

2005-2014

## Prospectiva del sector eléctrico

S E C R E T A R Í A D E E N E R G Í A

---

FERNANDO CANALES CLARIOND  
**Secretario de Energía**

CARLOS GARZA IBARRA  
**Subsecretario de Planeación Energética  
y Desarrollo Tecnológico**

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ  
**Subsecretario de Hidrocarburos**

JOSÉ ALBERTO ACEVEDO MONROY  
**Subsecretario de Electricidad**

OSCAR JAVIER TORRE GÓMEZ  
**Oficial Mayor**

CARLOS MONTAÑO FERNÁNDEZ  
**Director General  
de Planeación Energética**

SILVIA MARROQUÍN LARA  
**Directora General de la Unidad  
de Comunicación Social**

DIRECCIÓN GENERAL DE  
PLANEACIÓN ENERGÉTICA

---

Prospectiva del  
sector eléctrico  
2005-2014



MÉXICO, 2006

Responsables:

CARLOS MONTAÑO FERNÁNDEZ  
Director General  
de Planeación Energética

VIRGINIA DONIZ GONZÁLEZ  
Directora de Integración  
de Política Energética Nacional

EDUARDO ESPINOSA BUSTAMANTE  
Subdirector de Integración de Política Energética

Edición:

JOSÉ ALBERTO DÍAZ MONTAÑO  
Director de Difusión

MARÍA EUGENIA SILVA ROMO  
Subdirectora de Comunicación Gráfica

ROSA MARÍA NORIEGA MORALES  
Jefa del Departamento  
de Diseño Gráfico

LUCERO GONZÁLEZ MARTÍNEZ  
Formación Editorial

MARIANA TALAVERA CAMARGO  
Servicio Social

© Secretaría de Energía  
Primera edición, 2006

Derechos reservados.  
Secretaría de Energía  
Insurgentes Sur 890  
Col. Del Valle  
CP 03100  
México, DF  
ISBN: 968-874-193-0  
Impreso en México  
[www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

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

*Comisión Federal de Electricidad*  
*Comisión Nacional para el Ahorro de Energía*  
*Comisión Reguladora de Energía*  
*Instituto de Investigaciones Eléctricas*  
*Instituto Mexicano del Petróleo*  
*Luz y Fuerza del Centro*  
*Pemex Corporativo*  
*Pemex Gas y Petroquímica Básica*  
*Pemex Refinación*



- 11 **Presentación**
- 13 **Introducción**
- 15 **Resumen ejecutivo**
- 17 **Capítulo uno**  
**Mercado internacional de energía eléctrica**
  - 1.1 Evolución del consumo mundial de energía eléctrica
  - 1.2 Capacidad instalada y generación mundial de energía eléctrica
  - 1.3 Consumo de combustibles en la generación mundial de energía eléctrica
  - 1.4 Tendencia del consumo mundial de energía eléctrica
    - 1.4.1 Tendencia mundial del consumo por habitante de energía eléctrica
  - 1.5 Tendencia de la capacidad y generación mundial de energía eléctrica
    - 1.5.1 Tendencia del consumo de combustibles utilizados en la generación eléctrica
- 25 **Capítulo dos**  
**Marco regulatorio en la industria eléctrica**
  - 2.1 Estructura del marco regulatorio
  - 2.2 Órgano regulador
  - 2.3 Modalidades de generación de energía eléctrica del sector privado
  - 2.4 Instrumentos de regulación
  - 2.5 Permisos de generación eléctrica
    - 2.5.1 Usos propios continuos
    - 2.5.2 Productor independiente de energía
    - 2.5.3 Autoabastecimiento
    - 2.5.4 Cogeneración
    - 2.5.5 Exportación
    - 2.5.6 Importación
  - 2.6 Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en la industria eléctrica

## 39 Capítulo tres Mercado eléctrico nacional

- 3.1 Consumo nacional de electricidad
  - 3.1.1 Ventas internas sectoriales de electricidad
  - 3.1.2 Ventas internas regionales de electricidad
    - 3.1.2.1 Ventas internas por región
  - 3.1.3 Comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado (SI)<sup>1</sup>
    - 3.1.3.1 Demanda máxima coincidente
    - 3.1.3.2 Demanda bruta por región operativa
    - 3.1.3.3 Comportamiento estacional de la demanda
  - 3.1.4 Estructura tarifaria
  - 3.1.5 Interconexiones y comercio exterior
- 3.2 Estructura del sistema eléctrico nacional
  - 3.2.1 Capacidad instalada en el servicio público
  - 3.2.2 Capacidad instalada eléctrica en el servicio público
    - 3.2.2.1 Capacidad instalada eléctrica en el servicio público por región
    - 3.2.2.2 Capacidad instalada eléctrica de permisionarios
  - 3.2.3 Generación de energía eléctrica nacional
    - 3.2.3.1 Generación de energía eléctrica para el servicio público
    - 3.2.3.2 Generación de energía eléctrica de permisionarios
  - 3.2.4 Balance de energía eléctrica
- 3.3 Capacidad de transmisión y distribución del SEN
  - 3.3.1 Estructura de la red de transmisión
  - 3.3.2 Evolución de la red de transmisión y distribución nacional

## 63 Capítulo cuatro Prospectiva del sector eléctrico nacional

- 4.1 Escenarios macroeconómicos y supuestos básicos
- 4.2 Pronóstico del consumo nacional de energía eléctrica 2005-2014
  - 4.2.1 Análisis regional del mercado de energía eléctrica
  - 4.2.2 Demanda máxima por área operativa
- 4.3 Expansión del sistema eléctrico nacional
  - 4.3.1 Capacidad de reserva
  - 4.3.2 Programa de expansión 2005-2014
    - 4.3.2.1 Capacidad comprometida o en construcción
    - 4.3.2.2 Capacidad adicional no comprometida
    - 4.3.2.3 Programa de retiros de capacidad
    - 4.3.2.4 Capacidad adicional por región
    - 4.3.2.5 Tecnologías para la expansión del sistema de generación

- 4.3.3 Evolución del sistema de generación 2005-2014
- 4.3.4 Consumo de combustibles en la generación eléctrica
- 4.4 Autoabastecimiento y cogeneración
- 4.5 Evolución estimada en la red nacional de transmisión
- 4.6 Requerimientos de inversión del sector eléctrico
- 4.7 Opciones técnicas para la expansión del sistema de generación

## 99 Capítulo cinco

### Ahorro de energía en la industria eléctrica

- 5.1 Programas de ahorro de energía
- 5.2 Avances recientes en investigación y desarrollo de tecnologías para generación

## 107 Anexos

- 1) Resumen de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, 2005
- 2) Tablas regionales
- 3) Glosario de términos
- 4) Abreviaturas y siglas
- 5) Consulta base para la elaboración de la prospectiva

## 131 Referencias para la recepción de comentarios



Día con día crece la necesidad de mejorar las condiciones actuales del sector energético para satisfacer de manera eficiente, confiable y con respeto al medio ambiente la demanda energética del país.

La planeación del sistema eléctrico implica una interacción continua entre los diferentes integrantes de la industria, ya sean suministradores de combustibles, contratistas y fabricantes de equipo, productores independientes y suministradores públicos; todos ellos actuando en el marco legal aprobado. Dichas interacciones son consideradas en la programación de la expansión del sistema eléctrico nacional.

La estructura del sistema jurídico se ha venido fortaleciendo, brindando una mayor certidumbre a los permisionarios privados de energía eléctrica, los cuales han respondido de manera favorable a las condiciones que se les han brindado. La ampliación de la infraestructura, así como una población con mayor cobertura eléctrica, significan confianza para el desarrollo de la actividad económica y social.

Aun existen varios temas importantes por discutir para el futuro próximo, como son, el desarrollo con criterios de sustentabilidad del sistema eléctrico y la búsqueda para generar energía eléctrica mediante una canasta diversificada de combustibles que considere en su evaluación variables ecológicas y criterios de seguridad de abasto.

Es en el sector eléctrico donde convergen todas las fuentes primarias de energía, y es ahí donde existe el potencial para una diversificación temprana, tendiente a una significativa reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y en la dependencia de México en los hidrocarburos.

El estudio de una canasta mejor balanceada de energías primarias para generación eléctrica permitiría el máximo aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, geotérmico, eólico y solar del territorio nacional, así como de otras opciones tecnológicas, como la nuclear y la de ciclo combinado con carbón gasificado.

Asimismo, es importante continuar trabajando las iniciativas de reforma en el marco constitucional y legal para promover el cambio estructural en el sector con el fin de lograr mejores condiciones en la que interactúen el sector público y privado para el desarrollo de nueva infraestructura capaz de garantizar el abasto y hacer frente a los retos futuros en materia de energía eléctrica de nuestro país.

Fernando Canales Clariond  
Secretario de Energía

En la planeación del sector eléctrico, la Secretaría de Energía coordina las labores del Grupo Interinstitucional de Prospectivas en el que participan las entidades del sector. Las aportaciones de cada una, son las que hacen posible realizar este documento y cumplir, conforme lo establece el Artículo 69 del *Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, con la publicación de la presente *Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014*.

Este documento presenta la visión de largo plazo del sector energético con la mejor información disponible al cierre de esta edición proporcionada por CFE, LFC, Pemex, CRE, Conae y el IMP.

El objetivo primordial del documento es plasmar los mecanismos y proyectos para alcanzar el abasto suficiente y oportuno que dé cobertura al crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

En el primer capítulo se describe la evolución del consumo y la capacidad instalada mundial de energía eléctrica, así como los combustibles que internacionalmente están predominando para la generación de electricidad.

El siguiente capítulo expone la estructura del marco regulatorio para la industria eléctrica, así como los instrumentos de regulación y el estado que guardan los permisos otorgados en las modalidades consideradas en la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Asimismo, se presenta el desarrollo y el comportamiento de cada una de las modalidades, con la finalidad de tomar decisiones en la planeación del sector eléctrico mexicano.

El tercer capítulo analiza la evolución histórica del consumo nacional de electricidad, las ventas internas sectoriales y regionales, el comportamiento estacional de la demanda, y la estructura tarifaria. Además, se describe la capacidad instalada en el servicio público y la red de transmisión y distribución nacional. Cabe señalar que como parte de los procesos de mejora continua, en la presente edición se incluye por primera vez el balance nacional de energía eléctrica 1994-2004.

El cuarto capítulo presenta las trayectorias futuras del consumo y la demanda de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional con el propósito de identificar los requerimientos de capacidad y de energía necesaria para el periodo 2005-2014. Con el fin de satisfacer la totalidad del consumo de electricidad esperada, se analizan tanto la generación de electricidad a cargo de las empresas públicas (CFE y LFC), como el de los propios usuarios a través del autoabastecimiento.

El último capítulo detalla los logros en materia de ahorro de energía eléctrica a través de los diversos programas, entre ellos el horario de verano. Asimismo se describe el programa de incentivos que tiene como fin impulsar la utilización de tecnologías ahorradoras y la transformación del mercado de equipos, financiamiento y servicios para el ahorro de energía eléctrica.

Finalmente, se incluyen cinco anexos con información de apoyo para una mejor comprensión de este documento, así como referencias para la recepción de comentarios.

La *Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014* detalla la situación internacional, su evolución histórica a nivel nacional, así como el crecimiento esperado de la demanda y los requerimientos de capacidad para los próximos 10 años.

La capacidad mundial de generación de energía eléctrica mundial en 2003 ascendió a 3,626 GW, lo cual significó un incremento de 3.3% respecto al año anterior. En general, las centrales termoeléctricas convencionales mantienen la mayor participación en la capacidad, a excepción de algunos países como son Francia, donde la energía nuclear predomina, o Canadá donde la mayor participación es de centrales hidroeléctricas.

Las estimaciones internacionales reportadas proyectan que el carbón y el gas natural continuarán como los principales combustibles para la generación de energía eléctrica. El consumo de combustóleo ha disminuido desde mediados de los setenta debido, en parte, a los precios altos y a la mejora en eficiencias tecnológicas con base a gas natural.

El segundo capítulo muestra el dinamismo de los permisionarios en la generación de energía eléctrica nacional. En 2004, los permisos otorgados por la CRE se incrementaron en 24, sumando un total de 330 permisos vigentes, de los cuales, el 89.7% están en operación con una capacidad de 15,405 MW. Este aumento se debe, principalmente, al otorgamiento de 17 permisos en la modalidad de autoabastecimiento.

La capacidad autorizada total en operación en 2004 representa el 70.8% con respecto a la autorizada, porcentaje mayor al observado en 2003 (77.24%). Este incremento en la capacidad en operación se debe principalmente a las modalidades de producción independiente y autoabastecimiento, las cuales contribuyeron al 95.9% del crecimiento total. La modalidad con mayor capacidad autorizada es producción independiente con 12,557 MW, la cual, con respecto a la capacidad total autorizada en los permisos, representa el 25.90% del total.

El siguiente capítulo señala que el consumo nacional de electricidad en 2004 ascendió a 183,972 GWh, de tal manera que durante el periodo 1994-2004 registró una tasa de crecimiento anual de 4.5%.

En 2004, el número de usuarios de energía eléctrica atendidos por CFE y LFC aumentó en 3.9%, proporcionando el servicio a poco más de 28 millones de usuarios. Con este incremento, la cobertura del servicio eléctrico benefició al 95.7% de la población; en zonas urbanas la cobertura fue de 98.6% y en la rural de 87.2%.

La capacidad nacional de energía eléctrica a diciembre de 2004 incluyendo exportación fue de 53,561 MW, lo que representó un incremento de 5.0% respecto a 2003. Este aumento se debió principalmente a los productores independientes de energía, cuya capacidad se ubicó en 7,265 MW, la cual aumentó 7.5% respecto al año anterior.

La generación bruta de energía eléctrica aumentó 1.2% respecto al 2003, ubicándose en 203,555 GWh. Las centrales de ciclo combinado continúan aumentando su participación y representan el 27% de la capacidad total. Esto se traduce en una mayor participación del gas natural en la generación de energía eléctrica, lo que representa el 34.5% del total.

A diciembre de 2004 la capacidad instalada por parte del servicio público ascendió a 46,552 MW, lo cual significa un aumento de 1,998 MW con respecto al 2003.

Las estimaciones bajo el escenario base para los próximos 10 años en el capítulo cuarto indican que el consumo nacional de electricidad para el periodo 2005-2014 muestre una tasa de crecimiento anual de 5.2%, ya que aumentará de 183.9 TWh en 2004 a 305.1 TWh en 2014.

Durante el lapso 2005-2014, el programa de expansión de CFE requerirá una capacidad de 22,126 MW la cual está integrada por 6,632 MW de capacidad comprometida y 15,942 MW de capacidad no comprometida. Adicionalmente, el programa de LFC pondrá en marcha 448 MW en lo referente a capacidad comprometida en 2006. En suma, por parte del servicio público, se instalarán 22,574 MW durante la próxima década.

La capacidad de generación del servicio público pasará de 46,552 MW en 2004 a 64,018 MW en 2014, lo cual refleja un incremento neto de 17,466 MW.

Se estima que las centrales de ciclo combinado continúen en aumento y en 2014 representen el 52.5% de la generación total. Asimismo, en 2014 las centrales termoeléctricas convencionales disminuirán su participación a 13.4%. Esto conlleva a que el gas natural en 2014 represente, según las estimaciones, el 55.8% del consumo de combustibles para la generación eléctrica total.

Por último, en el capítulo cinco a finales de 2005 se estima obtener un ahorro equivalente a 19.65 mil GWh en consumo y poco más de 4,900 MW en capacidad diferida, mientras que en el 2014, se espera alcanzar un ahorro de 40.9 mil GWh y 9,970 MW. Asimismo, con el horario de verano, en el periodo de 1996-2004 se han obtenido ahorros del orden de 9,832 GWh de energía y 898 MW de disminución en demanda máxima coincidente. Se espera que en 2014 los ahorros de energía sean del orden de 1,558 GWh y 1,488 MW de demanda evitada.

En las distintas regiones del mundo, en el sector eléctrico se han adoptado distintas estrategias dependiendo del desarrollo económico de cada país, con el fin de lograr la eficiencia, ya sea a través de instituciones regulatorias bien definidas o de incrementar las inversiones para el desarrollo de nueva infraestructura.

Por otro lado, el tema de los combustibles utilizados para la generación eléctrica cobra cada vez mayor importancia por las tendencias mundiales hacia una mayor eficiencia tecnológica y cuidado del medio ambiente. México se encuentra inmerso en este dinamismo internacional que se está desarrollando en el sector eléctrico. Es por ello que este capítulo muestra la estructura actual de la industria eléctrica en varias regiones del mundo<sup>1</sup> con el objetivo de entender las proyecciones internacionales que se señalan en la segunda sección.

### **1.1 Evolución del consumo mundial de energía eléctrica**

Durante el periodo 1994-2003, el consumo mundial de energía eléctrica creció a una tasa promedio de 3.0% anual, la cual en 2003, significó un consumo de 14,768 TWh. La tendencia del consumo de energía eléctrica en los países industrializados indican crecimientos moderados debido a que sus mercados cuentan con una mejor utilización de la energía respecto al resto de las regiones.

Adicionalmente, los crecimientos en el consumo de energía eléctrica registrados en Norteamérica y Europa Occidental han sido del orden del 2.0% y 2.3% respectivamente, los cuales se ubican por debajo de la tasa mundial. En el caso particular de Norteamérica, los consumos de Canadá y Estados Unidos de América (EUA) en 1994-2003 se ubicaron en 1.4% y 1.9%, mientras que México presenta la mayor tasa de consumo de energía eléctrica (ventas internas y autoabastecimiento) con 5.7% durante dicho periodo.

<sup>1</sup> Se consideraron las regiones que señala el documento *International Energy Outlook 2005* del DOE, las cuales son: países industrializados: Norteamérica (Estados Unidos de América, Canadá y México), Europa Occidental y Asia industrializada (Japón, Nueva Zelanda y Australia); países en transición: Europa Oriental y la ex-Unión Soviética; por último, países en desarrollo: Asia, África, Medio Oriente y Centro y Sudamérica.

Por otro lado, el consumo de electricidad en la región de Asia ha experimentado altos crecimientos en este lapso, de 7.0%. (véase gráfica 1). Este incremento es impulsado por China, que representa el 50% del consumo total de la región.

## 1.2 Capacidad instalada y generación mundial de energía eléctrica

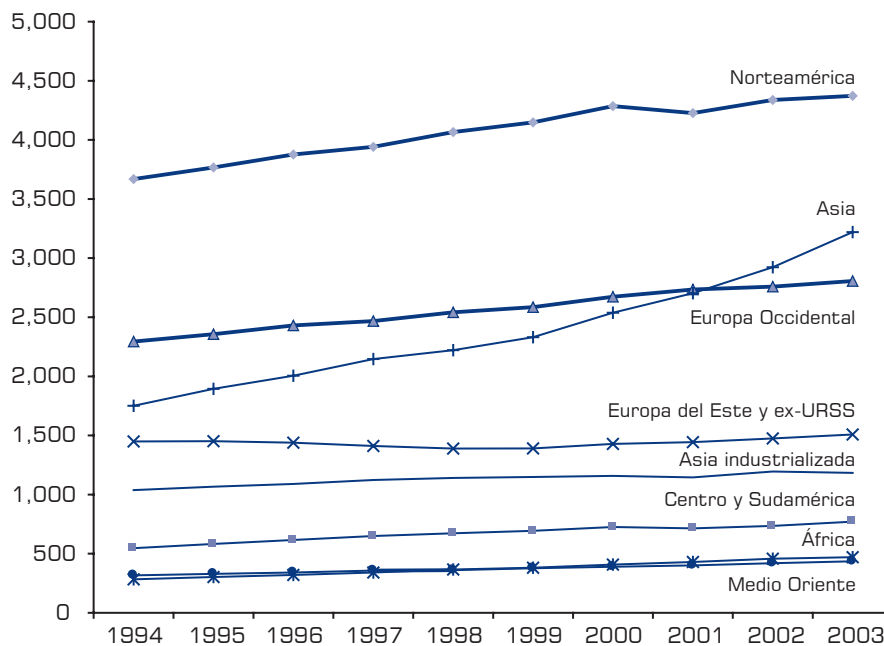
La capacidad mundial de generación de energía eléctrica mundial en 2003 ascendió a 3,626 GW, lo cual significó un incremento de 3.3% respecto al año anterior. En general, las centrales termoeléctricas convencionales mantienen la mayor participación en la capacidad, a excepción de algunos países como son Francia, donde la energía nuclear predomina, o Canadá donde la mayor participación es de centrales hidroeléctricas.

La región de Norteamérica representó el 30% de capacidad instalada mundial de energía eléctrica en 2003, seguida por Asia y Europa Occidental, las cuales contribuyeron con el 20% y 19%, respectivamente. En contraste, la región de Medio Oriente participó con el 3%, ubicándose como una de las de menor capacidad respecto al resto de las regiones (véase gráfica 2).

La principal tecnología utilizada para generar energía eléctrica es la termoeléctrica convencional, misma que está presente en todo el mundo. Por otro lado, la energía nuclear predomina en Europa Occidental y Asia industrializada en 19% y 16%, respectivamente.

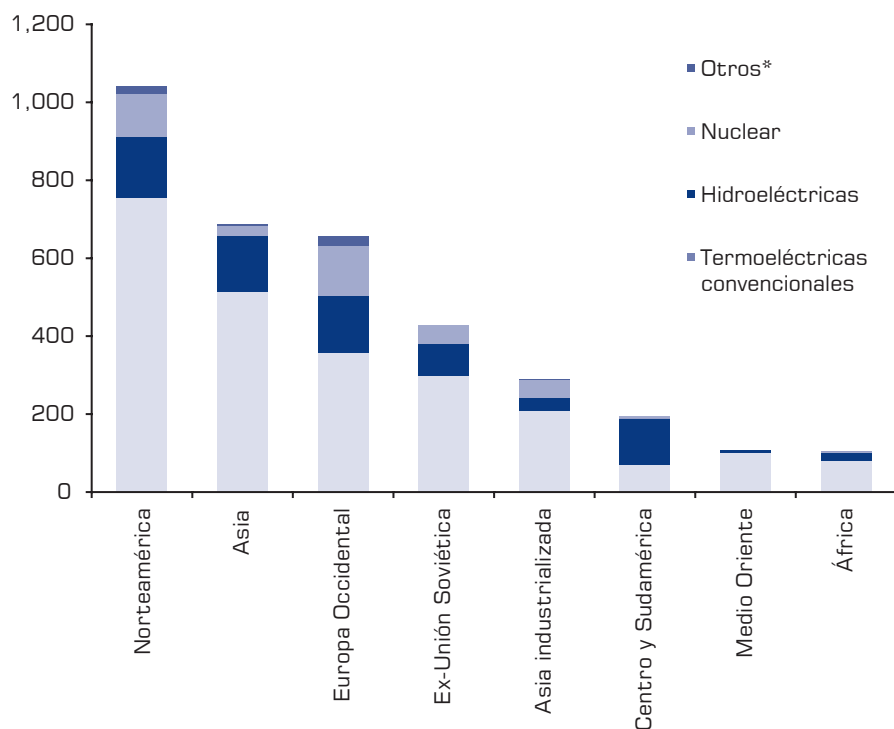
A fin de ubicar mejor a México respecto a su capacidad por tecnología con el resto de los países, a continuación se muestra una gráfica en donde se identifican los tres países con mayor capacidad respecto a la zona en que se encuentran. De esta manera, se identifica que las mayores capacidades para generar energía eléctrica se encuentran en EUA, China, Japón y Rusia (véase gráfica 3).

Gráfica 1  
Consumo mundial de energía eléctrica por región, 1994-2003 (TWh)



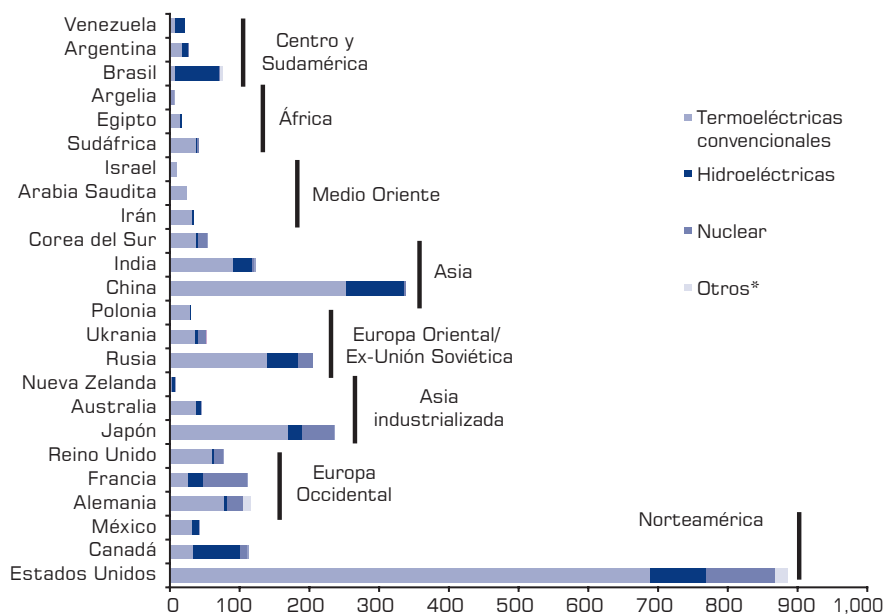
Fuente: Energy Information Administration, Department of Energy.

Gráfica 2  
Capacidad mundial de energía eléctrica por región y tecnología, 2003 (GW)



Fuente: Energy Information Administration, Department of Energy.

Gráfica 3  
Capacidad de energía eléctrica por país y tecnología, 2003 (GW)



\*Incluye centrales geotérmicas, eólicas, solares, y residuales (leña y desechos).  
Fuente: International Energy Agency, *Electricity Information*.

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica mundial, en 2003 se registraron 15,852 TWh en donde la región con mayor crecimiento fue la de Asia. Esta región genera el 22% de electricidad mundial, observándose un aumento considerable ya que en 1994 representaba el 15% de la generación mundial.

### 1.3 Consumo de combustibles en la generación mundial de energía eléctrica

El carbón es el principal combustible utilizado para la generación de energía eléctrica a nivel mundial; países como China o India generan energía eléctrica en un 85% con base en este combustible (véase gráfica 4). Sin embargo, en Arabia Saudita, los petrolíferos predominan en la generación eléctrica.

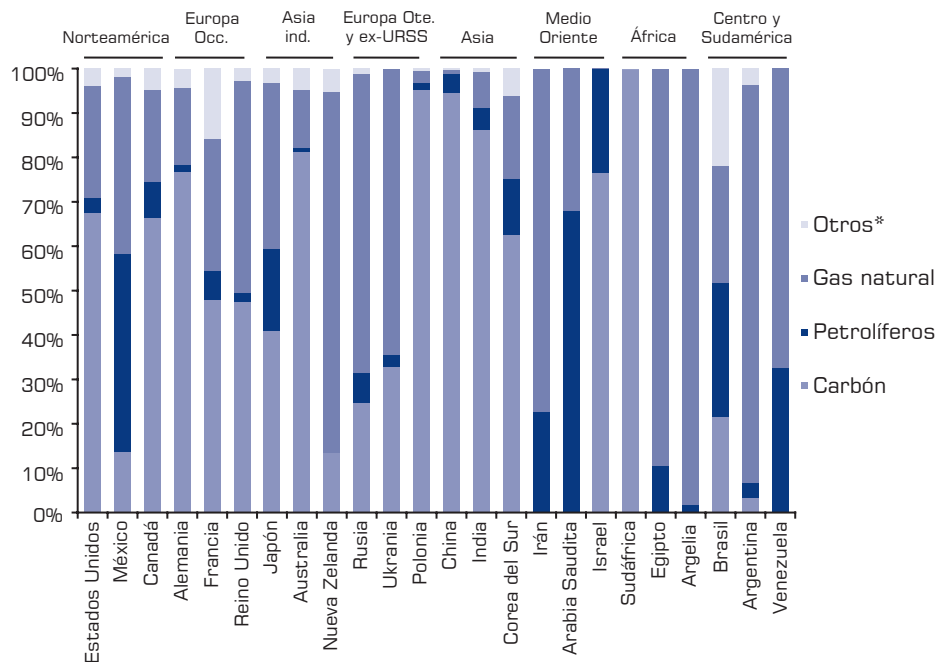
Asimismo, se observa en la mayoría de los países mostrados en la siguiente gráfica, una gran participación del uso del gas natural para generar electricidad, tal es el caso de Argelia, Egipto y Nueva Zelanda.

### 1.4 Tendencia del consumo mundial de energía eléctrica

La demanda mundial de energía eléctrica se estima que crezca a una tasa anual de 2.9% durante el horizonte 2002-2015 (véase cuadro 1). El crecimiento estimado mundial es impulsado principalmente por los países en transición y en desarrollo.

En lo que respecta a la demanda de energía eléctrica en los países industrializados, su crecimiento estimado es de 1.4% debido principalmente a los consumos esperados en Europa Occidental y Asia industrializada donde se esperan crecimientos de 0.6% y 0.9% respectivamente. Cabe agregar que en estos países los sectores eléctricos son maduros, con equipos de eficiencias altas, por lo que sus crecimientos esperados son moderados. En especial, en el caso de Europa Occidental, su demanda esperada de electricidad estará en función del desarrollo en la liberalización de sus mercados eléctricos, además sus esfuerzos para ampliar el mercado eléctrico en Europa Occidental incidirán en los costos de la energía eléctrica al depender en mayor medida del gas natural y fuentes renovables.

Gráfica 4  
Combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica de algunos países, 2003  
(petajoules)



\*Incluye biomasa, biogás, desechos industriales y municipales.  
Fuente: International Energy Agency, *Electricity Information*.

Cuadro 1  
Consumo mundial de energía eléctrica, 2002-2015  
(TWh)

	2002	2010	2015	tmca 2002-2015
<b>Mundial</b>	<b>14,275</b>	<b>18,875</b>	<b>21,400</b>	<b>2.9</b>
Países industrializados	8,086	9,079	9,837	1.4
Norteamérica	4,328	5,193	5,693	2.0
Europa Occidental	2,556	2,613	2,786	0.6
Asia industrializada	1,202	1,273	1,358	0.9
Economías en transición	1,544	2,334	2,654	3.9
Ex-Unión Soviética	1,154	1,794	2,048	4.2
Europa Oriental	390	540	606	3.2
Países en desarrollo	4,645	7,462	8,909	4.8
Asia	2,914	4,909	5,843	5.1
Medio Oriente	574	861	997	4.0
África	422	622	755	4.2
Centro y Sudamérica	735	1,070	1,314	4.2

tmca=Tasa media de crecimiento anual.

Fuente: Department of Energy e *International Energy Outlook 2005*.

Particularmente, en los países en transición se estima el mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica de 3.9%. Esto responde al incremento en las estimaciones del PIB para esa zona y a las políticas de la región para liberar sus sectores eléctricos, ya sea por la necesidad de inversión extranjera para expandir el sector o para cumplir con las reglas de la comunidad europea.

Los países en desarrollo mostraron un incremento en su demanda estimada de electricidad, y están siendo impulsados fuertemente por los supuestos de crecimiento económico y poblacional. En la prospectiva anterior se mostraba un crecimiento económico de 4.5% hasta 2015, sin embargo, las estimaciones pronostican un crecimiento de 5.1% para 2002-2015. De acuerdo a estos supuestos, los países en desarrollo esperarán un mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica por lo que han iniciado programas de reestructuración, promoción de inversiones y de electrificación rural. En Asia, su tasa estimada de crecimiento de demanda eléctrica asciende a 5.1% debido al gran dinamismo de esta zona. Debido a los altos aumentos en la demanda eléctrica en China y a que el 75% del consumo de energía eléctrica lo lleva a cabo el sector manufacturero e industria pesada, este país estima alcanzar los 570 GW para el 2010.

#### 1.4.1 Tendencia mundial del consumo por habitante de energía eléctrica

Otro indicador que refleja el comportamiento estimado de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial es el consumo de energía eléctrica por habitante, el cual considera el consumo de electricidad de cada país en relación con el crecimiento de su población.

Debido a los factores anteriormente mencionados para cada región, como la liberalización de mercados y supuestos de tasas económicas más altas, se estima que el consumo de electricidad por habitante crecerá en 1.9% durante 2002-2015, de tal manera, que en 2015, se consumirán mundialmente 2,976 kWh/habitante (véase cuadro 2).

El consumo por habitante en Norteamérica es más alto con respecto al resto de las regiones. En 2015 se estima que su consumo por habitante aumente en 1,703 kWh/habitante, representando el mayor aumento entre los países industrializados. Durante el horizonte analizado se espera que la diferencia en consumo por habitante entre Europa Occidental y Asia industrializada se incremente debido al mayor consumo estimado en esta última región.

El grupo de países con mayor crecimiento siguen siendo los de economías en transición, en los que se espera un aumento en el consumo de energía de 4.1%; se estima que estos incrementarán de 2002 a 2015 su consumo por habitante en 2,884 kWh/habitante.

### 1.5 Tendencia de la capacidad y generación mundial de energía eléctrica

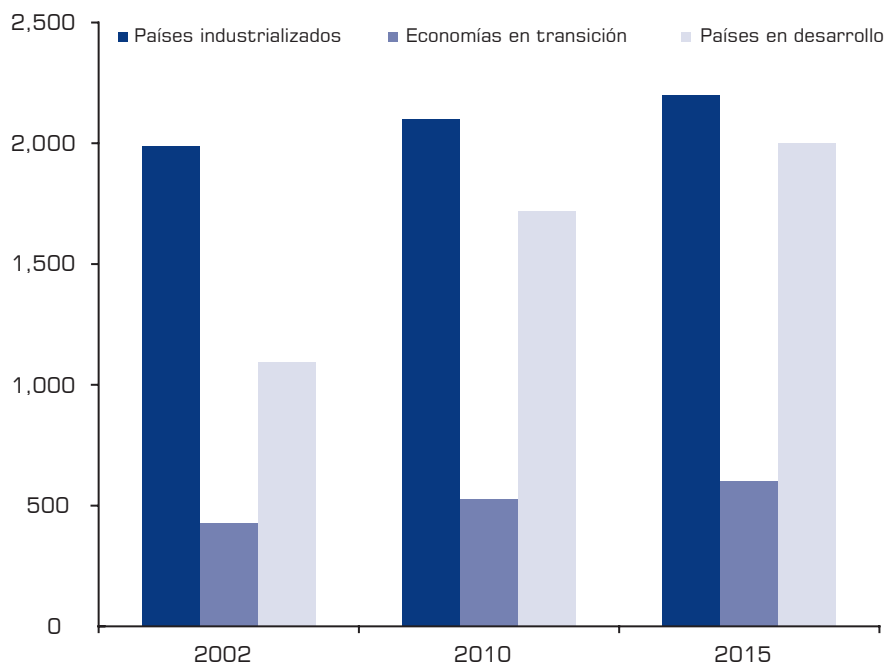
La mayor tasa de crecimiento de la demanda de electricidad se estimó para la región de países en desarrollo. En la siguiente gráfica se observa que las mayores adiciones en capacidad se esperan en este grupo, de tal manera que para finales de 2015, la capacidad instalada de los países en desarrollo casi logra alcanzar los niveles de los países industrializados (véase gráfica 5).

Cuadro 2  
Consumo mundial de energía eléctrica por habitante, 2002-2015  
(kWh/habitante)

	2002	2010	2015	tmca 2002-2015
<b>Mundial</b>	<b>2,278</b>	<b>2,766</b>	<b>2,976</b>	<b>1.9</b>
<b>Países industrializados</b>	<b>8,371</b>	<b>9,025</b>	<b>9,569</b>	<b>1.0</b>
Norteamérica	10,232	11,363	11,935	1.1
Europa Occidental	6,520	6,598	7,018	0.5
Asia industrializada	7,960	8,320	8,876	0.8
<b>Economías en transición</b>	<b>3,784</b>	<b>5,806</b>	<b>6,668</b>	<b>4.1</b>
Ex-Unión Soviética	4,007	6,339	7,314	4.4
Europa Oriental	3,223	4,538	5,136	3.4
<b>Países en desarrollo</b>	<b>950</b>	<b>1,377</b>	<b>1,545</b>	<b>3.5</b>
Asia	869	1,342	1,518	4.1
Medio Oriente	2,251	2,929	3,096	2.3
África	500	632	696	2.4
Centro y Sudamérica	1,682	2,225	2,582	3.1

Fuente: Energy Information Administration, Department of Energy e *International Energy Outlook 2005*.

Gráfica 5  
Capacidad mundial de generación eléctrica por región 2002- 2015  
(GW)



Fuente: Energy Information Administration e *International Energy Outlook 2005*.

La capacidad de energía eléctrica de los países industrializados presenta un crecimiento ligero debido a la estabilidad de sus mercados y sus tasas moderadas de demanda estimada para los próximos años.

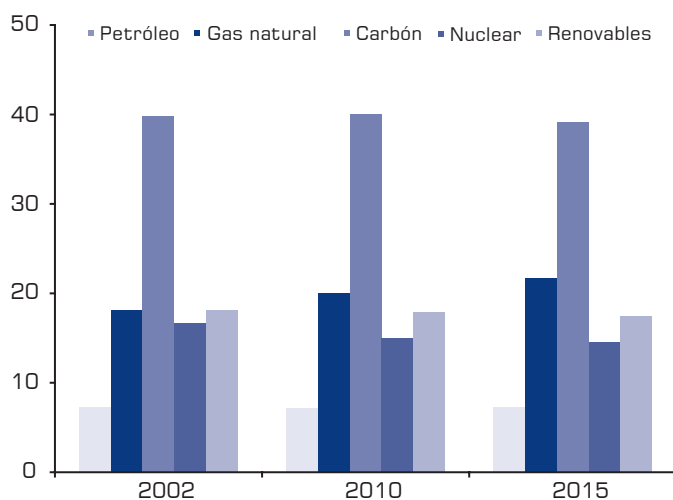
### 1.5.1 Tendencia del consumo de combustibles utilizados en la generación eléctrica

Las estimaciones reportadas proyectan que el carbón y el gas natural continuarán como los principales combustibles para la generación de energía eléctrica. El consumo de combustóleo ha disminuido desde mediados de los setenta debido, en parte, a los precios altos y a la mejora en eficiencias tecnológicas con base a gas natural. El crecimiento esperado del carbón en el horizonte 2002-2015 lo mantiene como el combustible con mayor participación, sin embargo, este crecimiento será compensado por el aumento en el uso de gas natural.

En lo que respecta a la tecnología nuclear, se estima que su participación disminuirá a pesar de que se espera la construcción de varias plantas a lo largo del periodo. Asimismo, las centrales hidroeléctricas continuarán con una participación cercana al 18% del total de combustibles utilizados en la generación eléctrica.

Se estima que el crecimiento del combustóleo será moderado, mientras que el uso del gas natural aumentará en mayor proporción que el resto de los combustibles (véase gráfica 6). De esta manera se espera que a finales del horizonte, en 2015, la participación del gas natural habrá superado al resto de los combustibles a excepción del carbón que continuará participando en el mercado eléctrico con un 40%.

Gráfica 6  
Participación de los combustibles utilizados en la generación eléctrica mundial, 2002-2015 (%)



Fuente: Energy Information Administration e *International Energy Outlook 2005*.

#### • Carbón

El carbón se mantendrá como el principal combustible en la generación eléctrica para el periodo 2002-2015 con una tasa de crecimiento anual de 1.5%. Los países líderes en el consumo de carbón son China y EUA con 311 y 204 GWh de capacidad instalada. Sin embargo, en China, debido a sus planes de adición de capacidad con base en gas natural, se estima que la participación del carbón disminuya, a diferencia de EUA donde se espera que la mayor generación de energía eléctrica sea con base a carbón.

Respecto a los países en Europa Occidental y los países en transición, se estima que disminuya la capacidad de generación eléctrica con base a carbón, mientras que la capacidad a gas natural se incrementa.

#### • Gas natural

Se estima que la tasa de crecimiento de gas natural utilizado en la generación eléctrica será la segunda más alta en relación con el resto de los combustibles. La preferencia del gas natural en la generación eléctrica se debe a su eficiencia, los bajos costos de inversión y emisiones de CO<sub>2</sub>. Otra característica que hace a las plantas de gas natural más atractivas es el corto tiempo de instalación de la planta con respecto al resto de las demás centrales eléctricas.

En el caso de EUA, la capacidad instalada estimada de energía eléctrica dependerá más del gas natural de lo que actualmente se observa. Sin embargo, se proyecta que si los precios del gas natural continúan altos, las nuevas adiciones requeridas se inclinarán hacia las centrales de carbón.

Asimismo Europa Occidental, Canadá y Japón incrementarán su oferta de electricidad con base a gas natural por las ventajas anteriormente mencionadas, además que el gas natural es una alternativa viable para estos países. De igual manera, China, India y Corea del Sur aumentarán el uso del gas natural.

#### • Petrolíferos

La estimación de crecimiento se mantiene constante, ya que se espera que la capacidad de energía eléctrica que utilizan estos combustibles sea retirada paulatinamente. Por otro lado, la única región en donde se esperan plantas nuevas es en Medio Oriente.

En China se ha observado un crecimiento de centrales que operan con dichos combustibles, sin embargo, esto responde a la necesidad de enfrentar los picos de demanda de energía eléctrica que no pueden ser cubiertos por otro tipo de centrales.

## • Nuclear

En los últimos años ha mejorado la perspectiva de nuevas plantas nucleares en el mundo debido a que existen programas para aumentar la capacidad existente, además que se espera que se otorgue una extensión de la vida útil de las centrales en operación en ciertos grupos de países. Existen otros factores que mejoran las perspectivas de las centrales nucleares como son el protocolo de Kyoto y los precios altos de los combustibles fósiles. Es por ello que se estima una tasa de crecimiento con respecto a la capacidad eléctrica nuclear de 0.9% durante 2002-2015.

En 2004 entraron en operación cinco nuevas centrales nucleares: en China, Japón, Rusia y dos en Ucrania. Especialmente, en los mercados de países industrializados, se estima que las plantas se retiren conforme alcancen su vida útil y su capacidad no será reemplazada por nuevas centrales nucleares. Esto contrasta con el ejemplo de Europa del Este, la ex-Unión Soviética y los países en desarrollo, los cuales adicionarán 42 GW durante el periodo 2002-2015. Las principales adiciones en capacidad nuclear serán en China, India, Corea del Sur y Rusia.

Francia, Finlandia, Japón y Corea planean incrementar su capacidad nuclear para generar energía eléctrica. Francia considera la energía nuclear como una prioridad nacional y es por ello que planea realizar demostraciones del reactor europeo presurizado (EPR: “European Pressurised Reactor”), el cual reemplazará a los reactores existentes. Finlandia terminará dicho reactor en 2009.

El futuro de la energía nuclear para generar electricidad está actualmente en debate entre diversos países como los Estados Unidos, República Checa, Turquía y el Reino Unido. Esto con la finalidad de analizar la conveniencia de esta fuente alterna de energía dadas las estimaciones futuras de los energéticos.

## • Hidroeléctricas

No se estima que la generación a través de renovables compita económicamente con los combustibles fósiles en el mediano plazo sin la participación de políticas gubernamentales que promuevan el incremento en el uso de energías renovables para el uso de energía eléctrica.

En China se espera que incremente su capacidad de grandes centrales hidroeléctricas al igual que otros países en desarrollo como India en donde la central Nathpa Jhakri de 1,500 MW entró en operación en 2004. En lo concerniente a los países del Centro y Sudamérica,

estos cuentan con proyectos para incrementar su capacidad hidroeléctrica en los próximos años. Por otro lado, respecto a los países industrializados, Canadá es uno de los países que considera incrementar su capacidad hidroeléctrica.

En este capítulo, se exponen la estructura del marco regulatorio para la industria eléctrica, así como los instrumentos de regulación y el estado que guardan los permisos otorgados en las modalidades consideradas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Asimismo, se presenta el desarrollo y el comportamiento de cada una de las modalidades, con la finalidad de tomar decisiones en la planeación del sector eléctrico mexicano.

### 2.1 Estructura del marco regulatorio

El marco regulatorio del sector eléctrico mexicano parte de los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En lo que al autoabastecimiento se refiere, es en 1975 cuando a través de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), se establece que la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica puede realizarse, sujeta a previo permiso y al visto bueno de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En 1983 se amplió el concepto de autoabastecimiento para incentivar a los esquemas de cogeneración. En 1992, el Congreso de la Unión reformó nuevamente la LSPEE con el propósito de permitir una mayor participación de los particulares en la generación de energía eléctrica a través de nuevas modalidades (productor independiente, importación y exportación). En particular, el objeto de la modalidad de producción independiente de energía es alentar la inversión privada en la adición de capacidad destinada al servicio público de energía eléctrica, lo cual ha sido de gran relevancia para el Sector Eléctrico Mexicano, como se explicará más adelante.

La creación de estas modalidades tuvo como objetivo continuar con la expansión del sector eléctrico, para lo cual resulta necesario incrementar los recursos que permitan asegurar dicha expansión, permitiendo al estado canalizar los recursos disponibles a otras obras de beneficio social y reducir la carga financiera que implica el dinámico crecimiento del sector eléctrico. De esta manera, se requiere la participación de los particulares en áreas no reservadas en forma exclusiva a la Nación como lo es, la generación de energía eléctrica que se destine a fines distintos al de la prestación de servicio público.

En este contexto, el marco regulatorio en el sector eléctrico está definido por los siguientes ordenamientos jurídicos (véase figura 1).

Además de los ordenamientos jurídicos antes mencionados, el marco regulatorio cuenta con instrumentos de regulación que permiten a los particulares tener reglas claras y predecibles referente a la relación con los suministradores del servicio público (CFE y Luz y Fuerza del Centro (LFC)). Ésta interacción se esquematiza a continuación y, posteriormente, se definirán en qué consisten cada uno de ellos (véase figura 2).

## 2.2 Órgano regulador

Desde 1995, a través de la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), esta entidad cuenta con facultades en materia de regulación de energía eléctrica. A partir de ese año, la CRE se constituyó como autoridad reguladora y pasó a ser de un órgano consultivo en materia de electricidad a un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa con funciones de regulación sobre el sector de electricidad y gas natural en México.

El objetivo fundamental de la CRE es promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica y de gas natural mediante una regulación que permita: salvaguardar la prestación de servicios, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios.

