

Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025



Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025

Secretaría de Energía

Georgina Kessel Martínez
Secretaria de Energía

Carlos Petersen y vom Bauer
Subsecretario de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico

Mario Gabriel Budebo
Subsecretario de Hidrocarburos

Benjamín Contreras Astiazarán
Subsecretario de Electricidad

María de la Luz Ruiz Mariscal
Oficial Mayor

Alejandro Díaz Bautista
Director General de Planeación Energética

Dirección General de Planeación Energética

*Prospectiva del sector eléctrico
2010-2025*



México, 2010

Responsables:

Alejandro Díaz Bautista
Director General de Planeación Energética

Virginia Doniz González
Directora de Integración de Política Energética Nacional

Gumersindo Cué Aguilar
Subdirector de Integración de Política Energética

En la portada: Central hidroeléctrica El Cajón, Santa María del Oro, Nayarit.

2010 Secretaría de Energía

Derechos Reservados. Ninguna parte de esta publicación puede reproducirse, almacenarse o transmitirse de ninguna forma, ni por ningún medio, sea éste electrónico, químico, mecánico, óptico, de grabación o de fotocopia, ya sea para uso personal o lucro, sin la previa autorización por escrito de parte de la Secretaría de Energía

Agradecemos la participación de los siguientes organismos y áreas para la integración de esta prospectiva:

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Reguladora de Energía

Pemex Corporativo

Pemex Refinación

Instituto Mexicano del Petróleo

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Subsecretaría de Electricidad

Unidad de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Energía

Índice

Presentación	17
Introducción	19
Resumen ejecutivo	21
Capítulo uno	
Mercado internacional de energía eléctrica	23
1.1 Evolución histórica de la economía mundial y el consumo mundial de energía eléctrica	23
1.2 Capacidad instalada en países miembros de la OCDE	27
1.3 Consumo de combustibles y fuentes primarias para la generación mundial de energía eléctrica	28
1.4 Proyección de la población mundial por región, 2006-2025	31
1.5 Pronóstico de la capacidad y generación de energía eléctrica mundial	32
1.5.1 Norteamérica OCDE	33
1.5.2 Europa OCDE	34
1.5.3 Asia y Oceanía OCDE	35
1.5.4 Europa y Eurasia No OCDE	36
1.5.5 Asia No OCDE	36
1.5.6 Medio Oriente	37
1.5.7 África	38
1.5.8 Centro y Sudamérica	38
1.6 Tendencia mundial en la utilización de combustibles y otras fuentes primarias para generación de electricidad	39
1.6.1 Carbón	41
1.6.2 Gas natural	42
1.6.3 Petrolíferos	44
1.6.4 Energía nuclear	44
1.6.5 Energía renovable	49
1.6.5.1 Energía eólica	49
1.6.5.2 Energía geotérmica	54
1.6.5.3 Fuentes hidroeléctricas	56
1.6.5.4 Energía solar	57
1.6.5.4.1 Fotovoltaica	57
1.6.5.4.2 Térmica	57
Capítulo dos	
Marco regulatorio del sector eléctrico	59
2.1 Marco constitucional	60
2.2 Ejes rectores de la Estrategia Nacional de Energía	61

2.3 Marco regulatorio del sector eléctrico	61
2.4 Órgano regulador	64
2.5 Modalidades de generación de energía eléctrica que no constituye servicio público	65
2.6 Instrumentos de regulación	66
2.6.1 Para fuentes firmes	66
2.6.2 Para fuentes de energía renovable	67
2.6.2.1 Modelos de contratos y convenios para fuentes de energía renovable y cogeneración eficiente utilizados por los permisionarios	68
2.6.2.1.1 Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente	68
2.6.2.1.2 Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía	68
2.6.2.1.3 Contrato de interconexión para fuente de energía hidroeléctrica	68
2.6.2.1.4 Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía hidroeléctrica	68
2.6.2.2 Modelos de contratos y convenios para fuentes de energía renovable y cogeneración eficiente utilizados por generadores que no requieren permiso de generación	68
2.6.2.2.1 Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala	68
2.6.2.2.2 Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala	68
2.6.3 Para importación de energía eléctrica	69
2.6.4 Compra-venta de energía eléctrica	69
2.7 Metodologías	70
2.7.1 Metodología para valorar externalidades asociadas con la generación de electricidad en México	71
2.7.2 Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión para fuentes firmes	71
2.7.3 Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente	71
2.7.4 Metodología para la determinación de los cargos por servicios conexos	71
2.7.5 Metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP)	71
2.8 Permisos de generación de energía eléctrica	71
2.8.1 Usos propios continuos	77
2.8.2 Producción independiente de energía	78
2.8.3 Autoabastecimiento	79
2.8.4 Cogeneración	80
2.8.5 Exportación	81
2.8.6 Importación	82

