065,1	22300,9	225,537	5541,3
800	21,5453	29,8596	17236,2	23887,7	227,557	6535,9
850	21,6761	29,9904	18424,7	25491,8	229,509	7567,8
900	21,8132	30,1275	19631,9	27114,8	231,367	8646,1
950	21,9488	30,2631	20851,3	28749,9	233,131	9764,2
1000	22,0854	30,3997	22085,4	30399,7	234,800	10924,5
1050	22,2230	30,5373	23334,2	32064,2	236,422	12113,4
1100	22,3617	30,6760	24597,9	33743,6	237,982	13335,7
1150	22,4967	30,8110	25871,2	35432,7	239,495	14581,4
1200	22,6297	30,9440	27155,6	37132,7	240,955	15853,4
1250	22,7621	31,0764	28452,6	38845,5	242,347	17158,0
1300	22,8934	31,2077	29761,4	40570,0	243,676	18492,9
1350	23,0175	31,3318	31073,6	42297,9	244,974	19840,3
1400	23,1363	31,4506	32390,8	44030,8	246,230	21205,0
1450	23,2561	31,5704	33721,4	45777,1	247,413	22604,5
1500	23,3749	31,6892	35062,4	47533,8	248,533	24032,9
1550	23,4895	31,8038	36408,8	49295,9	249,700	25452,9
1600	23,6010	31,9153	37761,6	51064,5	250,877	26876,3
1650	23,7093	32,0236	39120,4	52839,0	251,987	28325,5
1700	23,8145	32,1288	40484,7	54619,0	253,055	29792,6
1750	23,9181	32,2324	41856,8	56406,8	254,080	31279,7
1800	24,0197	32,3340	43235,4	58201,2	255,064	32785,6
1850	24,1191	32,4334	44620,4	60001,8	256,053	34296,3
1900	24,2165	32,5308	46011,3	61808,4	257,032	35816,0
1950	24,3117	32,6260	47407,8	63620,7	257,969	37353,7
2000	24,4049	32,7192	48809,7	65438,3	258,874	38905,9
2050	24,4928	32,8071	50210,2	67254,5	259,780	40456,6
2100	24,5765	32,8908	51610,7	69070,7	260,674	42010,5
2150	24,6608	32,9751	53020,7	70896,4	261,543	43581,5
2200	24,7440	33,0583	54436,8	72728,2	262,391	45164,8
2250	24,8246	33,1389	55855,3	74562,5	263,202	46761,2
2300	24,9031	33,2174	57277,1	76400,0	263,982	48370,2
2350	24,9811	33,2954	58705,5	78244,1	264,778	49981,1
2400	25,0580	33,3723	60139,2	80093,5	265,573	51597,3
2450	25,1323	33,4466	61574,2	81944,2	266,337	53224,0
2500	25,2045	33,5188	63011,3	83797,1	267,080	54859,0
2550	25,2747	33,5890	64450,4	85651,9	267,834	56492,9
2600	25,3427	33,6570	65891,0	87508,2	268,588	58128,3
2650	25,4102	33,7245	67337,1	89370,0	269,294	59782,9
2700	25,4767	33,7910	68787,0	91235,6	269,969	61450,7
2750	25,5421	33,8564	70240,8	93105,1	270,660	63117,6
2800	25,6065	33,9208	71698,1	94978,2	271,351	64788,2
2850	25,6682	33,9825	73154,4	96850,2	272,010	66466,9
2900	25,7279	34,0422	74610,9	98722,3	272,649	68151,9
2950	25,7870	34,1013	76071,7	100598,9	273,282	69842,8
3000	25,8451	34,1594	77535,3	102478,3	273,905	71539,6
3050	25,9022	34,2165	79001,6	104360,2	274,521	73240,8
3100	25,9582	34,2725	80470,3	106244,6	275,130	74946,7
3150	26,0131	34,3274	81941,3	108131,3	275,731	76657,2
3200	26,0670	34,3813	83414,4	110020,2	276,325	78372,1
3250	26,1199	34,4342	84889,6	111911,1	276,911	80091,3
3300	26,1687	34,4830	86356,6	113793,8	277,482	81806,5

CONTINUACIÓN ANEXO 3. Propiedades del Aire (MM28,964 kg/kmol).