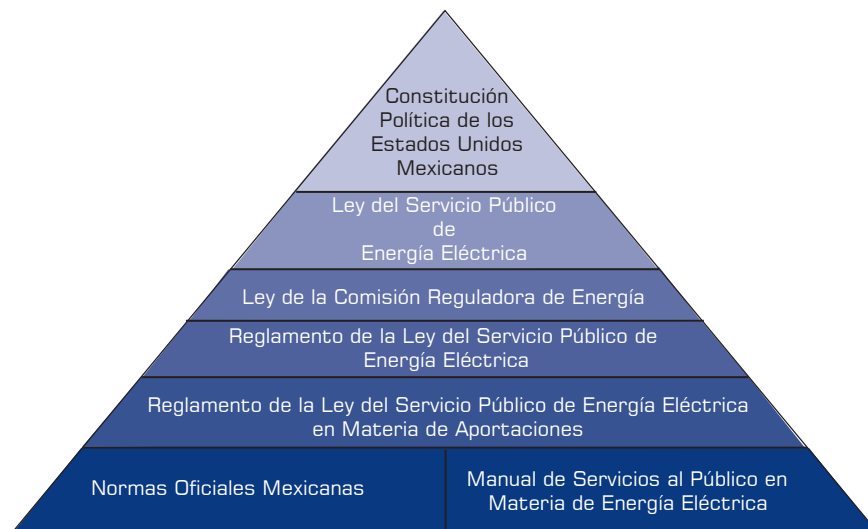
En lo concerniente al sector eléctrico, la CRE tiene por objeto promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

- Suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- Generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares.
- Adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares.

De esta manera, la Ley de la CRE establece diversas atribuciones en su artículo tercero en materia de energía eléctrica para regular las actividades y conseguir los siguientes objetivos:

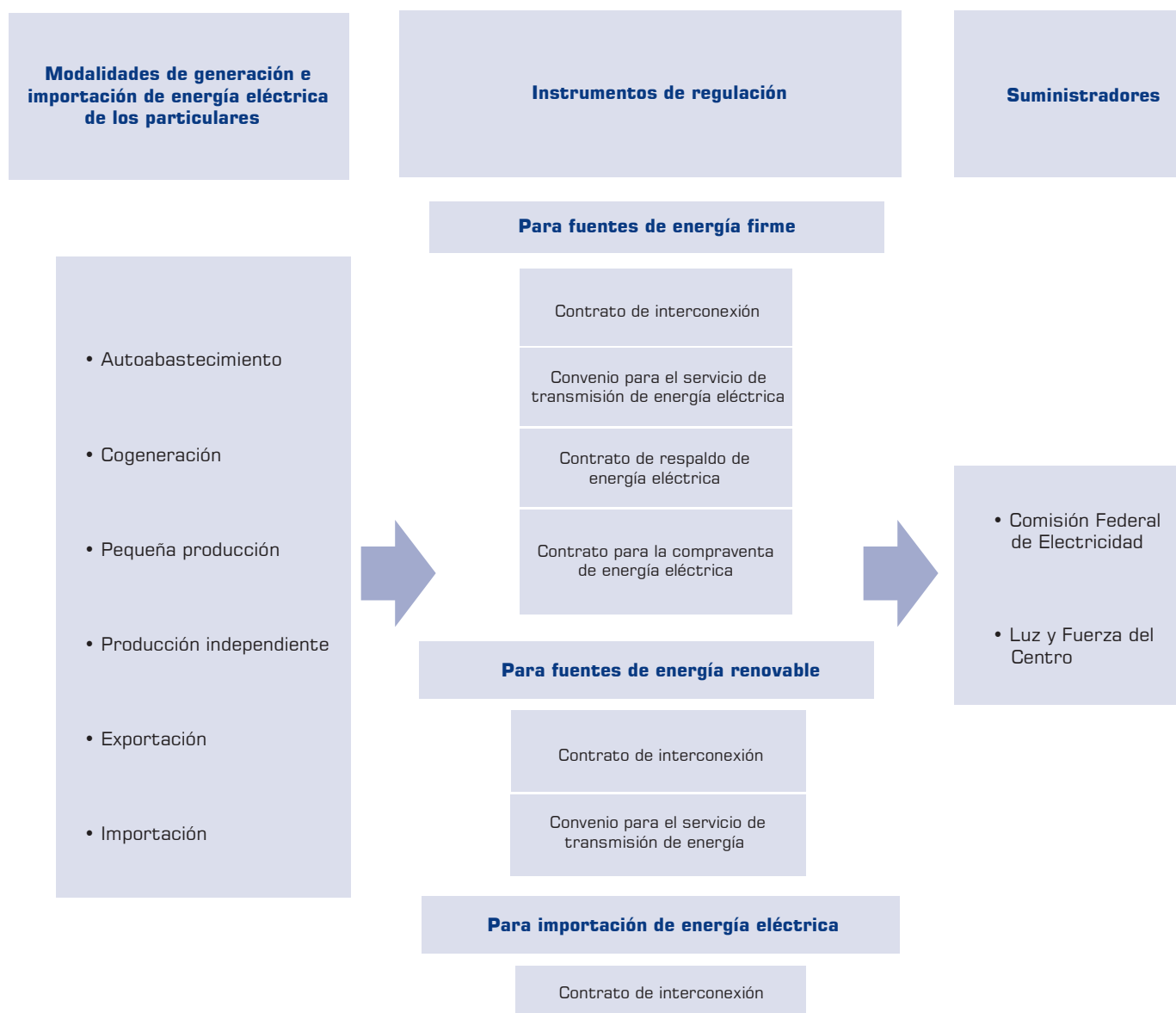
- Aprobar los instrumentos de regulación entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y los suministradores del servicio público.
- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.

Figura 1  
Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Figura 2  
Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico mexicano



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

- Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquellos para el suministro de energía eléctrica.
- Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo y ofrezcan además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.

- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieren para la realización de las actividades reguladas.
- Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.

## 2.3 Modalidades de generación de energía eléctrica del sector privado

De acuerdo a lo establecido en la LSPEE y su Reglamento, las modalidades bajo las cuales los particulares pueden invertir en la generación e importación de energía eléctrica, están sujetas al previo otorgamiento de un permiso por la CRE y son las siguientes:

1) **Autoabastecimiento:** Es la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades de personas físicas o morales.

2) **Cogeneración:**

- Es la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;
- es la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate,
- es la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

Para esta modalidad es necesario que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:

- Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o
- sean copropietarios de las instalaciones o miembros de la sociedad constituida para llevar a cabo el proyecto.

3) **Producción independiente:** Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.

4) **Pequeña producción:** Es la generación de energía eléctrica destinada a:

- La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada.
- El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW.
- La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

5) **Exportación:** Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

6) **Importación:** Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.

La participación de las modalidades de generación eléctrica se ha incrementado en los últimos años, especialmente el esquema de producción independiente de energía que en 2004 representó el 23% de la generación total de energía eléctrica del servicio público.

## 2.4 Instrumentos de regulación

El marco regulatorio prevé la posibilidad de que los permisionarios puedan solicitar a los suministradores la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la finalidad de respaldar su generación de energía eléctrica, en este sentido, también les permite entregar energía eléctrica y que el suministrador la transmita hasta los centros de carga o para entregar sus excedentes de energía. Estos servicios pueden ser contratados a través de los siguientes instrumentos de regulación:

a) **Fuentes firmes:**

1) **Contrato de interconexión.** Establece los términos y condiciones para interconectar la central de generación de energía eléctrica con el SEN. Este contrato proporciona al permisionario los elementos necesarios para administrar la demanda de los centros de carga, además de permitirle calcular los pagos por los servicios conexos proporcionados por el suministrador.

2) **Contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica.** Tienen por objeto que el suministrador respalde la central de generación de energía eléctrica en caso de falla, mantenimiento o ambos. Este servicio está determinado en función de las tarifas publicadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

3) **Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica.** También conocida como energía económica, establece los procedimientos y condiciones que rigen la entrega de energía eléctrica del permisionario al

suministrador de acuerdo con las reglas de despacho del SEN. Este contrato considera que el permisionario pueda realizar entregas de energía económica al suministrador, para lo cual cuenta con tres procedimientos: recepción por subasta, recepción automática notificada y recepción automática no notificada.

4) **Convenio de servicio de transmisión de energía eléctrica.** Establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la central de generación en el punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario de acuerdo con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos.

b) **Fuentes de energía renovable:**

5) **Contrato de interconexión.** Permite llevar a cabo la interconexión necesaria entre el SEN y la fuente de energía renovable y los centros de consumo del permisionario, de manera que dicho contrato sirva de marco para todas las operaciones entre el suministrador y el permisionario.

6) **Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica.** Permite transportar la energía eléctrica generada desde la fuente de energía renovable hasta donde se localizan sus centros de consumo.

La regulación para fuentes renovables de energía fue aprobada por la CRE con la finalidad de fomentar el desarrollo de proyectos de generación con fuentes de energía renovable<sup>1</sup>. Esos instrumentos consideran las características de este tipo de fuentes de energía como es la disponibilidad intermitente del energético primario<sup>2</sup>. Estos instrumentos incluyen conceptos únicamente aplicables a este tipo de fuentes, tales como:

- **Energía sobrante.**- Cuando un permisionario entrega a sus centros de consumo una cantidad de energía mayor a la correspondiente de su potencia comprometida de porteo o cuando la demanda de los centros de consumo sea menor a la potencia entregada en el punto de interconexión.
- **Energía faltante.**- Cuando una fuente de energía no satisface la potencia de compromiso de porteo con sus centros de consumo.
- **Suministro normal de energía.**- Cuando los centros de consumo requieran de energía mayor a la que reciben.

c) **Importación de energía eléctrica:**

7) **Contrato de Interconexión para permisionarios ubicados en el área de control de Baja California,** que importan energía eléctrica a través del Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (Western Electricity Coordinating Council-WECC-), de los Estados Unidos de América, tiene por objeto que la CFE realice la transmisión de energía de importación entre el punto de interconexión y el punto de carga del permisionario, de manera que este contrato sirva de marco para todas las operaciones entre él y el permisionario.

El uso de los instrumentos de regulación por los permisionarios se puede observar en el siguiente cuadro 3.

Adicionalmente, se tienen tres contratos de interconexión firmados con la CFE para la importación de energía eléctrica en el área de Baja California.

Cuadro 3  
Número total de instrumentos de regulación firmados o en proceso  
(cierre al 31 de diciembre de 2004)

Instrumentos de regulación	Fuente de Energía	
	Firme	Renovable
Contrato de interconexión	54	5
Contrato de servicio de respaldo	40	n.a.
Convenios de compraventa de excedentes	40	n.a.
Convenios de servicios de porteo	30	3

n.a.: No aplica.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

<sup>1</sup> Publicado en el DOF el 7 de septiembre de 2001.

<sup>2</sup> La definición de fuente de energía renovable se modificó en el DOF del 26 de febrero de 2003.

## 2.5 Permisos de generación eléctrica

En 2004, los permisos otorgados por la CRE se incrementaron en 24, sumando un total de 330 permisos vigentes, de los cuales, el 89.7% están en operación con una capacidad de 15,405 MW. Este aumento se debe, principalmente, al otorgamiento de 17 permisos en la modalidad de autoabastecimiento.

El status de los permisos vigentes de generación e importación de energía eléctrica, de acuerdo con el programa de obra autorizado en el permiso respectivo, se observa en tres rubros: los permisos en operación, en construcción e inactivos.

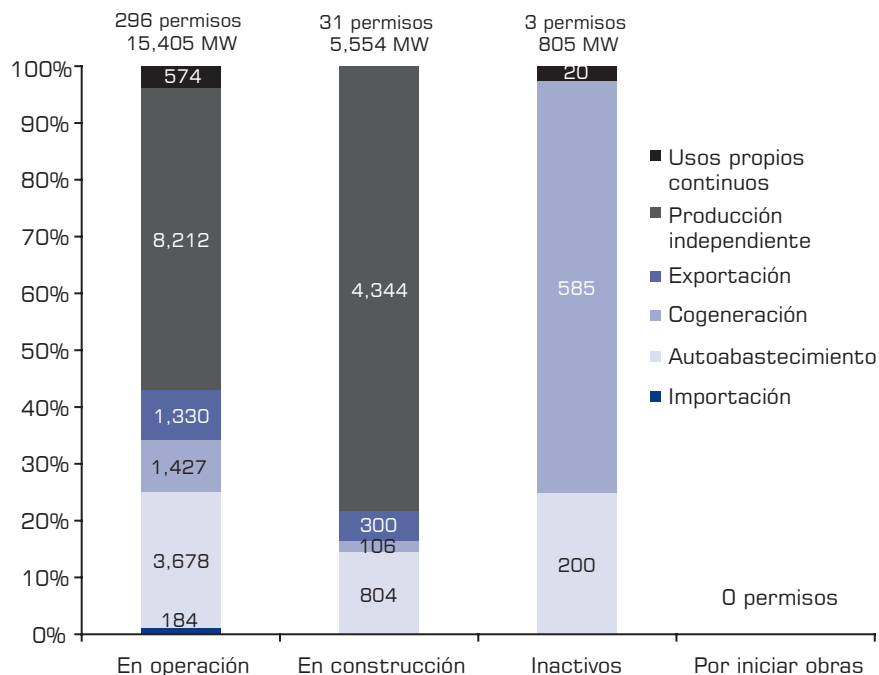
De acuerdo con la capacidad autorizada en los permisos administrados en operación, la modalidad de producción independiente representa el 53.3%, seguida por el autoabastecimiento con 23.9%. La capacidad autorizada en la modalidad de producción independiente representa el 78.2% del total de los permisos en construcción, y la correspondiente a la cogeneración constituye el 72.7% de los permisos inactivos (véase gráfica 7).

Para 2004, la capacidad autorizada aumentó en 569 MW con respecto al 2003, un incremento menor al registrado entre 2002-2003. El orden de proporción que guarda esta capacidad autorizada por parte de los permisionarios se aprecia al compararse con la capacidad efectiva del servicio público.

La capacidad autorizada en operación de los permisos representa el 26.8% con respecto a la capacidad efectiva instalada de CFE y LFC en 2004 (39,287 MW). Esto indica la gran importancia de la inversión por particulares en la adición de capacidad al SEN. En adición, la generación de los permisionarios representa el 45.9% en relación con la generación bruta de CFE y LFC de 2004 que ascendió a 161,164.1 GWh.

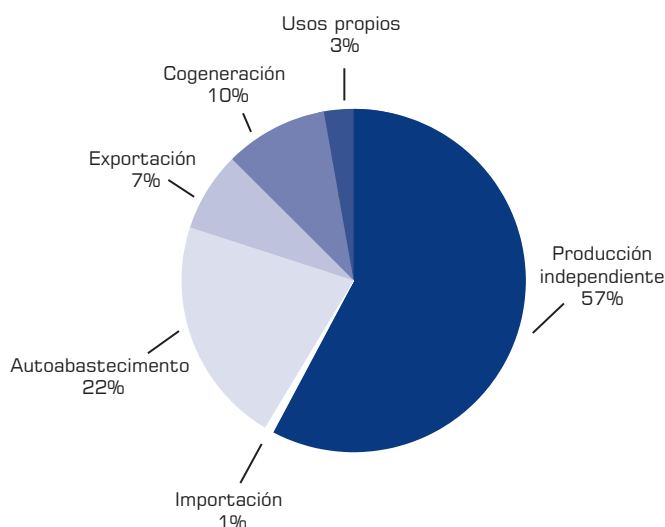
La capacidad autorizada total en operación en 2004 representa el 70.8% con respecto a la autorizada, porcentaje mayor al observado en 2003 (67.4%). Este incremento en la capacidad en operación se debe principalmente a las modalidades de producción independiente y autoabastecimiento, las cuales contribuyeron al 95.9% del crecimiento total. La modalidad con mayor capacidad autorizada es producción independiente con 12,557 MW, la cual, con respecto a la capacidad total autorizada en los permisos, representa el 25.90% del total (véase gráfica 8).

Gráfica 7  
Status de los permisos  
(capacidad en MW por modalidad y participación por status)



\*Incluye la demanda máxima autorizada bajo la modalidad de importación de energía eléctrica.  
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Gráfica 8  
Capacidad de los permisos autorizados por modalidad, 2004  
21,764 MW



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

La generación producida en 2004 se ubicó en 73,300 GWh, lo que significó un aumento del 39.6% con respecto a 2003. Todas las modalidades registraron aumentos en su generación de energía eléctrica con respecto a 2003. La modalidad de exportación registró la tasa de crecimiento en generación de energía eléctrica más alta con 76.3%.

Un punto a destacar de los permisos administrados, es el predominio de la tecnología de ciclo combinado.

En 2004 esta tecnología representó el 72.2% de la capacidad total autorizada, que junto con la tecnología de ciclo convencional<sup>3</sup> y la turbina de gas (11.7% y 5.6% respectivamente) representan el 89.5% de la capacidad autorizada total. La razón del crecimiento en la utilización del ciclo combinado se debe a su mayor eficiencia, menores costos de inversión y a un proceso de combustión más limpio con respecto a otras tecnologías.

Por otro lado, el tipo de tecnología está completamente relacionado con el tipo de combustible utilizado para la generación eléctrica; de tal manera, que para los permisos vigentes en 2004, se observa una participación del gas natural del orden del 87.7%; mientras que el segundo combustible en importancia es el combustóleo, el cual representa el 4%.

La producción independiente aumentó en nueve puntos porcentuales su participación en la capacidad autorizada en los permisos vigentes con respecto a 2004, esto debido al otorgamiento de tres permisos: Compañía de Generación de Valladolid, Electricidad Sol de Tuxpan e Iberdrola Energía Tamazunchale.

Otro aspecto a resaltar es la disminución de la capacidad autorizada para la exportación de energía eléctrica, esto debido a que el permiso otorgado a AES Rosarito ubicado en Baja California fue terminado por caducidad.

Cuadro 4  
Permisos administrados de generación eléctrica  
(cierre al 31 de diciembre de 2004)

Permisos	Modalidad	Permisos		Capacidad MW		Generación GWh	
		vigentes	operando	autorizada	operando	potencial	producida
<b>Total</b>		<b>330</b>	<b>296</b>	<b>21,764</b>	<b>15,405</b>	<b>139,105</b>	<b>73,300</b>
Anteriores a 1992	Usos propios continuos	59*	58	594	574	1,992	1,507
Posteriores a 1992	Producción independiente	21	15	12,557	8,212	87,778	46,334
	Autoabastecimiento	184	162	4,682	3,678	24,565	13,853
	Exportación	5	4	1,630	1,330	12,081	4,422
	Cogeneración	34	30	2,117	1,427	12,688	7,184
	Importación	27	27	184**	184**	487***	53***

\* Número de permisos con registro de operación actual.

\*\* Demanda máxima de importación.

\*\*\* Energía importada.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

<sup>3</sup> Se refiere a la tecnología de una turbina de vapor con una caldera.

En cuanto al autoabastecimiento y la cogeneración se refiere, la estructura de los permisos respecto a la capacidad autorizada ha cambiado a través del tiempo. A partir de las reformas a la LSPEE en 1992, la capacidad autorizada promedio en los permisos otorgados alcanzaba valores de 71 MW (año 2000); sin embargo, en los últimos años, la capacidad promedio ha disminuido considerablemente al grado de que en 2004 llega a ser de 3.7 MW (véase gráfica 9).

### 2.5.1 Usos propios continuos

Los permisos de usos propios continuos fueron otorgados por diversas Secretarías antes de las reformas de 1992. Para esta modalidad se cuenta con 59 permisos en operación a excepción del permiso otorgado a la Comisión Estatal de Servicios Públicos de Tijuana que se encuentra inactivo. Cabe resaltar que el 90% de estos permisos cuentan con procesos de cogeneración. Por otra parte durante 2004, el combustóleo fue el combustible más utilizado en su generación eléctrica ya que representó el 39.2%, seguido del bagazo de caña, con el 36.4% y el gas natural con 20.6%.

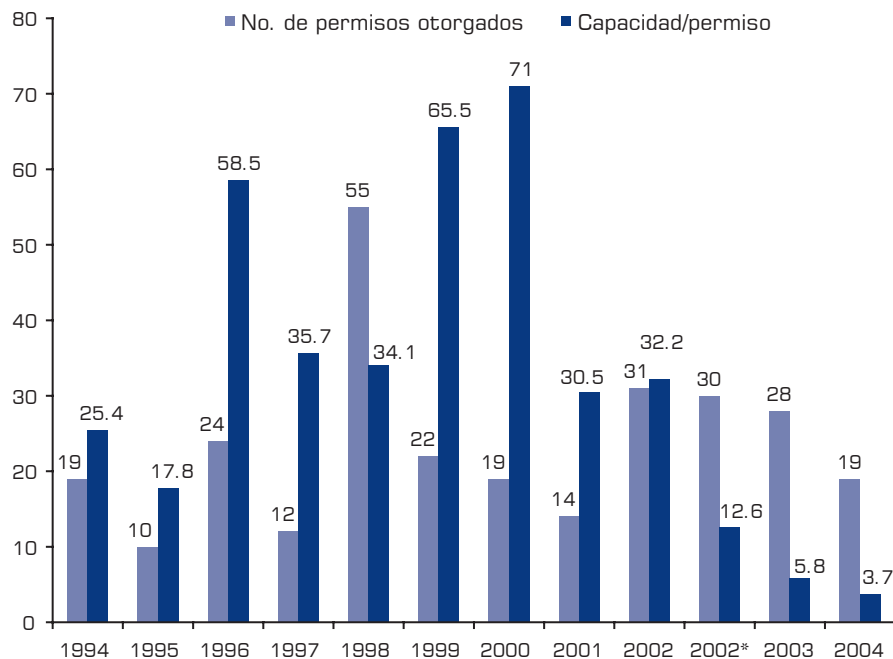
### 2.5.2 Productor independiente de energía

En 1997, la CRE otorgó el primer permiso bajo la modalidad de productor independiente a AES Mérida III por una capacidad de 532 MW, cuya entrada en operación fue en 2000. Para ese año, con base en los permisos otorgados en esta modalidad, ya se contaba con una capacidad autorizada de 6,200 MW, y cuatro años más tarde, la capacidad aumentó al doble, es decir, en 2004 se registró una capacidad autorizada de 12,557 MW.

Actualmente existen 21 permisos otorgados de productor independiente, de los cuales 15 están en operación con una capacidad autorizada de 8,212 MW y el resto se encuentra en construcción (véase cuadro 5). Cabe hacer mención que todos los proyectos autorizados en los permisos de producción independiente operan a partir de gas natural.

Esta modalidad genera el 63.2% de energía eléctrica respecto al total de generación producida por los permisionarios. El promedio de capacidad autorizada de los 21 permisos otorgados es de 598 MW.

Gráfica 9  
Comparativo entre la capacidad promedio autorizada por permiso y número de permisos otorgados



\*No se considera el permiso otorgado a Iberdrola Energía Monterrey, S.A. de C.V. con capacidad de 619.3 MW.  
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Cuadro 5  
Permisos otorgados bajo la modalidad de productor independiente

Permisionario	Fecha de otorgamiento	Fecha de entrada en operación	Ubicación
AES Mérida III	1997	2000	Yucatán
Fuerza y Energía de Hermosillo	1998	2001	Sonora
Central Anáhuac	1998	2002	Tamaulipas
Central Saltillo	1999	2001	Coahuila
Energía Azteca VIII	1999	2002	Guanajuato
Electricidad Águila de Tuxpan	1999	2001	Veracruz
Iberdrola Energía Monterrey	1999	2002	Nuevo León
Transalta Campeche	2000	2003	Campeche
Electricidad Águila de Altamira	2000	2002	Tamaulipas
Fuerza y Energía de Naco-Nogales	2000	2003	Sonora
Energía Azteca X	2000	2003	Baja California
Fuerza y Energía de Tuxpan	2000	2003	Veracruz
Iberdrola Energía Altamira	2001	2003	Tamaulipas
Transalta Chihuahua	2001	2003	Chihuahua
Central Lomas de Real	2001	2004	Tamaulipas
Central Valle Hermoso	2002	2005	Tamaulipas
Iberdrola Energía La Laguna	2002	2005	Durango
Iberdrola Energía del Golfo	2003	2006	Tamaulipas
Compañía de Generación de Valladolid	2004	2006	Yucatán
Electricidad Sol de Tuxpan	2004	2006	Veracruz
Iberdrola Energía Tamazunchale	2004	2007	San Luis Potosí

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

### 2.5.3 Autoabastecimiento

La modalidad de autoabastecimiento registró 17 nuevos permisos en 2004, alcanzando un total de 184 permisos vigentes (véase cuadro 6). Estos permisos se componen principalmente por permisos otorgados a Pemex y al sector industrial. Cabe señalar que en 2004 se terminaron cinco permisos los cuales sumaban una capacidad de 1,144.7 MW, mientras que los 17 nuevos permisos otorgados sumaban 64.9 MW, esto explica la disminución en la capacidad autorizada observada de 2004.

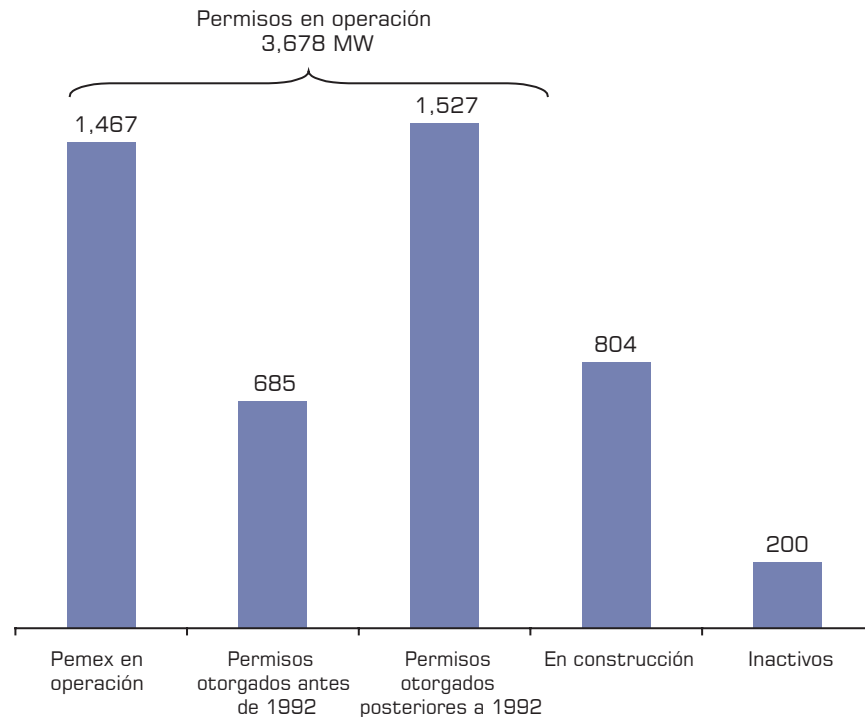
En 2004, Pemex contó con una capacidad autorizada de 1,481 MW, 5 MW menos que en 2003. Asimismo, el sector industrial observó una disminución pronunciada en 1,101 MW. En lo concerniente a la situación de los permisos, existen 804 MW en construcción y 200 MW inactivos (véase grafica 10).

Cuadro 6  
Permisos autorizados de autoabastecimiento, 2004

Actividades	No. de permisos	Capacidad autorizada (MW)	Generación (GWh)	Inversión (millones de dólares)
<b>Total</b>	<b>184</b>	<b>4,682</b>	<b>24,565</b>	<b>4,160</b>
Industria	105	2,670	15,296	2,505
Pemex	39	1,481	6,938	1,077
Otros*	40	531	2,331	577

\* Incluye los sectores de agricultura y ganadería, municipal, servicios y turismo.  
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Gráfica 10  
Permisos de autoabastecimiento al cierre de 2004 (MW)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

## 2.5.4 Cogeneración

Los permisos de cogeneración se mantuvieron prácticamente sin cambios en lo concerniente a su capacidad autorizada y generación (véase cuadro 7). En 2004, se registraron dos nuevos permisos que incrementaron la capacidad en 6.18 MW. Por otro lado, Internacional de Papeles del Golfo, renunció a su permiso con capacidad autorizada de 3 MW.

La participación de los permisionarios en la cogeneración es limitada debido a la ausencia de incentivos económicos y a los altos costos de los energéticos. Los proyectos son solamente rentables en la medida que el productor aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios.

Los permisionarios del sector industrial aportan la mayor cantidad de capacidad autorizada con 66.4%, mientras que Pemex representa el 24.3% del total de capacidad. En lo concerniente a la situación de los permisos, existen 106 MW en construcción y 585 MW inactivos (véase grafica 11).

## 2.5.5 Exportación

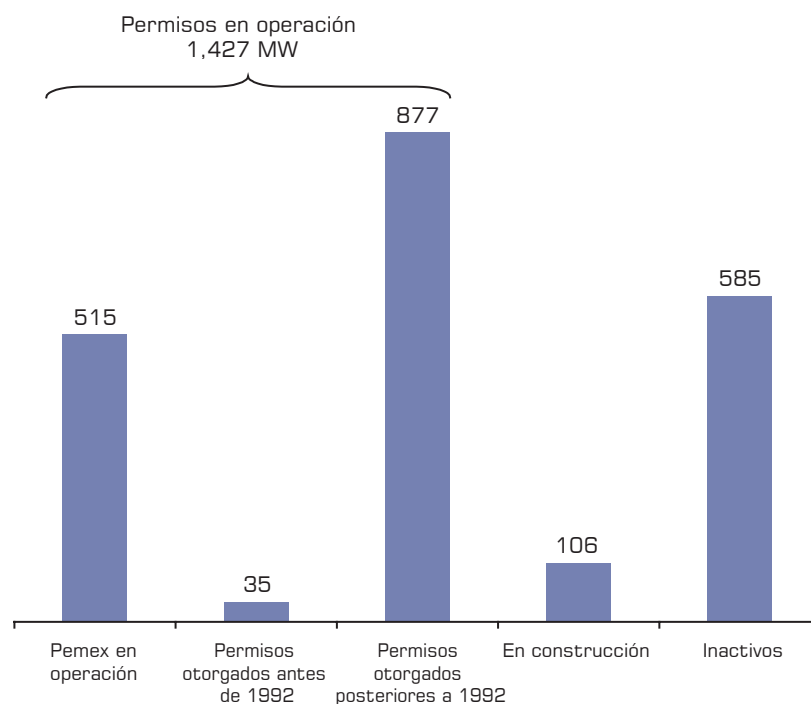
Los permisos vigentes de exportación son cinco, de los cuales cuatro están en operación (véase cuadro 8). La capacidad autorizada en 2004 ascendió a 1,630 MW, es decir, 556 MW menos que en 2003. Esto se debe a que el permiso AES Rosarito fue terminado por caducidad. Sólo durante el periodo 2000-2002 se han otorgado permisos de exportación, mismos que entraron en operación a finales de 2002 y 2003, a excepción del permiso otorgado a Fuerza Eólica de Baja California.

Cuadro 7  
Permisos autorizados de cogeneración, 2004

Actividades	No. de permisos	Capacidad autorizada (MW)	Generación (GWh)	Inversión (millones de dólares)
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>2,117</b>	<b>12,688</b>	<b>1,403</b>
Industria	27	1,406	9,418	915
Pemex	4	515	1,770	356
Otros*	3	197	1,500	132

\* Incluye los sectores de agricultura y ganadería, municipal, servicios y turismo.  
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Gráfica 11  
Permisos de cogeneración al cierre de 2004



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Cuadro 8  
Permisos autorizados de exportación, 2004

Permisionario	Fecha de otorgamiento	Capacidad autorizada (MW)	Energía autorizada (GWh/año)	Estado actual	Ubicación
Energía Azteca X	2000	299	2,425	En operación	Baja California
Termoeléctrica de Mexicali	2001	680	5,835	En operación	Baja California
Energía de Baja California	2001	337	2,952	En operación	Baja California
AES Mérida III	2002	15	39	En operación	Yucatán
Fuerza Eólica de Baja California	2002	300	830	En construcción	Baja California

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

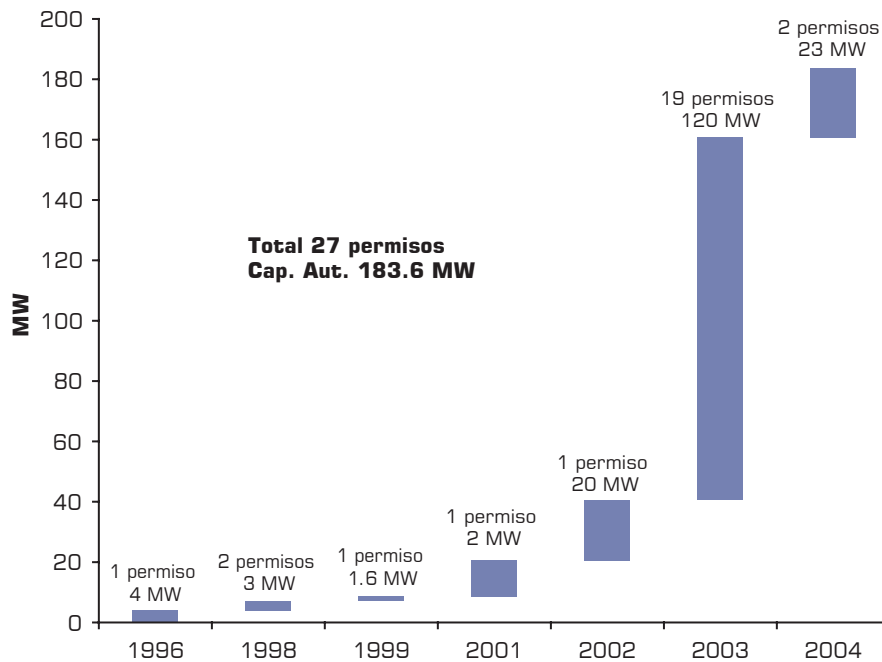
## 2.5.6 Importación

La importación registró una demanda máxima autorizada de 184 MW. Asimismo, la energía eléctrica importada fue de 53 GWh, presentando un aumento de 39%, respecto al año anterior.

Para 2003, esta modalidad registró su mayor crecimiento, al otorgarse 19 permisos por la CRE y un aumento en la demanda máxima autorizada de 120 MW. Para 2004, sólo se otorgaron dos nuevos permisos (véase gráfica 12).

Existen 40 empresas ubicadas en la región de Baja California, que con el objeto de aumentar su competitividad, han mostrado interés de importar energía eléctrica de los Estados Unidos de América. Actualmente, de un total de 17 empresas de la zona de Baja California que han recibido permisos de importación, sólo tres de ellas iniciaron la importación el pasado 2 de agosto: Compañía Siderúrgica de California, Thompson Displays Mexicana y Daewoo Orión Mexicana (Domex).

Gráfica 12  
Permisos otorgados de importación, 1996-2004\*



\*Se consideraron sólo los permisos vigentes.  
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

## 2.6 Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en la industria eléctrica

Las Normas Oficiales Mexicanas en el sector eléctrico están referidas al control de niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera (humos, partículas suspendidas, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno). Además éstas regulan por zonas y por capacidad del equipo de combustión en fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.

Existen tres zonas críticas definidas por la NOM las cuales son la zona metropolitana, las ciudades fronterizas y los corredores industriales (véase figura 3).

Las principales NOM's que determinan la normatividad ecológica en la industria eléctrica son:

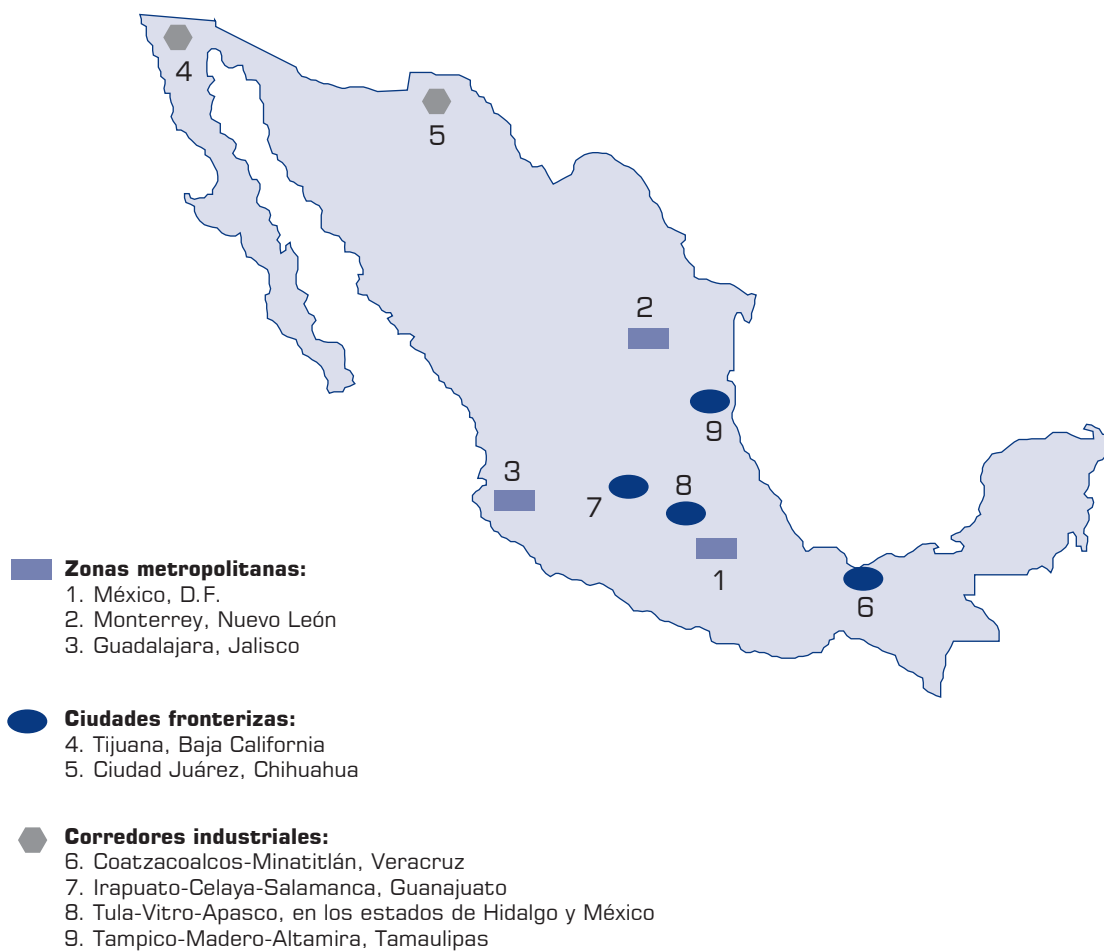
- **NOM-085-ecol-1994.** Regula, por zonas y por capacidad, los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, provenientes del equipo de combustión de fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Modificada en 1997 y desde el 2000 en revisión por las autoridades del medio ambiente y energéticas del país, con objeto de incluir a las nuevas centrales eléctricas.

- **NOM-cca-001-ecol/96.** Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.

- **NOM-114-ecol-1998.** Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica.

Adicionalmente existen 16 NOM's de eficiencia energética que regulan los consumos de energía eléctrica de equipos y sistemas que ofrecen un potencial de ahorro (véase cuadro 41 del capítulo 5).

Figura 3  
Zonas críticas definidas en la Norma Oficial Mexicana



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.



Los análisis históricos, estructurales y de coyuntura del sector eléctrico son fundamentales para entender los requerimientos energéticos en el largo plazo.

El capítulo siguiente analiza la estructura y evolución del sistema eléctrico nacional con referencia a estudios sectoriales, regionales y técnicos. Además, se abordan temas de consumo nacional e infraestructura en el sector eléctrico con el fin de otorgar un panorama completo.

### 3.1 Consumo nacional de electricidad

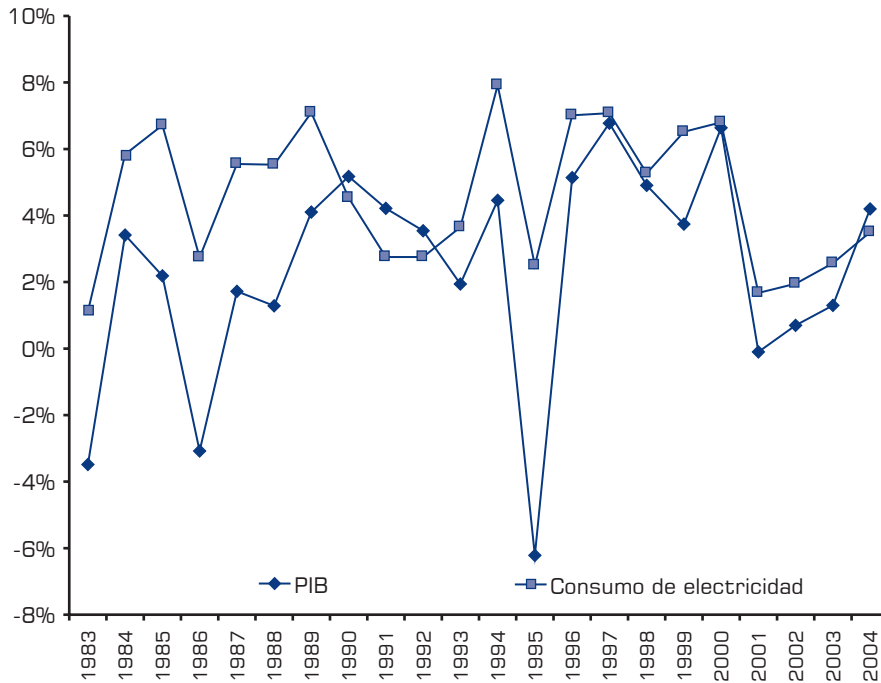
El consumo nacional de electricidad está compuesto por dos categorías: i) las ventas internas de energía eléctrica, las cuales consideran la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, incluyendo a los productores independientes de energía, y ii) el autoabastecimiento, que incluye los proyectos de autoabastecimiento, cogeneración e importación de electricidad.

El consumo nacional de electricidad en 2004 ascendió a 183,972 GWh, de tal manera que durante el periodo 1994-2004 registró una tasa de crecimiento anual de 4.5%, tasa menor a la observada para el periodo 1993-2003 (5.7%).

En 2004 las ventas internas sin exportaciones registraron un crecimiento de 1.9%, ubicándose en 163,509 GWh y mostrando una mejora respecto a 2003, en donde el crecimiento fue cercano al cero por ciento. Asimismo, en 2004, el autoabastecimiento alcanzó una tasa de crecimiento del orden del 23.2%. En suma, el consumo nacional de energía en 2004 creció 3.9% respecto a 2003, debido principalmente a la modalidad de autoabastecimiento.

En términos generales, el crecimiento de las ventas más el autoabastecimiento de energía eléctrica se correlaciona con la actividad económica del PIB de manera positiva, es decir, que ante un incremento en el PIB, el consumo de energía eléctrica aumenta (véase gráfica 13). Sin embargo, en 2004, la tasa de crecimiento del PIB aumentó en 4.2%, ubicándose por encima del consumo nacional de energía eléctrica que creció 3.9%. Esto debido a que el crecimiento del PIB se basó en actividades económicas que no son intensivas en el consumo de energía eléctrica,

Gráfica 13  
Evolución del consumo nacional de electricidad, 1983-2004 (%)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

como las actividades de comercio y servicios, transporte, almacenaje, comunicaciones y servicios financieros, las cuales en conjunto constituyen cerca del 67% de la estructura del PIB.

En 2004, el número de usuarios de energía eléctrica atendidos por CFE y LFC aumentó en 3.9%, proporcionando el servicio a poco más de 28 millones de usuarios. Con este incremento, la cobertura del servicio eléctrico benefició al 95.7% de la población; en zonas urbanas la cobertura fue de 98.6% y en la rural de 87.2%.

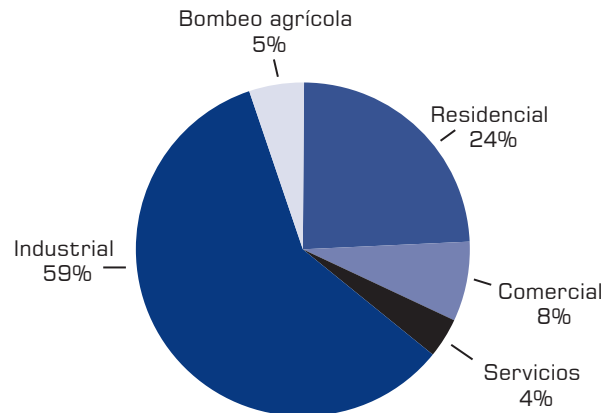
### 3.1.1 Ventas internas sectoriales de electricidad

Las ventas internas del sector eléctrico se clasifican en cinco sectores de acuerdo al consumo final: el sector agrícola, industrial, residencial, comercial y servicios.

Durante el periodo 1994-2004, el sector industrial ha sido el mayor consumidor de energía eléctrica. En 2004, participó con 59.1% del consumo total, el cual a su vez está dividido por nivel de tensión en gran industria y empresa mediana, representando en promedio el 38.8% y 61.2%, respectivamente, con respecto al sector industrial. El sector residencial es el segundo gran consumidor de energía eléctrica y representa el 24.9% del consumo total (véase gráfica 14).

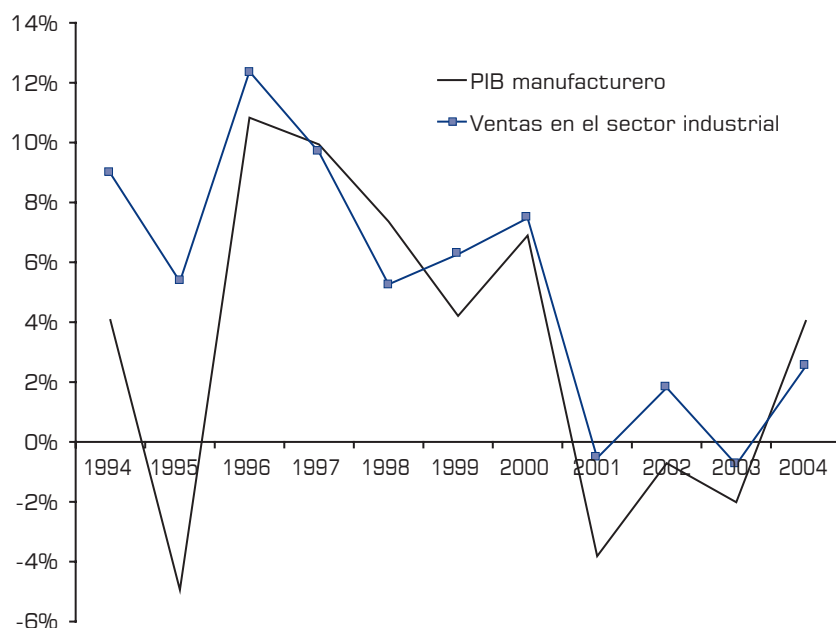
En relación con el sector industrial, su crecimiento fue del 2.5%, el cual fue motor de crecimiento de las ventas internas de energía eléctrica en 2004. La dinámica de la actividad industrial se debió al crecimiento positivo del PIB manufacturero el cual había mostrado, durante tres años consecutivos, variaciones negativas (véase gráfica 15).