Capítulo tres

Mercado eléctrico nacional, 1999-2009	83
3.1 Consumo nacional de energía eléctrica	83

3.1.1 Ventas sectoriales de energía eléctrica	84
3.1.2 Ventas regionales de energía eléctrica	87
3.1.2.1 Noroeste	90
3.1.2.2 Noreste	90
3.1.2.3 Centro-Occidente	91
3.1.2.4 Centro	91
3.1.2.5 Sur-Sureste	91
3.1.3 Ventas promedio por usuario o cliente de energía eléctrica	91
3.2 Comportamiento horario y estacional de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN)	93
3.2.1 Demanda máxima coincidente	93
3.2.2 Demanda bruta por área operativa	94
3.2.3 Comportamiento horario y estacional de la demanda	95
3.3 Estructura tarifaria y política de subsidios	96
3.4 Interconexiones y comercio exterior de energía eléctrica	99
3.5 Estructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	101
3.5.1 Capacidad instalada en el SEN	101
3.5.2 Capacidad instalada en el servicio público	102
3.5.2.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica para el servicio público por región	104
3.5.2.1.1 Noroeste	105
3.5.2.1.2 Noreste	105
3.5.2.1.3 Centro-Occidente	106
3.5.2.1.4 Centro	106
3.5.2.1.5 Sur-Sureste	106
3.5.2.2 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica de permisionarios	108
3.5.3 Generación nacional de energía eléctrica	108
3.5.3.1 Generación de energía eléctrica para el servicio público por tipo de central	109
3.5.3.2 Generación de energía eléctrica por combustible o fuente primaria	110
3.5.3.3 Generación de energía eléctrica de permisionarios	112
3.6 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por generación y uso de energía eléctrica	113
3.7 Evolución del margen de reserva	114
3.8 Balance de energía del Sistema Eléctrico Nacional	117
3.9 Capacidad de transmisión y distribución del SEN	118
3.9.1 Estructura de la red de transmisión y distribución	118
3.9.1.1 Comisión Federal de Electricidad	118
3.9.1.2 Área de control Central	119
3.9.2 Evolución de la red nacional de transmisión y distribución	119

Capítulo cuatro

Prospectiva del sector eléctrico nacional, 2010-2025	123
--	-----

4.1 Consumo nacional de energía eléctrica y evolución de la economía	123
4.2 Mercado eléctrico nacional, escenarios de ahorro de energía, programas de reducción de pérdidas y atención de cargas reprimidas del servicio público de energía eléctrica	127
4.2.1 Ahorro de energía eléctrica derivado de las estrategias y medidas establecidas en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012 (Pronase)	128
4.2.2 Reducción de pérdidas no-técnicas	130
4.2.3 Atención de cargas deprimidas en el Área Central	131
4.3 Efecto de los supuestos del ahorro, la reducción de pérdidas y la atención a cargas reprimidas en las ventas más el autoabastecimiento de electricidad	132
4.4 Proyección de las ventas sectoriales de energía eléctrica, 2010-2025	134
4.5 Estimación regional del consumo bruto de energía eléctrica	137
4.6 Evolución de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN)	138
4.6.1 Demanda bruta por área operativa	139
4.7 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional	140
4.7.1 Margen de reserva y margen de reserva operativo, 2010-2025	141
4.7.2 Consideraciones básicas para la planeación del sistema eléctrico	144
4.7.3 Programa de expansión	145
4.7.3.1 Capacidad terminada, en construcción o en proceso de licitación	148
4.7.3.2 Capacidad adicional	151
4.7.3.3 Programa de retiros de capacidad	156
4.7.3.4 Evolución de la capacidad instalada por región estadística	159
4.7.4 Generación bruta del servicio público, 2009-2025	162
4.7.5 Consumo de combustibles para generación de electricidad	163
4.7.6 Autoabastecimiento y cogeneración	168
4.7.7 Evolución de la red nacional de transmisión	172
4.8 Redes de fibra óptica y redes inteligentes (smart grid)	180
4.9 Requerimientos de inversión del sector eléctrico	182
4.10 Opciones técnicas para la expansión del sistema de generación	184