T (K)	Capacidades caloríficas		Energía interna	Entalpia	Entropía absoluta	Exergía entálpica
	$\bar{c}_v _0^T$ (kJ / kmol K)	$\bar{c}_p _0^T$ (kJ / kmol K)	$u = \bar{c}_v _0^T T$ (kJ / kmol K)	$h = \bar{c}_p _0^T T$ (kJ / kmol K)	$s_p = 1 \text{ bar}$ (kJ / kmol K)	$e_p = 1 \text{ bar}$ (kJ / kmol)
3350	26,2198	34,5341	87836,4	115689,3	278,053	83534,5
3400	26,2702	34,5845	89318,5	117587,2	278,617	85267,0
3500	26,3685	34,6828	92289,6	121389,7	279,724	88745,0
3600	26,4636	34,7779	95268,9	125200,4	280,803	92239,5
3700	26,5555	34,8698	98255,5	129018,4	281,853	95749,7
3800	26,6423	34,9566	101240,7	132835,0	282,860	99271,3
3900	26,7285	35,0428	104241,3	136667,0	283,858	102810,7
4000	26,8123	35,1266	107249,1	140506,3	284,832	106364,2
4100	26,8935	35,2078	110263,3	144351,9	285,784	109931,0
4200	26,9722	35,2865	113283,3	148203,3	286,711	113510,4
4300	27,0474	35,3617	116303,8	152055,3	287,601	117101,7
4400	27,1214	35,4357	119334,3	155917,2	288,487	120703,8
4500	27,1933	35,5076	122369,7	159784,0	289,354	124316,4
4600	27,2629	35,5772	125409,5	163655,3	290,203	127938,7
4700	27,3304	35,6447	128453,0	167530,2	291,034	131570,2
4800	27,3957	35,7100	131499,5	171408,2	291,846	135210,0
4900	27,4589	35,7732	134548,5	175288,5	292,640	138857,7
5000	27,5198	35,8341	137599,2	179170,7	293,415	142512,5

ANEXO 4. Mapa de la Red de transporte de combustibles para Refinación en México.



ANEXO 5. Mapa de la Red de Transporte de Gas Natural de 2013 en México.