Gráfica 14  
Estructura de las ventas internas por sector, 1994-2004 (%)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 15  
Evolución de las ventas internas del sector industrial y el PIB manufacturero  
(variación anual)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

En el sector industrial, los subsectores gran industria y empresa mediana crecieron a tasas de 0.3% y 4.0% respectivamente. Por otro lado, el sector residencial registró un incremento de 2.2%, similar al observado en 2003. Ambos sectores, como se aprecia anteriormente, representan el 84% de las ventas internas de energía eléctrica totales. (véase cuadro 9).

Asimismo, la tendencia de las ventas internas en el sector de empresa mediana aumentó en 2004, ubicándose en 4%, ya que en años anteriores su crecimiento fue cercano al 2%.

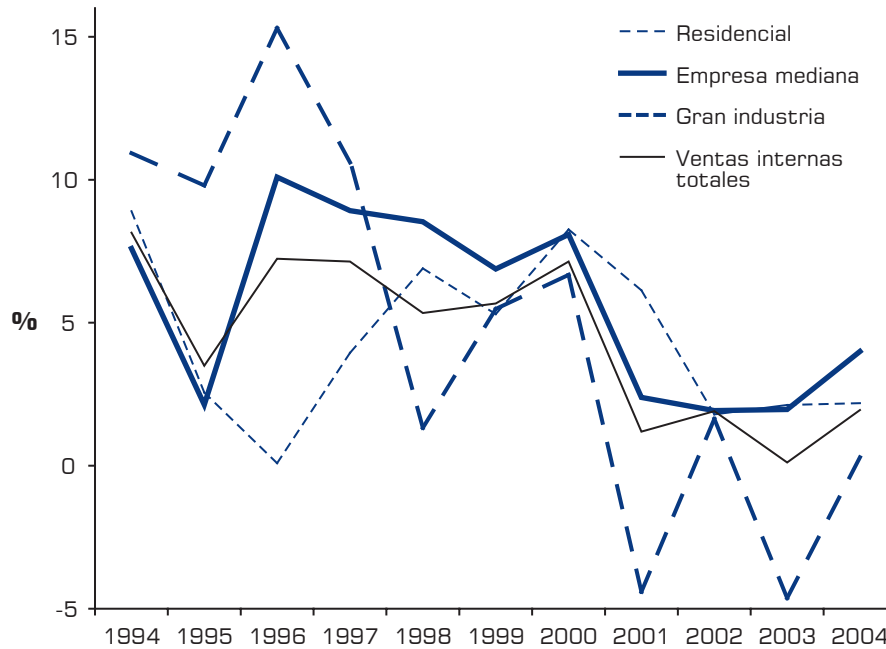
A diferencia del sector residencial el cual se ha mantenido estable desde 2002 respecto a las ventas internas totales de energía eléctrica (véase gráfica 16).

Cuadro 9  
Ventas internas de energía eléctrica por sector, 1994-2004  
(GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca % 1994-2004
Residencial	27,781	28,493	28,518	29,644	31,690	33,369	36,127	38,344	39,032	39,861	40,733	3.9
Comercial	9,844	9,636	9,371	9,871	10,496	10,945	11,674	12,167	12,509	12,808	12,908	2.7
Servicios	5,306	5,293	5,055	5,109	5,192	5,450	5,891	5,973	6,076	6,149	6,288	1.7
Industrial	60,051	63,269	71,099	77,981	82,088	87,234	93,755	93,255	94,942	94,228	96,613	4.9
Empresa mediana	34,805	35,548	39,135	42,627	46,264	49,446	53,444	54,720	55,776	56,874	59,148	5.4
Gran industria	25,246	27,721	31,964	35,355	35,824	37,788	40,311	38,535	39,166	37,354	37,465	4.0
Bombeo agrícola	6,551	6,675	7,530	7,649	7,743	7,997	7,901	7,465	7,644	7,338	6,968	0.6
<b>Nacional</b>	<b>109,533</b>	<b>113,366</b>	<b>121,573</b>	<b>130,254</b>	<b>137,209</b>	<b>144,996</b>	<b>155,349</b>	<b>157,204</b>	<b>160,203</b>	<b>160,384</b>	<b>163,509</b>	<b>4.1</b>

tmca: tasa media de crecimiento anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 16  
Crecimiento anual de las ventas sectoriales, 1994-2004  
(%)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

### 3.1.2 Ventas internas regionales de electricidad

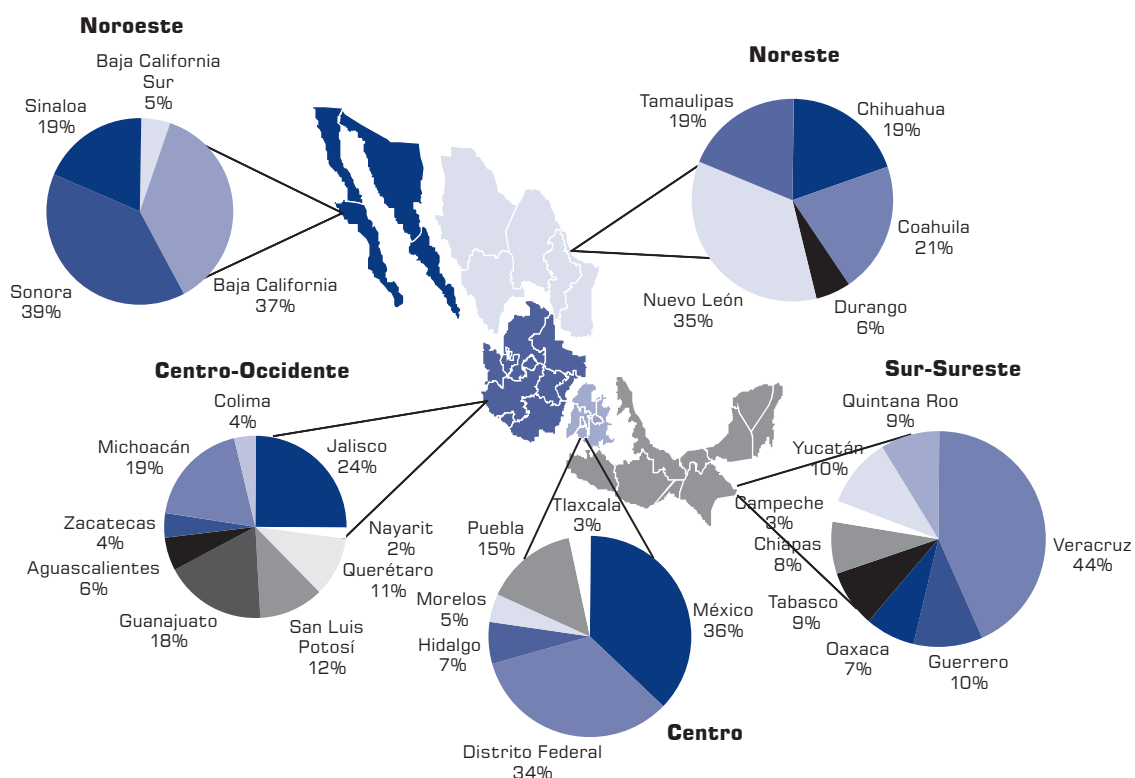
En México se tienen identificadas cinco regiones, las cuales están en conformidad con la división geográfica y estadística propuesta por el Ejecutivo Federal. Cabe señalar que debido a la estructura del sistema eléctrico CFE divide al país en nueve regiones (véase anexo 2). De tal manera, que a lo largo de la prospectiva, con excepción del tema sobre demanda bruta por área operativa, se hará referencia a las cinco regiones.

En la figura 4 se muestran las cinco regiones presidenciales del país y para cada una, la participación porcentual promedio en ventas de energía que cada estado tiene en la región. Los estados con mayores ventas internas de electricidad durante los últimos 10 años son Sonora, Nuevo León, Jalisco, Distrito Federal, México y Veracruz.

A nivel nacional, el crecimiento de las ventas internas en 2004 fue de 1.9% respecto a 2003 debido a las regiones Noreste y Centro, mismas que registraron una tasa positiva, en contraste con la baja observada en 2003.

Por otro lado, la región Centro registró las mayores ventas internas de energía eléctrica en 2004 con 41,006 GWh (véase cuadro 10). Cabe señalar que su tasa media de crecimiento anual fue de 2.7% para el periodo 1994-2004, tasa inferior a la observada en el periodo 1993-2003. Este mismo comportamiento se registró para todas las regiones, lo cual dio como resultado que la tasa de las ventas nacionales se ubicará en 4.1%.

Figura 4  
Estructura regional de las ventas internas por estado  
(participación porcentual promedio 2004)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 10  
Ventas internas totales por región, 1994-2004  
(GWh)

Región	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca % 1994-2004
<b>Total</b>	<b>109,533</b>	<b>113,366</b>	<b>121,573</b>	<b>130,254</b>	<b>137,209</b>	<b>144,996</b>	<b>155,349</b>	<b>157,204</b>	<b>160,203</b>	<b>160,384</b>	<b>163,509</b>	<b>4.1</b>
Variación %	8.2	3.5	7.2	7.1	5.3	5.7	7.1	1.2	1.9	0.1	1.9	
<b>Noroeste</b>	<b>13,470</b>	<b>14,122</b>	<b>15,774</b>	<b>16,901</b>	<b>17,230</b>	<b>18,505</b>	<b>19,949</b>	<b>20,480</b>	<b>20,354</b>	<b>21,270</b>	<b>22,311</b>	<b>5.2</b>
Variación %	8.7	4.8	11.7	7.1	1.9	7.4	7.8	2.7	-0.6	4.5	4.9	
<b>Noreste</b>	<b>25,626</b>	<b>27,052</b>	<b>29,457</b>	<b>31,658</b>	<b>33,961</b>	<b>36,404</b>	<b>39,236</b>	<b>39,989</b>	<b>40,863</b>	<b>39,235</b>	<b>39,421</b>	<b>4.4</b>
Variación %	9.9	5.6	8.9	7.5	7.3	7.2	7.8	1.9	2.2	-4.0	0.5	
<b>Centro-Occidente</b>	<b>24,417</b>	<b>25,210</b>	<b>26,910</b>	<b>28,926</b>	<b>30,763</b>	<b>32,801</b>	<b>35,192</b>	<b>34,909</b>	<b>35,570</b>	<b>36,242</b>	<b>37,451</b>	<b>4.4</b>
Variación %	9.9	3.2	6.7	7.5	6.4	6.6	7.3	-0.8	1.9	1.9	3.3	
<b>Centro</b>	<b>31,366</b>	<b>31,199</b>	<b>32,810</b>	<b>35,080</b>	<b>36,611</b>	<b>38,239</b>	<b>40,733</b>	<b>40,993</b>	<b>41,280</b>	<b>40,969</b>	<b>41,006</b>	<b>2.7</b>
Variación %	5.5	-0.5	5.2	6.9	4.4	4.4	6.5	0.6	0.7	-0.8	0.1	
<b>Sur-Sureste</b>	<b>14,600</b>	<b>15,726</b>	<b>16,557</b>	<b>17,617</b>	<b>18,574</b>	<b>18,970</b>	<b>20,160</b>	<b>20,744</b>	<b>22,046</b>	<b>22,582</b>	<b>23,227</b>	<b>4.8</b>
Variación %	7.7	7.7	5.3	6.4	5.4	2.1	6.3	2.9	6.3	2.4	2.9	
<b>Pequeños sistemas</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>65</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>77</b>	<b>80</b>	<b>90</b>	<b>89</b>	<b>86</b>	<b>93</b>	<b>5.6</b>

tmca: tasa media de crecimiento anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

### 3.1.2.1 Ventas internas por región

#### • Noroeste

Esta región continúa con un alto crecimiento anual, en 2004, sus ventas internas de electricidad crecieron 4.9% debido principalmente a las ventas internas de electricidad en Baja California Sur, en donde aumentaron en tres puntos porcentuales. No debe perderse de vista que la característica principal de esta región son las altas temperaturas y grandes industrias que explican, en su mayoría, los crecimientos observados.

#### • Noreste

En 2004 la región registró una tasa de 0.5%, superando el decremento en 2003 de -4.0%. Sin embargo, la región todavía no alcanza los niveles que en 2001 o 2002 se observaron. Todas las entidades federativas en esta región registraron tasas positivas a excepción de Coahuila que continúa con tasas negativas desde 2003.

#### • Centro-Occidente

En esta región las ventas internas de energía eléctrica crecieron en 3.3% en 2004. Los Estados de Nayarit, Michoacán y San Luis Potosí fueron quienes impulsaron el crecimiento regional al representar el 34.7% de las ventas regionales de electricidad y al crecer a tasas mayores del 7%. Cabe señalar que el motor de la región está constituido por empresas como SERSIINSA, Industrial Minera México, Cementos Apasco, Celanese, Las Encinas y el desarrollo de parques industriales como los de Silao, Apaseo y Buenavista.

#### • Centro

La tasa de 0.1% registrada fue la menor respecto al resto de las regiones. Las ventas internas del Estado de México y del Distrito Federal registraron un aumento de 0.9% y 0.3% respectivamente; esto, junto con su participación del 68.7%, explican principalmente el ligero crecimiento de 2004.

#### • Sur-Sureste

Esta región ha mantenido un crecimiento constante en los últimos dos años. Veracruz volvió a presentar en 2004 una tasa negativa de -0.7%, lo cual tiene efectos importantes en las ventas internas de electricidad de la región por su participación del 37.5%. Este efecto se contrarresta debido a que los demás Estados crecieron, en especial Tabasco y Quintana Roo en más del 7%.

### 3.1.3 Comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado (SI)<sup>1</sup>

Además de las ventas internas de energía eléctrica, que desde el punto de vista económico, se pueden considerar como la demanda de energía eléctrica; se debe tener en cuenta, por características propias del sistema eléctrico, que existe otra definición de demanda de electricidad, la cual está en función de las diversas cargas locales y remotas del sistema (industrial, residencial, comercial y otras), que a su vez están asociadas a las pérdidas de transmisión, distribución y los usos propios de las instalaciones de generación y transmisión.

Dentro de esta definición de demanda, se presentan variaciones horarias durante periodos determinados de tiempo (diarios, semanales o anuales) y variaciones por cambios estacionales.

En lo que respecta a la operación y planeación del Sistema Eléctrico Nacional, CFE lo divide en nueve áreas. De esta manera, los sistemas eléctricos operan interconectados con la finalidad de compartir recursos de capacidad y lograr un funcionamiento más económico y confiable del sistema en su conjunto.

Aunque desde hace años han existido enlaces del área Noroeste al Norte y Occidental, por razones de estabilidad, el área Noroeste se ha operado en forma independiente. En marzo de 2005, el área Noroeste se interconectó de manera permanente al resto del sistema. Esto ha permitido importantes ahorros en costos de producción de energía eléctrica, así como beneficios locales al evitar afectaciones de carga en el Noroeste y Norte. Por otro lado, las dos áreas de la península de Baja California, permanecen como sistemas aislados, ya que hasta el momento, su interconexión con el resto de la red nacional no se justifica desde el punto de vista técnico y económico.

#### 3.1.3.1 Demanda máxima coincidente

La demanda del SI<sup>2</sup> en una hora específica del año es igual a la suma de todas las demandas de cada área del sistema en esa misma hora. La demanda máxima coincidente para un año definido es el valor máximo de las demandas horarias del SI, ésta es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área debido a que ocurren en momentos diferentes.

<sup>1</sup> Cabe señalar que durante este apartado, se hará referencia a las nueve áreas operativas que considera CFE debido a que técnicamente no es posible realizar el análisis con las cinco regiones presidenciales.

<sup>2</sup> El sistema eléctrico nacional comprende nueve áreas eléctricas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de las dos Baja Californias, el resto integra el SI, el Noroeste se interconectó en marzo de 2005. Véase anexo A.2.

Por tercer año consecutivo el valor más alto de la demanda máxima coincidente se localizó en el segundo trimestre del año, exactamente en el mes de mayo debido a que las regiones del norte continúan aumentando su demanda por energía eléctrica en ese mes. Cabe señalar que en 2004, la demanda máxima coincidente fue menor en -0.6% con respecto a 2003 (no incluye al Noroeste), véase cuadro 11.

Aunado a esto, en 2004 el factor de carga, el cual indica cómo la energía eléctrica es consumida con relación a la demanda máxima registrada en ese mismo tiempo, fue el más alto de los últimos 10 años con 79%. Recuérdese que si el factor de carga es cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.

### 3.1.3.1 Demanda bruta por región operativa

Las regiones Norte y Noreste en el periodo 1994-2004 registraron en su demanda bruta de energía eléctrica la mayor tasa media de crecimiento con 5.2% y 5.7%, respectivamente (véase cuadro 12). Sobresale que la demanda bruta referente a la carga máxima en la región Noreste creció en un 8.1% respecto a 2003, siendo el aumento más alto en el SI. En contraste, la región Oriental presentó la tasa más baja de crecimiento respecto a 2003 con -0.2%

### 3.1.3.3 Comportamiento estacional de la demanda

La demanda de energía eléctrica presenta un comportamiento y horario estacional debido a que depende de factores climáticos y del ritmo de las actividades humanas y sus cambios en los patrones de consumo, los cuales se reflejan en el comportamiento de las cargas en las horas pico, de tal manera, que como indicador, se utilizan las curvas de carga<sup>3</sup> para monitorear estas variaciones.

Con el fin de tener un panorama claro y preciso del comportamiento estacional de la demanda en 2004, se muestran las curvas típicas promedio de carga de las áreas del Norte y Sur del país, correspondientes tanto para los días laborables y no laborables, así como para las estaciones de invierno y verano. En la gráfica 17 se indica la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia.

Las curvas de carga en invierno se mantienen en promedio por debajo de las curvas de carga de verano debido al comportamiento estacional.

Cuadro 11  
Sistema Interconectado: demanda máxima coincidente, 1994-2004  
(MWh/h)

Periodo	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Enero	16,965	18,305	18,576	19,848	20,961	21,746	23,191	24,329	24,943	24,789	25,566
Febrero	16,737	18,145	18,939	19,991	21,168	22,467	23,833	24,620	24,696	25,652	25,980
Marzo	17,447	18,528	19,088	20,230	21,565	22,509	24,500	24,670	25,403	26,403	26,543
Abril	17,698	18,476	18,728	19,608	21,760	22,697	23,674	25,254	25,738	25,815	26,265
Mayo	17,816	19,109	19,621	19,881	22,028	23,191	24,511	24,885	26,152	27,433	27,282
Junio	18,039	19,003	19,238	20,331	22,205	23,321	23,162	24,729	25,633	26,325	26,742
Julio	17,926	17,952	18,982	19,837	21,620	22,485	24,276	24,347	24,852	25,602	26,016
Agosto	18,063	18,203	18,959	20,575	21,773	22,828	24,494	24,946	25,882	25,748	26,717
Septiembre	18,129	18,584	19,379	21,002	21,837	23,421	25,207	25,267	25,403	25,530	26,402
Octubre	18,648	18,878	20,017	20,843	21,697	22,778	24,487	25,660	25,450	25,439	27,275
Noviembre	18,127	18,731	19,783	20,846	21,776	23,189	24,378	25,092	25,151	25,840	26,682
Diciembre	18,440	19,107	19,869	21,367	21,987	23,596	25,075	25,598	25,582	25,998	27,197
Máxima anual	18,648	19,109	20,017	21,367	22,205	23,596	25,207	25,660	26,152	27,433	27,282
Incremento (%)	6.3	2.5	4.8	6.7	3.9	6.3	6.8	1.8	1.9	4.9	-0.6
Factor de carga (%)	73.7	74.4	75.9	76.3	78.4	77.6	77.4	77.4	78.1	76.3	79.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

<sup>3</sup> La curva de carga se define como la gráfica que muestra la variación de la demanda de potencia en un periodo específico.

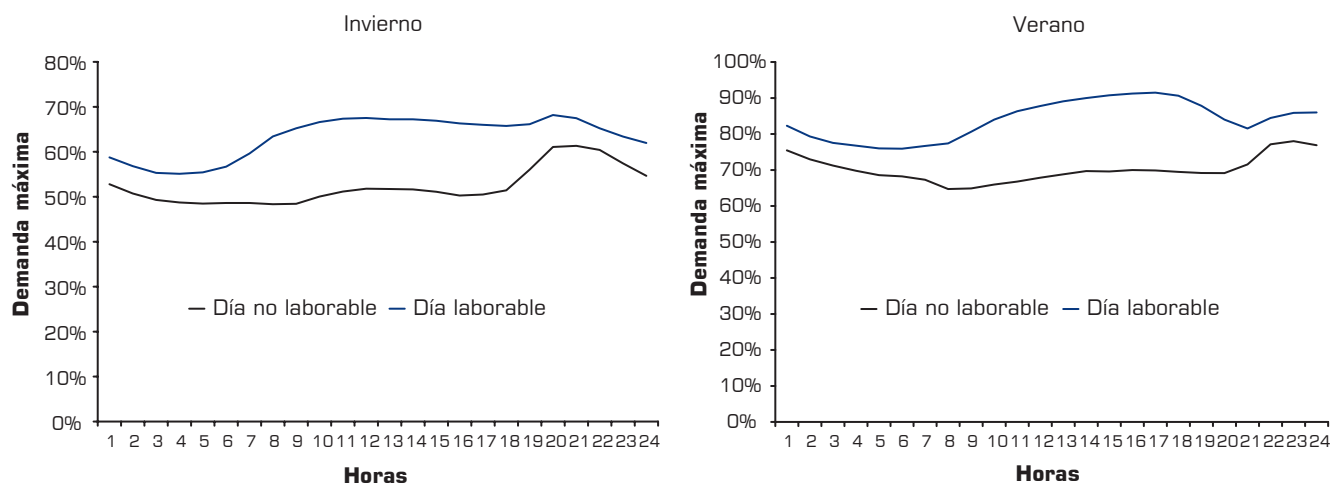
Se observa en el norte del país que la demanda máxima se ubica en días laborales en un promedio de 80% debido al uso continuo de aires acondicionados utilizados por las altas temperaturas registradas en esa zona en verano. En cambio, en la zona Sur el pico de las demandas máximas se ubica a partir de las siete de la noche.

Cuadro 12  
SEN: demanda bruta por área operativa, 1994-2004  
(MWh/h)

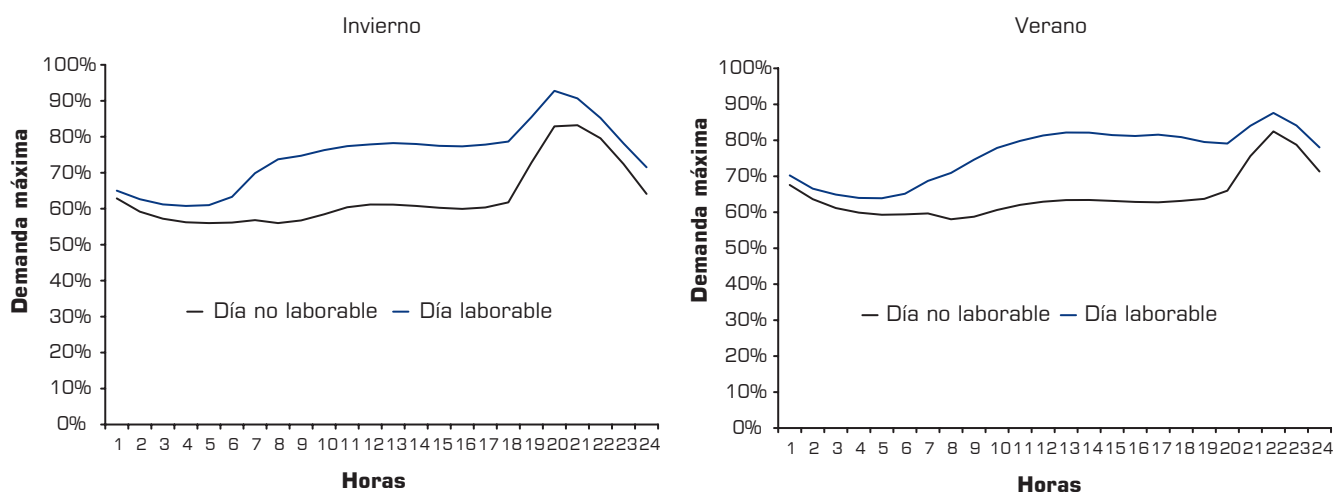
Área		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca (%) 1994-2004
Norte	P	1,722	1,790	1,887	1,937	2,163	2,231	2,421	2,516	2,660	2,720	2,853	5.2
	M	1,200	1,252	1,343	1,407	1,520	1,597	1,723	1,806	1,859	1,896	1,963	5.0
	B	1,084	1,133	1,223	1,290	1,378	1,457	1,569	1,649	1,682	1,715	1,667	4.4
Noreste	P	3,516	3,693	4,005	4,307	4,662	4,759	5,245	5,558	5,676	5,688	6,148	5.7
	M	2,535	2,653	2,920	3,128	3,351	3,615	3,874	3,933	4,062	4,106	4,256	5.3
	B	2,318	2,423	2,680	2,867	3,061	3,363	3,571	3,574	3,706	3,756	3,797	5.1
Occidental	P	4,526	4,688	4,837	5,209	5,472	5,702	6,062	6,157	6,345	6,632	6,523	3.7
	M	3,331	3,375	3,611	3,916	4,164	4,435	4,732	4,701	4,827	4,999	5,157	4.5
	B	3,067	3,085	3,340	3,631	3,875	4,155	4,438	4,379	4,491	4,638	4,364	3.6
Central	P	5,858	5,819	6,347	6,447	6,884	7,181	7,439	7,700	7,737	7,874	8,047	3.2
	M	3,708	3,772	3,949	4,202	4,406	4,616	4,885	5,048	5,141	5,252	5,394	3.8
	B	3,233	3,319	3,419	3,706	3,859	4,050	4,321	4,462	4,567	4,672	4,049	2.3
Oriental	P	3,795	4,352	4,463	4,528	4,797	4,954	5,058	5,291	5,373	5,434	5,425	3.6
	M	2,519	2,700	2,911	3,125	3,330	3,444	3,633	3,657	3,801	3,891	3,954	4.6
	B	2,238	2,335	2,568	2,815	3,006	3,111	3,318	3,296	3,453	3,550	3,430	4.4
Peninsular	P	666	671	702	737	805	839	908	971	985	1,043	1,087	5.0
	M	452	459	467	509	555	593	654	703	729	776	801	5.9
	B	405	412	416	459	499	539	597	644	673	718	636	4.6
Noroeste	P	1,804	1,911	2,041	2,182	2,195	2,217	2,365	2,496	2,457	2,491	2,606	3.7
	M	1,171	1,224	1,324	1,392	1,415	1,464	1,526	1,575	1,534	1,596	1,668	3.6
	B	1,032	1,072	1,166	1,217	1,243	1,298	1,340	1,371	1,331	1,399	1,417	3.2
Baja California	P	1,318	1,388	1,458	1,329	1,393	1,491	1,695	1,698	1,699	1,823	1,856	3.5
	M	839	873	890	813	842	927	1,048	1,087	1,081	1,211	1,170	3.4
	B	733	760	765	699	720	803	905	952	945	1,076	966	2.8
Baja California Sur	P	147	153	164	170	181	186	204	224	215	214	234	4.8
	M	96	97	109	114	117	125	132	136	136	141	152	4.8
	B	84	85	97	102	103	111	116	116	118	125	122	3.8
Pequeños sistemas	P	15	16	17	19	19	20	21	22	22	22	24	4.8
	M	7	8	8	9	9	9	10	11	11	12	12	5.7
	B	5	6	6	6	8	7	8	9	9	9	10	6.2

P= Carga máxima.  
M= Carga media.  
B= Carga base.  
tmca: tasa media de crecimiento anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 17  
Áreas operativas del Norte, 2004  
(promedio de las áreas Norte y Noroeste)



Áreas operativas del Sur, 2004  
(promedio de las áreas Occidental, Oriental, Central y Peninsular)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

### 3.1.4 Estructura tarifaria

Las tarifas se encuentran clasificadas según su uso y tensión de suministro en:

- Domésticas: 1, 1a, 1b, 1c, 1d, 1e, 1f y DAC
- Servicios públicos: 5, 5a y 6
- Agrícolas: 9, 9M, 9CU y 9N
- Temporal: 7
- Generales en baja tensión: 2 y 3
- Generales en media tensión: OM, HM y HMC
- Generales de alta tensión: HS, HSL, HT y HTL
- Respaldo en media tensión: HM-R, HM-RF y HM- RM
- Respaldo en alta tensión: HS-R, HS-RF, HS-RM, HT- R, HT-RF y HT-RM

Las tarifas de media y alta tensiones, tanto las de uso general como las de respaldo, se basan en costos marginales por lo que sus estructuras son más complejas y tienen cargos fijos por energía y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales. Las demás tarifas tienen estructuras más sencillas, sin diferencias horarias.

Para fines estadísticos, se considera que el sector comercial está constituido por los clientes de las tarifas generales de baja tensión y la tarifa 7. De la misma manera se consideran en el sector industrial los clientes de las tarifas generales y de respaldo, tanto de media como de alta tensión.

La facturación agregada de los clientes de cada sector es dividida entre la suma de los consumos de los mismos para obtener los precios medios correspondientes.

Teniendo en cuenta todas estas condiciones, se observó que los precios medios del sector comercial son los más elevados con respecto al resto de las tarifas, desde 2001 muestran una tendencia ascendente (véase gráfica 18). En el sector residencial la tendencia es similar a la señalada con anterioridad, sin embargo, en 2004 experimentó una ligera disminución respecto a 2003.

En lo que respecta al sector industrial en este año, los precios medios continúan con una tendencia a la alza.

La tarifa agrícola es la más baja en comparación con el resto. Las variaciones que se presentan a lo largo de los últimos 10 años es ligera.

Cabe señalar que en agosto de 2005<sup>4</sup> se modificaron las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica diseñadas en 1996 y 1997 en función de los costos marginales de largo plazo. Esto respondió a dos factores, la incorporación de la región Noroeste al Sistema

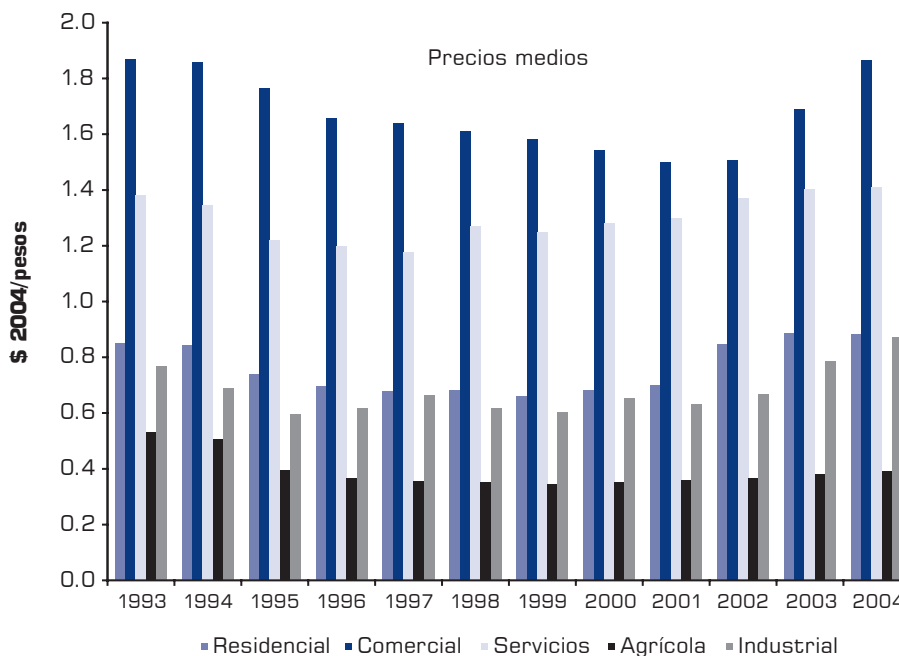
Eléctrico Nacional y a la operación de la región Peninsular como importadora de energía eléctrica (ambas regiones corresponden a las divisiones consideradas por CFE).

### 3.1.5 Interconexiones y comercio exterior

El comercio exterior de energía eléctrica se realiza a través de nueve interconexiones entre EUA y México y una interconexión de México con Belice. Estas interconexiones existentes varían de acuerdo a su capacidad y nivel de tensión, y han sido utilizadas primordialmente para exportar o importar energía eléctrica en caso de emergencias. Cabe señalar que la exportación o importación de energía eléctrica a la que se hace referencia, proviene del servicio público y no se considera el comercio exterior que realizan los permisionarios.

Actualmente, existen dos tipos de interconexión, las que operan de manera permanente y las que se utilizan de apoyo mutuo en emergencias, la razón de estas últimas que no operen de forma permanente es que técnicamente no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas por el riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico de uno u otro país.

Gráfica 18  
Precios reales de las tarifas eléctricas por tipo de usuario  
(pesos 2004/kWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

<sup>4</sup> DOF, 15 de agosto de 2005.

El comercio de energía eléctrica con EUA es administrado por dos consejos, de un total de diez<sup>5</sup> que están establecidos en EUA. El Consejo de Coordinación de Electricidad (Western Electricity Coordinating Council, WECC creada en 1967) opera las interconexiones de Baja California y El Paso mientras que las interconexiones desde Piedras Negras hasta Matamoros las opera el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT creada en 1970).

El sistema de Baja California opera de manera permanente con el sistema de California. Las interconexiones entre ambos sistemas tienen un conductor especial, lo cual explica el por qué existe una capacidad de 800 MW para una línea con un nivel de tensión de 230 KV (véase figura 5). Los miembros en EUA del WECC están localizados en los Estados de California, Arizona, Nuevo México y una pequeña parte de Texas, mientras que el sistema de CFE que es miembro del WECC está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua.

CFE y ERCOT comparten 1,200 km de frontera para realizar el intercambio de energía eléctrica y consideran el resto de las líneas de interconexión del norte del país.

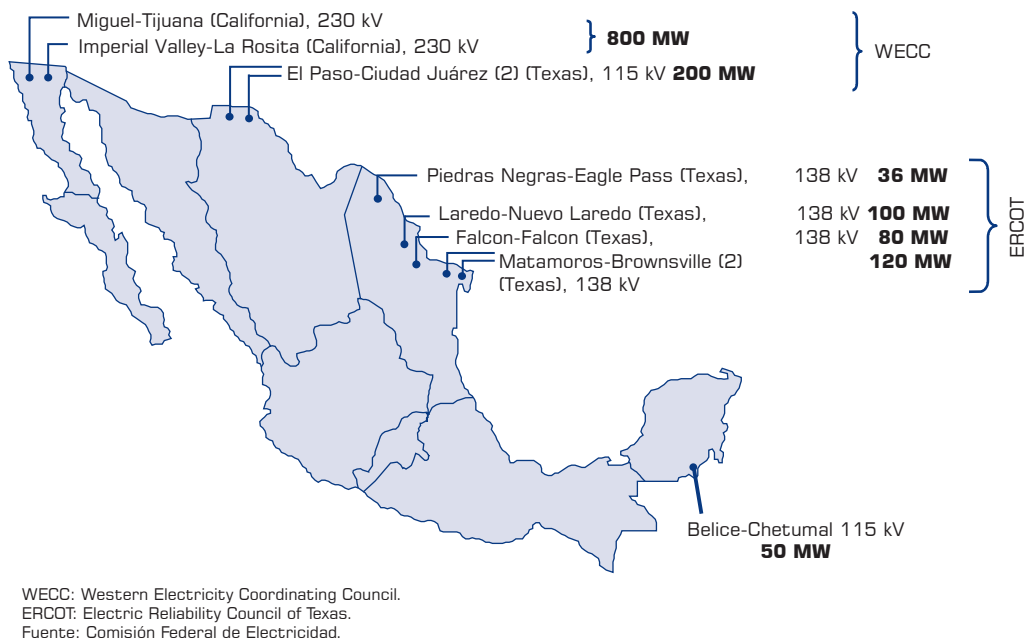
Estas interconexiones sólo operan en caso de emergencia y no operan de manera permanente, a excepción de la interconexión Eagle Pass–Piedras Negras, la cual cuenta con tecnología nueva que le permite operar de manera cerrada y permanente. Los sistemas que mantienen el contacto con CFE son Electric Power Texas Central Company y American Electric Power Texas North Company, mientras que por el lado de México, son los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

La interconexión de Belice opera de manera permanente debido a que el sistema de Belice es pequeño y no genera problemas de inestabilidad al SEN.

Esta infraestructura eléctrica permitió que en 2004 el balance neto entre exportaciones e importaciones eléctricas aumentará a 959 GWh, el mayor saldo positivo registrado desde hace 10 años; lo que se explica por la tendencia descendente en las importaciones (véase cuadro 13).

La energía exportada continúa con su tendencia ascendente mostrada desde 1998, de manera, que en 2004 registró 1,006 GWh. Este incremento se debe principalmente al sistema de Baja California a través del cual se exportó el 76.5% del total.

Figura 5  
Enlaces de interconexión existentes, 2004



<sup>5</sup> Consejos en EUA: East Central Area Reliability Coordination Agreement; Electric Reliability Council of Texas; Florida Reliability Coordinating Council; Mid-Atlantic Area Council; Mid-America Interconnected Network; Mid-Continent Area Power Pool; Northeast Power Coordinating Council; Southeastern Electric Reliability Council; Southwest Power Pool y Western Electricity Coordinating Council.

Cuadro 13  
Exportación e importación de energía eléctrica, 1994-2004  
(GWh)

Estados	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Exportaciones</b>											
Baja California Norte <sup>1</sup>	1,947	1,920	1,258	17	45	31	66	112	164	765	770
Tamaulipas <sup>2</sup>	0	0	6	6	0	0	2	1	0	0	0
Quintana Roo <sup>3</sup>	23	24	25	28	31	100	127	158	180	188	236
<b>Total</b>	<b>1,970</b>	<b>1,944</b>	<b>1,289</b>	<b>51</b>	<b>76</b>	<b>131</b>	<b>195</b>	<b>271</b>	<b>344</b>	<b>953</b>	<b>1,006</b>
<b>Importaciones</b>											
Baja California Norte <sup>1</sup>	166	228	355	406	480	646	927	82	311	45	39
Sonora <sup>4</sup>	2	3	3	3	3	4	4	4	5	5	6
Chihuahua <sup>5</sup>	949	928	1,029	1,101	1,022	7	129	235	189	21	2
Tamaulipas <sup>2</sup>	23	5	0	0	2	2	9	6	26	0	0
<b>Total</b>	<b>1,140</b>	<b>1,164</b>	<b>1,387</b>	<b>1,510</b>	<b>1,507</b>	<b>659</b>	<b>1,069</b>	<b>327</b>	<b>531</b>	<b>71</b>	<b>47</b>
<b>Balance neto</b> Exportación-Importación	<b>830</b>	<b>780</b>	<b>-98</b>	<b>-1,459</b>	<b>-1,431</b>	<b>-528</b>	<b>-874</b>	<b>-56</b>	<b>-187</b>	<b>882</b>	<b>959</b>

<sup>1</sup> Coral Power L.L.C., San Diego Gas & Electric y Sempra Energy Solutions (EUA).

<sup>2</sup> Central Power & Light (CPL) (EUA).

<sup>3</sup> Belize Electricity Board (Belice).

<sup>4</sup> Sasabe Trico Electric Cooperative y Santa Cruz (UNS Electric) (EUA).

<sup>5</sup> Rio Grande Cooperative y American Electric Power (EUA).

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

## 3.2 Estructura del sistema eléctrico nacional

La estructura del sistema eléctrico nacional está conformado por dos sectores, el público y el privado. El sector público se integra por CFE, LFC y los PIEs, éstos últimos entregan su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica. Por el otro lado, el sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación. Esta última, en los últimos dos años, ha mostrado un mayor dinamismo en su capacidad efectiva.

La estructura del sistema eléctrico nacional se conforma de tres fases: generación, transmisión y distribución, las cuales están consideradas dentro del sistema eléctrico a través de centrales eléctricas, líneas de transmisión y distribución.

### 3.2.1 Capacidad instalada en el servicio público

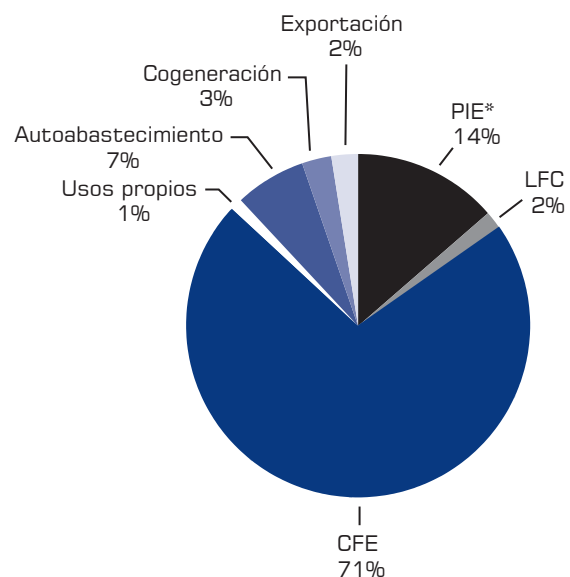
La capacidad nacional de energía eléctrica a diciembre de 2004 incluyendo exportación fue de 53,561 MW, lo que representó un incremento de 5.0% respecto a 2003. Este aumento se debió principalmente a los productores independientes de energía, cuya capacidad se ubicó en 7,265 MW, la cual aumentó 7.5% respecto al año anterior.

Con respecto a la estructura de la capacidad efectiva nacional, el 71% esta integrado por CFE, el 2% por LFC y el 14% por los productores independientes de energía, los cuales suministran el 87% del servicio de energía eléctrica.

El resto está distribuido entre las diferentes modalidades de los permisionarios en donde el autoabastecimiento participa con el mayor porcentaje con un 7% (véase gráfica 19).

La capacidad instalada nacional de 53,561 MW se divide en los dos servicios anteriormente mencionados: 46,552 MW por parte del servicio público y 7,009 MW por parte de los permisionarios, cada servicio con sus características estructurales propias.

Gráfica 19  
Capacidad efectiva instalada nacional, 2004  
53,561 MW



\* Considera la capacidad efectiva neta contratada por CFE.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Comisión Reguladora de Energía.

### 3.2.2 Capacidad instalada eléctrica en el servicio público

A diciembre de 2004 la capacidad instalada por parte del servicio público ascendió a 46,552 MW, lo cual significa un aumento de 1,998 MW con respecto a 2003 (véase cuadro 14).

Del total de adiciones, 900 MW pertenecen a un solo proyecto, la central de Chicoasén (Manuel Moreno Torres). Este proyecto hidroeléctrico se ubica en Chiapas y registró una capacidad total de 2,400 MW. Asimismo, otro proyecto que entró en operación en abril de 2004 fue la central de ciclo combinado Río Bravo III con 495 MW.

De acuerdo con las adiciones y modificaciones realizadas en 2004, la capacidad hidroeléctrica se incrementó en

922 MW, el mayor realizado en esta fuente alterna de energía en los últimos 10 años. Con respecto al resto de las fuentes alternas, su capacidad no se vio modificada para 2004, sin embargo su participación en la capacidad nacional instalada ha disminuido paulatinamente como reflejo del incremento en la participación de las centrales de ciclo combinado (véase cuadro 15).

En relación con la tecnología de ciclo combinado, ésta alcanzó en 2004 una participación del 26% del total de la capacidad, de manera que, continúa su tendencia ascendente. La tecnología de vapor continúa representando la mayor participación en capacidad nacional instalada con el 30%.

Cuadro 14  
Adiciones y modificaciones, 2004

Central	Capacidad MW	Unidad	Tecnología	Ubicación
<b>Total</b>	<b>1,997.5</b>			
<b>Adiciones</b>	<b>1,962.8</b>			
Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	900.0	6,7 y 8	HID	Chiapas
Río Bravo III PIE	495.0	1	CC	Tamaulipas
San Lorenzo Potencia	266.0	3,4	TG	Puebla
Tuxpan (Pdte. Adolfo López Mateos)	163.0	7	TG	Veracruz
El Sauz*	128.0	7	CC	Querétaro
Guerrero Negro II	10.8	3 U's	CI	Baja California Sur
<b>Modificaciones</b>	<b>34.7</b>			
Tepexic**	30.0	1 y 3	HID	Puebla
Hermosillo PIE	12.2	1	CC	Sonora
Lerma (Tepuxtepec)	7.0	1	HID	Michoacán
Patla	2.0	1 y 3	HID	Puebla
Bajío (El Sáuz) PIE	2.0	1	CC	Guanajuato
Itzicuaro	0.0	1	HID	Michoacán
Tirio	0.0	2	HID	Michoacán
Guerrero Negro***	-1.5	10 y 2	CI	Baja California Sur
Necaxa	-2.0	4 y 5	HID	Puebla
La Villita	-15.0	4 U's	HID	Michoacán

CC = Ciclo combinado TG = Turbogás CI = Combustión interna HID = Hidráulica GEO = Geotérmica PIE = Productor Independiente de Energía Eléctrica.

\* Con la entrada en operación de esta unidad, se completa el paquete 2 de ciclo combinado (U's 5,6 y 7), ya que las unidades 5 y 6 de tipo turbogás pasan a ser unidades de ciclo combinado.

\*\* Rehabilitación.