Anexos

Anexo 1. Escenario macroeconómico y supuestos básicos	189
Anexo 2. Modelos econométricos sectoriales para la proyección del mercado eléctrico	193
Anexo 3. Tablas regionales	197
Anexo 4. Resumen de las normas oficiales mexicanas de eficiencia energética	207
Anexo 5. Glosario de Términos	209
Anexo 6. Abreviaturas, acrónimos y siglas	217

Consulta base para la elaboración de la Prospectiva	221
---	-----

Notas aclaratorias	225
--------------------	-----

Referencias para la recepción de comentarios	227
--	-----

Índice de cuadros

Cuadro 1 Reservas y producción mundial de carbón, 2009 (millones de toneladas)	42
Cuadro 2 Reservas y producción mundial de gas natural, 2009 ¹	43
Cuadro 3 Reactores nucleares en operación comercial y en construcción por país ¹	46
Cuadro 4 Capacidad eólica mundial instalada, 2009 (MW)	51
Cuadro 5 Capacidad geotérmica mundial neta instalada para generación de energía eléctrica, 2010 (MW)	55
Cuadro 6 Permisos administrados de generación eléctrica (cierre al 31 de diciembre de 2009)	75
Cuadro 7 Permisos otorgados bajo la modalidad de productor independiente ¹	79
Cuadro 8 Permisos autorizados de autoabastecimiento al cierre de 2009	80
Cuadro 9 Permisos autorizados de cogeneración al cierre de 2009	81
Cuadro 10 Permisos autorizados de exportación al cierre de 2009	82
Cuadro 11 Consumo nacional de energía eléctrica, 1999-2009 GWh	83
Cuadro 12 Ventas internas sectoriales de energía eléctrica, 1999-2009 ¹ (GWh)	86
Cuadro 13 Ventas internas totales por región, 1999-2009 ¹ (GWh)	90
Cuadro 14 Sistema Interconectado: demanda máxima coincidente, 1999-2009 (MW)	94
Cuadro 15 SEN: demanda bruta por área operativa, 1999-2009 (MW)	95
Cuadro 16 Comercio exterior de energía eléctrica, 1999-2009 (GWh)	101
Cuadro 17 Adiciones, modificaciones y retiros, 2009	103
Cuadro 18 Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central, 1999-2009 (MW)	104
Cuadro 19 Evolución de la capacidad efectiva instalada por región y tecnología, 1999-2009 (MW)	107
Cuadro 20 Balance de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, 1999-2009 (GWh)	117
Cuadro 21 Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 1999-2009 (kilómetros)	119
Cuadro 22 Capacidad instalada en subestaciones y transformadores, 2000-2009 (MVA)	120
Cuadro 23 Proyección del consumo nacional de energía eléctrica, 2010-2025 (TWh)	124
Cuadro 24 Ahorro sectorial de energía eléctrica derivado de las estrategias y metas del Pronase (escenario de planeación) (GWh)	129
Cuadro 25 Ventas totales del servicio público por sector ¹ , 2010-2025 (GWh)	135
Cuadro 26 Ventas sectoriales del servicio público considerando los ahorros derivados del Pronase, 2010-2025 (GWh)	135
Cuadro 27 Ventas sectoriales correspondientes a la reducción de pérdidas no técnicas, 2010-2025 (GWh)	136
Cuadro 28 Ventas sectoriales correspondientes a la prestación del servicio a cargas no atendidas, 2010-2025 (GWh)	136
Cuadro 29 Crecimiento medio anual del consumo de electricidad Escenario de planeación (tasa media de crecimiento anual)	137
Cuadro 30 Consumo bruto por área de control ¹ , 2009-2025 (GWh)	138

Cuadro 31 Demanda bruta estimada por tipo de carga y área de control, 2010-2025 (MWh/h)	140
Cuadro 32 Margen de reserva del Sistema Baja California, 2010-2025	143

Índice de figuras

Figura 1 Modalidades de permisos e instrumentos de regulación	63
Figura 2 Esquemmatización del Sistema Eléctrico Nacional	169