ANEXO 7 Estado de Resultados de Pemex 31 de Diciembre 2014
(Millones de pesos).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
VENTAS TOTALES	\$773.587	\$928.643	\$1.062.495	\$1.136.036	\$1.328.950	\$1.089.862	\$1.282.064	\$1.558.454	\$1.646.912	\$1.608.205	\$1.586.728
En el país	\$449.013	\$505.109	\$546.738	\$592.048	\$679.754	\$596.310	\$683.853	\$779.198	\$867.037	\$910.188	\$944.998
De Exportación	\$324.574	\$423.534	\$515.757	\$542.927	\$644.418	\$488.260	\$592.908	\$772.965	\$772.699	\$687.678	\$630.291
Ingresos por servicios	\$0	\$0		\$1.061	\$4.778	\$5.292	\$5.303	\$6.291	\$7.176	\$10.339	\$11.439
Costo de Ventas	\$264.106	\$361.177	\$403.106	\$460.666	\$654.032	\$561.135	\$631.355	\$778.776	\$832.491	\$839.615	\$865.281
Rendimiento Bruto	\$509.481	\$567.466	\$659.389	\$675.370	\$674.918	\$528.727	\$650.709	\$779.678	\$814.421	\$768.590	\$721.447
Gastos Generales	\$54.280	\$68.711	\$78.041	\$84.940	\$103.806	\$100.509	\$104.253	\$107.487	\$118.101	\$131.103	\$143.520
*Gastos de Distribución	\$17.574	\$21.911	\$24.019	\$24.799	\$33.962	\$31.856	\$33.274	\$26.710	\$28.488	\$32.448	\$32.183
*Gastos de Administración	\$36.706	\$46.800	\$54.022	\$60.141	\$69.844	\$68.653	\$70.979	\$80.777	\$89.613	\$98.655	\$111.337
Rendimiento de Operación	\$455.201	\$498.755	\$581.348	\$590.430	\$571.112	\$428.218	\$546.456	\$672.191	\$696.320	\$637.487	\$577.927
Otros ingresos (gastos)-neto-	\$11.154	\$11.837	\$69.742	\$83.019	\$197.991	\$40.293	\$71.586	\$189.120	\$209.019	\$90.136	\$37.552
Resultado Integral de financiamiento	-\$7.048	-\$4.479	-\$22.983	-\$20.047	-\$107.512	-\$15.308	-\$11.969	-\$92.795	-\$4.891	-\$33.491	-\$134.983
Participación en los resultados de subsidiarias y asociadas	\$0	\$0	\$0	\$5.545	-\$1.965	-\$1.291	\$1.541	-\$811	\$4.798	\$707	\$34
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	\$459.307	\$506.113	\$628.107	\$658.947	\$659.626	\$451.912	\$607.614	\$767.705	\$905.246	\$694.839	\$480.530
Impuestos, derechos y aprovechamiento	\$419.629	\$560.415	\$582.855	\$677.256	\$771.702	\$546.633	\$654.141	\$874.647	\$902.646	\$864.896	\$746.075
Impuesto especial sobre producción y servicios	\$54.705	\$20.214									
Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevos pronunciamientos contables	\$10.469	\$1.765									
Rendimiento Neto	-\$25.496	-\$76.281	\$45.252	-\$18.309	-\$112.076	-\$94.721	-\$46.527	-\$106.942	\$2.600	-\$170.057	-\$265.545
Otros Resultados Integrales									-376843	254270	-265348
Utilidad (pérdida Integral)	-\$25.496	-\$76.281	\$45.252	-\$18.309	-\$112.076	-\$94.721	-\$46.527	-\$106.942	-\$374.243	\$84.213	-\$530.893

a. Cifras auditadas bajo NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera). Incluye a Petróleos Mexicanos sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias.

b. A partir de 2012 se reconoció la obligatoriedad de utilizar las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que constituyen los estándares internacionales para el desarrollo de la actividad contable. Para mayor información referirse a http://www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX_EF_DICTAMEN_2012.pdf

c. Para fines de referencia las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EE:UU. Se han realizado al tipo de cambio de 2014 de Ps. 14.7180=US\$1.00

FUENTE: Anuario estadístico de PEMEX 2014.

ANEXO 8 Balance General Pemex al 31 de Diciembre de 2014 (Millones de pesos).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Activos	\$947.528	\$1.042.560	\$1.204.734	\$1.330.281	\$1.236.837	\$1.332.038	\$1.395.197	\$1.981.374	\$2.024.183	\$2.047.390	\$2.128.368
Circulante	\$243.616	\$292.763	\$384.924	\$428.561	\$364.292	\$349.697	\$315.911	\$330.520	\$318.142	\$284.642	\$289.327
Propiedades, mobiliario y equipo	\$594.569	\$643.236	\$710.488	\$793.846	\$845.062	\$967.592	\$1.061.388	\$1.592.425	\$1.658.734	\$1.721.579	\$1.783.374
Otros	\$109.343	\$106.561	\$109.322	\$107.874	\$27.483	\$14.749	\$17.898	\$58.429	\$47.307	\$41.169	\$55.667
Pasivos	\$914.185	\$1.069.430	\$1.164.781	\$1.280.373	\$1.209.952	\$1.398.877	\$1.506.499	\$1.878.197	\$2.295.249	\$2.232.637	\$2.896.089
De corto plazo	\$140.483	\$164.476	\$169.927	\$289.464	\$175.965	\$242.960	\$207.254	\$253.445	\$235.804	\$259.191	\$334.159
De largo plazo	\$773.702	\$904.954	\$994.854	\$990.909	\$1.033.987	\$1.155.917	\$1.299.245	\$1.624.752	\$2.059.445	\$1.973.446	\$2.561.930
Patrimonio	\$33.343	-\$26.870	\$39.953	\$49.908	\$26.885	-\$66.839	-\$111.302	\$103.177	-\$271.066	-\$185.247	-\$767.721
Certificados de aportación	\$86.909	\$89.805	\$93.445	\$96.958	\$96.958	\$96.958	\$96.958	\$49.605	\$49.605	\$114.605	\$134.605
Exceso o insuficiencia del patrimonio	\$132.342	\$144.333	\$154.101	\$178.532							
Resultados acumulados	-\$211.570	-\$305.539	-\$287.786	-\$317.174	-\$261.840	-\$356.502	-\$397.473	-\$119.692	-\$117.740	-\$287.606	-\$552.809
Otros	\$25.662	\$44.531	\$80.193	\$91.592	\$191.767	\$192.704	\$189.213	\$173.264	-\$202.931	-\$12.246	-\$349.517
Total de pasivo y patrimonio	\$947.528	\$1.042.560	\$1.204.734	\$1.330.281	\$1.236.837	\$1.332.037	\$1.395.197	\$1.981.374	\$2.024.183	\$2.047.390	\$2.128.368