\*\*\* Unidad retirada.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 15  
Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central  
(MW)

Año	Fuentes alternas					Hidrocarburos					Total
	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear	Carbón	Vapor	Ciclo combinado*	Turbogas	Combustión interna	Dual	
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,898	1,777	149	2,100	<b>31,649</b>
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,594	1,890	1,682	128	2,100	<b>33,037</b>
1996	10,034	744	2	1,309	2,600	14,295	1,912	1,675	121	2,100	<b>34,792</b>
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	<b>34,815</b>
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	<b>35,256</b>
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	<b>35,666</b>
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	<b>36,697</b>
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	<b>38,519</b>
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	<b>41,177</b>
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	<b>44,554</b>
2004	10,530	960	2	1,365	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	<b>46,552</b>

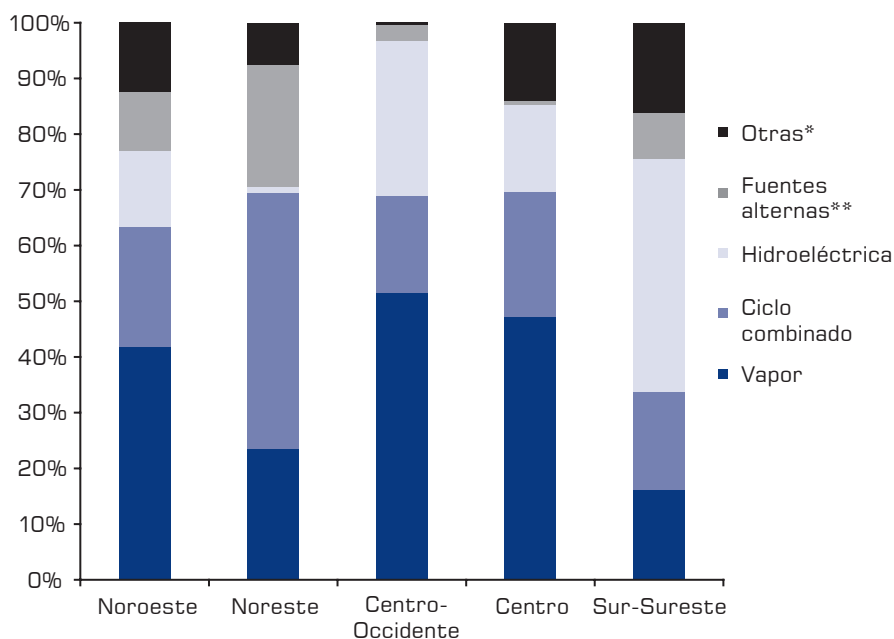
\* Incluye a los productores independientes de energía.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

### 3.2.2.1 Capacidad instalada eléctrica en el servicio público por región

La región Sur-sureste representa el 35.3% de la capacidad instalada nacional, resultando ser la más alta con respecto a las otras cuatro regiones, lo cual obedece a que allí se ubican las centrales hidroeléctricas, así como las centrales de vapor (véase gráfica 20).

A la región Sur-sureste le sigue la región Noreste ya que en 2004 representó el 25.5% de la capacidad nacional. El incremento de las centrales de ciclos combinados por parte de los PIE´s desde 2001 han mantenido la posición de esta región, además que cuenta con la mayor proporción regional de centrales de vapor.

Gráfica 20  
Capacidad efectiva instalada nacional por región y por tecnología, 2004  
(%)



\* Incluye las centrales de turbogás, combustión interna y dual.  
\*\* Incluye las centrales de carboeléctricas, nucleoeeléctricas, geotermoeléctricas y eoloeléctricas.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

El resto de la regiones, Noroeste, Centro-Occidente y Centro, concentran respectivamente el 14.9%, 14.5% y 9.9% de la capacidad instalada nacional (véase cuadro 16).

#### • **Noroeste**

Esta región disminuyó su capacidad en 26 MW debido principalmente al retiro de una unidad de la central eléctrica Ciprés. En general, la capacidad de las centrales de vapor se ha mantenido estable, al igual que las centrales que funcionan bajo tecnología de fuentes alternas.

#### • **Noreste**

En 2004 esta región registró una capacidad instalada de 11,854 MW. Las centrales de ciclo combinado aportaron un incremento de 495 MW con la entrada en operación comercial del productor independiente Río Bravo III en abril de 2004, ubicándose en 3,477 MW.

#### • **Centro-Occidente**

En el Centro-Occidente la capacidad instalada se ubicó en 6,728 MW, donde sobresale el aumento de 379 MW por parte de centrales de ciclo combinado de CFE. Así, en 2004, con la conclusión de la unidad siete de la central El Sáuz, se termina el paquete 2 de ciclo combinado de manera que las unidades 5 y 6 que eran de tipo turbogás en 2003, pasan a ser unidades de ciclo combinado para 2004, sumando una capacidad total de 597 MW de ciclo combinado perteneciente a CFE. Esta conversión de turbogás a ciclo combinado explica la disminución de 251 MW en el rubro de turbogás.

#### • **Centro**

La región Centro tiene una capacidad instalada de 4,608 MW en 2004. La capacidad de las centrales de ciclo combinado de CFE aumentaron en 549 MW debido a la conversión de unidades de la Central Valle de México de combustóleo y turbogás a ciclo combinado.

#### • **Sur-Sureste**

La región con mayor capacidad del país es la Sur-Sureste debido a su gran capacidad hidroeléctrica que en 2004 registró 6,876 MW, cifra similar a la capacidad total de la región Noroeste (6,923 MW). En este aspecto, en el último cuatrimestre de 2004, las nuevas unidades 6, 7 y 8 de la central hidroeléctrica de Chicoasén entraron en operación con un total de 900 MW. Además, en enero de 2004,

se incorporó a la capacidad eléctrica del estado de Veracruz una unidad de turbogás de 163 MW. Ambas ampliaciones a la capacidad total de la región explican poco más de la mitad del incremento en la capacidad total nacional.

#### 3.2.2.2 Capacidad instalada eléctrica de permisionarios

En 2004 la capacidad instalada nacional por parte de los permisionarios ascendió a 15,221 MW sin incluir importaciones. La capacidad está sustentada en un 54% por la modalidad de productores independientes, quienes han generado el mayor crecimiento, siguiéndole el autoabastecimiento (véase grafica 21).

#### 3.2.3 Generación de energía eléctrica nacional

La generación de energía eléctrica nacional está integrada por dos categorías; la generación que es producida por LFC y CFE y la generación eléctrica por parte de los permisionarios que considera las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, productores independientes<sup>6</sup>, usos propios continuos y exportación.

En 2004, la generación de energía eléctrica ascendió a 235,600 GWh, de los cuales las empresas suministradoras CFE y LFC aportaron el 68.4%, los productores independientes de energía el 20.1%, autoabastecimiento el 5.9%, cogeneración 3.0%, exportación el 1.9% y usos propios continuos el 0.6%.

##### 3.2.3.1 Generación de energía eléctrica para el servicio público

La generación de energía eléctrica en 2004 ascendió a 208,634 GWh, es decir, registró un aumento de 2.5% respecto a 2003. El mayor crecimiento alcanzado en la generación de energía eléctrica fue por parte de las centrales de ciclo combinado, las cuales crecieron en 31.3%. De esta manera su participación en la generación eléctrica creció de 6.6% en 1994 a 34.6% en 2004. Por otro lado, la generación de las centrales de turbogás, disminuyó en un 60.0% respecto a 2003. (véase gráfica 22).

La generación eléctrica con base a hidrocarburos representa el 71.8% de la generación eléctrica total. En 2004, la generación de las centrales de ciclo combinado (72,267 GWh) superó ligeramente a la suma de la generación eléctrica de las centrales de combustóleo y/o gas (vapor), turbogás y combustión interna (69,715 GWh). Cabe señalar que la participación de las centrales de vapor, turbogás (resultado de las conversiones) y combustión interna ha disminuido de 56.5% en 1994 a 33.4% en 2004.

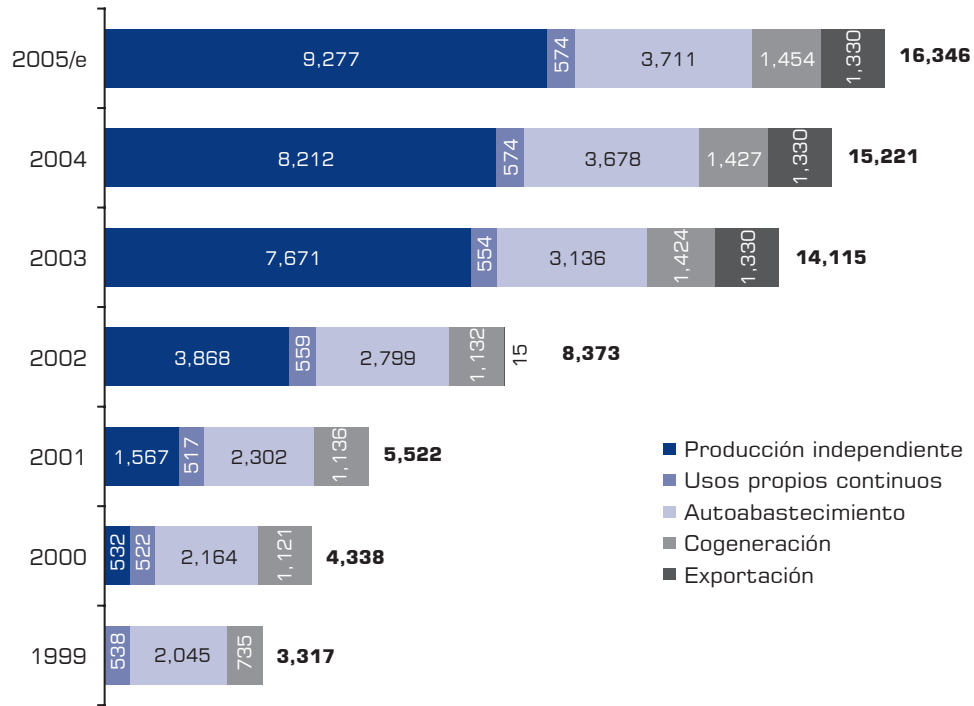
<sup>6</sup> Cabe señalar que los productores independientes de energía venden su generación de electricidad a CFE por lo que entran en la categoría de servicio público.

Cuadro 16  
Evolución de la capacidad efectiva instalada por región y tecnología, 1994-2004  
(MW)

Región	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Total</b>	<b>31,649</b>	<b>33,037</b>	<b>34,792</b>	<b>34,815</b>	<b>35,255</b>	<b>35,666</b>	<b>36,697</b>	<b>38,519</b>	<b>41,177</b>	<b>44,554</b>	<b>46,552</b>
<b>Noroeste</b>	<b>4,258</b>	<b>4,741</b>	<b>4,948</b>	<b>4,927</b>	<b>5,060</b>	<b>5,211</b>	<b>5,309</b>	<b>6,196</b>	<b>6,205</b>	<b>6,952</b>	<b>6,923</b>
Hidráulica	519	729	941	941	941	941	941	941	941	941	941
Vapor	2,575	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895
Ciclo combinado (CFE)								496	496	496	496
Ciclo combinado (PIE)								229	238	985	997
Turbogás	435	413	408	383	515	665	665	768	768	768	716
Combustión interna	110	84	85	89	90	90	88	137	137	137	147
Geotérmica	620	620	620	620	620	620	720	730	730	730	730
Eólica						1	1	1	1	1	1
<b>Noreste</b>	<b>5,783</b>	<b>6,132</b>	<b>6,485</b>	<b>6,515</b>	<b>7,037</b>	<b>7,322</b>	<b>7,772</b>	<b>8,443</b>	<b>10,013</b>	<b>11,308</b>	<b>11,854</b>
Hidráulica	123	123	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Vapor	2,759	2,759	2,759	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789
Ciclo combinado (CFE)	578	578	578	578	1,099	1,099	1,550	1,973	1,973	1,973	1,973
Ciclo combinado (PIE)								248	1,687	2,982	3,477
Turbogás	423	423	423	423	423	708	708	708	839	839	890
Combustión interna	1										
Carbón	1,900	2,250	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
<b>Centro-Occidente</b>	<b>5,753</b>	<b>5,707</b>	<b>5,695</b>	<b>5,653</b>	<b>5,775</b>	<b>5,776</b>	<b>5,781</b>	<b>5,805</b>	<b>6,520</b>	<b>6,605</b>	<b>6,728</b>
Hidráulica	1,882	1,882	1,880	1,880	1,880	1,881	1,881	1,881	1,881	1,881	1,873
Vapor	3,508	3,508	3,508	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466
Ciclo combinado (CFE)	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	597
Ciclo combinado (PIE)									592	575	577
Turbogás	40				122	122	122	146	275	275	24
Combustión interna	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Geotérmica	98	98	88	88	88	88	93	93	88	190	190
<b>Centro</b>	<b>4,176</b>	<b>4,146</b>	<b>4,439</b>	<b>4,445</b>	<b>4,111</b>	<b>4,067</b>	<b>4,067</b>	<b>3,940</b>	<b>4,296</b>	<b>4,311</b>	<b>4,608</b>
Hidráulica	783	781	1,073	1,073	739	695	695	695	684	684	714
Vapor	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,174
Ciclo combinado (CFE)	482	482	482	482	482	482	482	382	489	489	1,038
Turbogás	380	374	374	374	374	374	374	374	623	623	640
Combustión interna	21										2
Geotérmica	35	35	36	42	42	42	42	15	25	40	40
<b>Sur-Sureste</b>	<b>11,619</b>	<b>12,138</b>	<b>13,066</b>	<b>13,120</b>	<b>13,120</b>	<b>13,142</b>	<b>13,623</b>	<b>14,131</b>	<b>14,140</b>	<b>15,375</b>	<b>16,439</b>
Hidráulica	5,815	5,814	6,014	6,014	6,014	5,976	5,976	5,976	5,976	5,976	6,876
Vapor	1,959	1,959	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659
Ciclo combinado (CFE)	620	612	634	664	664	664	664	664	672	672	672
Ciclo combinado (PIE)							484	979	979	2,214	2,214
Turbogás	442	342	348	372	372	372	372	385	385	385	548
Combustión interna	8	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Eólica	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nuclear	675	1,309	1,309	1,309	1,309	1,368	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
<b>Plantas móviles</b>	<b>60</b>	<b>173</b>	<b>157</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>145</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>-</b>

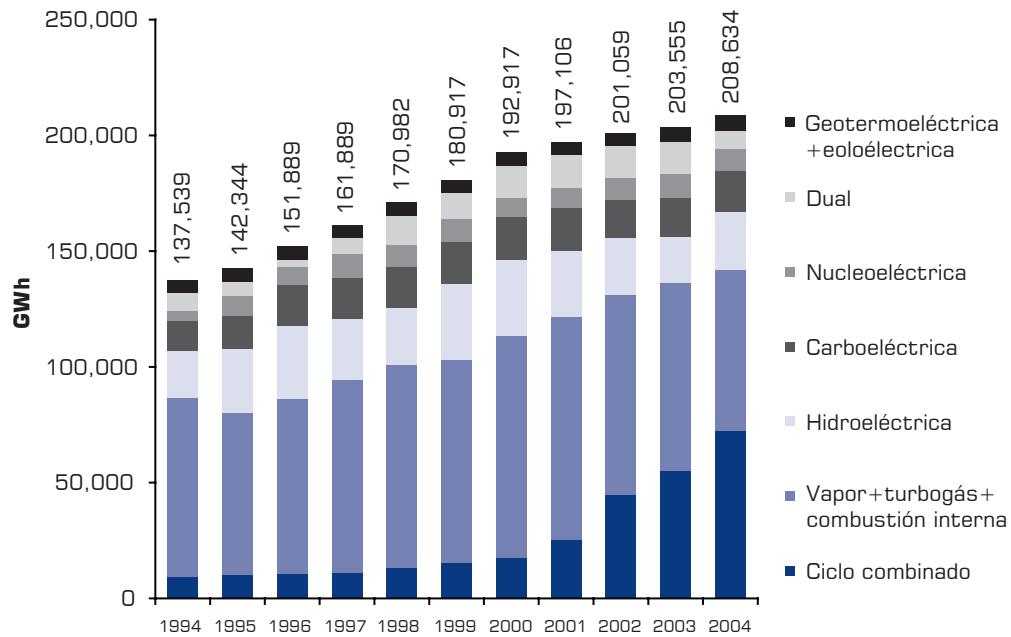
Notas: Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.  
La capacidad considerada en el caso de los PIE's es la correspondiente a la neta contratada.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 21  
Capacidad instalada de energía eléctrica por modalidad, 1999-2005  
(MW)



e/Pronóstico estimado por la Comisión Reguladora de Energía.  
Fuente: CRE.

Gráfica 22  
Generación bruta en el servicio público por tipo de planta, 1994-2004  
(GWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Por otra parte, la tecnología de fuentes alternas en 2004 generó 58,737 GWh de energía eléctrica, dentro de las cuales, las centrales hidroeléctricas representan la mayor participación de generación con 42.7% respecto al total de fuentes alternas. Asimismo, este tipo de centrales mostraron un incremento de 26.9% respecto a 2004.

Referente al consumo de combustibles para generación eléctrica, las centrales eléctricas utilizan diferentes combustibles: las centrales de vapor consumen combustóleo y/o gas natural; las centrales de ciclo combinado consumen gas natural; las centrales de turbogás consumen gas natural o diesel, las cuales consumen carbón y combustóleo y las centrales de combustión interna en su mayoría consumen diesel.

Desde el punto de vista del tipo de combustible utilizado para la generación eléctrica, el consumo del gas natural se ha incrementando considerablemente. En 1994 la generación con base a gas natural representaba el 15.5%, actualmente, en 2004 es el 46.3% de la generación total. Mientras que la generación con base en el combustóleo en 1994 era del 68.3%, y para 2004 pasó a ocupar el segundo lugar con una participación del 34.6% (véase gráfica 23).

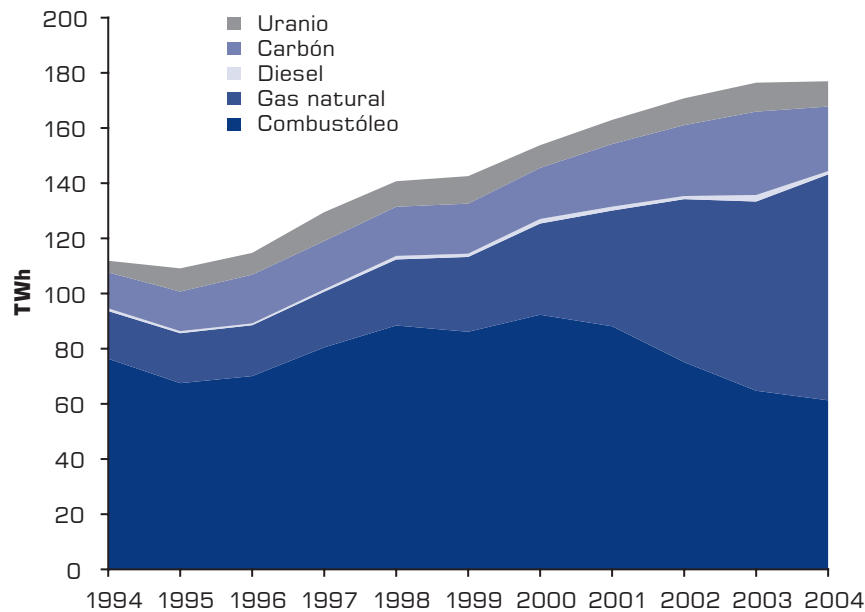
A partir de 2000, con la entrada en operación del primer productor independiente de energía, se marcó la tendencia al mayor consumo de gas natural por parte del sector eléctrico y al menor consumo de combustóleo para generar electricidad. Esto se debió a que el gas natural, respecto al resto de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, es el más limpio, presenta una eficiencia térmica elevada y es más atractivo por sus costos de inversión y plazos de construcción cortos, los cuales dependerán de la existencia de equipos y de los precios del gas natural.

### 3.2.3.2 Generación de energía eléctrica de permisionarios

La capacidad de generación máxima autorizada de energía eléctrica reportada es la que los permisionarios registran en sus permisos respectivos. Cabe señalar que la generación efectiva producida puede variar y ubicarse por debajo de ésta.

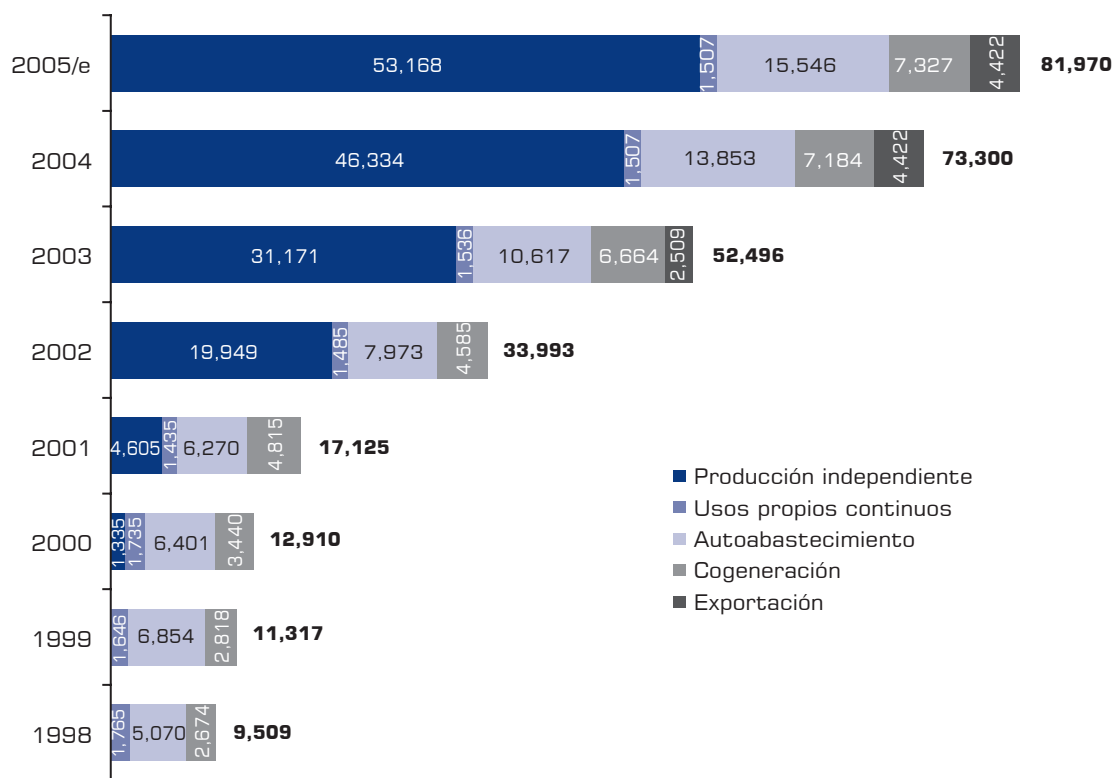
La generación de energía eléctrica autorizada en 2004 aumentó en 20,804 GWh, debido principalmente a los 15,163 GWh autorizados bajo la modalidad de productores independientes como la Compañía de Generación Valladolid, Electricidad Sol de Tuxpan e Iberdrola Energía Tamazunchale (véase gráfica 24).

Gráfica 23  
Generación bruta en el servicio público por tipo de combustible, 1994-2004 (TWh)



Nota: No incluye las fuentes renovables (viento, agua y vapor del subsuelo).  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 24  
Generación anual reportada de energía eléctrica por modalidad, 1998-2005  
(GWh)



e/Pronóstico estimado por la Comisión Reguladora de Energía.  
Fuente: CRE.

La modalidad de autoabastecimiento reportó en 2004 el segundo mayor aumento en generación de energía eléctrica de 30.5%, ubicándose en 13,853 GWh, mientras que la modalidad de usos propios continuos disminuyó en 29 GWh.

### 3.2.4 Balance de energía eléctrica

El balance de energía eléctrica engloba la evolución que ha mostrado la oferta y la demanda de energía eléctrica a nivel nacional. A partir de éste, se puede observar la gran participación que representa la tecnología de ciclos combinados, así como los particulares (véase cuadro 17). El resto de los rubros mostrados ya han sido analizados en los apartados anteriores.

Las pérdidas de energía eléctrica incluyen las pérdidas no técnicas y técnicas en la red de transmisión y distribución. El total representa el 16.7% respecto a la generación total. Las pérdidas no técnicas de energía eléctrica se derivan principalmente de los usos ilícitos del servicio público de energía eléctrica. Éstas tienen dos vertientes de origen

diferenciado que requieren estrategias distintas para su solución: una ligada al problema de asentamientos humanos irregulares y la otra a clientes que evaden el pago.

### 3.3 Capacidad de transmisión y distribución del SEN

Las líneas de transmisión en el sistema eléctrico nacional son el medio a través del cual la energía eléctrica es transportada a lo largo de todo el país. Se operan por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda de energía eléctrica esté balanceada en todo instante con la oferta de energía eléctrica.

La red de transmisión en 2004 se incrementó en 19,836 km respecto a 2003, de tal manera, que el 93.9% del aumento corresponde a líneas de CFE mientras que el resto a LFC. De esta manera, al cierre de 2004 la red de transmisión fue de 746,911 km. En términos generales y considerando

Cuadro 17  
Balance de energía eléctrica, 1994-2004  
(GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Generación total</b>	<b>139,037</b>	<b>143,860</b>	<b>153,588</b>	<b>163,198</b>	<b>173,309</b>	<b>182,454</b>	<b>194,641</b>	<b>198,476</b>	<b>203,767</b>	<b>210,154</b>	<b>217,793</b>
Servicio público nacional sin importación	137,522	142,344	151,889	161,386	170,982	180,917	192,761	197,106	201,059	203,555	208,634
Combustóleo y/o gas	77,023	68,948	74,805	82,103	86,206	85,104	89,891	90,395	79,300	73,743	66,334
Dual	7,770	6,053	2,775	7,001	12,692	11,234	13,569	14,109	13,879	13,859	7,915
Ciclo combinado	9,099	10,399	10,661	11,233	13,183	15,526	17,752	25,377	44,765	55,047	72,267
Turbogás*	456	455	440	657	1,087	2,077	5,228	5,456	6,394	6,933	2,772
Combustión interna*	249	364	419	460	314	382	420	467	555	751	610
Hidroeléctrica	20,047	27,528	31,442	26,430	24,616	32,713	33,075	28,435	24,862	19,753	25,076
Carboeléctrica	13,036	14,479	17,735	17,575	17,956	18,251	18,696	18,567	16,152	16,681	17,883
Nucleoeléctrica	4,239	8,443	7,878	10,456	9,265	10,002	8,221	8,726	9,747	10,502	9,194
Geotermoeléctrica	5,598	5,669	5,729	5,466	5,657	5,623	5,901	5,567	5,398	6,282	6,577
Eoloeléctrica	4	6	5	4	5	6	8	7	7	5	6
Importación	1,140	1,164	1,387	1,510	1,507	659	1,069	327	531	71	47
Servicio por particulares	375	351	312	303	819	878	811	1,043	2,176	6,528	9,112
Autoabastecimiento, cogeneración y excedentes**	375	351	312	303	819	878	811	1,043	2,176	6,528	9,112
<b>Usos y ventas totales</b>	<b>139,037</b>	<b>143,860</b>	<b>153,588</b>	<b>163,198</b>	<b>173,309</b>	<b>182,454</b>	<b>194,641</b>	<b>198,476</b>	<b>203,767</b>	<b>210,154</b>	<b>217,793</b>
Ventas nacionales sin exportación	109,533	113,366	121,573	130,254	137,209	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,510
Sector industrial	60,051	63,269	71,099	77,981	82,088	87,234	93,755	93,255	94,942	94,228	96,613
Sector residencial	27,781	28,493	28,518	29,644	31,690	33,369	36,127	38,344	39,032	39,861	40,733
Sector comercial	9,844	9,636	9,371	9,871	10,496	10,945	11,674	12,167	12,509	12,808	12,908
Sector agrícola	6,551	6,675	7,530	7,649	7,743	7,997	7,901	7,465	7,644	7,338	6,968
Sector servicios	5,306	5,293	5,055	5,109	5,192	5,450	5,891	5,973	6,076	6,149	6,288
Exportación	1,970	1,944	1,289	51	76	131	195	271	344	953	1,006
Pérdidas	19,980	21,902	23,252	24,379	25,912	27,364	28,483	30,083	30,920	33,084	34,901
Usos propios de generación, transmisión y distribución <sup>1</sup>	7,555	6,648	7,474	8,460	9,453	9,170	9,859	10,059	10,474	10,559	10,514
Autoabastecimiento a cargas remotas***	0	0	0	54	659	794	755	859	1,827	5,174	7,862

\* Incluye unidades fijas y móviles.

\*\* Para autoabastecimiento remoto.

\*\*\* Incluye porteo para exportación.

<sup>1</sup> Incluye usos propios de transmisión y distribución, más ajustes estadísticos.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

las líneas pertenecientes a CFE, la red de transmisión está constituida por 6.5% por líneas de 400 kV y 230 kV, 6.7% por líneas de 161 kV a 69 kV y 52.8% por líneas de tensión de 60 kV a 2.4 kV, y el 44% restante pertenece a líneas de baja tensión menores a 2.4 kV.

### 3.3.1 Estructura de la red de transmisión

La red de transmisión se integra por CFE y LFC, que a su vez, se clasifican por tensión. De tal forma que podemos dividir la red de transmisión en:

#### Comisión Federal de Electricidad

- **Red de transmisión troncal.**- Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 kV y 400 kV) para conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Se alimentan de las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales. Estas líneas aumentaron para 2004 en 2,942 km para totalizar 43,717 km.

- **Redes de subtransmisión.-** Son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión de transmisión (69 kV a 161 kV). Estas suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión. Este rubro registró el menor incremento en kilómetros de líneas con respecto al resto; la red de subtransmisión aumentó en 1,318 km, ubicándose en 45,405 km.

- **Redes de distribución en media y baja tensión.-** Suministran la energía de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. La longitud de media tensión en 2004 registró el mayor incremento con 9,246 km, mientras que las líneas de baja tensión aumentaron en 5,117 km. Su longitud asciende a 587,568 km en conjunto.

### Luz y Fuerza del Centro

- **Red de LFC.-** Cuenta con una longitud total de 70,221 km en niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV y en líneas de distribución en baja tensión (220 volts o 240 volts).

La capacidad de transmisión de los enlaces está en función de los puntos de operación del sistema y de la generación disponible. El diseño de la red considera la magnitud y dispersión geográfica de las cargas y la ubicación de la generación eléctrica. La potencia máxima transportada por un enlace depende del límite térmico de los conductores, del límite de voltaje aceptable en los extremos del enlace y del margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante una desconexión imprevista de una línea o de una unidad generadora. Estos dos últimos factores restringen con mayor frecuencia la potencia máxima entre los enlaces de la red.

### 3.3.2 Evolución de la red de transmisión y distribución nacional

La red de transmisión nacional alcanzó los 746,911 km en 2004 (véase cuadro 18). Desde 1994 a 2004, esta red se ha expandido en 201,734 km, lo que representó un incremento de 37.7% a lo largo de toda la década analizada.

Las líneas de transmisión que han registrado mayor expansión en la red son las líneas de 13.8 kV al aumentar 71,576 km desde 1994 a la fecha. En segundo lugar están las líneas de baja tensión que se incrementaron en 23.9% durante el lapso 1994-2004.

En lo que respecta a las subestaciones y transformadores, en 2004 se registró una capacidad instalada de 225,615 Megavolt Amperes (MVA), lo cual se tradujo en un incremento de 3.6% respecto al año anterior.

De esta capacidad instalada, 128,841 MVA le corresponden a subestaciones de transmisión de CFE, 69,667 MVA a subestaciones de distribución de CFE y 27,107 MVA a subestaciones de LFC (véase cuadro 19).

Con respecto a la evolución de la red de transmisión, debe aclararse que CFE solía dividir al país en 32 regiones para coordinar la red de transmisión nacional y con ello controlar la entrega de energía eléctrica en todo el país. A lo largo del tiempo, esta división ha sido superada por la expansión dinámica de la red de transmisión, lo que ha dado origen a nuevas regiones que en total suman 50 y en las que se agrupan con mayor claridad las líneas que actualmente operan en la nación. Es por ello, que el mapa para 2004 muestra un mayor número de regiones y más enlaces de interconexión (véase figura 6).

La evolución de la red de transmisión indica una gran expansión en la zona centro y norte del país en los últimos 10 años. De esta manera, la capacidad de entrega de energía eléctrica se ha incrementando notablemente en los enlaces que convergen a la zona centro.

Cuadro 18  
Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 1994-2004  
(Kilómetros)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*	2002*	2003*	2004*
<b>Sistema eléctrico nacional</b>	<b>558,684</b>	<b>570,365</b>	<b>584,993</b>	<b>606,456</b>	<b>622,718</b>	<b>637,377</b>	<b>651,995</b>	<b>661,863</b>	<b>674,300</b>	<b>727,075</b>	<b>746,911</b>
Comisión Federal de Electricidad**	532,822	543,988	558,021	578,923	594,715	608,773	622,718	632,025	643,807	658,067	676,690
400 kV	10,623	10,979	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,503	15,999	17,831
230 kV	18,217	18,532	18,878	19,375	20,292	21,224	21,598	22,644	24,058	24,776	25,886
161 kV	427	456	456	456	456	456	508	516	614	470	486
138 kV	1,156	1,215	1,171	1,171	1,176	1,018	1,029	1,051	1,086	1,340	1,358
115 kV	30,910	31,336	31,423	32,003	33,405	34,151	34,971	36,199	38,048	38,773	40,176
85 kV	234	215	219	185	185	185	186	186	140	140	140
69 kV	3,567	3,496	3,566	3,487	3,459	3,490	3,441	3,360	3,381	3,364	3,245
34.5 kV	52,508	55,600	54,897	55,638	57,135	58,996	60,300	61,756	62,725	63,654	64,768
23 kV	19,510	19,928	20,505	22,056	22,765	23,323	23,756	24,663	25,826	26,366	27,435
13.8 kV	198,609	200,988	211,533	219,254	226,922	233,232	239,748	246,304	251,771	257,462	264,595
6.6 kV	461	451	425	429	428	428	428	429	429	429	429
4.16 kV	207	164	156	157	69	67	60	49	49	49	16
2.4 kV	103	101	102	102	103	93	94	94	98	98	61
Baja tensión	190,507	194,317	196,960	205,902	208,765	211,969	215,369	221,079	221,079	225,147	230,264
Líneas subterráneas***	5,783	6,210	6,393	6,800	7,306	7,742	8,065	9,039	9,039	9,737	12,443
Luz y Fuerza del Centro	25,862	26,377	26,972	27,533	28,003	28,604	29,277	29,838	30,493	69,008	70,221

\* Cifras revisadas por CFE.

\*\* Incluye líneas subterráneas a partir de 2001.

\*\*\* Kilómetros de línea incluidos en el total CFE.

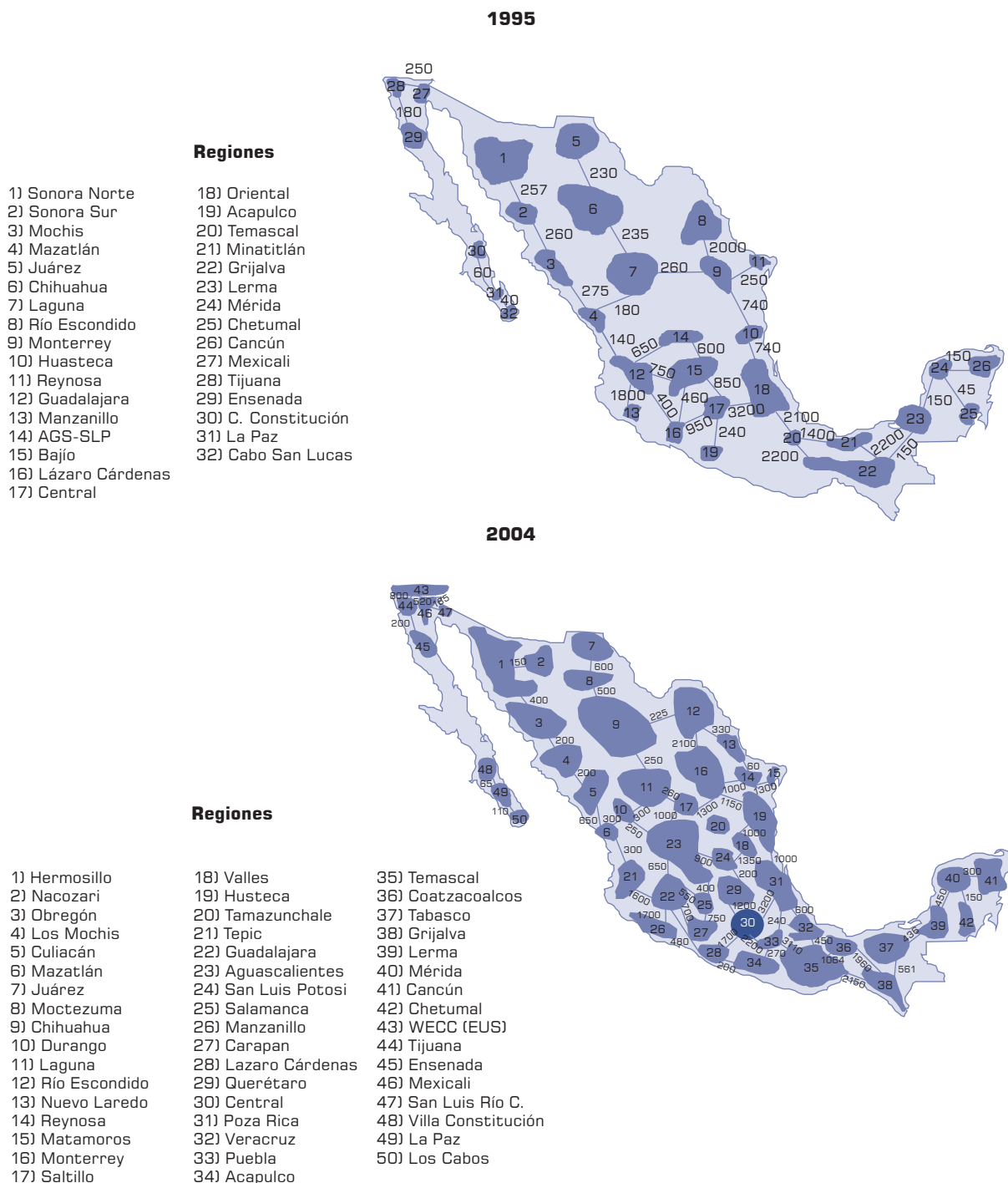
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 19  
Capacidad instalada en subestaciones y transformadores  
(MVA)

Subestaciones	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Sistema eléctrico nacional</b>	<b>177,626</b>	<b>184,753</b>	<b>197,656</b>	<b>209,584</b>	<b>217,774</b>	<b>225,615</b>
CFE	157,124	164,916	173,305	183,783	191,711	198,508
Distribución	53,950	57,070	59,749	64,076	66,638	69,667
Transmisión	103,174	107,846	113,556	119,707	125,073	128,841
LFC	20,502	19,837	24,351	25,801	26,063	27,107

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Figura 6  
Capacidad de transmisión entre regiones del SEN 1995-2004 (MW)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.



En este capítulo se presentan las trayectorias futuras del consumo y la demanda de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional con el propósito de identificar los requerimientos de capacidad y de energía necesaria para el periodo 2005-2014. Con el fin de satisfacer la totalidad del consumo de electricidad esperada, se analizan tanto la generación de electricidad a cargo de las empresas públicas (CFE y LFC), como el de los propios usuarios a través del autoabastecimiento.

## 4.1 Escenarios macroeconómicos y supuestos básicos

La trayectoria del consumo y la demanda de energía eléctrica para los próximos 10 años está estimada bajo supuestos macroeconómicos y bajo la evolución reciente del sector eléctrico. Además de las estimaciones con base en modelos econométricos, se utilizan estudios regionales que consideran cuatro aspectos principales:

1. Análisis de tendencias y comportamiento de los sectores a escala regional.
2. Cargas específicas de importancia regional y nacional.
3. Actualización anual de las solicitudes formales de servicio e investigaciones particulares del mercado regional.
4. Estimaciones sobre los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración con mayor probabilidad de realización.

Estos estudios marcan las necesidades del sector y por ende, la expansión del sistema eléctrico en lo referente a la generación y transmisión de energía eléctrica para el periodo estimado. A continuación se mencionan los supuestos utilizados para la estimación del consumo y demanda de energía eléctrica.

### a) Escenarios macroeconómicos

Existen tres escenarios macroeconómicos con el posible desempeño del crecimiento económico que definen un Producto Interno Bruto (PIB) bajo, alto y de planeación. Este último es el utilizado debido a su alta probabilidad de realización en la planeación del sector eléctrico para estimar los niveles y las trayectorias por sector y región del consumo nacional de electricidad para el periodo 2005-2014.

Cabe mencionar que los crecimientos económicos estimados para este ejercicio de prospectiva fueron ajustados de acuerdo con la reciente evolución de la economía, por lo que resultan más bajos con respecto a la prospectiva anterior (véase cuadro 20).

Cuadro 20  
Comparativo de escenarios del crecimiento del PIB entre la  
Prospectiva 2004-2013 y la Prospectiva 2005-2014  
(tmca)

Escenarios	2004-2013	2005-2014
Bajo	3.2%	2.8%
Planeación	4.7%	4.3%
Alto	5.6%	5.2%

tmca: tasa media de crecimiento anual.  
Fuente: Sener.

### b) Precios de electricidad

Los precios de la electricidad están en función de los escenarios macroeconómicos anteriormente mencionados, así como de las políticas de subsidios que el gobierno federal ponga en marcha en los siguientes años. Asimismo, están sujetos a sus componentes como son el precio de los combustibles y la inflación. Estos elementos, de igual manera, están ligados necesariamente a los escenarios previstos de crecimiento de la economía.

### c) Precio de los combustibles

La trayectoria futura del precio de los combustibles fósiles (que constituyen la parte más significativa del costo de producción) es diferente en cada escenario, tanto en dólares como en pesos, debido a los diferentes índices de inflación y de tipo de cambio.

En términos de cada combustible el comportamiento es el siguiente: en los tres escenarios -planeación, bajo y alto- el precio del combustible descende a tasas anuales de -3.4%, -3.6% y -1.5%, respectivamente.

En el caso del gas natural, actualmente se atraviesa una coyuntura de precios elevados debido a los efectos causados por los huracanes en la Costa del Golfo, los bajos niveles de inventarios y una creciente demanda frente a una producción restringida. Sin embargo, en el mediano plazo se espera que los precios se estabilicen a niveles más bajos, aunque no se espera que se ubiquen nuevamente en rangos similares a los de cinco o seis años atrás.

### d) Población y vivienda

Considerando el crecimiento de la población para los próximos 10 años estimado por el Consejo Nacional de Población (CONAPO), se proyecta una tasa media anual de crecimiento de 1.0% y para el caso de las viviendas de 2.9% anual en promedio.

Las tasas anteriores implican un descenso paulatino del tamaño medio de las familias, por lo cual, según las previsiones del CONAPO, se pasará de los 3.9 habitantes por vivienda actuales a 3.2 habitantes por vivienda en 2015.

### e) Proyección de autoabastecimiento y cogeneración

Las proyecciones de autogeneración fueron determinadas de acuerdo a los análisis que realiza año con año el Grupo de Trabajo de Autoabastecimiento y Cogeneración coordinado por la Sener. Se consideraron los proyectos de autogeneración con mayor probabilidad a realizarse, incluyendo tanto privados como públicos.

### f) Otros supuestos

A los elementos anteriores se añade la implantación de nuevas tecnologías para un uso más eficiente de la electricidad, tal y como acontece en los ámbitos residencial, comercial e industrial, con la introducción y difusión de equipos diversos y dispositivos para el ahorro de energía. También se han tomado en cuenta los ahorros obtenidos por el cambio de horario durante el verano.

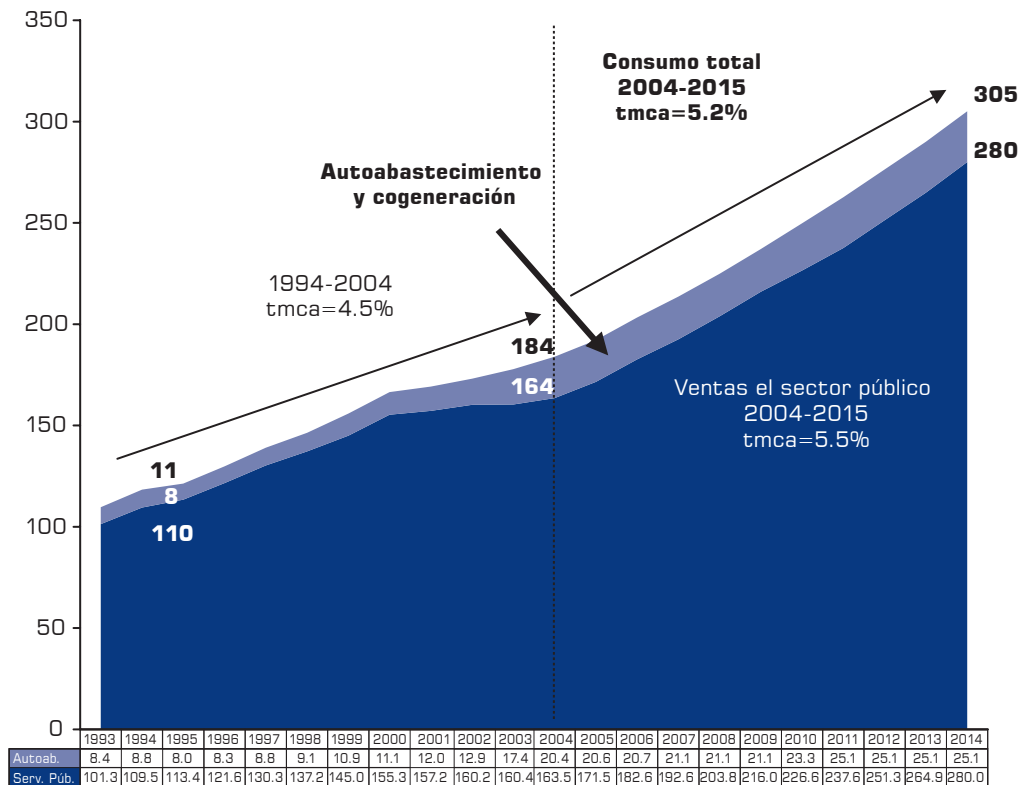
## 4.2 Pronóstico del consumo nacional de energía eléctrica 2005-2014

Se estima que el consumo nacional de electricidad para el periodo 2005-2014 muestre una tasa de crecimiento anual de 5.2%, ya que aumentará de 183.9 TWh en 2004 a 305.1 TWh en 2014.

La tasa de crecimiento considera un aumento de las ventas internas del sector público de 5.5% para el periodo analizado, así como un 2.2% para el autoabastecimiento. Es importante destacar que el crecimiento estimado de los proyectos de autoabastecimiento para los siguientes años es moderado debido a que se consideran los proyectos con alta probabilidad de realización, por consiguiente, dicho consumo en 2014 se estima en 25 TWh.

De igual manera se puede apreciar en la siguiente gráfica la evolución del consumo de energía eléctrica el cual creció a un tasa anual de 4.5% para los últimos 10 años.

Gráfica 25  
Consumo nacional de energía eléctrica  
(escenario de planeación)  
(TWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Se estima que las ventas internas de energía eléctrica se recuperen en los siguientes años con el dinamismo creciente que empieza a mostrar la economía, con ello se ubicará en 280 TWh en 2014. Cabe señalar que en los últimos dos años, las ventas internas de energía eléctrica han crecido en promedio 1.0%.

Los sectores residencial, comercial y de servicios que integran el denominado desarrollo normal, crecerán anualmente 5.0% en conjunto, tasa ligeramente superior a la del año pasado, como respuesta a una expectativa más dinámica contemplada en el escenario macroeconómico de planeación.