Índice de gráficas

Gráfica 1 Producto Interno Bruto mundial histórico y prospectivo, 1980-2015 (Variación porcentual anual)	24
Gráfica 2 Consumo mundial de energía eléctrica, 1980-2008 (Variación porcentual anual)	25
Gráfica 3 Consumo mundial de energía eléctrica por región, 1998-2008 TWh	26
Gráfica 4 Capacidad de generación de energía eléctrica en países miembros de la OCDE, 2008 ¹ (GW)	28
Gráfica 5 Consumo mundial de combustibles y utilización de fuentes primarias para la generación de electricidad, 1980-2008 (PJ)	29
Gráfica 6 Fuentes primarias y combustibles para generación de electricidad en países seleccionados, 2008 (participación porcentual)	30
Gráfica 7 Población mundial por región, 2006-2025 (millones de habitantes)	32
Gráfica 8 Capacidad mundial de generación de energía eléctrica por región, 2007-2025 (GW)	33
Gráfica 9 Evolución de la generación mundial de energía eléctrica por región, 1997-2025 (TWh)	39
Gráfica 10 Combustibles y otras fuentes de energía para la generación eléctrica mundial, 2007-2025 (TWh)	40
Gráfica 11 Evolución histórica de la capacidad eólica mundial, 1996-2009	50
Gráfica 12 Distribución de la capacidad eólica mundial por país, 2009 (%)	51
Gráfica 13 Evolución histórica de la generación eoloelectrónica en países seleccionados y total mundial TWh	52
Gráfica 14 Adiciones de nueva capacidad eólica por país durante 2009	53
Gráfica 15 Proyección de la capacidad eoloelectrónica mundial (MW) y su penetración en la oferta mundial de energía eléctrica (%), 2010-2030	54
Gráfica 16 Distribución de la capacidad geotermoeléctrica mundial por país, 2010	55
Gráfica 17 Evolución histórica de la generación de electricidad por geotermia, 1996-2008 TWh	56
Gráfica 18 Capacidad de los permisos autorizados por modalidad, 2009 (MW)	72
Gráfica 19 Situación de los permisos de generación eléctrica, 2009 ¹ (Capacidad en MW por modalidad y participación porcentual)	73
Gráfica 20 Evolución de la capacidad en operación de permisionarios, 2007-2009 (MW)	74
Gráfica 21 Evolución de la generación efectiva de permisionarios, 2007-2009 GWh	76
Gráfica 22 Comparativo entre la capacidad promedio autorizada por permiso (MW) y número de permisos otorgados en las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, 1999-2009	77

Gráfica 23 Permisos de autoabastecimiento al cierre de 2009 (MW)	80
Gráfica 24 Permisos de cogeneración al cierre de 2009 (MW)	81
Gráfica 25 Permisos otorgados de importación, 1999-2009	82
Gráfica 26 Evolución histórica del PIB y consumo nacional de energía eléctrica, 1990-2009 (%)	84
Gráfica 27 Distribución de las ventas internas por sector, 2009 (%)	85
Gráfica 28 Evolución sectorial de las ventas internas de energía eléctrica, 1999-2009 ¹ (GWh)	86
Gráfica 29 Evolución del consumo de energía eléctrica en el sector industrial y PIB manufacturero, 1990-2009 (variación porcentual anual)	87
Gráfica 30 Ventas de energía eléctrica por usuario o cliente del servicio público nacional y usuarios atendidos por región estadística, 1999-2009 (kWh/cliente y número de usuarios)	92
Gráfica 31 Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máxima Áreas operativas del Norte, 2009 (promedio de las áreas Norte, Noroeste y Noreste)	96
Gráfica 32 Precio medio de la energía eléctrica por tipo de usuario, 1993-2009 (Pesos de 2009/kWh)	98
Gráfica 33 Capacidad efectiva instalada nacional, 2009	102
Gráfica 34 Distribución de la capacidad efectiva instalada nacional de cada región por tecnología, 2009 (MW y participación porcentual)	105
Gráfica 35 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica de permisionarios por modalidad ^a , 2000-2009 (MW)	108
Gráfica 36 Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1999-2009 (GWh)	110
Gráfica 37 Participación por combustible y fuente primaria en la generación bruta del servicio público, 1999-2009 (%)	111
Gráfica 38 Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1999-2009 (TWh)	112
Gráfica 39 Generación anual de energía eléctrica de permisionarios por modalidad, 2000-2009 ^a (GWh)	113
Gráfica 40 Margen de reserva (MR) y margen de reserva operativo (MRO)	115
Gráfica 41 Margen de reserva y margen de reserva operativo del SIN, 1999-2009 (%)	116
Gráfica 42 Consumo nacional de energía eléctrica histórico y prospectivo, 1990-2025 TWh	125
Gráfica 43 Variación promedio anual del consumo nacional de energía eléctrica ¹ y PIB, 1980-2025 (%)	126
Gráfica 44 Variación promedio anual del consumo de electricidad en el sector industrial y el PIB manufacturero 1980-2025, (%)	127
Gráfica 45 Trayectorias del ahorro Pronase, 2010-2025 (TWh)	130
Gráfica 46 Trayectorias de las ventas derivadas del programa de reducción de pérdidas, 2010-2025 (TWh)	131
Gráfica 47 Trayectoria de las ventas asociadas a la atención de cargas reprimidas en el Área Central, 2010-2025 (TWh)	132
Gráfica 48 Trayectoria del consumo nacional, ventas y autoabastecimiento de energía eléctrica, 1990-2025 (TWh)	133
Gráfica 49 Trayectoria de la ventas de energía eléctrica para el servicio público ¹ , 1990-2025 (TWh)	134
Gráfica 50 Evolución de la demanda máxima bruta del SIN, 1999-2025 MW	139
Gráfica 51 Sistema Interconectado: Margen de reserva y margen de reserva operativo ¹ (%)	142