FUENTE: Anuario estadístico de PEMEX 2014.

BIBLIOGRAFÍA.

- W.H. Severns, H.E. Degler, J.C. Miles, (1974). Energía mediante vapor, aire o gas (5a. ed.). Barcelona: Reverté, 495pp.
- José Agüera, (1993). Termodinámica Lógica y Motores Térmicos (2a. ed.). España: Ciencias3 S.A, 682pp.
- Santiago S. García, Florentino G. Moñux, (2006). Centrales Térmicas de Ciclo Combinado Teoría y Proyecto (1a. ed.). España: Díaz de Santos, 328pp.
- Lawrence J. Gitman, Chad J. Zuttler, (2012). Principios de Administración Financiera (12a. ed.). México: Pearson, 611pp.
- Scott Besley, Eugene F. Brigham, (2009). Fundamentos de Administración Financiera (14a. ed.). México: Cengage Learning, 799pp.
- Gabriel B. Urbina, (2015). Ingeniería Económica (6a. ed.). México: McGraw Hill Interamericana, 498pp.
- Juan M. I. Landeta, (2016). Gestión y evaluación de proyectos (1a. ed.). México: Cengage Learning, 496pp.
- Richard B. Chase, F. Robert Jacobs, (2014). Administración de operaciones: producción y cadena de suministros (13a. ed.). México: McGraw Hill Interamericana, 780pp.
- Gilberto E. Harper, (2006). La calidad de la energía en los sistemas eléctricos (1a. ed.). México: Limusa, 457pp.

- Miguel V. López, (2013). Ingeniería de la energía eólica (1a. ed.). México: Alfaomega, 282pp.
- Gilberto E. Harper (2014). Los conceptos básicos de la generación, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica (1a. ed.). México: Limusa, 538pp.
- Plan Sectorial de energía 2013-2018.
<http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-sectorial-de-energia-2013-2018>
- Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.
<http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-gas-natural-2015-2019>.
- Programa Nacional de Infraestructura 2014 – 2018.
<http://www.gob.mx/presidencia/acciones-y-programas/programa-nacional-de-infraestructura-2014-2018>
- Anuario Estadístico de PEMEX 2013.
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2013_131014.pdf
- Anuario Estadístico de PEMEX 2014.
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2014_ae_00_vc_e.pdf
- Reforma Energética 2013.
<http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/explicacion.pdf>
- Comisión de Energía. <http://www.cre.gob.mx/>

- Comisión Federal Electricidad.
<http://www.cfe.gob.mx/Licitaciones/Licitaciones/Paginas/PrincipalesProyectos.aspx>
- Petróleos Mexicanos.
<http://www.pemex.com/nuestro-negocio/Paginas/pep.aspx>
- Centro Nacional de Control de Gas Natural.
<http://www.cenagas.gob.mx/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. www.cnh.gob.mx/
- Indicadores Petroleros.
<http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=16&catalogID=12155&media=pdf>