Asimismo, se estima que las ventas al sector agrícola tendrán un crecimiento medio anual de 3.1%, como consecuencia del comportamiento de las ventas en 2004 (véase cuadro 21).

Por otro lado, se espera que el consumo de energía eléctrica en el sector industrial se incremente 6.0%. Este sector cobra mayor importancia para el total de las ventas internas de energía eléctrica ya que actualmente representa el 59% de las ventas totales y se espera aumente a 62% en 2014.

Esta variación responde principalmente a la dinámica esperada de la empresa mediana la cual se proyecta que crecerá en 5.7% para 2005-2014, mientras que la gran industria aumentará en 6.4%, (véase cuadro 22).

Cuadro 21  
Crecimiento medio anual del consumo de electricidad  
Escenario de planeación  
(tasa media de crecimiento anual)

	Prospectiva 2005-2014	
	1995-2003 %	2005-2013 %
<b>Consumo nacional</b>	<b>4.5</b>	<b>5.2</b>
Consumo autoabastecido	8.8	2.0
<b>Ventas</b>		
Desarrollo normal	3.4	5.0
Residencial	3.9	5.1
Comercial	2.7	5.3
Servicios	1.7	3.2
Agrícola	0.6	3.1
Industrial	4.9	6.0
Empresa mediana	5.4	5.7
Gran industria	4.0	6.4

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 22  
Ventas totales del servicio público por sector, 2004-2014  
(GWh)

Sector	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca (%) 2005-2014
<b>Total nacional</b>	<b>164,515</b>	<b>172,516</b>	<b>181,379</b>	<b>191,308</b>	<b>201,759</b>	<b>213,731</b>	<b>226,056</b>	<b>238,429</b>	<b>252,331</b>	<b>266,047</b>	<b>281,145</b>	<b>5.5</b>
Ventas internas	163,509	171,510	180,373	190,302	200,753	212,725	225,050	237,423	251,325	265,041	280,139	5.5
Residencial	40,733	42,897	45,489	48,331	51,167	54,130	56,818	59,394	61,903	64,415	67,235	5.1
Comercial	12,908	13,356	14,003	14,772	15,658	16,670	17,646	18,631	19,620	20,620	21,673	5.3
Servicios	6,288	6,353	6,511	6,697	6,923	7,170	7,434	7,715	8,010	8,317	8,636	3.2
Industrial	96,612	101,272	106,333	112,189	118,482	126,059	134,273	142,640	152,603	162,383	173,156	6.0
Empresa mediana	59,148	61,822	63,943	66,866	70,534	74,882	79,888	85,265	91,092	96,869	103,322	5.7
Gran industria	37,464	39,450	42,390	45,323	47,948	51,177	54,385	57,375	61,511	65,514	69,834	6.4
Bombeo agrícola	6,968	7,631	8,038	8,313	8,522	8,697	8,879	9,044	9,190	9,305	9,439	3.1
Exportación	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	0.0

tmca: tasa de crecimiento media anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

#### 4.2.1 Análisis regional del mercado de energía eléctrica

El análisis regional del mercado de energía eléctrica se realiza con base a los estudios estadísticos de tendencia, proyecciones basadas en solicitudes de servicio de grandes consumidores y mediante encuestas anuales aplicadas por CFE. De esta manera se estima la energía requerida en cada región con el fin de ubicar las futuras centrales y así, contar con un programa de expansión que vaya de acuerdo con las necesidades de cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

Las ventas totales estimadas de energía eléctrica para los próximos 10 años muestran que la región Noreste presentará la mayor tasa promedio de crecimiento con 6.5% (véase cuadro 23). Este aumento se explica principalmente por las expectativas de crecimiento de Nuevo León y Tamaulipas.

Por otro lado, la región Centro muestra la tasa promedio con menor crecimiento, con 4.3% para el periodo analizado, esto debido a que en Hidalgo, Morelos y Tlaxcala se esperan aumentos del orden de 1,000 GWh respectivamente para el lapso 2005-2014.

Cuadro 23  
Ventas totales del servicio público por región, 2004-2014  
(GWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca (%) 2005-2014
<b>Total nacional</b>	<b>163,509</b>	<b>171,510</b>	<b>180,373</b>	<b>190,302</b>	<b>200,753</b>	<b>212,725</b>	<b>225,050</b>	<b>237,423</b>	<b>251,325</b>	<b>265,041</b>	<b>280,139</b>	<b>5.5</b>
Noroeste	22,311	23,740	24,913	26,212	27,652	29,303	31,175	32,963	34,826	36,611	38,553	5.6
Noreste	39,421	42,055	44,578	47,418	50,440	53,767	57,871	60,991	65,158	69,383	74,061	6.5
Centro-Occidente	37,451	39,404	41,764	44,178	46,550	49,297	52,540	55,281	58,401	61,441	64,720	5.6
Centro	41,006	42,465	43,842	45,552	47,315	49,488	51,633	54,263	56,915	59,490	62,333	4.3
Sur-Sureste	23,227	23,748	25,174	26,825	28,674	30,743	31,698	33,786	35,880	37,964	40,313	5.7
Pequeños sistemas	93	98	102	117	122	127	133	139	145	152	159	5.5

tmca: tasa de crecimiento media anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

## 4.2.2 Demanda máxima por área operativa

La demanda máxima es igual a la demanda del servicio público más la demanda de centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo. Toda esta energía es satisfecha por el parque de generación a través de líneas de transmisión a lo largo del país.

Para efectos de planeación del SEN, se considera la demanda de autoabastecimiento remoto debido a los

servicios de transmisión y de respaldo, no así, la demanda de autoabastecimiento local, que se considera independiente del sistema eléctrico.

A continuación se indican las cifras correspondientes a la demanda bruta por área, representada mediante tres valores: demanda máxima anual, demanda media (energía necesaria en MWh dividida entre las horas del año) y demanda base (promedio de las demandas mínimas diarias, (véase cuadro 24).

Cuadro 24  
Demanda bruta estimada por área operativa, 2004-2014  
(MWh/h)

Área		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca (%) 2005-2014
Norte	P	2,853	3,042	3,216	3,365	3,542	3,726	3,941	4,163	4,382	4,607	4,832	5.4
	M	1,963	2,126	2,251	2,372	2,494	2,631	2,779	2,935	3,090	3,247	3,411	5.7
	B	1,667	1,777	1,879	1,966	2,070	2,177	2,303	2,432	2,560	2,692	2,823	5.4
Noreste	P	6,148	6,396	6,673	7,000	7,363	7,776	8,293	8,814	9,352	9,904	10,511	5.5
	M	4,256	4,445	4,651	4,893	5,162	5,467	5,847	6,231	6,631	7,042	7,494	5.8
	B	3,797	3,950	4,121	4,323	4,547	4,802	5,122	5,444	5,776	6,117	6,492	5.5
Occidental	P	6,523	6,928	7,412	7,882	8,302	8,801	9,344	9,871	10,423	10,961	11,493	5.8
	M	5,157	5,466	5,778	6,085	6,384	6,756	7,176	7,577	8,003	8,418	8,825	5.5
	B	4,364	4,635	4,959	5,273	5,554	5,888	6,251	6,604	6,973	7,333	7,689	5.8
Central	P	8,047	8,347	8,762	9,120	9,453	9,852	10,298	10,744	11,196	11,615	12,069	4.1
	M	5,394	5,572	5,733	5,950	6,160	6,423	6,726	7,035	7,335	7,624	7,935	3.9
	B	4,049	4,200	4,409	4,589	4,756	4,957	5,182	5,406	5,633	5,844	6,073	4.1
Oriental	P	5,425	5,788	6,187	6,533	6,890	7,305	7,743	8,171	8,617	9,057	9,558	5.8
	M	3,954	4,196	4,405	4,653	4,909	5,203	5,517	5,819	6,136	6,450	6,808	5.6
	B	3,430	3,660	3,912	4,131	4,356	4,619	4,896	5,166	5,448	5,726	6,043	5.8
Peninsular	P	1,087	1,160	1,229	1,308	1,391	1,492	1,604	1,709	1,816	1,938	2,072	6.7
	M	801	855	905	964	1,025	1,100	1,182	1,259	1,338	1,428	1,527	6.7
	B	636	679	719	765	814	873	938	1,000	1,063	1,134	1,212	6.7
Noroeste	P	2,606	2,747	2,873	3,003	3,140	3,295	3,473	3,650	3,821	3,969	4,135	4.7
	M	1,668	1,760	1,840	1,925	2,016	2,127	2,247	2,351	2,461	2,556	2,663	4.8
	B	1,417	1,494	1,562	1,633	1,707	1,792	1,888	1,985	2,078	2,158	2,248	4.7
Baja California	P	1,856	1,969	2,060	2,164	2,294	2,435	2,599	2,774	2,965	3,153	3,338	6.0
	M	1,170	1,251	1,310	1,376	1,459	1,549	1,653	1,764	1,886	2,005	2,123	6.1
	B	966	1,025	1,072	1,126	1,194	1,267	1,353	1,444	1,543	1,641	1,737	6.0
Baja California Sur	P	234	248	263	283	304	327	352	379	405	431	461	7.0
	M	152	161	172	184	197	212	227	244	261	277	297	6.9
	B	122	129	137	148	159	171	184	198	211	225	241	7.0
Pequeños sistemas	P	24	25	26	29	30	32	33	34	36	38	39	5.0
	M	12	13	13	15	16	16	17	18	19	19	20	5.1
	B	10	10	11	12	12	13	13	14	15	15	16	5.0
<b>Total</b>	<b>P</b>	<b>34,803</b>	<b>36,650</b>	<b>38,701</b>	<b>40,687</b>	<b>42,709</b>	<b>45,041</b>	<b>47,680</b>	<b>50,309</b>	<b>53,013</b>	<b>55,673</b>	<b>58,508</b>	<b>5.3</b>
	<b>M</b>	<b>24,527</b>	<b>25,846</b>	<b>27,058</b>	<b>28,417</b>	<b>29,821</b>	<b>31,484</b>	<b>33,372</b>	<b>35,233</b>	<b>37,158</b>	<b>39,067</b>	<b>41,103</b>	<b>5.3</b>
	<b>B</b>	<b>20,458</b>	<b>21,559</b>	<b>22,781</b>	<b>23,966</b>	<b>25,170</b>	<b>26,559</b>	<b>28,130</b>	<b>29,692</b>	<b>31,300</b>	<b>32,886</b>	<b>34,574</b>	<b>5.4</b>

P = Carga máxima M = Carga media B = Carga base tmca: tasa media de crecimiento anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

A nivel nacional se estima que la demanda bruta aumente en 5.3% para el periodo 2005-2014, dato superior al 4.1% observado durante 1995-2004. Las regiones con mayor demanda máxima son Baja California Sur y la Peninsular las cuales muestran tasas promedios de 7.0% y 6.7% respectivamente.

### 4.3 Expansión del sistema eléctrico nacional

La estructura de expansión del sistema eléctrico responde a las necesidades estimadas para los próximos 10 años. El programa considera dos tipos de obras:

1. Capacidad comprometida: obras en proceso de construcción, en licitación o cierre financiero.
2. Capacidad no comprometida: sin esquema definido y aún no han sido licitadas.

Las decisiones para abastecer la demanda eléctrica futura son hechas con varios años de anticipación debido a su vinculación con los tiempos de obra de los proyectos eléctricos. En promedio, una central de generación eléctrica se construye en cuatro años desde el inicio del concurso hasta su entrada en operación. Aparte de esta consideración, los proyectos son evaluados y configurados de tal manera que minimicen los costos de inversión y operación a través de modelos de optimización y simulación.

Además de lo anterior, el programa toma en cuenta otros elementos de la misma importancia como son: la configuración del sistema de generación (retiros de unidades, proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, etc.) y la red troncal de transmisión, con el objetivo de que toda la energía generada pueda ser transportada. El análisis se ha ampliado debido a la reciente incorporación de la región Noroeste al Sistema Interconectado en marzo de 2005 a través del enlace Nacozari-Nuevo Casas Grandes.

#### 4.3.1 Capacidad de reserva

La capacidad de reserva se define como la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema y la demanda máxima o demanda pico en un periodo. De acuerdo a este concepto, para satisfacer la demanda de energía eléctrica adecuada y confiablemente, la capacidad del sistema debe ser mayor que la demanda máxima anual.

Por consiguiente, la importancia de la capacidad de reserva radica primordialmente en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica por las siguientes razones:

- No es posible almacenar la energía eléctrica. Ésta se produce en el instante en que se consume.
- La capacidad del sistema está sujeta a reducciones como consecuencia de salidas programadas de plantas por mantenimiento y eventos fortuitos como fallas, degradaciones, fenómenos climatológicos, entre otros.

En este sentido, para satisfacer los requerimientos de demanda adecuada y confiablemente, la capacidad del sistema eléctrico debe ser mayor que la demanda máxima anual. Por lo tanto, factores como la capacidad eléctrica de las plantas, así como su disponibilidad y mallado de la red<sup>1</sup> determinan en gran medida la confiabilidad del abasto de energía eléctrica.

Esta capacidad de reserva se mide a través del margen de reserva el cual se define como la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente del sistema eléctrico, expresado como porcentaje de la demanda máxima coincidente<sup>2</sup>. Asimismo, el margen de reserva operativo es un indicador más de la capacidad de reserva y se define como la diferencia entre la capacidad efectiva bruta disponible y la demanda máxima bruta coincidente como porcentaje de esta última (véase figura 7).

Para el cálculo del margen de reserva (MR) y el margen de reserva operativo base, en el caso del sistema nacional eléctrico, se adoptó el método determinístico<sup>3</sup>, basado en valores promedio de disponibilidad de las centrales generadoras y/o en el comportamiento estacional típico de la demanda.

Los dos márgenes están relacionados entre si por el índice de disponibilidad del parque de generación. La composición de éste es dinámica debido a que cada año se incorporan centrales cuya tecnología ofrece mayores índices de disponibilidad, lo que repercute en una disponibilidad equivalente mayor de todo el parque de generación.

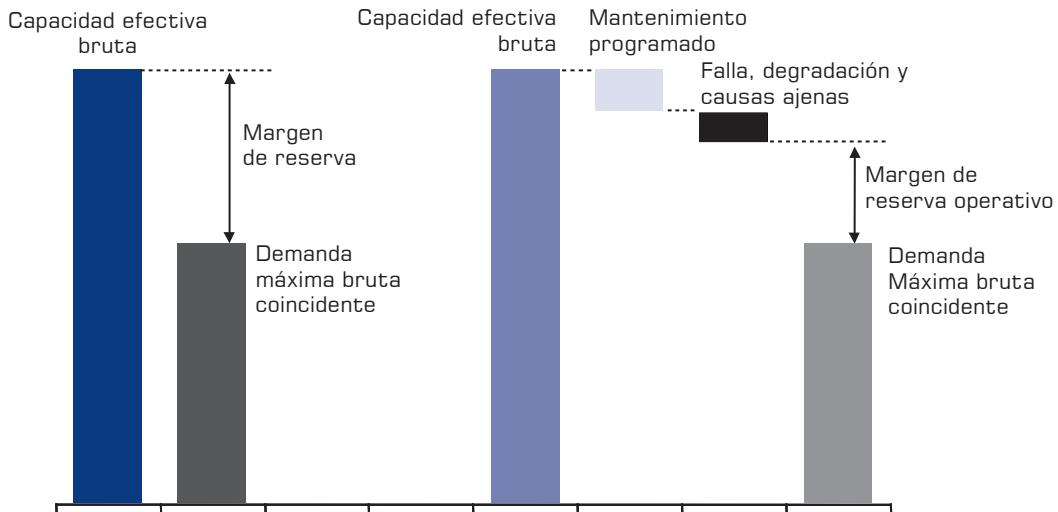
En noviembre de 2004, CFE preparó para la Junta de Gobierno el documento Diagnóstico sobre márgenes de reserva, en el cual se determina, con base en la variación de la disponibilidad del parque generador, que el criterio respectivo para el cual debe observarse su cumplimiento en la planificación de la generación es el MRO. Este mismo acuerdo fue enviado a la Auditoría Superior de la Federación.

<sup>1</sup> Cuando varios sistemas regionales se encuentran sólidamente mallados, es posible reducir el margen de reserva, debido a que los recursos de capacidad de generación se comparten en forma eficiente.

<sup>2</sup> El programa de expansión del sistema eléctrico garantiza que se cubra la demanda máxima de cada día del año, en especial en las horas pico.

<sup>3</sup> Existen dos métodos de medición, el probabilístico, que está en función del costo de falla (probabilidad de pérdida de carga) y el determinístico.

Figura 7  
Margen de reserva y margen de reserva operativo



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

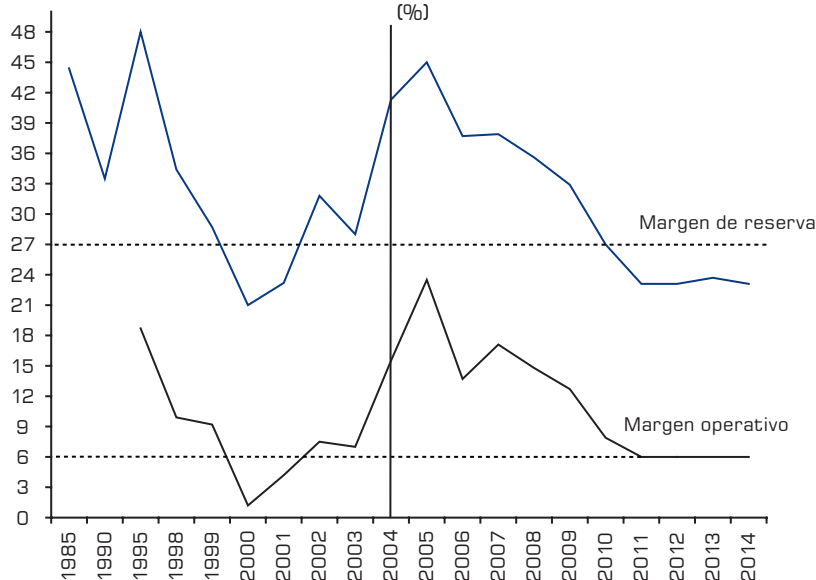
El valor mínimo adoptado para la planeación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un MRO de 6%, con este valor se obtiene el MR correspondiente.

Por otro lado, respecto a los sistemas aislados como es la región de la península de Baja California, el margen de reserva se determina de manera separada en función de sus curvas de carga y demandas máximas. Por consiguiente, para el área de Baja California se admite como valor mínimo de capacidad de reserva (después de descontar la capacidad indisponible por mantenimiento) lo que resulte mayor de una de las siguientes opciones: a) La capacidad de la unidad mayor o, b) 15% de la demanda máxima.

En lo concerniente al área de Baja California Sur, se asume como valor mínimo de capacidad de reserva el total de la capacidad de las dos unidades mayores.

El margen de reserva en 2004 se ubicó en 41.3%. Los valores altos de MR y MRO de 2005 a 2009 se deben principalmente a la disminución en el incremento de la demanda de electricidad registrada a partir de 2001. El ajuste de éstos se dificulta por la anticipación requerida para que un proyecto de generación entre en operación. En el corto plazo no es conveniente diferir proyectos que ya están en construcción. A partir de 2011 se proyecta que el MRO disminuya a 6% y se mantenga así durante los años siguientes (véase gráfica 26).

Gráfica 26  
Sistema Interconectado: Margen operativo y margen de reserva (%)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cada año, como parte del proceso de planeación, se revisan de manera sistemática las fechas de operación programadas para los proyectos de generación, con base en los cambios de las expectativas económicas del país, las cuales inciden directamente en la estimación de la demanda de electricidad.

A partir de 2001 se ha registrado una reducción en el ritmo de crecimiento de la demanda, por lo que se han efectuado ajustes a las adiciones de capacidad para cumplir en lo posible los criterios de reserva.

En el cuadro siguiente se muestran los proyectos que se han diferido entre los programas de requerimientos de capacidad 2004 y 2005 (véase cuadro 25).

Por otro lado, la capacidad estimada en relación con el autoabastecimiento y cogeneración local y remoto se estima en 631 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del sector público, primordialmente Pemex con los proyectos de cogeneración de Minatitlán y Tula.

Cuadro 25  
Comparación de programas de requerimientos de capacidad

PRC del 9 de septiembre de 2004				PRC del 03 de agosto de 2005			
Proyecto	MW	Mes	Año	Proyecto	MW	Mes	Año
Baja California Sur I (Coromuel)	43	Jul.	2004	Baja California Sur I (Coromuel)	43	Jul.	2005
Hermosillo conversión TG/CC	90	May.	2005	Hermosillo conversión TG/CC	91	Jul.	2005
Presa Reguladora Amata	0	Jun.	2005	Presa Reguladora Amata	0	Ago.	2005
Conversión El Encino TG/CC	67	Mar.	2006	Conversión El Encino TG/CC	67	Ago.	2006
La Venta II	101	Jul.	2006	La Venta II	85	Nov.	2006
San Lorenzo conversión TG/CC	142	Abr.	2008	San Lorenzo conversión TG/CC	134	Ago.	2008
Tuxpan conversión TG/CC	92	Abr.	2008	Tuxpan conversión TG/CC	92	Mar.	2009
Norte (Samalayuca)	456	Jul.	2008	Norte (La Trinidad)	403	Abr.	2009
Carboeléctrica del Pacífico	700	Feb.	2009	Carboeléctrica del Pacífico	700	Abr.	2010
Norte II (Torreón)	440	Abr.	2009	Norte II (Chihuahua)	666	Abr.	2010
Central II (Valle de México)	428	Mar.	2010	Valle de México repotenciación U3	380	Abr.	2011
Tamazunchale II	1,046	Mar.	2010	Tamazunchale II	682	Abr.	2011
Baja California Sur III (Coromuel)	38	Abr.	2010	Baja California Sur III (Coromuel)	38	Abr.	2011
La Parota U1	300	Ene.	2011	La Parota U1	300	Ene.	2012
Central III	550	Mar.	2011	Central III (Valle de México)	550	Abr.	2013
Noreste (Monterrey)	428	Mar.	2011	Noreste (Monterrey)	656	Abr.	2012
Tamazunchale III	523	Mar.	2011	Tamazunchale III	682	Abr.	2012
Norte III (Francisco Villa)	450	Mar.	2011	Norte III (Juárez)	666	Abr.	2013
Río Bravo V	550	Abr.	2011		Posterior a 2014		
La Parota U2	300	Abr.	2011	La Parota U2	300	Abr.	2012
La Parota U3	300	Jul.	2011	La Parota U3	300	Jul.	2012
Oriental I (Dos Bocas)	520	Mar.	2012	Dos Bocas (Ver.)	776	Abr.	2013
Noroeste (Guaymas)	469	Mar.	2012	Guaymas	592	Abr.	2012
Villita ampliación	400	Abr.	2012	Villita ampliación	400	Abr.	2014
Infiernillo repotenciación	200	Abr.	2012	Infiernillo repotenciación	200	Abr.	2014
Pacífico I	700	Abr.	2012		Posterior a 2014		
Norte IV (El Encino)	450	Mar.	2013	Norte IV (Torreón)	605	Abr.	2014
Peninsular (Santa Lucía)	550	Mar.	2013		Posterior a 2014		
Norte V (Juárez)	450	Mar.	2013		Posterior a 2014		
Central IV	550	Mar.	2013		Posterior a 2014		
Pacífico II	700	Abr.	2013		Posterior a 2014		
Río Bravo VI	512	Abr.	2013		Posterior a 2014		
Baja California Sur V	38	Abr.	2013	Baja California Sur V	38	Abr.	2014
Oriental II (Dos Bocas)	550	Nov.	2013	Dos Bocas II (Ver.)	776	Abr.	2014

Fuente: CFE.

Desde una perspectiva integral, considerando las adiciones del servicio público, privado y retiros, el sistema eléctrico nacional contará con una capacidad total de 64,649 MW en 2014 (véase gráfica 27).

### 4.3.2 Programa de expansión 2005-2014

El programa de expansión del sistema eléctrico nacional para 2005-2014 estará integrado por la planeación de CFE y los proyectos de LFC. Cabe señalar que es la primera vez que se incluye a LFC en el programa de adiciones de capacidad ya que ésta no instala centrales generadoras desde 1974.

Durante el lapso 2005-2014, el programa de expansión de CFE requerirá una capacidad de 22,126 MW la cual está integrada por 6,184 MW de capacidad comprometida y 15,942 MW de capacidad no comprometida.

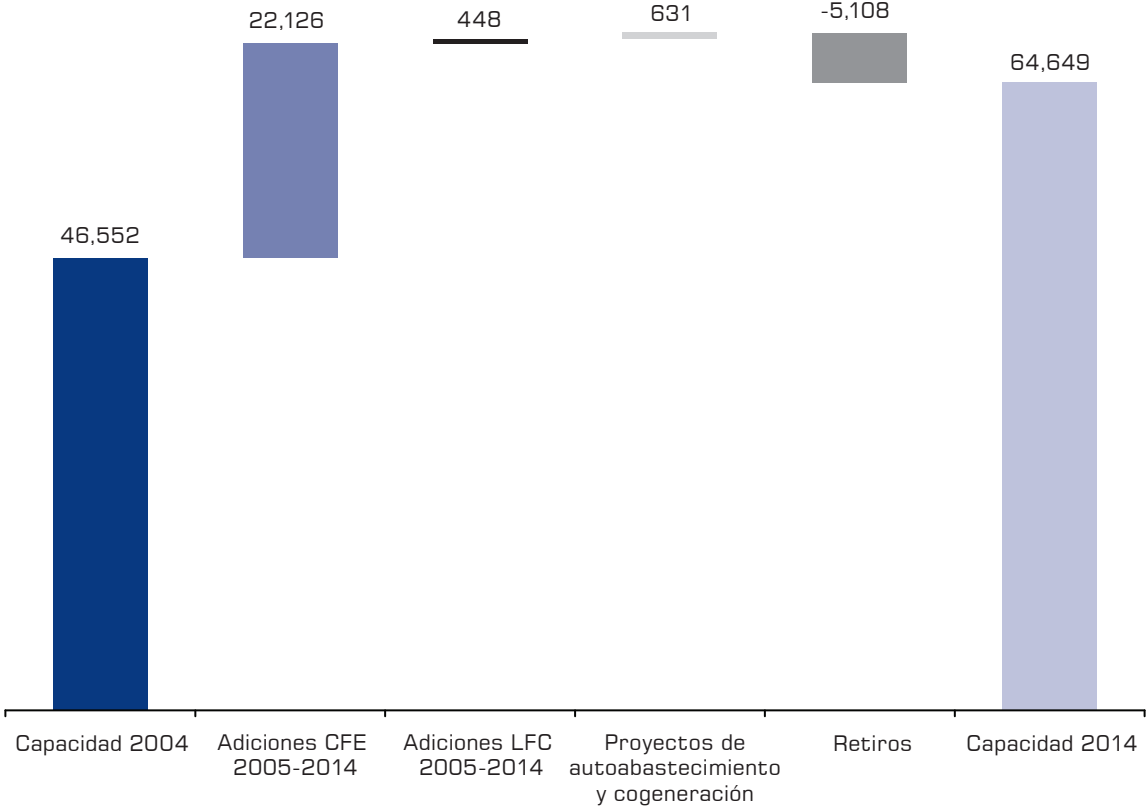
Adicionalmente, el programa de LFC pondrá en marcha 448 MW en lo referente a capacidad comprometida en 2006. En suma, por parte del servicio público, se instalarán 22,574 MW durante la próxima década (véase cuadro 26).

Por otro lado, la capacidad estimada en relación con el autoabastecimiento y cogeneración se estima en 631 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del sector público, primordialmente Pemex con los proyectos de cogeneración de Minatitlán y Tula.

Cabe señalar que se prevén retiros de capacidad de plantas viejas o costosas para el sistema eléctrico nacional por 5,108 MW.

Desde una perspectiva integral, considerando las adiciones del servicio público, privado y retiros, el sistema eléctrico nacional contará con una capacidad total de 64,649 MW en 2014 (véase gráfica 27).

Gráfica 27  
Sistema Eléctrico Nacional: programa de expansión 2005-2014 (MW)



\* Considera únicamente autoabastecimiento remoto.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Cuadro 26  
Programa de adiciones de capacidad de generación  
(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
<b>Total</b>	<b>1,160</b>	<b>2,836</b>	<b>2,017</b>	<b>495</b>	<b>1,853</b>	<b>2,687</b>	<b>1,924</b>	<b>4,128</b>	<b>3,146</b>	<b>2,959</b>	<b>23,205</b>
Servicio público	1,160	2,804	1,968	495	1,853	2,387	1,674	4,128	3,146	2,959	<b>22,574</b>
Comisión Federal de Electricidad	1,160	2,356	1,968	495	1,853	2,387	1,674	4,128	3,146	2,959	<b>22,126</b>
Capacidad en construcción o comprometidas	1,160	2,356	1,968			700					<b>6,184</b>
Capacidad adicional no comprometida				495	1,853	1,687	1,674	4,128	3,146	2,959	<b>15,942</b>
Luz y Fuerza del Centro		448									<b>448</b>
Autoabastecimiento y cogeneración		32	49			300	250				<b>631</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

#### 4.3.2.1 Capacidad comprometida o en construcción

La capacidad comprometida o en construcción para 2005-2014 ascenderá a 6,632 MW, cifra conformada por 6,184 MW de CFE y 448 MW de LFC. Esta capacidad entrará en operación en los próximos cinco años.

El programa de expansión con proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos está integrado por 4,555 MW con base en ciclo combinado, es decir, el 66.7% de la expansión al 2010. Asimismo iniciarán operación otras tecnologías para diversificar la generación eléctrica como son la planta hidroeléctrica El Cajón con 754 MW, la Venta II con 85 MW y la Carboeléctrica del Pacífico con 700 MW entre otras (véase cuadro 27).

Con relación al esquema de licitación, 4,397 MW de capacidad comprometida estarán considerados bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE), mientras que 2,427 MW serán bajo el esquema de obra pública financiada.

En particular, existen dos grandes proyectos que contarán con una capacidad superior a los 1,000 MW, estos son Altamira V y Tamazunchale. La primera planta registrará una capacidad de 1,153 MW y entrará en operación en 2006 en el estado de Tamaulipas; el segundo proyecto de gran escala tendrá una capacidad de 1,168 MW el cual iniciará operaciones en 2007 en el Estado de San Luis Potosí. Ambos esquemas de PIE.

Merece especial mención el proyecto de la Venta II, central eololéctrica que entrará en operación en 2006 en Oaxaca, diversificando así el parque de generación eléctrica.

Desde el punto de vista geográfico, el 49% de la capacidad comprometida nacional estará a lo largo del Golfo de México a través de las centrales de ciclo combinado de Río Bravo IV, Altamira V, Tamazunchale y Tuxpan V.

A diferencia de las centrales del Pacífico como la hidroeléctrica El Cajón y La Carboeléctrica del Pacífico que aportarán el 21.3% de la capacidad comprometida total (véase figura 8).

En relación con el proyecto de LFC, la generación distribuida se entiende como todas aquellas tecnologías de sistemas de generación que producen electricidad en o cercana al lugar de su consumo, ya sea de cogeneración, sistemas de energía renovables, incluyendo el uso de gas y calor. Este proyecto consiste en turbinas de combustión interna alimentados por gas natural con capacidad de 32 MW.

#### 4.3.2.2 Capacidad adicional no comprometida

La mayor parte de la capacidad no comprometida está considerada que entrará en operación durante 2008-2014 con un total de 15,942 MW (véase cuadro 28). Todos los proyectos son susceptibles de satisfacerse mediante inversiones del sector privado, a través de las licitaciones correspondientes. Esto da oportunidad a otras opciones de generación que minimicen los costos de largo plazo.

Cabe señalar que esta expansión es resultado de los estudios de planeación que CFE realiza anualmente. El único proyecto que LFC tiene autorizado hasta el momento es el de generación distribuida el cual no resultó del ejercicio de planeación anual de CFE.

Cabe señalar que existen 1,832 MW en la región Occidental, que debido a decisiones de política energética, se siguen estudiando estas adiciones con el objeto de tomar la mejor decisión integral. Dichos proyectos están considerados a entrar en operación a partir de 2010 y para efectos de planeación fueron simulados bajo la tecnología de ciclos combinados.

Cuadro 27  
Proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Fecha del concurso	Modalidad de licitación	Capacidad bruta (MW)					
					2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Total anual</b>					<b>1,160</b>	<b>2,804</b>	<b>1,968</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>700</b>
<b>Total acumulado</b>					<b>1,160</b>	<b>3,964</b>	<b>5,932</b>	<b>5,932</b>	<b>5,932</b>	<b>6,632</b>
Proyectos terminados										
La Laguna II	Durango	CC	2001	PIE	512					
Río Bravo IV	Tamaulipas	CC	2001	PIE	514					
<b>Subtotal</b>					<b>1,027</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Proyectos en construcción										
Baja California Sur I	Baja California Sur	CI	2002	OPF	43					
Presa Reguladora Amata <sup>1</sup>	Sinaloa	HID	2002	OPF	0					
Hermosillo conversión TG/CC	Sonora	CC	2002	OPF	91					
Altamira V	Tamaulipas	CC	2002	PIE		1,153				
Tuxpan V	Veracruz	CC	2002	PIE		509				
Valladolid III	Yucatán	CC	2002	PIE		540				
Conversión El Encino TG/CC	Chihuahua	CC	2003	OPF		67				
Baja California Sur II	Baja California Sur	CI	2003	OPF			46			
Tamazunchale	San Luis Potosí	CC	2003	PIE		1,168				
El Cajón	Nayarit	HID	2002	OPF		754				
<b>Subtotal</b>					<b>134</b>	<b>2,270</b>	<b>1,968</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Proyectos adjudicados										
La Venta II	Oaxaca	EOL	2005	OPF		85				
Generación distribuida	Zona Metropolitana	TG	2005	OPF		448				
Proyectos en proceso de licitación										
Carboeléctrica del Pacífico	Michoacán	CAR	2005	OPF						700
<b>Subtotal</b>					<b>0</b>	<b>533</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>700</b>

HID: Hidroeléctrica    CC: Ciclo combinado    CI: Combustión interna tipo diesel    EOL: Eoloeléctrica    CAR: Carboeléctrica

TG: Turbogás    PIE: Productor independiente de energía    OPF: Obra pública financiada

Notas: Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.

<sup>1</sup> La presa Reguladora Amata no agrega potencia pero aumentará la energía aprovechable en la Central hidroeléctrica Comedero.

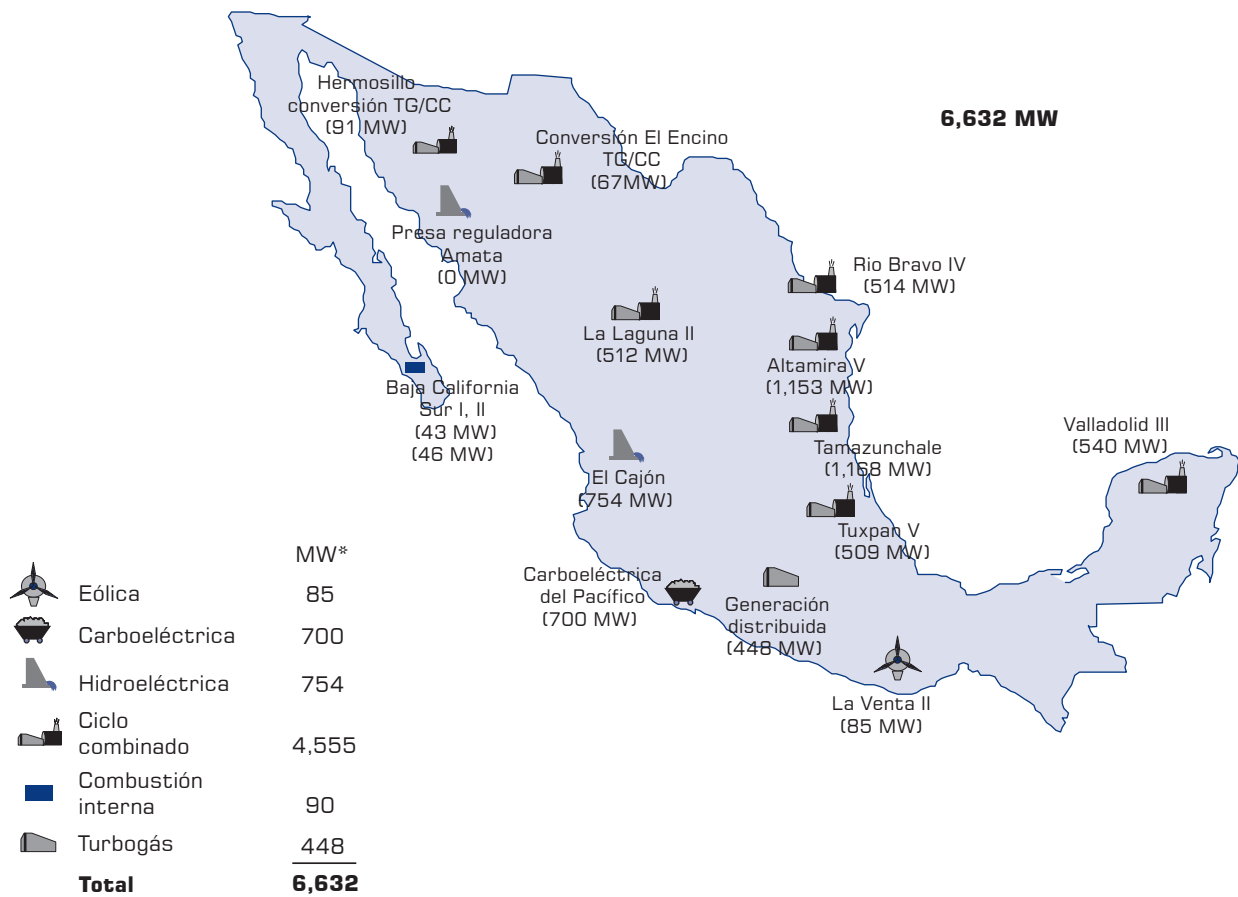
Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

En lo correspondiente a la ubicación y al tipo de tecnología, la ley prevé la posibilidad, que en relación con los requerimientos no comprometidos, los particulares puedan proponer una ubicación diferente a la programada y el tipo de tecnología a utilizar en los proyectos de generación<sup>4</sup>, aún cuando esto involucre transmisión adicional para llegar al punto de interconexión previsto.

Para el cumplimiento de los objetivos y metas del presente programa de expansión del sector eléctrico, tanto el gobierno de México como las otras partes interesadas se valdrán de los recursos financieros previstos por las convenciones y tratados de los que México sea parte, así como de los programas internacionales de financiamiento, el mecanismo de desarrollo limpio u otros instrumentos económicos que se hayan diseñado o puesto en marcha antes y durante el periodo de duración del presente programa.

<sup>4</sup> El Artículo 125 del Reglamento de la LSPEE establece que las convocatorias y las bases de licitación, deberán plantearse en tal forma que permitan a todos y cada uno de los interesados expresar con flexibilidad el contenido de sus propuestas, respecto a la tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones. Este ordenamiento también define que habrá casos en que, por razones justificadas, la Sener determine que en la convocatoria y en las bases de licitación se señalen especificaciones precisas en cuanto al tipo de combustible que se utilizará para la generación.

Figura 8  
Centrales en proceso de construcción o comprometidas\*



\*Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Específicamente, para aquellos proyectos incluidos en el presente programa, que por su naturaleza contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, se requerirá de los recursos provenientes de la comercialización de dichas reducciones en el mercado internacional de carbono, a fin de que sean económicamente viables, y puedan avanzar de su programación a su ejecución y puesta en marcha.

diseñado con otras tecnologías en donde los proyectos hidroeléctricos contribuyen mayoritariamente. Asimismo, existen cinco proyecto eólicos denominados La Venta III, IV, V, VI y VII con una capacidad de 101.4 MW cada uno. Estos proyectos entrarán a partir de 2008 hasta 2012 y todos estarán ubicadas en el estado de Oaxaca, con lo cual, la capacidad eólica se incrementará a 592 MW (véase figura 9).

Este apartado del programa de expansión señala que 7,128 MW serán centrales a base de ciclo combinado (44.7% de la capacidad no comprometida), le sigue en magnitud las centrales que aun no han sido definidas en lo referente a su tecnología, las denominadas libres, las cuales adicionarán 6,178 MW (38.8% de la capacidad no comprometida). El restante 16.5% de la expansión está

Cuadro 28  
Requerimientos de capacidad adicional no comprometida  
(proyectos con esquema financiero por definirse)

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad bruta (MW)						
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Total anual Acumulado</b>			<b>495</b>	<b>1,853</b>	<b>1,687</b>	<b>1,674</b>	<b>4,128</b>	<b>3,146</b>	<b>2,959</b>
			<b>495</b>	<b>2,348</b>	<b>4,035</b>	<b>5,708</b>	<b>9,837</b>	<b>12,983</b>	<b>15,942</b>
La Venta III, IV, V, VI y VII	Oaxaca	EOL	101	101	101	101	101		
Baja California (Presidente Juárez)	Baja California	CC	259						
San Lorenzo conversión TG/CC	Puebla	CC	134						
Agua prieta II <sup>1</sup>	Sonora	CC		642					
Baja California II (SLRC)	Sonora	TG		224					
Norte (La Trinidad )	Durango	CC		403					
Valle de México repotenciación U2	Edo. Méx.	CC		380					
Guerrero Negro III	Baja California Sur	CI		11					
Tuxpan conversión TG/CC	Veracruz	CC		92					
Cerro Prieto V	Baja California	GEO			100				
Humeros	Puebla	GEO			25				
Occidental I, II	Occidental	CC			458	458			
Baja California III (Ensenada)	Baja California	LIBRE			253				
Presidente Juárez conversión TG/CC	Baja California	CC			84				
Norte II (Chihuahua)	Chihuahua	CC			666				
Baja California Sur III, IV, V	Baja California Sur	LIBRE				38	38		38
Tamazunchale II	San Luis Potosí	CC				682			
Sta. Rosalia	Baja California Sur	CI				14			
Valle de México repotenciación U3	Edo. Méx.	CC				380			
Tamazunchale III	San Luis Potosí	CC					682		
Guaymas	Sonora	LIBRE					592		
Occidental III, IV	Occidental	CC					458	458	
Baja California IV (Mexicali)	Baja California	TG					255		
La Parota U1, U2 y U3	Guerrero	HID					900		
Guadalajara I y II	Jalisco	CC					446	446	
Noreste (Monterrey)	Nuevo León	LIBRE					656		
Baja California V (Mexicali)	Baja California	LIBRE						250	
Norte III (Juárez)	Chihuahua	LIBRE						666	
Central III (V. de México)	Edo. Méx.	LIBRE						550	
Dos Bocas I y II	Veracruz	LIBRE						776	776
Baja California VI	Baja California	LIBRE							250
Norte IV (Torreón)	Coahuila	LIBRE							605
Ampliación Villita	Michoacán	HID							400
Repotenciación Infiernillo	Guerrero	HID							200
Mérida IV	Yucatán	LIBRE							690

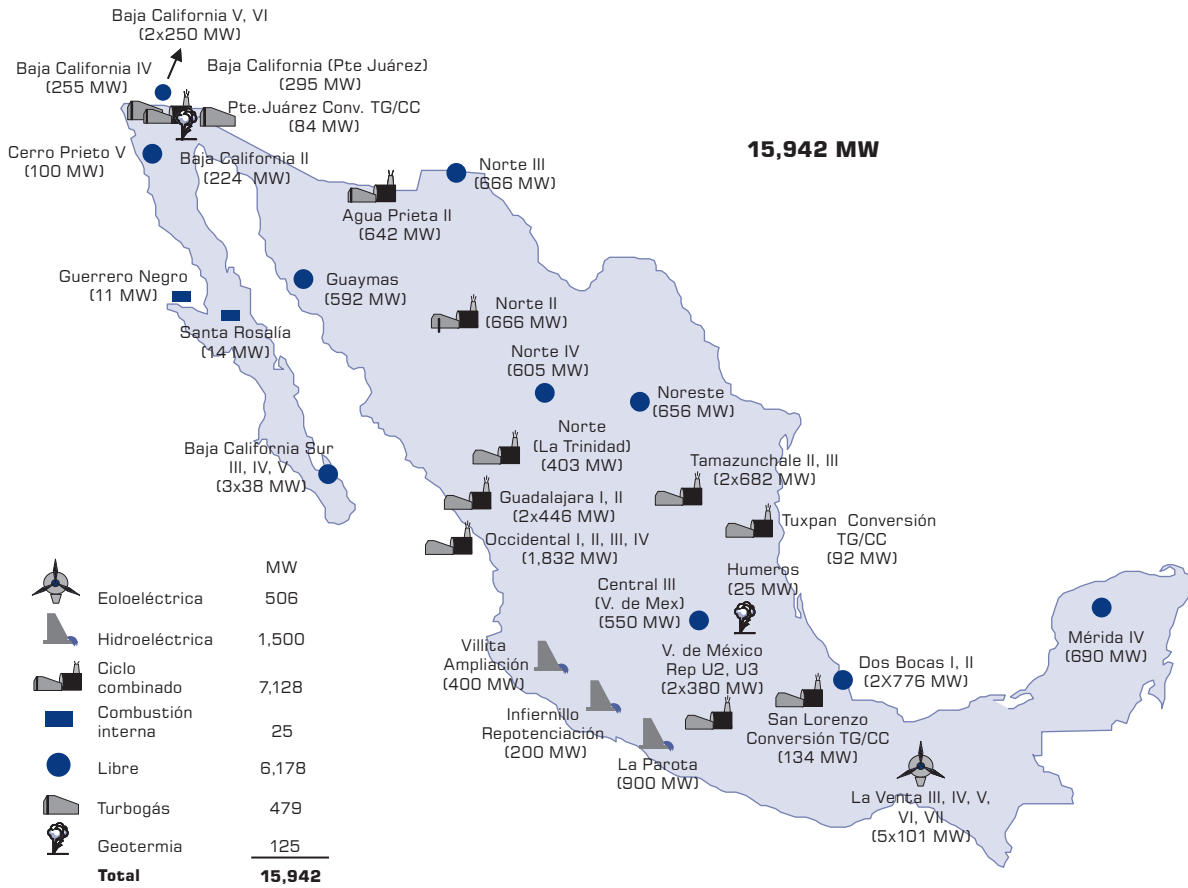
HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CI: Combustión interna tipo diesel EOL: Eoloeléctrica CAR: Carboeléctrica

TG: Turbogás GEO: Geotermoeleétrica Libre: Tecnología aún no definida

<sup>1</sup>Incluye 25 MW del campo solar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Figura 9  
Requerimientos de capacidad adicional no comprometida



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

#### 4.3.2.3 Programa de retiros de capacidad

El programa de retiros de capacidad se basa en los costos de operación y en la vida útil de las unidades generadoras<sup>5</sup>. De tal manera, que para este programa de expansión, se consideró el retiro para los próximos 10 años de 5,108 MW de capacidad del servicio público.

Los retiros de mayor magnitud programados serán realizados en 2005 y 2010 en donde se retirarán 3,017 MW en total (véase grafica 28).

Este programa no es definitivo debido a que las condiciones del momento puedan cambiar al momento de tomar la decisión de retirar una unidad. El análisis es caso por caso, esto con el objetivo de elegir una de las siguientes opciones: rehabilitar o modernizar la unidad, conservarla como reserva o retirarla del servicio.

<sup>5</sup> La vida útil considerada de una termoeléctrica convencional es de 30 años y la de una unidad de turbogás es de 25 años.

Cuadro 29  
Programa de retiros, 2005-2014 (capacidad bruta)  
(MW)

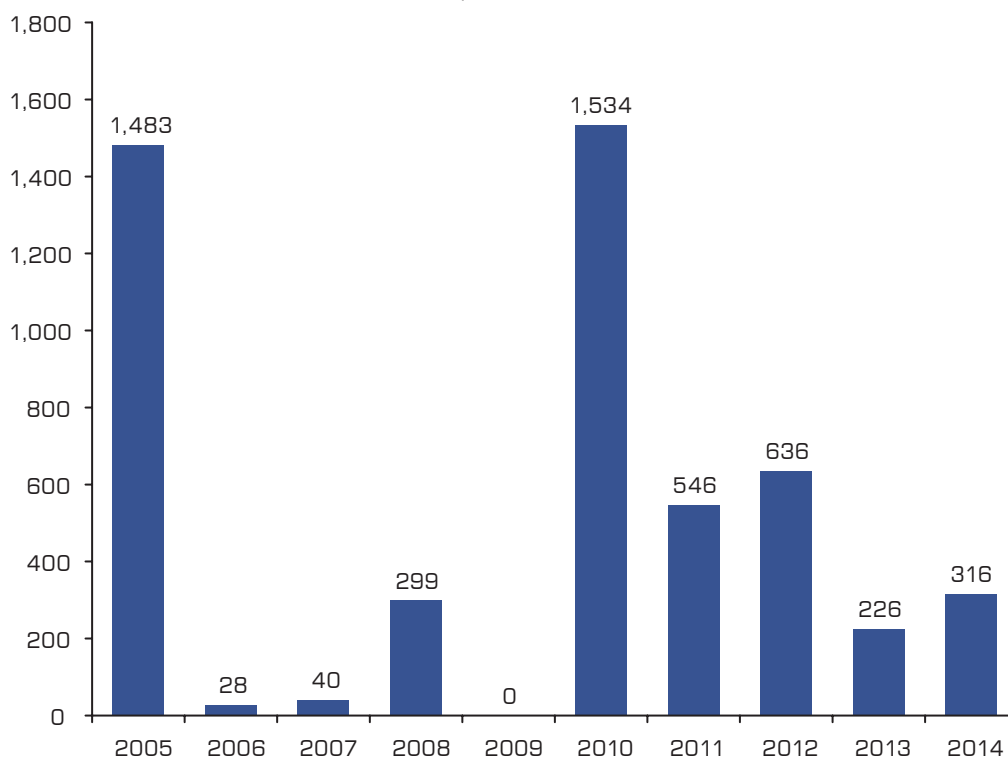
2005					2006				
Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área	Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área
Presidente Juárez U1 a U4	TC	300.0	Feb.	BC.	Ciudad Obregón II U1 y U2	TG	28.0	Mar.	Nor.
San Jerónimo U3 y U4	TC	75.0	May.	Nes.					
Monterrey U1 a U6	TC	465.0	May.	Nes.					
Guerrero Negro I U1 a U9	CI	12.3	<sup>1</sup>	Ais.					
Nachicom U1 y U2	TC	49.0	<sup>1</sup>	Pen.					
Villa Constitución U4 a U7	CI	9.5	<sup>1</sup>	BCS.					
Guaymas I U3 y U4	TC	70.0	<sup>1</sup>	Nor.					
Francisco Villa U1 a U3	TC	99.0	<sup>1</sup>	Nte.					
La Laguna U4	TC	39.0	<sup>1</sup>	Nte.					
Poza Rica U1 a U3	TC	117.0	<sup>1</sup>	Ori.					
Guaymas II U2	TC	84.0	<sup>1</sup>	Nor.					
Arroyo del Coyote U1 y U2	TG	24.0	<sup>1</sup>	Nes.					
Chihuahua U1 a U4	TG	64.0	<sup>1</sup>	Nte.					
Lerma U1 a U2	TC	75.0	<sup>1</sup>	Pen.					
<b>Suma retiros</b>		<b>1482.8</b>			<b>Suma retiros</b>		<b>28.0</b>		
2007					2008				
Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área	Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área
Topolobampo U3	TC	40.0	Mar.	Nor.	Valladolid U1 y U2	TC	75.0	Mar.	Pen.
					Jorge Luque U1 a U4	TC	224.0	Nov.	Cen.
<b>Suma retiros</b>		<b>40.0</b>			<b>Suma retiros</b>		<b>299.0</b>		
2009					2010				
Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área	Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área
					Río Bravo U3	TC	300.0	Mar.	Nes.
					Mérida II U1 y U2	TC	168.0	Mar.	Pen.
					Francisco Villa U4 y U5	TC	300.0	Mar.	Nte.
					Altamira U1 y U2	TC	300.0	Mar.	Nes.
					Cerro Prieto I U1 y U2	Geo	75.0	Mar.	BC.
					Salamanca U1 y U2	TC	316.0	Mar.	Occ.
					Lerma U3 y U4	TC	75.0	Mar.	Pen.
<b>Suma retiros</b>		<b>0.0</b>			<b>Suma retiros</b>		<b>1534.0</b>		
2011					2012				
Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área	Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área
Guaymas II U4	TC	158.0	Mar.	Nor.	Samalayuca U1 y U2	TC	316.0	Mar.	Nte.
Huinalá U1 a U5	CC	377.7	Mar.	Nes.	Topolobampo U1 y U2	TC	320.0	Mar.	Nor.
Santa Rosalía U2 a U6 y U8	CI	10.6	Abr.	Ais.					
<b>Suma retiros</b>		<b>546.3</b>			<b>Suma retiros</b>		<b>636.0</b>		
2013					2014				
Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área	Nombre	Tipo	Mw	Mes	Área
Dos Bocas U3, U4 y U6	CC	226.0	Mar.	Ori.	Mazatlán II U1 y U2	TC	316.0	Nov.	Occ.
<b>Suma retiros</b>		<b>226.0</b>			<b>Suma retiros</b>		<b>316.0</b>		
<b>Total</b>						<b>5,108.1</b>			

TC: Térmica convencional    CC: Ciclo combinado    GEO: Geotermia    TG: Turbogás

<sup>1</sup> En proceso las gestiones para su retiro.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 28  
Programa de retiros, 2005-2014  
(capacidad bruta)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Debido a la disminución importante en el ritmo de crecimiento del consumo de electricidad, la CFE decidió, como una medida para incrementar la eficiencia de producción, acelerar el programa de retiros. Es por ello que en este escenario hay 920 MW más que la capacidad considerada en el programa anterior.

Por lo tanto, incluyendo los retiros anuales, se estima que a finales de 2014 se alcance una capacidad total de energía eléctrica para el servicio público de 64,018 MW (véase cuadro 30).

#### 4.3.2.4 Capacidad adicional por región

La capacidad de generación del servicio público pasará de 46,552 MW en 2004 a 64,018 MW en 2014, lo cual refleja un incremento neto de 17,466 MW. La región con mayor incremento neto en capacidad es la Centro-Occidente con 6,794 MW, en contraste, la región con menor participación en adiciones netas de capacidad será la Noroeste con 1,805 MW (véase cuadro 31).

Cuadro 30  
Evolución esperada de la capacidad instalada del servicio público, 2005-2014  
(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Capacidad a diciembre de cada año</b>	<b>46,229</b>	<b>48,781</b>	<b>50,709</b>	<b>51,128</b>	<b>52,981</b>	<b>53,834</b>	<b>54,962</b>	<b>58,454</b>	<b>61,374</b>	<b>64,018</b>
Capacidad a diciembre de 2004	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552
Adiciones acumuladas	1,160	3,516	5,484	5,978	7,831	10,218	11,892	16,021	19,167	22,126
Adiciones acumuladas LFC	0	448	448	448	448	448	448	448	448	448
Retiros acumulados	1,483	1,735	1,775	1,850	1,850	3,384	3,930	4,566	4,792	5,108

Nota: No incluye autoabastecimiento local ni remoto.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 31  
Evolución de la capacidad instalada por tecnología y región estadística, 2004-2014  
(MW)

Tipo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Total</b>	<b>46,552</b>	<b>46,228</b>	<b>48,780</b>	<b>50,708</b>	<b>51,320</b>	<b>53,173</b>	<b>54,026</b>	<b>55,154</b>	<b>58,646</b>	<b>61,567</b>	<b>64,210</b>
<b>Noroeste subtotal</b>	<b>6,922</b>	<b>6,580</b>	<b>6,552</b>	<b>6,558</b>	<b>6,817</b>	<b>7,694</b>	<b>8,056</b>	<b>7,940</b>	<b>8,505</b>	<b>8,755</b>	<b>8,727</b>
Hidráulica	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941
Ciclo combinado	1,493	1,716	1,716	1,716	1,975	2,617	2,851	2,851	2,851	2,851	2,851
Turbogás	716	584	556	556	556	780	630	630	885	885	885
Combustión interna	146	167	167	213	213	224	224	228	228	228	228
Eólica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Libre	0	0	0	0	0	0	253	291	921	1,171	1,459
Combustóleo	2,895	2,441	2,441	2,401	2,401	2,401	2,401	2,243	1,923	1,923	1,607
Geotérmica	730	730	730	730	730	730	755	755	755	755	755
<b>Noreste subtotal</b>	<b>11,854</b>	<b>12,114</b>	<b>13,335</b>	<b>13,335</b>	<b>13,335</b>	<b>13,738</b>	<b>13,504</b>	<b>13,126</b>	<b>13,466</b>	<b>14,132</b>	<b>14,737</b>
Hidráulica	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Ciclo combinado	5,449	6,475	7,827	7,827	7,827	8,230	8,896	8,518	8,518	8,518	8,518
Turbogás	890	802	671	671	671	671	671	671	671	671	671
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	656	1,322	1,927
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Combustóleo	2,789	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	1,211	1,211	895	895	895
<b>Centro-Occidente subtotal</b>	<b>6,727</b>	<b>6,727</b>	<b>6,727</b>	<b>8,649</b>	<b>8,649</b>	<b>8,649</b>	<b>9,491</b>	<b>10,631</b>	<b>12,217</b>	<b>13,121</b>	<b>13,521</b>
Hidráulica	1,873	1,873	1,873	2,627	2,627	2,627	2,627	2,627	2,627	2,627	3,027
Ciclo combinado	1,174	1,174	1,174	2,342	2,342	2,342	3,100	4,540	6,476	7,730	7,730
Turbogás	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Combustión interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700
Combustóleo	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	2,850	2,550	2,200	1,850	1,850
Geotérmica	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
<b>Centro subtotal</b>	<b>4,607</b>	<b>4,607</b>	<b>4,831</b>	<b>4,831</b>	<b>5,157</b>	<b>5,537</b>	<b>5,562</b>	<b>5,942</b>	<b>5,942</b>	<b>6,492</b>	<b>6,492</b>
Hidráulica	714	714	714	714	714	714	714	714	714	714	714
Ciclo combinado	1,038	1,038	1,038	1,038	1,438	1,818	1,818	2,198	2,198	2,198	2,198
Turbogás	640	640	1,088	1,088	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550	550
Combustóleo	2,174	2,174	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950
Geotérmica	40	40	40	40	40	40	65	65	65	65	65
<b>Sur-Sureste Subtotal</b>	<b>16,439</b>	<b>16,197</b>	<b>17,332</b>	<b>17,332</b>	<b>17,359</b>	<b>17,552</b>	<b>17,411</b>	<b>17,512</b>	<b>18,513</b>	<b>19,063</b>	<b>20,729</b>
Hidráulica	6,876	6,876	6,876	6,876	6,876	6,876	6,876	6,876	7,776	7,776	7,976
Ciclo combinado	2,886	2,886	3,936	3,936	3,936	4,191	4,191	4,191	4,191	3,965	3,965
Turbogás	548	548	548	548	548	385	385	385	385	385	385
Combustión interna	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Eólica	2	2	87	87	188	290	391	493	594	594	594
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	776	2,242
Combustóleo	2,659	2,418	2,418	2,418	2,343	2,343	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
<b>Plantas móviles</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

Nota: Debido al redondeo de cifras los totales pudieran no corresponder exactamente.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

## Noroeste

Esta región es la que menor capacidad adicional neta se registra a lo largo del periodo analizado. El incremento neto más grande será con base en centrales de tecnología libre con 1,459 MW, mientras que el incremento de plantas con tecnología libre será de 1,358 MW.

Las centrales con mayor participación son Agua Prieta II con una capacidad de 642 MW (incluye 25 MW de campo solar) y Baja California con 259 MW.

## Noreste

En esta región se planea un incremento neto de capacidad de 2,883 MW, de los cuales existen cuatro centrales que exceden los 600 MW de capacidad: Norte II, Norte III, Norte IV y la Noreste. Estas cuatro centrales representan el 89.9% de la capacidad adicional durante los siguientes 10 años.

## Centro-Occidente

En esta región se programó la mayor adición de capacidad, la cual asciende a 7,110 MW para el lapso 2005-2014. Cabe señalar que 5,256 MW serán con base en ciclo combinado. Los retiros estimados para esta región ascienden a 316 MW para el periodo analizado.

## Centro

En esta región se esperan incrementos de capacidad por parte de LFC y CFE, los cuales ascienden a 2,066 MW. Los proyectos son la generación distribuida de 448 MW de LFC, las repotenciaciones de las unidades 2 y 3 de Valle de México con una capacidad de 534 MW cada una y la Central III de 550 MW por parte de CFE.

El programa de retiros para esta zona considera 224 MW, ubicándose como la menor capacidad para retiro en comparación con el resto de las regiones.

## Sur-Sureste

En esta zona existe una gran diversidad de tecnologías con respecto al programa de expansión, ya que señala la entrada de seis centrales eólicas con 590 MW, y un incremento en la capacidad hidroeléctrica por 1,100 MW.

Cabe señalar que la capacidad programada de las centrales bajo tecnología libre es la mayor con respecto al resto con 2,242 MW para el periodo 2005-2014.

### 4.3.2.5 Tecnologías para la expansión del sistema de generación

Como resultado de los costos de inversión de las tecnologías de generación así como del escenario de precios de combustibles principalmente, la revisión anual de la expansión del sistema de generación efectuada por CFE, muestra que la expansión a costo mínimo se logra mediante una participación mayoritaria de proyectos basados en tecnología de ciclo combinado. Sin embargo, ante la posibilidad de que en el futuro se incremente el precio del gas o haya limitaciones en el suministro, se estudian permanentemente otras posibilidades.

Otras alternativas de solución que están en evaluación constante con respecto al suministro de gas son el carbón, el gas natural licuado y gas de síntesis (a partir de residuos de refinación), los cuales podrían utilizarse como energético primario en centrales carboeléctricas y de ciclo combinado. También se estudian las centrales nucleoeeléctricas cuyo desarrollo tecnológico ha permitido abatir costos de inversión. Bajo un escenario donde existen limitaciones de suministro de gas natural, se considera disminuir la capacidad requerida de centrales de gas natural e incrementar otro tipo de centrales como la carboeléctrica o la nuclear, siempre incorporando todas las medidas de seguridad para la población y con el estricto cumplimiento de normas ambientales.

De tal manera que se evaluaría la participación de cada tipo de tecnología en el programa de expansión con respecto a la capacidad comprometida y no comprometida (véase cuadro 32).

Asimismo, la Secretaría de Energía evalúa alternativas como las tecnologías de desulfuración, entre la que destaca el lavado de gases, la cual permite reducir las emisiones de una unidad de generación eléctrica que utilice combustóleo o carbón. Esta estrategia se analiza para algunas termoeléctricas que se localizan en zonas ambientalmente críticas.

**Cuadro 32**  
**Capacidad adicional por tecnología, 2005-2014\***  
 (MW)

Tecnología	Comprometida (MW)	No comprometida (MW)	Total (MW)	Participación porcentual
<b>Total***</b>	<b>6,632</b>	<b>15,942</b>	<b>22,574</b>	<b>100</b>
Ciclo combinado	4,555	7,128	11,683	51.8
Turbina de vapor	0	0	0	0.0
Hidroeléctrica	754	1,500	2,254	10.0
Combustóleo	0	0	0	0.0
Carbón	700	0	700	3.1
Geotermia	0	125	125	0.6
Nuclear	0	0	0	0.0
Turbogás	448	479	927	4.1
Combustión interna	90	25	115	0.5
Eólica	85	506	592	2.6
Libre**	0	6,178	6,178	27.4

Incluye 448 MW de turbogás de LFC.

\* No incluye autoabastecimiento remoto.

\*\* De acuerdo con el artículo 127 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica las convocatorias permitirán a los participantes confirmar o proponer la tecnología y el combustible por utilizar en la central generadora.

\*\*\* Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

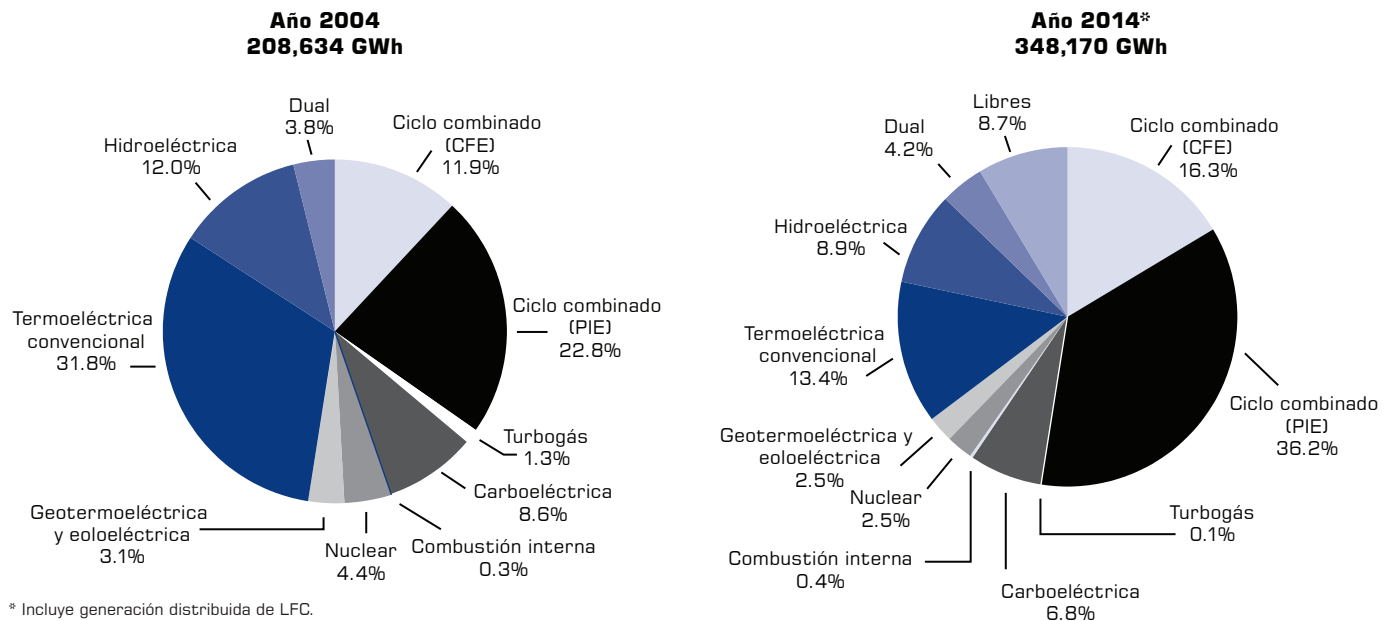
Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

### 4.3.3 Evolución del sistema de generación 2005-2014

La generación bruta del servicio público en 2004 se ubicó en 208.6 TWh y se estima que en 2014 la generación bruta ascienda a 348.2 TWh, es decir, un crecimiento anual de 5.3% (véase gráfica 29).

De acuerdo al programa de expansión, la generación a partir de ciclos combinados aumentará de 34.7% en 2004 a 52.5% en 2014. Esto como reflejo del incremento de las plantas de ciclo combinado y del programa de retiro, el cual se enfoca principalmente en termoeléctricas convencionales. Es por ello que la participación en generación eléctrica de estas últimas disminuye de 31.8% en 2004 a 13.4% en 2014.

**Gráfica 29**  
**Pronóstico de la generación bruta del servicio público por tipo de tecnología, 2004-2014**



### 4.3.4 Consumo de combustibles en la generación eléctrica

El consumo de combustibles para la generación eléctrica en 2005-2014 considera la normatividad ambiental vigente, la oferta de combustibles y la evolución esperada de sus precios relativos.

Este consumo estimado de combustibles supone que la capacidad tipo libre con 5,811 MW (sin considerar la requerida para Baja California Sur) utiliza gas natural. Además supone una eficiencia bruta de 51% correspondiente a la tecnología de los nuevos ciclos combinados.

Durante 2004 se consumieron, 41.7 mil m<sup>3</sup>/diarios de combustóleo, 1 mil m<sup>3</sup>/diarios de diesel, 50.5 millones de m<sup>3</sup>/diarios de gas natural, y 11.5 millones de toneladas cortas de carbón, lo cual dio un total de 4,213 Terajoules/día (véase gráfica 30).

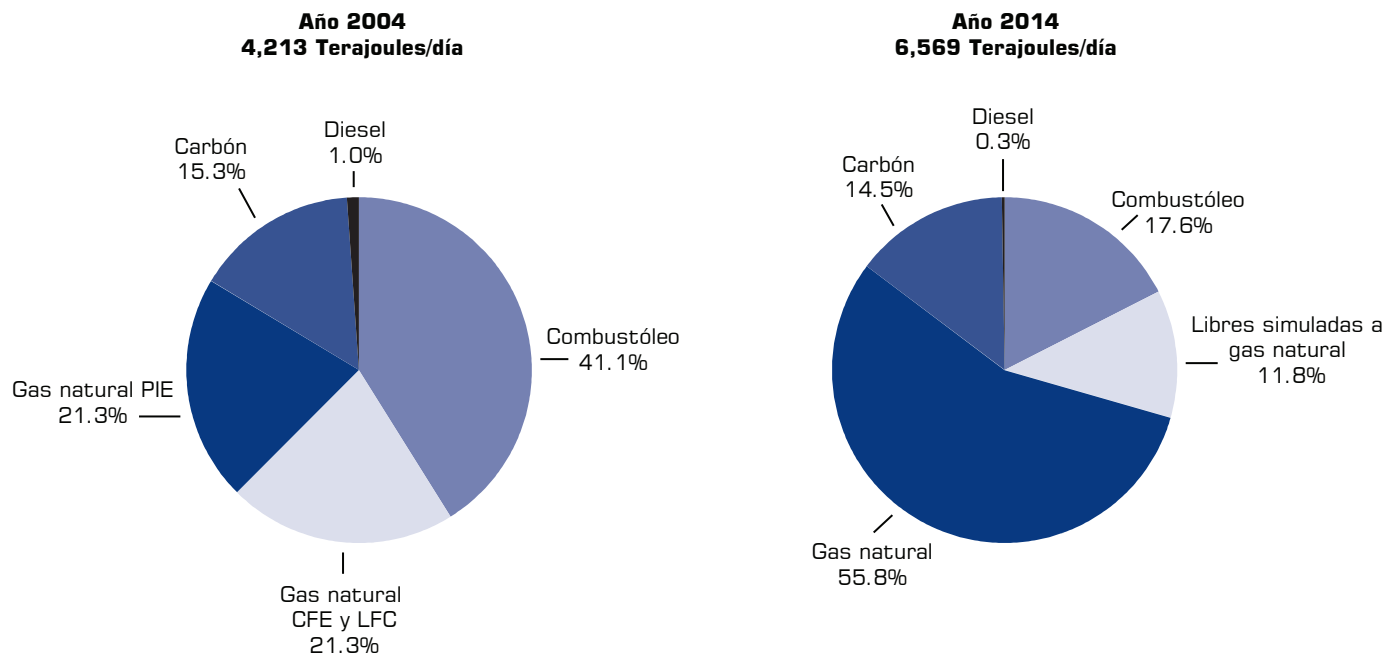
Los pronósticos de consumo de combustibles indican que en 2014 se consumirá 55.8% de gas natural y 17.6% de combustóleo. Si se incluye la simulación de las tecnologías libres al consumo de gas previsto, se alcanzaría un consumo de gas natural del orden del 67.6%.

En particular, se estima que el combustóleo disminuya en una tasa de -4.0% para los próximos 10 años, mientras que el consumo de gas natural aumente en 8.8%. De igual manera, se estima que se incremente ligeramente el consumo de carbón en una tasa de 3.9% (véase cuadro 33).

### 4.4 Autoabastecimiento y cogeneración

Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración han incrementado su dinamismo en los últimos años, de forma que representa una capacidad importante en el sistema eléctrico nacional. Estos proyectos atienden parte del consumo nacional de energía eléctrica e impactan en el sistema del servicio público al requerir servicios de transmisión y respaldo. Esto ocasiona que sea necesario instalar reserva adicional de generación y realizar ajustes en el programa de expansión de la red de transmisión.

Gráfica 30  
Pronóstico del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, 2004-2014



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

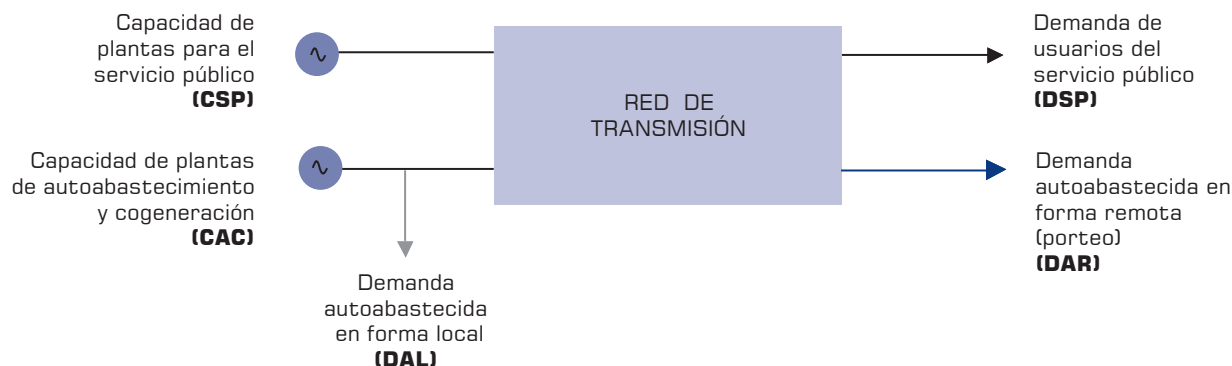
Cuadro 33  
Pronóstico del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, 2004-2014

	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca % 2005-2014
Combustóleo	Mm³/día	41.7	45.8	46.4	43.5	40.0	39.0	32.3	31.3	28.9	27.4	27.7	-4.0
Gas	MMm³/día	50.5	47.1	55.5	57.4	62.9	72.1	83.4	90.1	101.0	110.3	117.2	8.8
Diesel	Mm³/día	1.0	0.6	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	-8.3
Carbón	MM ton/año	11.5	13.4	13.7	15.3	15.2	14.4	16.1	16.8	16.9	15.9	16.8	3.9

Nota: Considera el proyecto de LFC.  
tmca: tasa media de crecimiento anual.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Es por ello que se utiliza el siguiente esquema para la planificación del SEN, en donde se incluyen las centrales de autoabastecimiento y cogeneración para valorar su impacto en la expansión del sistema de generación.

Figura 10  
Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Por el lado de la oferta se consideró la capacidad de las plantas destinadas al servicio público (CSP) y la de autoabastecimiento y cogeneración (CAC). Por otro lado, en la demanda, se incluyeron los requisitos de los usuarios del servicio público (DSP), así como la demanda de los autoabastecedores y cogeneradores con los componentes siguientes:

- **Demanda remota (DAR):** Corresponde a las cargas ubicadas en sitios alejados de la central generadora, las cuales son alimentadas mediante la red de transmisión del servicio público.
- **Demanda local (DAL):** Corresponde a la carga que se encuentra ubicada cercana al sitio de la central generadora y no hace uso de la red de transmisión del servicio público.

En 2004 los grandes proyectos para fines de autoabastecimiento remoto fueron los de Iberdrola, Termoeléctrica del Golfo, Termoeléctrica Peñoles y Tractebel, los cuales representan el 80% de la capacidad. Las estimaciones indican que para finales de 2014, la capacidad aumentará en 353 (descontando los proyectos que salgan de operación). Este incremento se debe principalmente a los proyectos de Pemex Minatitlán y Pemex Tula (véase cuadro 34).

Es importante señalar que a diferencia de la Prospectiva 2004-2013, en este escenario no se consideró los proyectos de Pemex Salamanca y Pemex Madero, debido a que las evaluaciones de Pemex al cierre de este estudio señalan que en un principio los proyectos más factibles a realizar son Pemex Minatitlán y Pemex Tula.

Cuadro 34  
Capacidad adicional de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración\*, 2004-2014  
(MW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Total</b>	<b>1,444</b>	<b>1,444</b>	<b>1,477</b>	<b>1,492</b>	<b>1,492</b>	<b>1,492</b>	<b>1,668</b>	<b>1,794</b>	<b>1,794</b>	<b>1,794</b>	<b>1,794</b>
Agrogen	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Arancia	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Azteca VIII	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Bioenergía de Nuevo León	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Energía y Agua Pura de Cozumel	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Enertek	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Hidroeléctricidad del Pacífico	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Iberdrola	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468	468
Impulsora Mexicana de Energía, S.A. de C.V.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro, S.A. de C.V.	0	0	15	30	30	30	30	30	30	30	30
Micase	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Pemex Cosoleacaque	26	26	26	26	26	26	0	0	0	0	0
Pemex Escolín	6	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0
Pemex Independencia	22	22	22	22	22	22	22	0	0	0	0
Pemex Minatitlán	3	3	3	3	3	3	206	206	206	206	206
Pemex Morelos	21	21	21	21	21	21	21	0	0	0	0
Pemex Tula	0	0	0	0	0	0	0	175	175	175	175
Proveedora de Electricidad de Occidente	0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Térmoeléctrica del Golfo	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Térmoeléctrica Peñoles	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
Tractebel	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255

\* Considera sólo autoabastecimiento remoto.

Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

En relación con la capacidad de autoabastecimiento local, remoto, usos propios y excedentes, los proyectos que se esperan entren en operación en 2005 son Trigen Altamira y Cummins con una capacidad total de 32 MW. Las estimaciones a largo plazo de esta capacidad se mantienen relativamente constantes a excepción de 2010 y 2011 en donde entran en operación Pemex Minatitlán y Pemex Tula respectivamente (véase cuadro 35). Cabe señalar que el comportamiento de la capacidad estimada es estable debido a que en el momento de realizar las estimaciones, existían muy pocos proyectos que estuvieran considerados con alta probabilidad de entrar en operación.

A continuación se muestra la ubicación geográfica de las nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración, mismas que representan un efecto importante en el margen de reserva del sistema y en la expansión de la red de transmisión (véase figura 11).

Respecto a la generación de energía eléctrica, los proyectos de Pemex representarán el 45.2% de la generación total. En total, la generación de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración aumentará de 27,793 GWh en 2004 a 32,179 GWh en 2014 (véase cuadro 36).

Cuadro 35  
Evolución de la capacidad de autoabastecimiento y cogeneración\*, 2004-2014  
(MW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Total</b>	<b>5,475</b>	<b>5,507</b>	<b>5,556</b>	<b>5,556</b>	<b>5,556</b>	<b>5,556</b>	<b>5,830</b>	<b>6,031</b>	<b>6,031</b>	<b>6,031</b>	<b>6,031</b>
Proyectos existentes (sin Pemex)	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283
Pemex	2,406	2,406	2,406	2,406	2,406	2,406	2,380	2,331	2,331	2,331	2,331
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Enertek	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Micase	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Iberdrola Energía Monterrey	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Energía Azteca VIII	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
Energía y Agua Pura de Cozumel	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Termoeléctrica del Golfo	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Termoeléctrica Peñoles	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Hidroeléctricidad del Pacífico	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Impulsora Mexicana de Energía	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Bioenergía de Nuevo León	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Tractebel (Enron)	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
Agrogen	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Trigen Altamira		28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Cummins		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro			30	30	30	30	30	30	30	30	30
Proveedora de Electricidad de Occidente			19	19	19	19	19	19	19	19	19
Pemex Minatitlán							300	300	300	300	300
Pemex Tula								250	250	250	250

\* No incluye PIE, considera autoabastecimiento local, remoto, usos propios y excedentes.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

## 4.5 Evolución estimada de la red nacional de transmisión

Las adiciones de capacidad de transmisión necesarias para abastecer la demanda esperada a costo mínimo se determinan con base en los siguientes criterios:

- **Seguridad.-** posibilidad de mantener operando en sincronismo las unidades generadoras, inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión.
- **Calidad.-** posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.
- **Confiabilidad.-** reducción del riesgo esperado de la energía que no es posible suministrar debido a posibles fallas de los elementos del sistema.
- **Economía.-** reducción de los costos de operación del sistema eléctrico.

La red de transmisión se evalúa a través de modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular los costos de producción y los parámetros del comportamiento eléctrico de la red.

De acuerdo con el programa de transmisión de mediano plazo se tiene propuesto incorporar al sistema eléctrico 13,050 km-c y 29,172 en subestaciones reductoras para el periodo 2005-2009 (véase figura 12).

Figura 11  
Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración 2005-2014  
capacidad de autoabastecimiento remoto



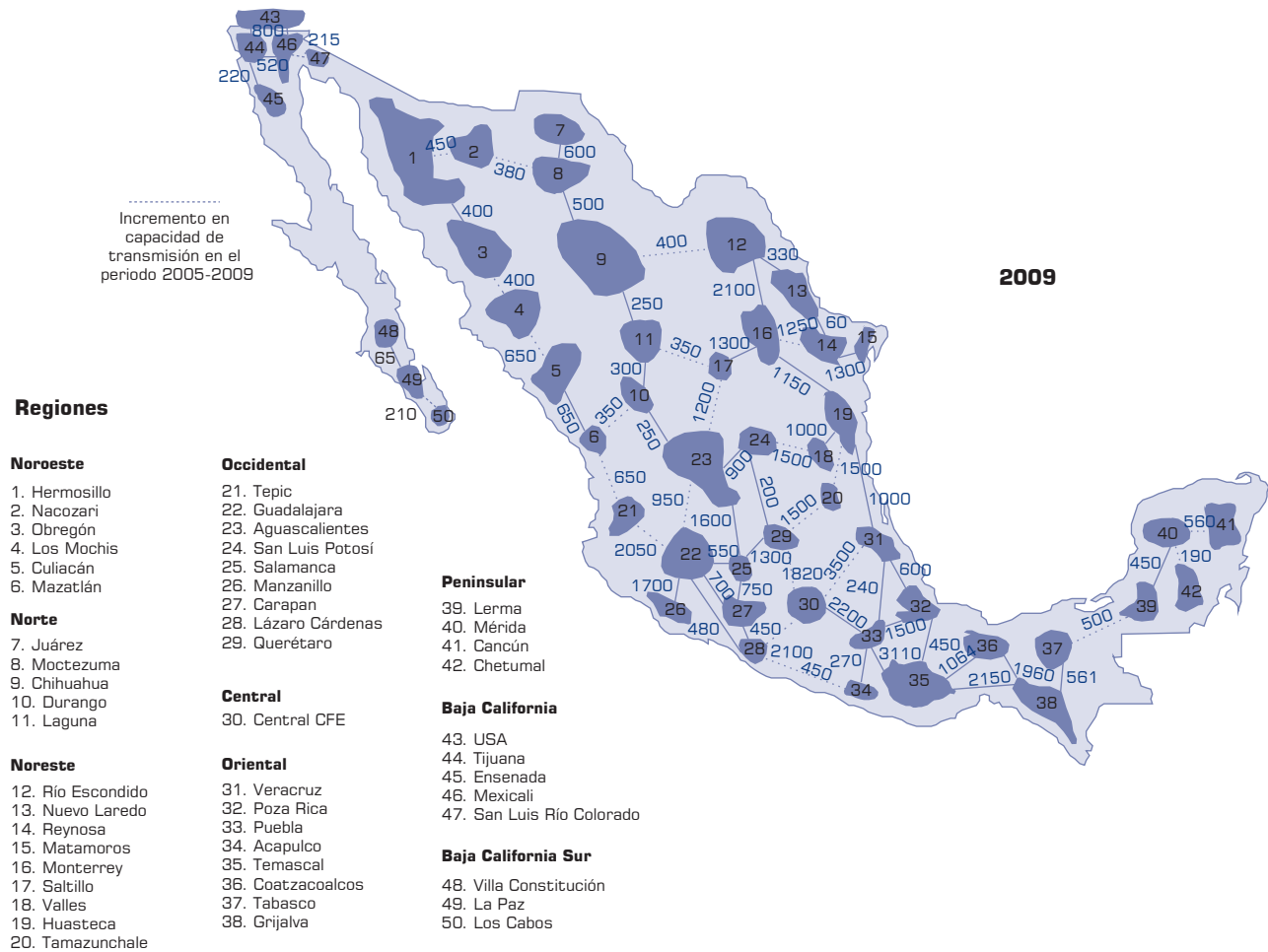
<sup>1</sup> Considera adiciones y retiros.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 36  
Evolución de la energía generada de autoabastecimiento y cogeneración\*, 2004-2014  
(Gwh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Total</b>	<b>27,793</b>	<b>27,998</b>	<b>28,175</b>	<b>28,175</b>	<b>28,175</b>	<b>28,175</b>	<b>30,427</b>	<b>32,179</b>	<b>32,179</b>	<b>32,179</b>	<b>32,179</b>
Proyectos existente (sin Pemex)	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903	4,903
Pemex	10,540	10,540	10,540	10,540	10,540	10,540	10,426	10,211	10,211	10,211	10,211
Arancia	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Micase	59	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Iberdrola Energía Monterrey	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153
Energía Azteca VIII	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969
Energía y Agua Pura de Cozumel	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
Termoeléctrica del Golfo	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750
Termoeléctrica Peñoles	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850
Hidroeléctricidad del Pacífico	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Impulsora Mexicana de Energía, S.A. de C.V.	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Enertek	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Bioenergía de Nuevo León	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Tractebel (Enron)	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265
Agrogen	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Trigen Altamira		212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
Cummins		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro, S.A. de C.V.			101	101	101	101	101	101	101	101	101
Provedora de Electricidad de Occidente			76	76	76	76	76	76	76	76	76
Pemex Minatitlán							2,365	2,365	2,365	2,365	2,365
Pemex Tula								1,967	1,967	1,967	1,967

\* No Incluye PIE, considera autoabastecimiento local, remoto, usos propios y excedentes.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Figura 12  
SEN: Capacidad de transmisión entre regiones 2009  
(MW)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

El cuadro 37 presenta la expansión de la capacidad de transmisión en 2005-2009.

Cuadro 37  
SEN: Expansión de la capacidad de transmisión 2005-2009  
(MW)

Enlace		Tensión kV	Capacidad inicial 2005 MW	Aumento de capacidad MW	Capacidad total 2009 MW
Región Subestación	Región Subestación				
Nacozari	Moctezuma	400 <sup>1</sup>	180	200	380
Nacozari	Hermosillo	400 <sup>1</sup> , 230	150	300	450
Hermosillo	Obregón	230	400	0	400
Mazatlán	Culiacán	400 <sup>1</sup> , 230	650	0	650
Mazatlán	Durango	400 <sup>1</sup> , 230	300	50	350
Mazatlán	Guadalajara	400	650	0	650
Río Escondido	Monterrey	400, 230	2100	0	2100
Reynosa	Monterrey	400, 230	1000	250	1250
Monterrey	Huasteca	400	1150	0	1150
Valles	San Luis Potosí	400	1350	150	1500
Saltillo	Aguascalientes	400	1000	200	1200
Tepic	Guadalajara	400	1600	450	2050
Manzanillo	Guadalajara	400, 230	1700	0	1700
Guadalajara	Aguascalientes	400	650	300	950
San Luis Potosí	Aguascalientes	400, 230	900	0	900
Querétaro	San Luis Potosí	230	200	0	200
Tijuana	Mexicali	230	520	0	520
Aguascalientes	Salamanca	400, 230	400	1200	1600
Querétaro	Central	400, 230	1200	620	1820
Lázaro Cárdenas	Central	400	1700	400	2100
Lázaro Cárdenas	Acapulco	230, 115	200	50	250
Tijuana	Ensenada	230	200	20	220
CFE-ACBC	E. U. A. -WECC	230	800	0	800
Poza Rica	Central	400	3200	300	3500
Puebla	Central	400, 230	2560	0	2560
Grijalva	Temascal	400	2150	0	2150
Grijalva	Coatzacoalcos	400	1960	0	1960
Juárez	Moctezuma	230	600	0	600
Moctezuma	Chihuahua	400 <sup>1</sup> , 230	500	0	500
Chihuahua	Laguna	230	250	0	250
Laguna	Durango	400 <sup>2</sup> , 230	300	0	300
Río Escondido	Chihuahua	400	225	175	400
Laguna	Saltillo	400, 230	260	90	350
La Paz	Cabo San Lucas	230 <sup>2</sup> , 115	100	110	210

<sup>1</sup> LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV.

<sup>2</sup> LT aislada en 230 kV, operación inicial 115kV.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

A continuación se muestra la capacidad de transmisión así como la potencia transmitida a través de los enlaces entre las regiones durante 2005-2009, en condiciones de operación normal del sistema y de mayor uso en las trayectorias de transmisión (véase cuadro 38).

Cuadro 38  
 SEN: capacidad de transmisión de enlaces entre las 42 regiones eléctricas  
 bajo condiciones de demanda máxima del sistema  
 (MW)

Enlace		2005	2006	2007	2008	2009	
Región Subestación	Región Subestación Tensión kV					Capacidad MW	
Nacozari	Juárez	400 <sup>1</sup>	180	380	380	380	380
Nacozari	Hermosillo	400 <sup>1</sup> , 230	150	150	150	450	450
Hermosillo	Obregón	230	400	400	400	400	400
Obregón	Los Mochis	400 <sup>1</sup> , 230	400	400	400	400	400
Los Mochis	Culiacán	400 <sup>1</sup> , 230	650	650	650	650	650
Mazatlán	Culiacán	400 <sup>1</sup> , 230	650	650	650	650	650
Mazatlán	Durango	400 <sup>1</sup> , 230	300	350	350	350	350
Mazatlán	Guadalajara	400	650	650	650	650	650
Río Escondido	Nuevo Laredo	400, 230	330	330	330	330	330
Reynosa	Nuevo Laredo	138	60	60	60	60	60
Matamoros	Reynosa	400, 230, 138	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Río Escondido	Monterrey	400, 230	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Reynosa	Monterrey	400, 230	1,000	1,000	1,250	1,250	1,250
Monterrey	Huasteca	400	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150
Saltillo	Aguascalientes	400	1,000	1,000	1,200	1,200	1,200
Huasteca	Oriental	400	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Valles	San Luis Potosí	400	1,350	1,350	1,500	1,500	1,500
Tamazunchale	Querétaro	400		1,500	1,500	1,500	1,500
Huasteca	Valles	400	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Huasteca	Tamazunchale	400		650	650	650	650
Monterrey	Saltillo	400	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Tepic	Guadalajara	400	1,600	2,050	2,050	2,050	2,050
Manzanillo	Guadalajara	400, 230	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Guadalajara	Aguascalientes	400	650	950	950	950	950
Guadalajara	Salamanca	400, 230	550	550	550	550	550
Guadalajara	Carapan	230, 400	700	700	700	700	700
Guadalajara	Lázaro Cárdenas	400	480	480	480	480	480
Lázaro Cárdenas	Carapan	400	450	450	450	450	450
Carapan	Salamanca	400, 230	750	750	750	750	750
Aguascalientes	Salamanca	230, 400	400	1,600	1,600	1,600	1,600
San Luis Potosí	Aguascalientes	400, 230	900	900	900	900	900
Querétaro	San Luis Potosí	230	200	200	200	200	200

Cuadro 38 (continuación)  
 SEN: capacidad de transmisión de enlaces entre las 42 regiones eléctricas  
 bajo condiciones de demanda máxima del sistema  
 (MW)

Enlace			2005	2006	2007	2008	2009
Región Subestación	Región Subestación	Tensión kV	Capacidad MW				
San Luis Potosí	Aguascalientes	400 ,230	900	900	900	900	900
Querétaro	San Luis Potosí	230	200	200	200	200	200
Salamanca	Querétaro	400, 230	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Querétaro	Central	400, 230	1,200	1,200	1,820	1,820	1,820
Lázaro Cárdenas	Central	400	1,700	1,700	1,700	2,100	2,100
Lázaro Cárdenas	Acapulco	230, 115	200	200	200	450	450
Tijuana	Mexicali	230	520	520	520	520	520
Tijuana	Ensenada	230	200	200	200	220	220
CFE-ACBC	E. U. A. -WECC	230	800	800	800	800	800
Mexicali	San Luis Río Colorado	230, 161	185	185	215	215	215
C. Constitución	La Paz	115	65	65	65	65	65
La Paz	Cabo San Lucas	230 <sup>3</sup> , 115	100	210	210	210	210
Acapulco	Puebla	230	270	270	270	270	270
Poza Rica	Central	400	3,200	3,200	3,500	3,500	3,500
Puebla	Central	400, 230	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560
Veracruz	Puebla	400	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Veracruz	Temascal	400,230	450	450	450	450	450
Veracruz	Poza Rica	400	600	600	600	600	600
Grijalva	Temascal	400	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150
Grijalva	Coatzacoalcos	400	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960
Poza Rica	Puebla	230	240	240	240	240	240
Temascal	Puebla	400	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110
Coatzacoalcos	Temascal	400	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064
Grijalva	Tabasco	400, 230	561	561	561	561	561
Nacozari	Moctezuma	400 <sup>1</sup>	180	380	380	380	380
Juárez	Moctezuma	230	600	600	600	600	600
Moctezuma	Chihuahua	400 <sup>1</sup> , 230	500	500	500	500	500
Chihuahua	Laguna	230	250	250	250	250	250
Laguna	Durango	400 <sup>2</sup> , 230	300	300	300	300	300
Durango	Ags-SLP	230	250	250	250	250	250
Laguna	Saltillo	400, 230	260	350	350	350	350
Río Escondido	Chihuahua	400	225	400	400	400	400
Tabasco	Lerma	400 <sup>1</sup> , 230	500	500	500	500	500
Lerma	Mérida	400 <sup>1</sup> , 230, 115	450	450	450	450	450
Mérida	Cancún	400 <sup>1</sup> , 230, 115	560	560	560	560	560
Mérida	Chetumal	230, 115	190	190	190	190	190

<sup>1</sup> LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV.

<sup>2</sup> LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV. Cambio de tensión en 2007.

<sup>3</sup> LT aislada en 230 kV, operación inicial 115 kV.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

## 4.6 Requerimientos de inversión del sector eléctrico

Con el fin de cumplir con el programa de expansión del sistema eléctrico nacional, y con ello cubrir las futuras necesidades de energía eléctrica, se estima que la inversión requerida para el sector eléctrico nacional sea de 579 mil millones de pesos para el periodo 2005-2014.

Las necesidades de requerimientos del sector eléctrico están integradas en un 38.5% por generación, 21.2% por transmisión, 23.9% por la red de distribución, 14.3% en obras de mantenimiento y 2.1% en otras inversiones presupuestales.

La inversión privada bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) representará el 25.3% del total de requerimientos financieros del periodo, mientras que la inversión en obras con esquema por definir registrará el 15.0% del monto total (véase cuadro 39).

La participación de los privados en 2014 representará el 54.1% con respecto al total de los requerimientos de inversión. (véase gráfica 31). Por lo tanto, la inversión presupuestal estimada pasará de 41.0% en 2005 a 45.9% en 2014.

Cuadro 39  
Sistema Eléctrico Nacional  
Requerimientos de inversión 2005-2014 (millones de pesos del 2005)<sup>1</sup>  
(Obra presupuestaria, obra pública financiada y producción independiente)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
<b>Total</b>	<b>48,487</b>	<b>61,141</b>	<b>58,384</b>	<b>64,957</b>	<b>65,327</b>	<b>57,640</b>	<b>55,479</b>	<b>52,680</b>	<b>56,710</b>	<b>58,468</b>	<b>579,273</b>
<b>Generación</b>	<b>21,026</b>	<b>19,512</b>	<b>22,154</b>	<b>29,614</b>	<b>30,096</b>	<b>20,697</b>	<b>17,245</b>	<b>17,670</b>	<b>22,407</b>	<b>22,551</b>	<b>222,972</b>
<i>Ciclos combinados (PIE)</i>	10,457	6,056	2,497	3,052	5,905	2,724	492	-	-	-	<b>31,183</b>
<i>Centrales eólicas (PIE)</i>	-	-	1,248	1,547	1,533	1,533	1,519	285	-	-	<b>7,665</b>
<i>Inversión privada (OPF)</i>	7,139	6,277	13,284	19,943	14,546	7,132	3,592	2,325	1,419	604	<b>76,261</b>
Hidroeléctricas	1,698	1,394	2,535	2,012	2,442	1,292	419	642	839	598	<b>13,871</b>
Geotermoeléctricas y eólicas	1,176	1,116	-	1,414	1,331	406	-	-	-	-	<b>5,443</b>
Ciclos combinados	513	872	5,502	7,541	5,643	2,839	2,639	1,579	57	-	<b>27,185</b>
Carboeléctricas	-	-	2,332	5,509	1,772	141	-	-	-	-	<b>9,754</b>
Unidades diesel	125	523	12	7	110	629	534	104	523	6	<b>2,573</b>
Rehabilitación y modernización	3,627	2,372	2,903	3,460	3,248	1,825	-	-	-	-	<b>17,435</b>
<i>Inversión presupuestal*</i>	3,430	7,179	5,125	3,248	3,022	85	29	3	-	-	<b>22,121</b>
<i>Obras con esquema por definir</i>	-	-	-	1,824	5,090	9,223	11,613	15,057	20,988	21,947	<b>85,742</b>
<b>Transmisión</b>	<b>13,197</b>	<b>13,728</b>	<b>11,851</b>	<b>10,591</b>	<b>9,846</b>	<b>11,759</b>	<b>13,439</b>	<b>12,109</b>	<b>12,741</b>	<b>13,485</b>	<b>122,743</b>
Inversión privada (OPF)	8,136	7,218	6,770	5,698	3,859	5,167	6,306	5,186	5,537	5,977	<b>59,854</b>
Inversión presupuestal*	5,061	6,510	5,081	4,893	5,987	6,592	7,133	6,923	7,204	7,508	<b>62,889</b>
<b>Distribución</b>	<b>6,200</b>	<b>18,504</b>	<b>14,871</b>	<b>15,395</b>	<b>16,029</b>	<b>15,448</b>	<b>15,017</b>	<b>13,243</b>	<b>11,763</b>	<b>11,979</b>	<b>138,446</b>
Inversión privada (OPF)	2,010	1,119	516	568	1,141	1,031	958	1,162	817	893	<b>10,215</b>
Inversión presupuestal*	4,190	17,385	14,355	14,827	14,888	14,417	14,059	12,081	10,946	11,086	<b>128,231</b>
<b>Mantenimiento</b>	<b>6,750</b>	<b>8,317</b>	<b>8,244</b>	<b>8,112</b>	<b>8,099</b>	<b>8,486</b>	<b>8,526</b>	<b>8,404</b>	<b>8,543</b>	<b>9,195</b>	<b>82,678</b>
Unidades generadoras (PIE)	885	1,199	1,277	1,336	1,336	1,438	1,522	1,581	1,581	1,581	<b>13,736</b>
Unidades generadoras (CFE y LFC)	5,865	7,118	6,967	6,776	6,763	7,048	6,971	6,650	6,645	7,013	<b>67,818</b>
Obras con esquema por definir	-	-	-	-	-	-	33	173	317	601	<b>1,124</b>
<b>Otras inversiones presupuestales*</b>	<b>1,315</b>	<b>1,081</b>	<b>1,264</b>	<b>1,245</b>	<b>1,257</b>	<b>1,250</b>	<b>1,252</b>	<b>1,254</b>	<b>1,256</b>	<b>1,258</b>	<b>12,434</b>

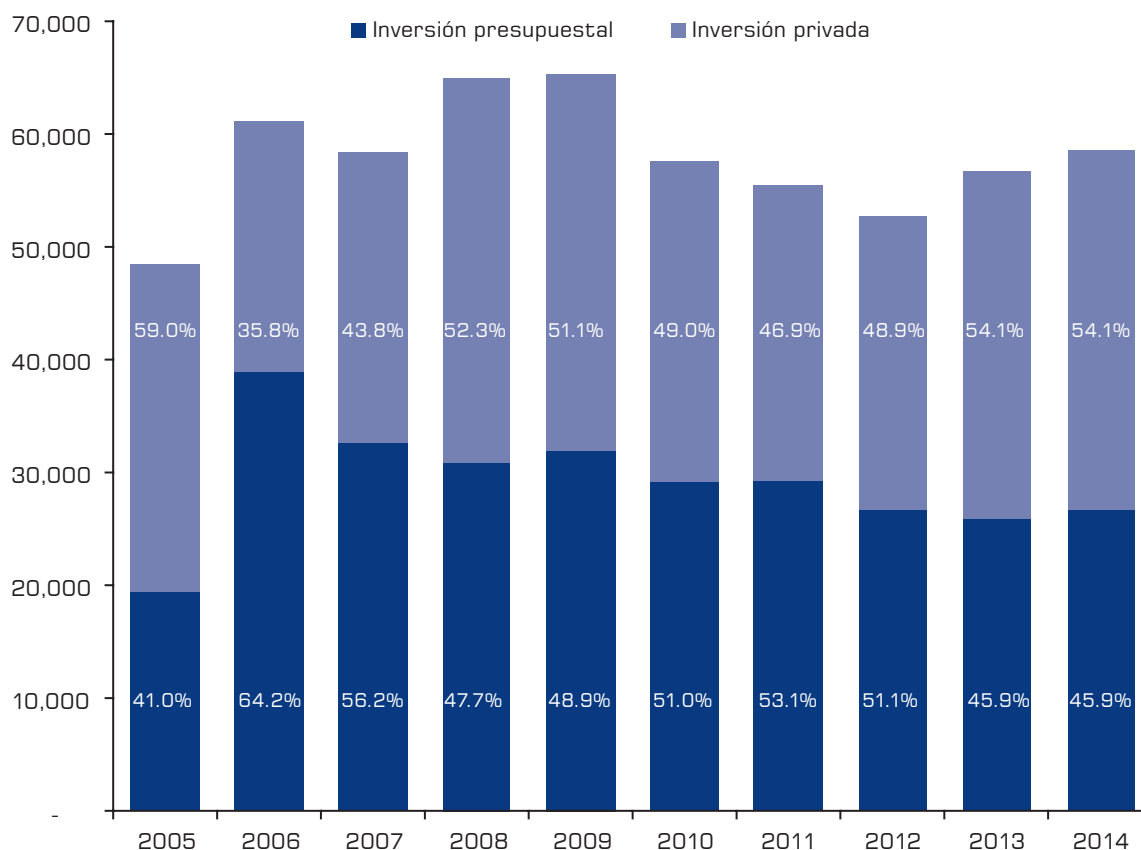
<sup>1</sup> Costos instantáneos de las obras (excluyendo costos financieros) a precios constantes y con contingencias, con información disponible al 14 de octubre de 2005.

Debido al redondeo de cifras los totales pudieran no coincidir exactamente.

\*Incluye a CFE y LFC.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Gráfica 31  
 Requerimientos de inversión del sector eléctrico nacional, 2005-2014  
 (millones de pesos del 2005)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

## 4.7 Opciones técnicas para la expansión del sistema de generación

A continuación se presenta una cartera de proyectos que cuentan con estudios de factibilidad y estimaciones de costo, en la cual se consideran:

- Proyectos típicos de capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente.
- Proyectos específicos que requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios.

Las principales características físicas y económicas de los proyectos típicos considerados en el análisis de la expansión del SEN se muestran en el cuadro 40.

Los proyectos de generación requieren de estudios previos para seleccionar el sitio de construcción y una manifestación de impacto ambiental. Se consideran en la evaluación técnica aspectos económicos, sociales, legales y ambientales para cada sitio posible.

En el cuadro 41 se indican los proyectos termoeléctricos con estudios de sitio terminados o en proceso, los cuales podrían ser considerados por los inversionistas privados al seleccionar su ubicación definitiva.

Los proyectos hidroeléctricos y geotermoeléctricos requieren de un largo proceso de estudio para definir su factibilidad. Éste se inicia con la identificación de los posibles sitios de aprovechamiento, continúa con la definición y evaluación del proyecto y termina con el diseño de las centrales generadoras.

El desarrollo de los proyectos puede llevarse a cabo por CFE o particulares, bajo las modalidades y esquemas vigentes, según la LSPEE y su reglamento.

Cuadro 40  
Características y datos técnicos de proyectos típicos

Central	Potencia (MW)	Eficiencia bruta (%)	Vida económica (años)	Factor de planta típico	Usos propios (%)
Térmica convencional	2 x 350	37.56	30	0.750	5.8
	2 x 160	36.31	30	0.650	6.2
	2 x 84	32.42	30	0.650	6.4
	2 x 37.5	30.63	30	0.650	8.3
Turbogás <sup>1</sup>					
Aeroderivada gas	1 x 42.6	37.55	30	0.125	1.1
Industrial gas	1 x 85	29.76	30	0.125	1.0
Industrial gas "F"	1 x 190	33.81	30	0.125	0.8
Industrial gas "G"	1 x 261	35.73	30	0.125	1.2
Aeroderivada diesel	1 x 41.4	38.08	30	0.125	0.8
Ciclo combinado gas <sup>1</sup>					
	1 x 290	51.85	30	0.800	2.9
	1 x 581	52.03	30	0.800	2.8
	1 x 388	52.46	30	0.800	2.8
	1 x 776	52.58	30	0.800	2.7
Diesel <sup>2</sup>	2 x 18.7	47.61	25	0.650	5.1
	3 x 13.5	47.35	25	0.650	5.7
	3 x 3.4	43.53	25	0.650	7.1
Carboeléctrica	2 x 350	37.24	30	0.750	7.3
C. Dual s/desulfurador	2 x 350	38.02	30	0.750	7.3
C. Dual c/desulfurador	2 x 350	38.02	30	0.750	11.4
Nuclear (ABWR)	1 x 1 356	34.54	40	0.850	4.1

<sup>1</sup> La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones ISO: temperatura ambiente de 15 grados centígrados, humedad relativa de 60% y presión a nivel del mar.

<sup>2</sup> La potencia y eficiencia están determinadas bajo condiciones ISO 3046/1-1986: temperatura ambiente de 25 grados centígrados, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 41  
Proyectos termoeléctricos con estudios de sitio terminado o en proceso

Área	Proyecto	Número de unidades	Capacidad total factible (MW)	Estado actual	Observaciones
<b>Total</b>			<b>7,566</b>		
Baja California	CC Baja California (Presidente Juárez)	1 x 259	259	Sitio definido	Sitio CT Presidente Juárez
	CC Baja California II (SLRC)	6 x 37.3	224	Sitio definido	Sitio Ejido San Luis, Sonora
	Presidente Juárez conversión TG/CC	1 x 84	84	Sitio definido	Sitio CT Presidente Juárez
Baja California Sur	CI Baja California Sur II (Coromuel)	1 x 46	46	Sitio definido	Sitio San Francisco
	CI Baja California Sur III (Coromuel)	1 x 38	38	Sitio definido	Sitio San Francisco
	CCI Santa Rosalía	4 x 3.6	14.4	Sitio definido	Sitio Vizcaíno
Noreste	CC Tamazunchale II	1 x 682	682	Sitio definido	El Tepetate
	CC Tamazunchale III	1 x 682	682	Sitio definido	El Tepetate
Noroeste	CC Agua Prieta II (híbrido) <sup>1</sup>	1 x 642	642	Sitio definido	Sitio El Fresnal
Norte	CC Norte (La Trinidad)	1 x 403	403	Sitio definido	Sitio La Trinidad, Durango
	CC Norte II (Chihuahua)	1 x 666	666	Estudios en proceso	Sitio por definir
Occidental	Carboeléctrica del Pacífico	1 x 700	700	Sitio definido	CT Plutarco Elías Calles
	Occidental I		458	Estudios en proceso	Occidental
	Occidental II		458	Estudios en proceso	Occidental
	Occidental III		458	Estudios en proceso	Occidental
	Occidental IV		458	Estudios en proceso	Occidental
Central	Valle de México repotenciación U2	1 x 530	530	Sitio definido	CT Valle de México
	Valle de México repotenciación U3	1 x 530	530	Sitio definido	CT Valle de México
Oriental	San Lorenzo conversión TG/CC	1 x 142	142	Sitio definido	TG San Lorenzo, Puebla
	Tuxpan conversión TG/CC	1 x 92	92	Sitio definido	TG Tuxpan, Veracruz

<sup>1</sup> Incluye 25 MW de campo solar.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 42  
Proyectos hidroeléctricos con estudio de prefactibilidad, factibilidad y diseño, terminados o en proceso

Área	Proyecto	Ubicación	Número de unidades x potencia por unidad <sup>1</sup>	Capacidad total <sup>1</sup> (MW)	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio <sup>6</sup>
Baja California	PAEB El Descanso	Baja California	2 x 300	600	1,252	P
Baja California	PAEB Tecate	Baja California	2 x 300	600	1,252	P
Central	La Parota <sup>2</sup>	Guerrero	3 x 300; 2 x 3	906	1,528	D
Central	Sistema Río Moctezuma <sup>3</sup>	Querétaro, Hidalgo y San Luis Potosí	2 x 40; 2 x 9; 1 x 10; 1 x 6; 1 x 5.5; 1 x 5.5	125	1,070	P
Noreste	PAEB Monterrey	Nuevo León	2 x 100	200	292	F
Norte	Madera	Chihuahua	2 x 138	276	726	F
Occidental	Arroyo Hondo	Jalisco	2 x 38	76	233	F
Occidental	La Yesca	Jalisco/Nayarit	2 x 375	750	1,209	D
Occidental	Mascota Corrinchis	Jalisco	2 x 17	34	51	P
Occidental	PAEB Agua Prieta	Jalisco	2 x 120	240	310	P
Occidental	Pozolillo	Nayarit	2 x 250	500	826	F
Occidental	San Francisco	Jalisco	2 x 139	278	609	F
Oriental	Acala <sup>4</sup>	Chiapas	4 x 40	160	379	P
Oriental	Copainalá (Kaplan) <sup>5</sup>	Chiapas	3 x 75	225	502	F
Oriental	Ixtayutla	Oaxaca	2 x 270	540	1,660	F
Oriental	Omitlán	Guerrero	2 x 115	230	789	F
Oriental	San Juan Tetelcingo	Guerrero	3 x 203	609	1,313	F
Oriental	Tenosique (Kaplan)	Tabasco/Chiapas	3 x 140	420	2,328	F
Oriental	Xúchiles	Veracruz	2 x 38	76	499	P

<sup>1</sup> Potencia expresada a la salida del generador.

<sup>2</sup> La potencia y generación incluyen la minicentral de la presa reguladora Los Ilamos.

<sup>3</sup> Considera los proyectos Jiliapan, Tilaco, Piedra Blanca, Gobernador, Tecalco y Tamán.

<sup>4</sup> Considera equipamiento con turbinas tipo bulbo.

<sup>5</sup> Considera las condiciones actuales de la CH Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén) con 2,400 MW instalados.

<sup>6</sup> D: diseño F: factibilidad P: prefactibilidad.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 43  
Ampliación de capacidad instalada en proyectos hidroeléctricos

Área	Proyecto	Ubicación	Número de unidades x potencia por unidad <sup>1</sup>	Capacidad total <sup>1</sup> (MW)	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio <sup>4</sup>
Central	Ampliación Villita <sup>2</sup>	Michoacán	2 x 200	400	139	D
Central	Ampliación Zimapán <sup>3</sup>	Hidalgo	2 x 283	566	706	D
Central	Ampliación Infiernillo	Guerrero	2 x 250	500	92	P
Central	Repotenciación Infiernillo	Guerrero	1 x 200	200	112	D
Noroeste	Ampliación Mocúzari	Sonora	1 x 7	7	42	F
Noroeste	Ampliación Oviáchic	Sonora	1 x 6	6	26	F
Occidental	Ampliación Santa Rosa	Jalisco	1 x 49	49	74	F

<sup>1</sup> La potencia y generación corresponden a la ampliación.

<sup>2</sup> La generación media anual no considera la repotenciación de la central.

<sup>3</sup> La generación corresponde a horas pico; la CH Ing. Fernando Hiriart Balderrama (presa Zimapán) reduce su factor de planta de 0.53 a 0.14.

<sup>4</sup> D: diseño F: factibilidad P: prefactibilidad.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Con respecto a las centrales eoloeléctricas, los costos de generación llegan a ser bajos sólo cuando operan con factores de planta muy altos y en sitios favorables por la velocidad y frecuencia del viento. De tal manera que los estudios realizados por CFE referente a estos proyectos, identificaron los proyectos que se muestran en el cuadro 44.

Cuadro 44  
Catálogo de proyectos geotermoeléctricos y eoloeléctricos

Área	Proyecto	Número de unidades x potencia por unidad	Estado	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio <sup>1</sup>
<b>Geotermoeléctricos</b>					
Baja California	Cerro Prieto V	2 x 50	Baja California	813.2	F
Occidental	Cerritos Colorados 1a. etapa	1 x 26.9	Jalisco	207.1	F
Occidental	Cerritos Colorados 2a. etapa	2 x 26.9	Jalisco	414.1	P
Oriental	Los Humeros II	1 x 25	Puebla	207.1	F
Oriental	Los Humeros III	1 x 26.9	Puebla	207.1	P
<b>Eoloeléctricos</b>					
Oriental	La Venta II	66 x 1.3	Oaxaca	325.1	L
Oriental	La Venta III	78 x 1.3	Oaxaca	363.4	L
Oriental	La Venta IV	78 x 1.3	Oaxaca	363.4	F
Oriental	La Venta V	78 x 1.3	Oaxaca	350.4	P
Oriental	La Venta VI	78 x 1.3	Oaxaca	350.4	P
Oriental	La Venta VII	78 x 1.3	Oaxaca	350.4	P

<sup>1</sup> L: por licitar F: factibilidad P: prefactibilidad.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.



# Ahorro de energía en la industria eléctrica

El esfuerzo realizado en México para lograr un uso más eficiente de la energía, se caracteriza por el desarrollo institucional y programático sostenido de diversas instituciones como la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (CFE-PAESE) y el Programa de Ahorro Sistemático Integral (ASI), entre otras, que han sido las responsables de diseñar y aplicar programas que ya han mostrado efectos significativos, palpables y duraderos en los diversos sectores de nuestra sociedad y del territorio nacional.

El ahorro de energía eléctrica es un elemento fundamental de las políticas públicas para el cuidado de los recursos energéticos no renovables, diversificación energética, protección del medio ambiente, aumento de la productividad y competitividad de la economía, y para la protección de la economía de las familias.

## 5.1 Programas de ahorro de energía

Este capítulo muestra los aspectos más relevantes de los principales programas de ahorro de energía que se encuentran en desarrollo, así como sus resultados esperados en una proyección conservadora. Con la aplicación de estos programas, para finales de 2005, se estima obtener un ahorro equivalente a 19.65 mil GWh en consumo y poco más de 4,900 MW en capacidad diferida, mientras que en 2014, se espera alcanzar un ahorro de 40.9 mil GWh y 9,970 MW<sup>1</sup>.

### Normalización

La Secretaría de Energía, a través de la Conae, expide las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) de eficiencia energética, elaboradas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), en colaboración y con el consenso de los sectores público, privado, social, y de investigación y desarrollo tecnológico.

<sup>1</sup> Este ahorro está considerado en los escenarios esperados de energía necesaria y demanda de capacidad de la CFE.

La aplicación de las NOM's de eficiencia energética es obligatoria y regula los consumos de energía de aparatos y sistemas que ofrecen un mayor potencial de ahorro, cuyo costo-beneficio resulta favorable para el país.

40 millones de aparatos y sistemas en operación (véase cuadro 45). Para 2005, los ahorros estimados por su aplicación, son del orden de 14,250 GWh en consumo de energía y 2,566 MW acumulados de potencia evitada.

Actualmente existen vigentes 18 NOM's de eficiencia energética, de las cuales 16 están relacionadas con el consumo de energía eléctrica y se aplican a más de

Cuadro 45  
Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética vigentes y en proceso

Norma/equipo o sistema	Entrada en vigor	Unidades vendidas en 2005*	Ahorros		
			Por unidades vendidas en 2005 (GWh)	Por unidades eficientes acumuladas (GWh)	(MW)
NOM-001-ENER-2000 Bombas verticales	XII/2000	2,736	7	130	46
NOM-004-ENER-1995 Bombas centrífugas	VII/1996	384,658	1	32	97
NOM-005-ENER-2000 Lavadoras de ropa	X/2000	1,830,238	97	436	0
NOM-006-ENER-1995 Sistemas de bombeo	XI/1996	NA	NA	2,312	52
NOM-007-ENER-1995 Alumbrado en edificios	IX/1996	NA	141	1,084	45
NOM-008-ENER-2001 Edificios no residenciales	VI/2001	NA	54	197	48
NOM-010-ENER-1996 Bombas sumergibles	I/1998	1,275	12	96	30
NOM-011-ENER-2002 Acondicionadores de aire tipo central	X/2002	11,402	34	204	27
NOM-013-ENER-1996 Alumbrado en vialidades	V/1998	NA	1	19	4
NOM-014-ENER-1997 Motores monofásicos	VII/1998	402,029	40	298	235
NOM-015-ENER-2002 Refrigeradores y congeladores	V/2003	1,792,197	691	4,873	997
NOM-016-ENER-2002 Motores trifásicos	IV/2003	189,262	204	1,992	658
NOM-017-ENER-1997 Lámparas fluorescentes	VI/1998	159,432	41	120	4
NOM-018-ENER-1997 Aislantes térmicos para edificaciones	X/1998	NA	3	76	7
NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000 Acondicionadores de aire tipo cuarto	VI/2001	533,365	237	1,670	232
NOM-022-ENER/SCFI/ECOL-2000 Aparatos de refrigeración comercial	VI/2001	456,835	199	712	85
<b>En proceso de elaboración</b>					
Proyecto de Norma	Equipo/sistema	Característica			
NOM-ENER	Acondicionadores de aire tipo dividido	Tema nuevo, 2005			
NOM-004-ENER	Bombas centrífugas para uso doméstico	Revisión quinquenal reprogramado 2005			
NOM-005-ENER	Lavadoras de ropa electrodomésticas	Modificación, 2005			
NOM-007-ENER	Sistemas de alumbrado en edificios no residenciales	Revisión quinquenal reprogramado 2005			
NOM-010-ENER	Bombas sumergibles	Revisión quinquenal reprogramado 2005			
NOM-013-ENER	Sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios	Revisión quinquenal reprogramado 2005			
NOM-014-ENER	Motores monofásicos	Modificación, reprogramado 2005			
NOM-017-ENER	Lámparas fluorescentes compactas	Revisión quinquenal reprogramado 2005			
NOM-020-ENER	Edificios de uso habitacional hasta tres niveles	Tema nuevo reprogramado 2005			
NOM-022-ENER	Refrigeración comercial	Modificación, 2005			

\* Estimaciones con base en tasas de crecimiento en las ventas, proporcionadas por los fabricantes y comercializadoras de los productos y sistemas cubiertos por las normas.  
Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Con objeto de lograr el cabal cumplimiento de las normas vigentes, la Conae promueve y apoya el proceso de evaluación de la conformidad, en coordinación con la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), para la evaluación y acreditación de los organismos de certificación, laboratorios de prueba y unidades de verificación. A la fecha, se encuentran acreditados y aprobados en las normas de eficiencia: dos organismos de certificación, 53 laboratorios de prueba y 232 unidades de verificación.

Con la aplicación efectiva de las NOM de eficiencia energética, se estima que para 2014, se alcanzarán ahorros acumulados de 33,226 GWh en el consumo de energía eléctrica y 6,458 MW en diferimiento de capacidad (véase cuadro 48).

### Horario de verano

El horario de verano consiste en adelantar el reloj una hora a escala nacional durante los meses de mayor insolación, con el fin de aprovechar mejor la luz solar y, con ello, reducir el consumo de electricidad que implica la iluminación artificial en horas pico del Sistema Eléctrico Nacional.

La medida se instituyó por Decreto Presidencial en 1996, comienza el primer domingo de abril y termina el último domingo de octubre de cada año.

Con su aplicación se optimiza la utilización de la infraestructura eléctrica, a la vez que permite aplazar las inversiones en nuevas plantas generadoras. Asimismo, contribuye a disminuir el uso de energéticos primarios para la generación de electricidad y reducir las emisiones contaminantes asociadas. Además, favorece la convivencia familiar y el desarrollo de actividades personales.

Desde que se implantó la medida en 1996, el IIE y la CFE han evaluado los beneficios energéticos y ambientales alcanzados por el programa. De manera acumulada, en el periodo de 1996-2004 se han obtenido ahorros del orden de 9,832 GWh de energía y 898 MW de disminución en demanda máxima coincidente, lo que resulta en cerca de nueve mil millones de pesos diferidos en inversión (véase cuadro 46). Se espera que en 2014 los ahorros de energía sean del orden de 1,558 GWh y 1,488 MW de demanda evitada.

Cuadro 46  
Aplicación del horario de verano

Año	Ahorro de energía (GWh)	Demanda evitada acumulada (MW)	Inversión diferida acumulada* (millones de pesos)
1996	943	529	4,100
1997	1,100	550	4,400
1998	1,012	683	6,830
1999	1,092	613	6,130
2000	1,182	823	8,230
2001	933	908	9,080
2002	1,118	900	9,000
2003	1,165	935	10,285
2004	1,287	898	9,975
2005**	1,314	929	10,064
2006	1,341	1,040	10,400
2007	1,368	1,096	10,960
2008	1,395	1,152	11,520
2009	1,422	1,208	12,080
2010	1,449	1,264	12,640
2011	1,476	1,320	13,200
2012	1,504	1,376	13,760
2013	1,531	1,432	14,320
2014	1,558	1,488	14,880

\* Este rubro se refiere exclusivamente a las inversiones en infraestructura diferidas que se logran por la aplicación de esta medida.

\*\* La información correspondiente al 2005 y posteriores se obtuvo de estimaciones basadas en evaluaciones de 1996 a 2004, considerando el crecimiento de la demanda que proyecta la CFE.

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, elaborado con datos del PAESE-CFE, comunicado 2005.

## Programas en instalaciones

Estos programas del FIDE, se agrupan en dos conjuntos: el orientado a usuarios intensivos en el consumo de energía eléctrica y los de la pequeña empresa.

En apoyo a los grandes usuarios de instalaciones industriales, comerciales y de servicios municipales, durante 2004, se concluyeron 141 proyectos con aplicación de medidas ahorradoras, de los cuales 65 corresponden al sector industrial, 46 al de comercios y servicios y 30 a servicios municipales. A partir de 2005, se dará énfasis al desarrollo de proyectos corporativos, como también a servicios municipales. Se tiene previsto que durante este año se concluyan 177 proyectos más y se pacte la realización de 280 nuevos.

En apoyo a la micro y pequeña empresa industrial, comercial y de servicios, durante 2004 se terminaron 216 proyectos con aplicación de medidas de ahorro de energía y se llevaron a cabo 570 diagnósticos. Con lo anterior, y de manera acumulada, se habían concluido 1,116 proyectos y realizado 5,085 diagnósticos. Para finales de 2005, se tiene previsto concluir 253 proyectos más y pactar la realización de 270 nuevos proyectos.

En el cuadro 48, se muestra la prospectiva de ahorro de energía y de demanda evitada por la aplicación de estos programas. Para finales de 2014 se espera lograr ahorros anuales del orden de 1,532 GWh y de 389 MW en demanda evitada acumulada.

## Sector agropecuario

Las principales acciones de ahorro de energía dentro de este sector son coordinadas por la Comisión Nacional del Agua (CNA), a través de su Programa de Uso Eficiente de Agua y la Energía Eléctrica, y se concentran en la rehabilitación de sistemas de bombeo agrícola.

El bombeo agrícola a escala nacional representa un consumo anual de 6,968 GWh, equivalente al 4.3% de las ventas de electricidad en el país, mientras que el potencial técnico promedio de ahorro de electricidad, derivado de la rehabilitación de pozos, es del orden del 40%.

Durante 2004, y con el apoyo del FIDE, se rehabilitaron 909 sistemas de bombeo, cantidad que representa 2.1 veces más que lo alcanzado en 2003. Con lo anteriormente señalado, desde el inicio del programa en 1991, se han rehabilitado 14,906 sistemas de bombeo. En los siguientes diez años, se continuará de manera sistemática la rehabilitación de sistemas de bombeo. Al término del horizonte de proyección, se esperan ahorros de 1,450 GWh anuales de energía eléctrica y 392 MW en demanda evitada (véase cuadro 48).

## Programa de incentivos y desarrollo del mercado

Este programa, operado por el FIDE, inició en 1998 con el objetivo de impulsar la utilización de tecnologías ahorradoras y la transformación del mercado de equipos, financiamiento y servicios para el ahorro de energía eléctrica. Mediante el programa, se otorgan bonificaciones económicas a empresas industriales, comerciales y de servicios que adquieran e instalen equipos de alta eficiencia.

En 2004, se comercializaron 82,605 equipos de alumbrado comercial, con lo que se concluyó este proyecto que logró incorporar un total de 5.4 millones de unidades de este tipo. Como referencia, con el proyecto de compresores ahorradores, concluido en 2001, se colocaron 1,109 equipos y con el de motores de alta eficiencia, terminado en 2003, al actualizarse la NOM de eficiencia energética para motores de corriente alterna trifásicos de inducción, se comercializaron 211,246 unidades.

Para los siguientes años, el FIDE seguirá apoyando la transformación del mercado de equipos estándar hacia los de alta eficiencia en los sectores productivos del país, al incentivar su uso mediante el otorgamiento de bonificaciones económicas. En particular, durante 2005, continuará con el Proyecto de Financiamiento a Proveedores, con el objetivo de fortalecer la oferta de servicios energéticos integrales, propiciando así, una mayor participación de instituciones financieras, fabricantes y distribuidores, firmas de ingeniería y de consultoría en la realización de proyectos de ahorro de energía eléctrica.

También, se continuará el Programa para la Introducción de Equipos Eléctricos de Alta Eficiencia en micro y pequeñas empresas y se iniciará el Programa de Incentivos para la sustitución de motores eléctricos convencionales por los de alta eficiencia, bajo proyectos que aprovechen los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), con la finalidad de obtener recursos a través de la venta de Bonos de Carbono.

Con la instrumentación de estos proyectos, se estima que para 2014 se alcanzarán ahorros anuales en consumo de energía eléctrica del orden de 2,119 GWh y 864 MW en demanda evitada acumulada (véase cuadro 48)

## Sector doméstico

A través del Programa de Ahorro Sistemático Integral (ASI)-FIPATERM (Fideicomiso para el Aislamiento Térmico), FIDE y Conae, se instrumentan diversas acciones y programas regionales que se pueden agrupar en

tres líneas de acción: el fomento de la cultura del cuidado de energía entre la población en general, la normalización de la eficiencia energética en aparatos electrodomésticos y los programas específicos de ahorro de energía.

De las acciones realizadas durante 2004, destaca la consolidación del Programa de Financiamiento para el Ahorro de Energía Eléctrica (PFAEE), establecido con base en un acuerdo entre la CFE, NAFIN y el FIDE, firmado en 2002, para promover el ahorro de energía eléctrica en el sector doméstico en la mayor parte del territorio nacional, excepto en la zona centro a cargo de LFC. Esto mediante la contratación de descuento de títulos de crédito por tres mil millones de pesos y una línea de crédito por 465 millones de pesos.

La operación del programa está a cargo de ASI-FIPATERM, que atiende los estados de la frontera norte y del sureste, y el FIDE en el resto del país. Las acciones se enfocan, principalmente, al aislamiento térmico de viviendas y el reemplazo de refrigeradores y equipos de aire acondicionado obsoletos por otros de alta eficiencia.

A través del PFAEE y otros proyectos, de manera acumulada hasta 2004, se logró el aislamiento térmico de 10 mil 518 viviendas, la sustitución de 124 mil 972 equipos de aire acondicionado y 132 mil 243 refrigeradores, 15 millones 500 mil focos incandescentes sustituidos por lámparas eficientes y la realización de 201 mil 306 diagnósticos energéticos.

Las acciones para 2005 incluyen el aislamiento térmico de más de 99 mil casas, la sustitución de 71 mil aires acondicionados y 222 mil refrigeradores, el reemplazo de un millón de lámparas eficientes y la realización de más de 25 mil diagnósticos energéticos en los hogares (véase cuadro 47).

Se estima que en 2014, por la aplicación de programas orientados al sector doméstico, se alcanzarán ahorros anuales en consumo de energía eléctrica del orden de 544 GWh y 352 MW en demanda evitada acumulada (véase cuadro 48).

Por otra parte, a través de FIDE, en coordinación con el Infonavit y desarrolladores de vivienda, se inició el Programa de Financiamiento para la Construcción de Viviendas con Criterios de Ahorro de Energía Eléctrica. A través de éste se otorgan financiamientos para que las nuevas casas habitación cuenten con medidas que aseguren el mejor aprovechamiento de la energía eléctrica, como son el aislamiento térmico de techos y muros, la instalación de luminarias con lámparas eficientes, equipos de aire acondicionado de alta eficiencia y ventanas de doble vidrio. Así, durante 2004, se concertó la construcción de 3,700 viviendas a través de cinco desarrolladores.

#### Administración Pública Federal (APF)

Con el fin de reducir los niveles de consumo de energía eléctrica en edificios de la APF, desde 1999 la Conae ha venido operando un programa que ha evolucionado positivamente a través del tiempo.

Durante 2003, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el Acuerdo que establece las Disposiciones Generales para el Programa de Ahorro de Energía en la Administración Pública Federal, con el objeto de implementar un proceso de mejora continua que permita paulatinamente incrementar la eficiencia energética en las dependencias y entidades del gobierno federal, mediante la aplicación de buenas prácticas e innovación tecnológica, así como la utilización de herramientas de operación, control y seguimiento, que propicien el uso eficiente y eficaz de los recursos públicos, y contribuyan a la preservación de los recursos energéticos y la ecología de la Nación.

Así, en el periodo 1999-2004, se incorporaron al programa 1,447 edificaciones de uso de oficina y 1,167 de otros usos, que representan más de 6.65 millones de metros cuadrados construidos y un consumo anual estimado de 559 millones de kWh.

Cuadro 47  
Acciones en el sector doméstico

Proyecto	Unidad	Antes de 2004	2004	Acumulado al 2004	Programa 2005
Aislamiento térmico	# Casas	88,544	10,518	99,062	22,100
Aires acondicionados	# Equipos	83,718	41,254	124,972	71,000
Refrigeradores	# Equipos	1,997	132,243	134,240	222,000
Lámparas eficientes	Millones lámparas	14	1	16	1
Diagnósticos energéticos	# Diagnósticos	177,415	23,891	201,306	25,000

Este proyecto inició durante el último trimestre de 2003.

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, con base en información del PAESE-CFE, comunicado 2005.

Particularmente, la CFE, a través del PAESE, reforzó la promoción del ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en sus instalaciones, mediante la aplicación de medidas en usos propios de centrales generadoras y en los sistemas de iluminación, acondicionamiento ambiental y asilamiento térmico de sus inmuebles.

Como parte de las actividades de evaluación de resultados, se analizan los registros trimestrales de consumo de energía eléctrica de los inmuebles inscritos al programa que envían información a la Conae. En este sentido, durante 2004, se calculó un índice global de consumo de energía en inmuebles de uso de oficina, de 81.4 kWh/m<sup>2</sup>-año, equivalente a 28.5 por ciento menos de lo que se tendría en caso de no haberse aplicado el programa, y que representa 193 millones de kWh ahorrados durante 2004 (véase gráfica 32).

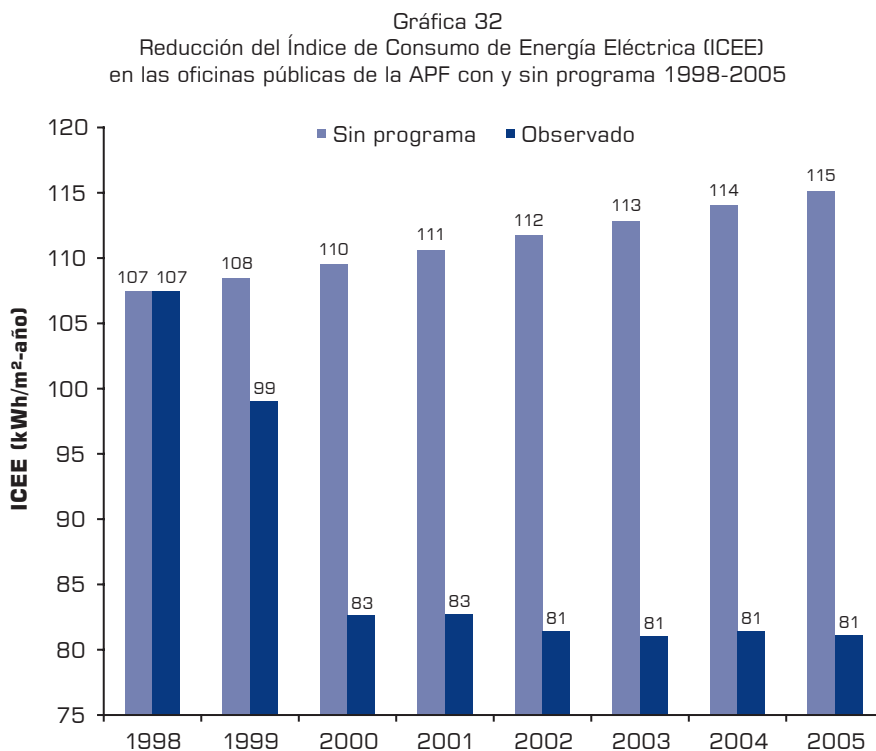
Se estima que en 2014 los ahorros anuales en consumo de energía eléctrica serán del orden de 304 GWh (véase cuadro 48).

#### Otras acciones

Adicionalmente a los programas descritos anteriormente, se continuará realizando un amplio conjunto de acciones con el fin de promover y difundir los programas de ahorro de energía existentes, así como apoyar la formación de una cultura del cuidado de la energía entre la población en general.

Estas acciones se pueden agrupar en cuatro conjuntos:

- La **promoción y difusión** a través de medios impresos y electrónicos, la realización de eventos y exposiciones, la elaboración de materiales promocionales para difundir las oportunidades y beneficios del ahorro de energía eléctrica, así como promover la aceptación y aplicación de los programas y acciones entre la población en general.
- La formación de una **cultura de ahorro de energía en la población infantil** mediante programas como el de Educación para el Uso Racional y Ahorro de Energía Eléctrica (EDUCAREE) del FIDE, Taller para el Aprendizaje del Ahorro de Energía SEP-Conae y el Programa Inspectores de Energía de la Sener, donde se involucra de manera activa a los niños, maestros y padres de familia.
- La **capacitación y formación de recursos humanos** especializados en ahorro con la impartición de cursos, talleres y diplomados, entre otros; acciones que consolidan la formación de una cultura para el cuidado de la energía en el corto, mediano y largo plazos.



Nota: El dato de 2005 es estimado.  
Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

Cuadro 48  
Prospectiva de los programas vigentes de ahorro de energía

Año	Aplicación de la NOM		Horario de verano		Programas en instalaciones		Sector agropecuario		Incentivos FIDE		Sector doméstico		Inmuebles de la APF
	Energía GWh	Demanda evitada* MW	Energía GWh	Demanda evitada* MW	Energía GWh	Demanda evitada* MW	Energía GWh	Demanda evitada* MW	Energía GWh	Demanda evitada* MW	Energía GWh	Demanda evitada* MW	
2005	14,251	2,567	1,314	984	1,136	292	933	264	1,367	559	427	285	202
2006	16,065	2,926	1,341	1,040	1,179	303	985	278	1,453	593	440	293	211
2007	17,850	3,299	1,368	1,096	1,225	312	1,038	291	1,539	627	453	300	221
2008	19,714	3,685	1,395	1,152	1,269	323	1,091	305	1,625	661	466	307	232
2009	21,658	4,093	1,422	1,208	1,312	333	1,169	320	1,712	694	479	315	242
2010	23,694	4,518	1,449	1,264	1,356	345	1,231	336	1,798	728	492	322	254
2011	25,826	4,948	1,476	1,320	1,407	358	1,305	353	1,884	762	505	330	266
2012	28,053	5,404	1,504	1,376	1,442	367	1,346	363	1,970	796	518	337	278
2013	30,511	5,906	1,531	1,432	1,487	380	1,360	377	2,004	830	531	344	291
2014	33,226	6,458	1,558	1,488	1,532	389	1,450	392	2,119	864	544	352	304

\* Suma de demanda evitada acumulada sin considerar la aplicación de factores de coincidencia.  
Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

- Finalmente, los reconocimientos públicos a personas, instituciones y empresas a través de dos premios nacionales: Premio Nacional de Ahorro de Energía Eléctrica, que anualmente otorga la CFE y el Premio Nacional de Ahorro de Energía en Inmuebles de la Administración Pública Federal que convoca la Conae.

### Consideraciones futuras

Las políticas públicas y el acelerado cambio tecnológico han aumentado los potenciales económicamente viables de eficiencia energética y de aprovechamiento de la energía renovable en el país, debido a que los equipos y sistemas consumidores de energía que existen actualmente en el mercado son energéticamente más eficientes.

En este sentido, el principal reto es el de continuar y consolidar los proyectos, programas y acciones de ahorro de energía y energía renovable que actualmente se encuentran en desarrollo, así como formular nuevas estrategias y líneas de acción a través de la instrumentación de un Programa Nacional de Ahorro de Energía que, de manera consensuada y participativa de los sectores público, privado y social, atienda las necesidades de los usuarios de energía en todo el país, y permita seguir consolidando los esfuerzos nacionales en la materia.

## 5.2 Avances recientes en investigación y desarrollo de tecnologías para generación

Los cambios tecnológicos en el sector energético tienden a ser lentos, dadas las largas vidas de las instalaciones y la naturaleza conservadora de esta industria en la mayor parte del mundo. Sin embargo, en los años recientes, se observan cambios que conviene destacar.

La tecnología de gasificación de combustibles, que hace 10 años se veía como una tecnología que vendría después de la de lechos fluidizados, la ha rebasado y se perfila como la tecnología dominante en el aprovechamiento de combustibles fósiles en el futuro. Este desarrollo ha sido impulsado fundamentalmente por las grandes reservas de carbón a nivel mundial y por la compatibilidad de esta tecnología con procesos de separación y captura de CO<sub>2</sub> que ahora son prioritarios y realizados por el protocolo de Kyoto.

Debe destacarse que las centrales de “Gasificación con Ciclo Combinado Integral” (IGCC), junto con los ciclos combinados con gas natural probablemente predominen el mercado de generación en el largo plazo. Las centrales IGCC desplazan a las de lecho fluidizado por que sus costos de construcción tienden a disminuir y en especial, fundamentan su mayor presencia debido a su alta flexibilidad para operar con diferentes combustibles (coque de petróleo, residuales de refinerías, combustóleo, biomasa y basura entre otros) así como su adecuada compatibilidad ambiental, ya que esta tecnología emite un mínimo de efluentes.

En fechas recientes ha resurgido en diversas regiones del mundo el interés por la tecnología de generación mediante centrales nucleares, lo anterior es debido a los altos precios de los combustibles fósiles y en especial por su menor impacto ambiental, ya que en su operación no emite gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>), por lo que el empleo de centrales nucleares facilitaría a los países cumplir con los acuerdos del Protocolo de Kyoto. Por otra parte se han consolidado desarrollos en este tipo de centrales existiendo diseños aprobados de centrales nucleares del tipo de agua presurizada que son más simples y tienen mayor seguridad que los de anteriores generaciones.

# Resumen de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, 2005



NOM-011-ENER-2002	Establece los niveles mínimos de eficiencia energética estacional que deben cumplir los acondicionadores de aire tipo central.
NOM-015-ENER-2002	Fija los límites máximos de consumo de energía de los refrigeradores y congeladores electrodomésticos.
NOM-016-ENER-2002	Establece los valores mínimos de eficiencia de los motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo de jaula de ardilla, de uso general, en potencia nominal de 0.746 hasta 373 KW.
NOM-008-ENER-2001	Limita la ganancia de calor de las edificaciones a través de su envoltente, con objeto de racionalizar el uso de la energía en los sistemas de enfriamiento.
NOM-022-ENER-/SCFI/ ECOL-2000	Para aparatos de refrigeración comercial, establece las especificaciones y los métodos de prueba de los valores de consumo de energía por litro, así como las especificaciones de seguridad al usuario y de eliminación de cloro-floro-carbonos (CFC's).
NOM-021-ENER-/SCFI/ ECOL-2000	Para acondicionadores de aire tipo cuarto, establece las especificaciones y los métodos de prueba de la Relación de Eficiencia Energética (REE), así como las especificaciones de seguridad al usuario y la eliminación de cloro-floro-carbonos (CFC's).
NOM-005-ENER-2000	Establece los niveles de consumo de energía eléctrica máximos permisibles que deben cumplir las lavadoras de ropa electrodomésticas.
NOM-001-ENER-2000	Fija los valores mínimos de eficiencia energética que deben cumplir las bombas verticales tipo turbina con motor externo.
NOM-018-ENER-1997	Establece las características y métodos de prueba que deben cumplir los materiales, productos componentes y elementos termo-aislantes para techos, plafones y muros de las edificaciones.
NOM-017-ENER-1997	Fija los límites mínimos de eficacia de las lámparas fluorescentes, con potencias hasta de 28 W y de los balastos con que operan.

NOM-014-ENER-1997	Establece los valores mínimos de eficiencia de los motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo de jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0.18 hasta 1,500 KW.
NOM-013-ENER-1996	Establece niveles de eficiencia energética en términos de valores máximos de Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado (DPEA).
NOM-010-ENER-1996	Fija los valores mínimos de eficiencia energética que deben cumplir el conjunto motor-bomba sumergibles.
NOM-007-ENER-1995	Establece niveles de eficiencia energética en términos de DPEA que debe cumplir los sistemas de alumbrado en edificios no residenciales nuevos y ampliaciones de los ya existentes. También establece el método de cálculo para determinar la DPEA de los sistemas de alumbrado para uso general de edificios no residenciales.
NOM-006-ENER-1995	Establece los valores de eficiencia energética que deben cumplir los sistemas de bombeo para pozo profundo instalados en campo.
NOM-004-ENER-1995	Establece los niveles mínimos de eficiencia energética que deben cumplirse para las bombas centrífugas de uso doméstico.

Fuente: CONAE.



# Tablas regionales



Tabla 1  
Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional

Área	Nombre de la región	Principales localidades	Área	Nombre de la región	Principales localidades	
<i>Noroeste</i>	<i>Sonora Norte</i>	Pto. Peñasco Nogales Cananea Nacozari Hermosillo	<i>Central</i>	<i>Central</i>	Cd. de México Toluca Cuernavaca Tula Pachuca	
	<i>Sonora Sur</i>	Guaymas Cd. Obregón				
	<i>Mochis</i>	Navojua El Fuerte Los Mochis Guasave Culiacán	<i>Oriental</i>	<i>Oriental</i>	Poza Rica Mazatepec Tlaxcala Orizaba Puebla Tehuacán Veracruz Tuxpan Jalapa Acatlán Acapulco Chilpancingo Zihuatanejo Mezcala Temascal Oaxaca Huatulco Pto. Escondido Los Tuxtlas Minatitlán Coatzacoalcos Juchitán Salina Cruz Sn. Cristóbal Tuxtla Gutiérrez Tapachula Villahermosa Cárdenas	
	<i>Mazatlán</i>	Mazatlán				
<i>Norte</i>	<i>Juárez</i>	Cd. Juárez Nvo. Casas Grandes	<i>Peninsular</i>	<i>Lerma</i>	Escárcega Champotón Campeche Cd. Carmen Mérida Motul Ticul Cancún Valladolid Cozumel Tizimín Chetumal	
	<i>Chihuahua</i>	Chihuahua Cauahémoc Delicias Moctezuma Camargo				<i>Acapulco</i>
	<i>Laguna</i>	Durango Torreón G. Palacio				
<i>Noreste</i>	<i>Río Escondido</i>	Piedras Negras Nva. Rosita Río Escondido Nuevo Laredo	<i>BCN</i>	<i>Mexicali</i>	Mexicali S. Luis R. Colorado Tijuana Tecate Ensenada	
	<i>Monterrey</i>	Monterrey Saltillo Monclova Cerralvo Reynosa Matamoros				<i>Grijalva</i>
	<i>Reynosa</i>	Río Bravo Altamira Tampico Cd. Valles Cd. Victoria				
	<i>Huasteca</i>					<i>Mérida</i>
<i>Occidental</i>	<i>Guadalajara</i>	Guadalajara Tepic Pto. Vallarta Mazamitla	<i>BCS</i>	<i>C. Constitución</i> <i>La Paz</i> <i>Cabo San Lucas</i>	C. Constitución La Paz Los Cabos	
	<i>Manzanillo</i>	Manzanillo Colima				
	<i>Ags - SLP</i>	San Luis Potosí Zacatecas Matehuala Aguascalientes				
	<i>Bajío</i>	León, Gto. Irapuato Celaya Guanajuato Carapan Uruapan Salamanca Morelia Querétaro				
	<i>Lázaro Cárdenas</i>	Lázaro Cárdenas Infernillo				

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 2  
Sector eléctrico nacional: ventas totales por área operativa  
(GWh)<sup>1</sup>

Área	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca (%) 1995- 2004
<b>Total nacional</b>	<b>111,376</b>	<b>115,227</b>	<b>122,752</b>	<b>130,598</b>	<b>137,284</b>	<b>145,127</b>	<b>155,544</b>	<b>157,475</b>	<b>160,547</b>	<b>161,337</b>	<b>164,515</b>	<b>4.0</b>
Variación (%)	7.83	3.46	6.53	6.39	5.12	5.71	7.18	1.24	1.95	0.49	1.97	
Noroeste	8,176	8,561	9,357	9,872	10,020	10,541	11,015	11,259	11,229	11,699	12,312	4.2
Variación (%)	7	5	9	6	1	5	4	2	0	4	5	
Norte	8,610	9,087	9,741	10,264	11,113	11,701	12,651	13,197	13,576	13,882	13,413	4.5
Variación (%)	11	6	7	5	8	5	8	4	3	2	-3	
Noreste	17,801	18,675	20,490	22,209	23,746	25,629	27,565	27,773	28,633	27,006	27,975	4.6
Variación (%)	9	5	10	8	7	8	8	1	3	-6	4	
Occidental	23,522	24,389	26,017	27,986	29,724	31,724	34,049	33,758	34,858	35,454	36,205	4.4
Variación (%)	10	4	7	8	6	7	7	-1	3	2	2	
Central - CFE	1,610	1,824	2,265	2,510	2,527	2,645	2,669	2,684	2,762	2,768	2,759	5.5
Variación (%)	15	13	24	11	1	5	1	1	3	0	0	
Central - LyFC	23,914	23,465	24,055	25,461	26,499	27,563	29,422	29,611	29,233	28,859	29,036	2.0
Variación (%)	4	-2	3	6	4	4	7	1	-1	-1	1	
Subtotal Central	25,524	25,289	26,320	27,971	29,026	30,208	32,091	32,295	31,995	31,627	31,795	2.2
Variación (%)	5	-1	4	6	4	4	6	1	-1	-1	1	
Oriental	17,383	18,514	19,902	21,198	22,337	22,983	24,439	24,742	25,576	25,628	25,976	4.1
Variación (%)	8	7	7	7	5	3	6	1	3	0	1	
Peninsular	3,169	3,233	3,264	3,652	3,961	4,169	4,525	4,869	5,125	5,431	5,741	6.1
Variación (%)	10	2	1	12	8	5	9	8	5	6	6	
Baja California	4,588	4,870	5,606	6,184	6,347	7,020	7,939	8,195	8,115	8,519	8,868	6.8
Variación (%)	11	6	15	10	3	11	13	3	-1	5	4	
Baja California Sur	706	691	811	845	863	944	995	1,026	1,007	1,052	1,131	4.8
Variación (%)	13	-2	17	4	2	9	5	3	-2	4	8	
Pequeños sistemas <sup>2</sup>	54	57	65	73	71	77	80	90	89	86	93	5.6
Variación (%)	6	6	14	12	-2	8	4	13	-1	-3	8	
Exportación	1843	1861	1179	344	76	131	195	271	344	953	1,006	-5.9

tmca: tasa media de crecimiento anual.

<sup>1</sup> No incluye el consumo de energía eléctrica de autoabastecimiento y cogeneración.

<sup>2</sup> Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 3  
Ventas totales por entidad federativa y región estadística  
(GWh)

Región	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca 1994-2004
<b>Noroeste</b>												
Baja California Sur	706	691	811	845	863	944	995	1,026	1,007	1,051	1,130	4.8
Baja California	4,359	4,627	5,326	5,875	6,030	6,669	7,542	7,785	7,678	8,050	8,391	6.8
Sonora	5,709	6,061	6,762	7,177	7,107	7,518	7,894	7,956	7,783	8,089	8,514	4.1
Sinaloa	2,696	2,744	2,875	3,004	3,230	3,374	3,518	3,713	3,886	4,080	4,276	4.7
<b>Total Noroeste</b>	<b>13,470</b>	<b>14,122</b>	<b>15,774</b>	<b>16,901</b>	<b>17,230</b>	<b>18,505</b>	<b>19,949</b>	<b>20,480</b>	<b>20,354</b>	<b>21,270</b>	<b>22,311</b>	<b>5.2</b>
<b>Noreste</b>												
Chihuahua	5,013	5,280	5,598	5,976	6,526	6,847	7,493	7,609	7,783	8,053	8,132	5.0
Coahuila	5,041	5,258	5,941	6,558	7,259	7,748	8,299	8,753	8,958	8,741	8,229	5.0
Durango	1,488	1,683	1,801	1,893	2,002	2,155	2,289	2,269	2,334	2,347	2,461	5.2
Nuevo León	9,115	9,608	10,643	11,428	12,044	13,000	13,946	13,880	14,421	12,806	13,034	3.6
Tamaulipas	4,969	5,223	5,474	5,803	6,130	6,654	7,209	7,478	7,367	7,288	7,565	4.3
<b>Total Noreste</b>	<b>25,626</b>	<b>27,052</b>	<b>29,457</b>	<b>31,658</b>	<b>33,961</b>	<b>36,404</b>	<b>39,236</b>	<b>39,989</b>	<b>40,863</b>	<b>39,235</b>	<b>39,421</b>	<b>4.4</b>
<b>Centro-Occidente</b>												
Aguascalientes	1,553	1,641	1,808	1,923	1,962	1,898	2,092	2,138	1,817	1,792	1,826	1.6
Colima	981	1,019	1,163	1,187	1,201	1,284	1,345	1,249	1,289	1,163	1,215	2.2
Guanajuato	4,231	4,343	4,557	4,963	5,164	5,668	6,278	6,335	6,818	6,817	7,023	5.2
Jalisco	6,275	6,316	6,626	6,847	7,457	7,945	8,492	8,711	9,520	9,554	9,625	4.4
Michoacán	4,100	4,598	4,844	5,599	5,996	6,537	6,891	6,074	6,320	6,913	7,402	6.1
Nayarit	463	460	471	485	517	549	577	614	818	850	910	7.0
Querétaro	2,749	2,774	3,092	3,384	3,666	3,921	4,178	4,313	3,184	3,106	3,265	1.7
San Luis Potosí	3,006	2,998	3,216	3,357	3,535	3,624	3,920	3,985	4,124	4,355	4,693	4.6
Zacatecas	1,059	1,061	1,133	1,181	1,265	1,375	1,419	1,490	1,680	1,692	1,492	3.5
<b>Total Centro-Occidente</b>	<b>24,417</b>	<b>25,210</b>	<b>26,910</b>	<b>28,926</b>	<b>30,763</b>	<b>32,801</b>	<b>35,192</b>	<b>34,909</b>	<b>35,570</b>	<b>36,242</b>	<b>37,451</b>	<b>4.4</b>
<b>Centro</b>												
Distrito Federal	11,920	11,860	11,569	12,156	12,416	12,496	13,251	13,638	13,187	13,252	13,296	1.1
Hidalgo	1,939	1,855	1,909	2,200	2,362	2,523	2,742	2,731	3,247	3,274	3,014	4.5
México	11,197	11,117	12,402	13,147	13,593	14,477	15,349	15,162	15,201	14,732	14,868	2.9
Morelos	1,252	1,302	1,294	1,432	1,599	1,731	1,965	1,970	1,973	1,993	2,015	4.9
Puebla	4,254	4,229	4,649	5,059	5,501	5,783	6,068	6,075	6,203	6,244	6,218	3.9
Tlaxcala	804	836	987	1,086	1,140	1,229	1,358	1,417	1,469	1,474	1,595	7.1
<b>Total Centro</b>	<b>31,366</b>	<b>31,199</b>	<b>32,810</b>	<b>35,080</b>	<b>36,611</b>	<b>38,239</b>	<b>40,733</b>	<b>40,993</b>	<b>41,280</b>	<b>40,969</b>	<b>41,006</b>	<b>2.7</b>

Tabla 3 (continuación)  
Ventas totales por entidad federativa y región estadística  
(GWh)

Región	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca 1994-2004
Sur-Sureste												
Campeche	468	482	471	522	576	583	627	692	737	815	846	6.1
Chiapas	1,099	1,171	1,207	1,278	1,348	1,306	1,397	1,522	1,759	1,820	1,912	5.7
Guerrero	1,552	1,649	1,602	1,720	1,802	1,896	2,018	2,127	2,291	2,399	2,469	4.8
Oaxaca	1,020	1,045	1,068	1,148	1,213	1,273	1,377	1,482	1,995	2,014	2,083	7.4
Quintana Roo	1,161	1,203	1,235	1,423	1,556	1,658	1,859	2,010	2,170	2,288	2,457	7.8
Tabasco	1,266	1,270	1,265	1,365	1,500	1,650	1,870	2,017	2,056	2,138	2,301	6.2
Veracruz	6,494	7,358	8,151	8,454	8,750	8,676	8,974	8,727	8,824	8,780	8,721	3.0
Yucatán	1,540	1,548	1,558	1,707	1,829	1,928	2,039	2,167	2,214	2,328	2,438	4.7
<b>Total Sur-Sureste</b>	<b>14,600</b>	<b>15,726</b>	<b>16,557</b>	<b>17,617</b>	<b>18,574</b>	<b>18,970</b>	<b>20,160</b>	<b>20,744</b>	<b>22,046</b>	<b>22,582</b>	<b>23,227</b>	<b>4.8</b>
<b>Total Estados</b>	<b>109,479</b>	<b>113,309</b>	<b>121,508</b>	<b>130,182</b>	<b>137,139</b>	<b>144,919</b>	<b>155,269</b>	<b>157,114</b>	<b>160,114</b>	<b>160,298</b>	<b>163,416</b>	<b>4.1</b>
Pequeños sistemas												
Norte	48	51	59	66	65	70	72	82	80	76	82	5.5
Sur	1	2	2	2	1	1	1	1	2	3	3	7.3
Importación	4	5	5	5	5	6	6	7	7	7	8	6.0
<b>Total pequeños sistemas</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>65</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>77</b>	<b>80</b>	<b>90</b>	<b>89</b>	<b>86</b>	<b>93</b>	<b>5.6</b>
<b>Total</b>	<b>109,533</b>	<b>113,366</b>	<b>121,573</b>	<b>130,255</b>	<b>137,210</b>	<b>144,996</b>	<b>155,349</b>	<b>157,204</b>	<b>160,203</b>	<b>160,384</b>	<b>163,509</b>	<b>4.1</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 4  
 Datos técnicos de las principales centrales en operación, 2004  
 Servicio Público

No.	Nombre de la central	Municipio	Estado	Tecnología	Combustible	Área	Número de unidades	Capacidad efectiva MW	Generación bruta GWh	Factor de planta %
<b>Total</b>							<b>607</b>	<b>46,552</b>	<b>208,634</b>	<b>51.2</b>
Noroeste										
10	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	Soyopa	Sonora	HID		Noroeste	3	135	174	14.7
11	Comedero (Raúl J. Marsal)	Cosalá	Sinaloa	HID		Noroeste	2	100	136	15.5
12	Bacurato	Sinaloa de Leyva	Sinaloa	HID		Noroeste	2	92	131	16.2
14	Huites (Luis Donald Colosio)	Choix	Sinaloa	HID		Noroeste	2	422	610	16.4
30	Puerto Libertad	Pitiquito	Sonora	TC	COM	Noroeste	4	632	3,081	55.5
31	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	Guaymas	Sonora	TC	COM	Noroeste	4	484	2,044	48.1
32	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	Mazatlán	Sinaloa	TC	COM	Noroeste	3	616	3,280	60.6
33	Presidente Juárez	Rosarito	Baja California	TC/CC/TG	COM y GAS	Baja California	11	1,326	3,724	32.0
36	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	Ahome	Sinaloa	TC	COM	Noroeste	3	360	1,951	61.7
40	Cerro Prieto	Mexicali	Baja California	GEO		Baja California	13	720	4,916	77.7
42	San Carlos (Agustín Olachea A.)	San Carlos	Baja California Sur	CI	COM y DIE	Baja California	3	104	515	56.3
51	Punta Prieta	La Paz	Baja California Sur	TC	COM	Baja California	3	113	623	63.0
55	El Fuerte (27 de Septiembre)	El Fuerte	Sinaloa	HID		Noroeste	3	59	113	21.6
59	Humaya	Badiraguato	Sinaloa	HID		Noroeste	2	90	141	17.8
64	Hermosillo ( PIE )	Hermosillo	Sonora	CC	GAS	Noroeste	1	250	1,253	57.1
65	Tres Vírgenes	Comondú	Baja California Sur	GEO		Aislados	2	10	30	33.7
78	Mexicali ( PIE )	Mexicali	Baja California	CC	GAS	Baja California	1	489	2,405	56.0
80	Naco Nogales ( PIE )	Agua Prieta	Sonora	CC	GAS	Noroeste	1	258	1,717	75.8
	Otras						53	662	698	
<b>Total Noroeste</b>							<b>116</b>	<b>6,922</b>	<b>27,541</b>	
Noreste										
23	Altamira	Altamira	Tamaulipas	TC	COM y GAS	Noreste	4	800	3,955	56.3
25	Monterrey	S. N. Garza	Nuevo León	TC	COM y GAS	Noreste	6	465	287	7.0
26	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Río Bravo	Tamaulipas	TC/TG	COM y GAS	Noreste	4	520	1,101	24.1
27	Francisco Villa	Delicias	Chihuahua	TC	COM y GAS	Norte	5	399	1,677	47.9
28	Samalayuca	Cd. Juárez	Chihuahua	TC	COM y GAS	Norte	2	316	1,300	46.8
29	Lerdo (Guadalupe Victoria)	Lerdo	Durango	TC	COM	Norte	2	320	2,335	83.1
38	Río Escondido (José López Portillo)	Río Escondido	Coahuila	CAR	K	Noreste	4	1,200	8,999	85.4
39	Carbón II	Nava	Coahuila	CAR	K	Noreste	4	1,400	8,884	72.2
44	Samalayuca II	Cd. Juárez	Chihuahua	CC	GAS	Norte	6	522	3,853	84.1
45	Huinalá I y II	Pesquería	Nuevo León	CC/TG	GAS	Noreste	8	968	3,451	40.6
49	Gómez Palacio	Gómez Palacio	Durango	CC	GAS	Norte	3	200	757	43.1
66	La Amistad	Acuña	Coahuila	HID		Noreste	2	66	3	0.5
67	El Encino (Chihuahua II)	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	Norte	4	554	2,327	47.8
70	Saltillo ( PIE )	Ramos Arizpe	Coahuila	CC	GAS	Noreste	1	248	1,298	59.7
72	Río Bravo II ( PIE )	Valle Hermoso	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	495	3,098	71.3
73	Río Bravo III ( PIE )	Valle Hermoso	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	495	2,440	74.7
74	Monterrey III ( PIE )	S. N. Garza	Nuevo León	CC	GAS	Noreste	1	449	2,892	73.3
75	Altamira II ( PIE )	Altamira	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	495	3,155	72.6
76	Altamira III y IV ( PIE )	Altamira	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	1,036	6,541	71.9
79	Chihuahua III ( PIE )	Juárez	Chihuahua	CC	GAS	Norte	1	259	1,456	64.0
	Otras						53	648	477	
<b>Total Noreste</b>							<b>114</b>	<b>11,854</b>	<b>60,289</b>	

Tabla 4 (continuación)  
 Datos técnicos de las principales centrales en operación, 2004  
 Servicio Público

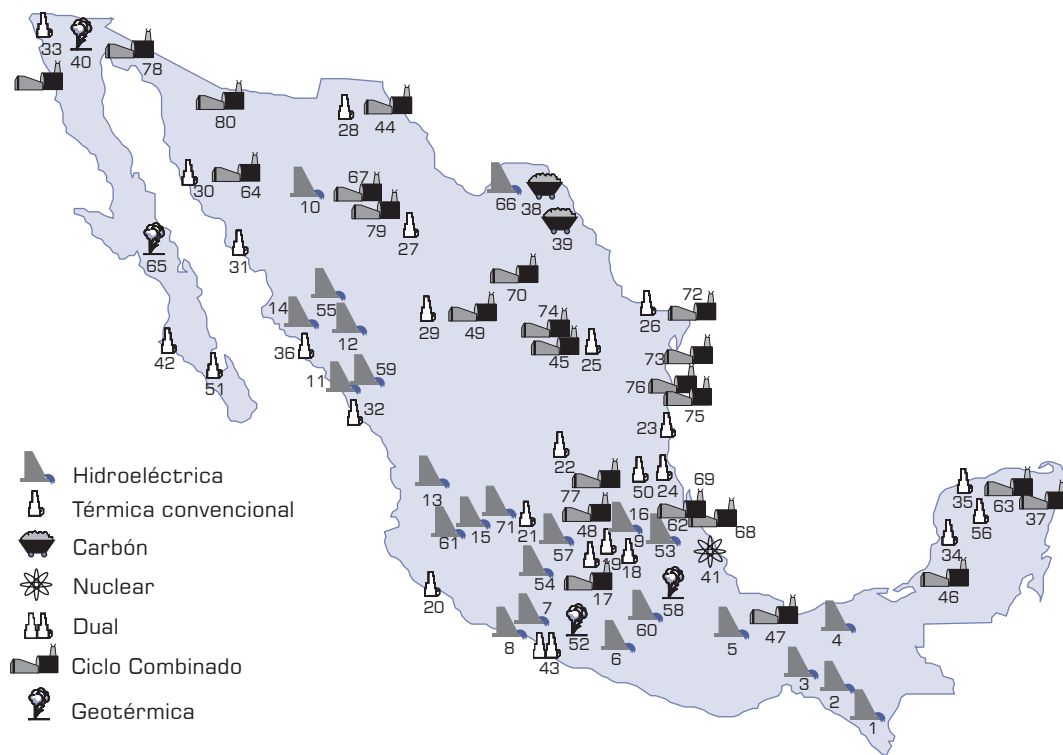
No.	Nombre de la central	Municipio	Estado	Tecnología	Combustible	Área	Número de unidades	Capacidad efectiva MW	Generación bruta GWh	Factor de planta %
<b>Centro Occidente</b>										
8	Villita (José María Morelos)	Lázaro Cárdenas	Michoacán	HID		Central	4	280	1,423	57.8
13	Aguamilpa Solidaridad	Tepic	Nayarit	HID		Occidental	3	960	2,445	29.0
15	Agua Prieta (Valentín Gómez Farías)	Zapopan	Jalisco	HID		Occidental	2	240	249	11.8
20	Manzanillo (Manuel Álvarez Moreno)	Manzanillo	Colima	TC	COM	Occidental	4	1,200	5,355	50.8
20	Manzanillo II	Manzanillo	Colima	TC	COM	Occidental	2	700	4,069	66.2
21	Salamanca	Salamanca	Guanajuato	TC	COM y GAS	Occidental	4	866	3,183	41.8
22	Villa de Reyes	Villa de Reyes	San Luis Potosí	TC	COM	Occidental	2	700	3,579	58.2
48	El Sauz	P. Escobedo	Querétaro	CC	GAS	Occidental	7	597	3,139	59.9
52	Azufres	Cd. Hidalgo	Michoacán	GEO		Occidental	14	190	1,336	80.3
54	Cupatitzio	Uruapan	Michoacán	HID		Occidental	2	72	431	67.7
57	Cóbano	G. Zamora	Michoacán	HID		Occidental	2	52	250	54.7
60	Lerma (Tepuxtepec) (LyFC)	Contepec	Michoacán	HID		Central	3	67	329	55.9
61	Santa Rosa (Manuel M. Diéguez)	Amatitán	Jalisco	HID		Occidental	2	61	291	54.2
71	Colimilla	Tonalá	Jalisco	HID		Occidental	4	51	58	12.8
77	El Sauz (Bajío) (PIE)	S. Luis de la Paz	Guanajuato	CC	GAS	Occidental	1	577	5,257 <sup>3</sup>	97.3
	Otras						52	114	308	
<b>Total Centro Occidente</b>							<b>108</b>	<b>6,727</b>	<b>31,703</b>	
<b>Centro</b>										
9	Necaxa (LyFC)	J. Galindo	Puebla	HID		Central	10	107	348	37.0
16	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	Zimapán	Hidalgo	HID		Occidental	2	292	1,687	65.8
17	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Tula	Hidalgo	TC/CC	COM y GAS	Central	11	1,989	11,091	63.5
18	Valle de México	Acolman	México	TC y CC	GAS	Central	7	999	4,596	52.4
19	Jorge Luque (LyFC)	Tultitlán	México	TC/TG	GAS	Central	8	362	581	18.3
53	Mazatepec	Tlatlauquitepec	Puebla	HID		Oriental	4	220	577	29.8
58	Humeros	Chignautla	Puebla	GEO		Oriental	8	40	295	84.0
62	Patla (LyFC)	Zihuateutla	Puebla	HID		Central	3	39	145	42.2
	Otras						49	558	493	
<b>Total Centro</b>							<b>102</b>	<b>4,607</b>	<b>19,812</b>	

Tabla 4 (continuación)  
 Datos técnicos de las principales centrales en operación, 2004  
 Servicio Público

No.	Nombre de la central	Municipio	Estado	Tecnología	Combustible	Área	Número de unidades	Capacidad efectiva MW	Generación bruta GWh	Factor de planta %
Sur Sureste										
1	Angostura (Belisario Domínguez)	V. Carranza	Chiapas	HID		Oriental	5	900	1,358	17.2
2	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	Chicoasén	Chiapas	HID		Oriental	8	2,400	3,169	22.6
3	Malpaso	Tecpatán	Chiapas	HID		Oriental	6	1,080	2,349	24.8
4	Peñitas	Ostuacán	Chiapas	HID		Oriental	4	420	1,243	33.7
5	Temascal	San Miguel	Oaxaca	HID		Oriental	6	354	1,321	42.5
6	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Apaxtla	Guerrero	HID		Oriental	3	600	1,348	25.6
7	Infiernillo	La Unión	Guerrero	HID		Central	6	1,000	3,469	39.5
24	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Tuxpan	Veracruz	TC/TG	COM y GAS	Oriental	7	2,263	14,327	72.1
34	Lerma (Campeche)	Campeche	Campeche	TC	COM	Peninsular	4	150	784	59.5
35	Mérida II	Mérida	Yucatán	TC	COM y GAS	Peninsular	3	198	953	54.8
37	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Valladolid	Yucatán	TC/CC	COM y GAS	Peninsular	5	295	1,524	58.8
41	Laguna Verde	Alto Lucero	Veracruz	NUC	UO <sub>2</sub>	Oriental	2	1,365	9,194	76.7
43	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	La Unión	Guerrero	DUAL	COM y K	Occidental	6	2,100	7,915	42.9
46	Campeche (PIE)	Palizada	Campeche	CC	GAS	Peninsular	1	252	1,772	79.9
47	Dos Bocas	Medellín	Veracruz	CC	GAS	Oriental	6	452	3,086	77.7
50	Poza Rica	Tihuatlán	Veracruz	TC	COM	Oriental	3	117	441	42.9
56	Nachi-Cocom	Mérida	Yucatán	TC/TG	COM y DIE	Peninsular	3	79	234	33.7
63	Mérida III (PIE)	Mérida	Yucatán	CC	GAS	Peninsular	1	484	3,469	81.6
68	Tuxpan II (PIE)	Tuxpan	Veracruz	CC	GAS	Oriental	1	495	3,596	82.7
69	Tuxpan III y IV (PIE)	Tuxpan	Veracruz	CC	GAS	Oriental	1	983	7,029	81.4
	Otras						293	2,512	2,682	12.2
<b>Total Sur Sureste</b>							<b>148</b>	<b>16,439</b>	<b>69,290</b>	

TG: Turbogás    CI: Combustión interna    CC: Ciclo combinado    TC: Térmica convencional    Nuc: Nucleoeléctrica  
 K: Carbón    DIE: Diesel    UO<sub>2</sub>: Óxido de Uranio  
 Fuente: CFE.

Mapa 1  
Ubicación de las principales centrales de generación, 2004



Nota: Los números que aparecen en cada central corresponden a la numeración de las centrales en la Tabla 4.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 5  
Evolución de la generación bruta por tecnología y región estadística  
(GWh)

Tipo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Total</b>	<b>208,635</b>	<b>217,394</b>	<b>227,897</b>	<b>239,727</b>	<b>252,022</b>	<b>266,575</b>	<b>281,594</b>	<b>296,786</b>	<b>313,639</b>	<b>330,349</b>	<b>348,172</b>
<b>Subtotal Noroeste</b>	<b>27,542</b>	<b>31,583</b>	<b>33,409</b>	<b>33,933</b>	<b>35,051</b>	<b>37,884</b>	<b>40,893</b>	<b>42,738</b>	<b>43,192</b>	<b>44,872</b>	<b>45,037</b>
Hidráulica	1,407	1,850	1,850	2,056	2,056	2,056	2,056	2,056	2,056	2,056	2,056
Ciclo combinado	8,412	9,029	9,933	9,551	11,415	14,214	16,843	19,220	19,206	17,649	16,383
Turbogás	513	19	56	26	21	366	228	203	424	443	298
Combustión interna	606	881	967	1,230	1,246	1,285	1,300	1,279	1,235	1,238	1,228
Eólica	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Libre	0	0	0	0	0	0	0	240	3,063	6,515	8,367
Combustóleo	11,657	15,142	15,854	15,933	15,327	14,606	15,384	14,535	11,709	11,471	11,367
Geotermia	4,946	4,662	4,749	5,138	4,987	5,357	5,082	5,206	5,500	5,500	5,338
<b>Subtotal Noreste</b>	<b>60,288</b>	<b>65,038</b>	<b>71,641</b>	<b>73,685</b>	<b>75,045</b>	<b>79,100</b>	<b>81,705</b>	<b>84,939</b>	<b>86,370</b>	<b>88,871</b>	<b>93,220</b>
Hidráulica	33	210	210	273	273	273	273	273	273	273	273
Ciclo combinado	30,926	34,997	40,905	44,035	47,734	53,848	58,118	61,848	61,094	62,601	65,615
Turbogás	928	71	0	0	0	0	0	15	27	86	69
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	2,827	5,172	5,172
Carbón	17,883	17,577	17,974	18,946	18,786	17,952	18,730	18,730	18,786	17,577	18,730
Combustóleo	10,518	12,183	12,552	10,431	8,252	7,027	4,583	4,073	3,363	3,163	3,363
<b>Subtotal Centro-Occidente</b>	<b>31,702</b>	<b>29,609</b>	<b>30,038</b>	<b>34,730</b>	<b>41,829</b>	<b>43,148</b>	<b>45,766</b>	<b>53,465</b>	<b>66,364</b>	<b>75,843</b>	<b>79,704</b>
Hidráulica	5,783	3,670	3,765	6,248	6,479	6,479	6,479	6,479	6,479	6,479	6,479
Ciclo combinado	8,396	5,720	6,662	7,327	14,825	16,353	19,817	28,993	42,367	53,727	57,862
Turbogás	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión interna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	2,714	4,621	4,952	4,937	4,938
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	16,187	19,225	18,922	20,185	19,561	19,357	15,796	12,411	11,604	9,739	9,464
Geotermia	1,336	995	689	971	964	959	959	962	963	960	961
<b>Subtotal Centro</b>	<b>19,811</b>	<b>17,950</b>	<b>17,581</b>	<b>14,213</b>	<b>13,500</b>	<b>20,204</b>	<b>24,241</b>	<b>27,396</b>	<b>27,454</b>	<b>28,720</b>	<b>29,454</b>
Hidráulica	3,003	1,982	1,900	2,282	2,280	2,280	2,280	2,280	2,280	2,280	2,280
Ciclo combinado	4,479	3,527	4,287	3,252	3,150	5,534	7,268	7,407	6,880	6,914	6,060
Repotenciación	0	0	0	0	0	2,678	4,210	6,511	8,445	8,420	8,420
Turbogás	1,149	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación distribuida	0	0	223	37	71	555	362	517	416	568	92
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,370	4,336
Combustóleo	10,885	12,136	10,876	8,368	7,699	8,887	9,682	10,242	8,950	7,726	7,786
Geotermia	295	305	269	273	299	270	438	439	483	441	480
<b>Subtotal Sur-Sureste</b>	<b>69,290</b>	<b>73,212</b>	<b>75,228</b>	<b>83,165</b>	<b>86,596</b>	<b>86,237</b>	<b>88,988</b>	<b>88,246</b>	<b>90,257</b>	<b>92,041</b>	<b>100,755</b>
Hidráulica	14,849	14,006	13,120	12,775	18,215	18,220	18,691	18,789	19,932	19,891	19,905
Ciclo combinado	20,054	17,689	22,025	28,021	27,770	28,367	28,723	28,739	28,877	28,567	28,277
Turbogás	181	1	17	0	2	18	0	11	10	14	4
Combustión interna	3	1	1	0	0	2	0	1	4	5	1
Dual	7,915	13,982	14,382	14,958	14,832	13,969	14,788	14,788	14,832	13,852	14,701
Eólica	6	6	88	330	462	841	1,391	1,771	1,854	1,849	1,849
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,344	12,435
Combustóleo	17,088	18,497	16,788	16,955	16,463	15,685	15,383	15,323	15,584	14,507	14,760
Nuclear	9,194	9,031	8,806	10,127	8,853	9,136	10,012	8,824	9,164	10,012	8,824
Plantas móviles	2.2	2.2	1.2	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9

Nota: Debido al redondeo de cifras los totales pudieran no corresponder exactamente.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Adiciones de capacidad por modernización	Capacidad adicional que se obtiene en una central existente mediante mejoras en los procesos de generación o mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.
Adiciones de capacidad por rehabilitación	Capacidad que podrá recuperarse mediante programas de reparación o sustitución de los componentes dañados en centrales cuya capacidad se ha degradado.
Arrendamiento	Es una forma de financiamiento en la cual el arrendador (cliente) acuerda pagar una cantidad a la compañía arrendadora de equipo(s), por el derecho de usarlo(s) durante un período determinado.
Autoabastecimiento	Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.
Autoabastecimiento remoto	Es el suministro a cargo de proyectos de autoabastecimiento localizados en un sitio diferente al de la central generadora utilizando la red de transmisión del servicio público.
Capacidad	Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.
Capacidad adicional no comprometida	Capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se ha iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, estas adiciones de capacidad podrán ser cubiertas con proyectos de generación privados o la propia CFE.
Capacidad adicional total	Suma de la capacidad comprometida y de la capacidad adicional no comprometida.
Capacidad bruta	Es igual a la capacidad efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación.

Capacidad efectiva	Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones, y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.
Capacidad existente	Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación y compras de capacidad firme entre otras) al inicio del periodo decenal que comprende el estudio.
Capacidad de placa	Es la capacidad definida por el fabricante en la placa de la unidad generadora o dispositivo eléctrico. Esta capacidad se obtiene generalmente cuando la unidad es relativamente nueva y opera bajo condiciones de diseño.
Capacidad de transmisión	Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etc.
Capacidad neta	Es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, a la cual se le ha descontado la capacidad que se requiere para los usos propios de las centrales generadoras.
Capacidad retirada	Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo, por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.
Carga	Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (Watts); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.
Curva de carga	Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo determinado.
Degradación	Es la reducción obligada de la capacidad de una unidad como consecuencia de la falla o deterioro de uno de sus componentes o por cualquier otra condición limitante.
Demanda	Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado. El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h).

Demanda base	Demanda horaria mínima dentro de cierto periodo (en la prospectiva se indica el promedio de las demandas mínimas diarias).
Demanda máxima	Valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h).
Demanda máxima coincidente	Es la demanda máxima que se observa en un sistema interconectado durante cierto periodo, la cual resulta menor que la suma de las demandas máximas de las áreas que integran el sistema ya que éstas ocurren en momentos diferentes debido a la diversidad regional y estacional de los patrones de consumo de la energía eléctrica.
Demanda máxima no coincidente	Es la suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan. La demanda máxima no coincidente es mayor o igual a la demanda máxima coincidente.
Demanda media	Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).
Disponibilidad	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que una unidad generadora estuvo disponible para dar servicio, independientemente de que se haya requerido o no su operación. Este índice se calcula como el cociente entre la energía que la unidad produce anualmente con la capacidad disponible y la que generaría si estuviera utilizable 100%.
Energía bruta	Es la energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico (generación propia, importación, excedentes de autoabastecedores), incluye la energía de las ventas, las pérdidas en transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación.
Energía neta	Es la energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos, más la energía adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.
Factor de carga	Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registradas en un periodo determinado. El factor de carga se acerca a la unidad a medida que la curva de carga es más plana. Recuérdese que si el factor de carga es cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.

Factor de diversidad	Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima del conjunto. Un factor mayor a uno significa que las demandas máximas no ocurren simultáneamente.
Factor de planta	Es un indicador del grado de utilización de la capacidad de unidades generadoras en un periodo específico. Se calcula como el cociente entre la generación media de la unidad y su capacidad efectiva.
Gas dulce	Gas natural que sale libre de gases ácidos de algunos yacimientos de gas no asociado o que ha sido tratado en plantas endulzadoras.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano que se encuentra en los yacimientos en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite.
Gas seco	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.
Gas natural licuado	Gas natural compuesto predominantemente de metano ( $\text{CH}_4$ ), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.
Generación bruta	Es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta).
Generación neta	Es la energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión y es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.
Indisponibilidad	Estado donde la unidad generadora esta inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía por causa de alguna acción programada o fortuita tal como: mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.
Indisponibilidad por causas ajenas	Indicador del porcentaje de tiempo que una unidad generadora esta fuera de operación a causa de la ocurrencia de algún evento o disturbio ajeno a la central como: falla en las líneas de transmisión, fenómenos naturales, falta de combustible, etc.

Indisponibilidad por degradación	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora disminuyó su potencia máxima, sin salir de línea, por problemas de funcionamiento en algunos de sus componentes.
Indisponibilidad por fallas	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora estuvo fuera de operación, debido a la salida total de una unidad generadora, por la ocurrencia de fallas en los equipos de la central.
Indisponibilidad por mantenimiento	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad estuvo no disponible debido a las salidas para realizar los trabajos propios de conservación del equipo principal.
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente.
Margen de reserva operativo	Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} \times 100\%$$

$$\text{Margen de reserva operativo} = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta disponible} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} \times 100\%$$

Donde:

Capacidad efectiva bruta disponible = Capacidad efectiva bruta – Capacidad indisponible por mantenimiento, falla, degradación o causas ajenas.

Los valores mínimos adoptados para la planeación del *Sistema Interconectado* (SI) y del área noroeste, son los siguientes:

Margen de reserva = 27%

Margen de reserva operativo = 6%

Estos niveles se consideran adecuados cuando no hay restricciones en la red de transmisión.

Para el área de Baja California se adopta como valor mínimo de capacidad de reserva, después de descontar la capacidad indisponible por mantenimiento, lo que sea mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor ó b) 15% de la demanda máxima.

Para el área de Baja California Sur se adopta como valor mínimo de capacidad de reserva el total de la capacidad de las dos unidades mayores.

Megawatt (MW)	Unidad de potencia igual a 1,000,000 de Watts.
Megawatt hora (MWh)	Energía consumida por una carga de un MW durante una hora.

Pérdidas	Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.
Permisionario	Los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica.
Proyecto de autoabastecimiento	Desarrollo de una unidad de generación construida por particulares, con la finalidad de abastecer los requerimientos de energía eléctrica propia o entre los miembros de una sociedad de particulares.
Red	Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía.
Sector eléctrico	Conjunto de participantes, públicos y privados, que intervienen en los procesos de generación, transmisión, y distribución de la energía eléctrica.
Sincronismos	Es la forma en que todos los generadores conectados a una red de corriente alterna deben mantenerse operando para garantizar una operación estable del sistema eléctrico. En esta forma de operación, la velocidad eléctrica de cada generador (velocidad angular del rotor por el número de pares de polos) se mantiene igual a la frecuencia angular del voltaje de la red en el punto de conexión.
Sistema eléctrico	Integrado por los participantes públicos y privados, conectados a la red eléctrica nacional, y que intervienen en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
Sistema mallado	Un sistema eléctrico se considera fuertemente mallado cuando las subestaciones que lo integran están conectadas entre sí mediante múltiples enlaces, lo que permite preservar la operación estable del sistema ante la desconexión súbita de algunos de sus elementos.
Subestación	Conjunto de equipos eléctricos, localizados en un mismo lugar y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica a un nivel diferente de tensión, y para el enlace entre dos o más circuitos.
Suministrador	Comisión Federal de Electricidad y/o Luz y Fuerza del Centro.
Voltaje	Potencia electromotriz medida en voltios entre dos puntos.

# Abreviaturas y siglas

CAT	Construcción Arrendamiento-Transferencia
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
EPE	El Paso Electric Company
EUA	Estados Unidos de América
IEA:	International Energy Agency
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPF	Obra Pública Financiada
PIE	Producción Independiente de Energía

PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIDIREGAS	Proyecto de Infraestructura Productiva de Largo Plazo
PRC	Programa de Requerimientos de Capacidad
SENER	Secretaría de Energía
UPI	Unidad de Promoción de Inversiones
WSCC	Western Systems Coordinating Council

# Consulta base para la elaboración de la prospectiva

*Desarrollo del mercado eléctrico 2005-2014.*

Comisión Federal de Electricidad.  
México, D.F., mayo 2005.

El estudio del mercado eléctrico es una actividad fundamental para actualizar los programas de expansión a 10 años del sector eléctrico. El estudio se enfoca a obtener estimaciones de la potencia y la energía que se requerirá suministrar en el próximo decenio.

*Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos en el Sector Eléctrico “Copar” (tomos de generación, transmisión y transformación) 2005.*

Comisión Federal de Electricidad.  
México D.F., marzo 2005.

Información básica para evaluar financiera y económicamente los proyectos presentados en el programa de expansión del sector eléctrico. Identifica los costos y parámetros de referencia para evaluar las diferentes tecnologías en el mercado, y elegir la de mínimo costo.

*Modelos econométricos sectoriales para la proyección del mercado eléctrico 2005-2014.*

Comisión Federal de Electricidad.  
México D.F., 2005.

Vinculan la evolución de la demanda y las ventas sectoriales con indicadores de la actividad económica, demográfica y con los precios de los energéticos utilizados en la generación eléctrica.

*Informe de operación y Estadísticas por Entidad Federativa 2004.*

Comisión Federal de Electricidad.  
México D.F., 2005.

Este documento es un resumen de las actividades realizadas a lo largo del año, donde se exponen los avances obtenidos en materia financiera, de construcción, capacidad instalada, generación de electricidad, transmisión, distribución, comercialización, protección ambiental y ahorro de energía, entre otros.



# Referencias para la recepción de comentarios

---

Los particulares interesados en aportar comentarios, realizar observaciones o formular consultas pueden dirigirse a:

Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico  
Secretaría de Energía  
Insurgentes Sur 890, piso 3, Col. del Valle  
México D.F. 03100  
Tel: 5000-6000 ext. 2207

Coordinación de la publicación:  
Dirección General de Planeación Energética  
Tel: 5000-6000 ext. 2207 y 2208  
E-mail: [prospectivas@energia.gob.mx](mailto:prospectivas@energia.gob.mx)

Los particulares que deseen precisar la información sobre las alternativas de inversión en el sector, favor de dirigirse a:

Unidad de Promoción de Inversiones  
Secretaría de Energía  
Tel: 50 00 60 00/1050-1020

Direcciones electrónicas de interés sobre el sector:

<a href="http://www.energia.gob.mx">http://www.energia.gob.mx</a>	Secretaría de Energía
<a href="http://www.cfe.gob.mx">http://www.cfe.gob.mx</a>	Comisión Federal de Electricidad
<a href="http://www.lfc.gob.mx">http://www.lfc.gob.mx</a>	Luz y Fuerza del Centro
<a href="http://www.pemex.gob.mx">http://www.pemex.gob.mx</a>	Petróleos Mexicanos
<a href="http://www.conae.gob.mx">http://www.conae.gob.mx</a>	Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía
<a href="http://www.cre.gob.mx">http://www.cre.gob.mx</a>	Comisión Reguladora de Energía
<a href="http://www.fide.org.mx">http://www.fide.org.mx</a>	Fideicomiso para el Ahorro de Energía
<a href="http://www.iie.org.mx">http://www.iie.org.mx</a>	Instituto de Investigaciones Eléctricas
<a href="http://www.imp.mx">http://www.imp.mx</a>	Instituto Mexicano del Petróleo
<a href="http://www.inin.mx">http://www.inin.mx</a>	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
<a href="http://www.cnsns.gob.mx">http://www.cnsns.gob.mx</a>	Comisión Nacional de Seguridad Nacional y Salvaguardas



Esta primera edición de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, de la Dirección General de Planeación Energética, Sener, se terminó de imprimir en el mes Mayo por: Gestela Ediciones S.A. de C.V. Dirección Macedonia No. 15 Fraccionamiento Lomas Estrella Iztapalapa México, D.F. C.P. 09890. Tel.: 5656 3751. La producción editorial estuvo a cargo de María Eugenia Silva Romo, Subdirectora de Comunicación Gráfica; Rosa María Noriega Morales, Jefa del Departamento de Diseño Gráfico y Lucero González Martínez, Formación Editorial. Se tiraron 1,000 ejemplares.