Gráfica 52 Sistema Eléctrico Nacional: programa de expansión 2010-2025 ^{1,2} (MW)	148
Gráfica 53 Programa de retiros de capacidad, 2010-2025 (MW)	157
Gráfica 54 Evolución de la capacidad instalada por tecnología, 2009-2025 (MW)	159
Gráfica 55 Generación bruta del servicio público por tipo de tecnología, 2009 ¹ y 2025 (GWh)	163
Gráfica 56 Participación por combustible fósil en la canasta para generación de energía eléctrica, 2009 y 2025 (%)	167
Gráfica 57 Proyección del consumo de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica, 2009-2025 (Terajoules/día)	168
Gráfica 58 Requerimientos de inversión en el sector eléctrico nacional, 2011-2025 (millones de pesos de 2010) ¹	184
Gráfica 59 Precios promedio de los combustibles, 2010-2025 (Dólares de 2010 por millón de BTU)	190

Índice de mapas

Mapa 1 Regiones y países con mayor luminosidad artificial en el mundo	27
Mapa 2 Reactores nucleares en operación comercial y en construcción por región ¹	48
Mapa 3 Regionalización estadística del mercado nacional de energía eléctrica	88
Mapa 4 Estructura de las ventas internas (GWh) por entidad federativa y región estadística, 2009 (participación porcentual promedio)	89
Mapa 5 Enlaces e interconexiones internacionales, 2009	100
Mapa 6 Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 1999-2009	120
Mapa 7 Centrales terminadas o en construcción, 2010-2013	150
Mapa 8 Centrales en proceso de licitación, 2010	151
Mapa 9 Requerimientos de capacidad adicional, 2012-2019	154
Mapa 10 Requerimientos de capacidad adicional, 2020-2025	155
Mapa 11 Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que utilizarán la red de transmisión, 2010-2025 ¹ (capacidad de autoabastecimiento remoto)	172
Mapa 12 SEN: Capacidad de transmisión entre regiones, 2014 (MW)	174
Mapa 13 Áreas de control operativo del Sistema Eléctrico Nacional	198
Mapa 14 Distribución geográfica de las principales centrales generadoras en operación, 2009	204

Durante los primeros cuatro años de la presente administración se han dado pasos firmes que han permitido avanzar en la transformación del sector energético y en especial en el crecimiento del sector eléctrico.

En el sector eléctrico, el gobierno federal emprendió acciones orientadas a mejorar su competitividad a lo largo del 2010. A poco más de un año de la extinción de Luz y Fuerza del Centro (LFC), el ahorro por la mejor capacidad de operación y ejecución de obras supera los 12 mil millones de pesos, además de que se han abatido rezagos que se tenían en solicitudes de conexión en el área central. De igual manera, se tuvieron incrementos en la facturación por las acciones en materia de reducción de pérdidas no técnicas en el área central.

Las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazos constituyen un insumo fundamental para el dimensionamiento y diseño del plan de expansión de capacidad de generación y transmisión, con el fin de satisfacer con calidad, confiabilidad y estabilidad las necesidades de la población, en materia de energía eléctrica.

Por el lado del consumo, durante el 2010, se tuvieron ahorros importantes en energía eléctrica derivados del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2007-2012 (Pronase). Por el lado de la oferta, en el plan de expansión se incluyen nuevas categorías tecnológicas: las nuevas tecnologías de generación de ciclo combinado con eficiencia de conversión mejorada y, las nuevas tecnologías de generación distribuida. De igual manera, se están considerando nuevas tecnologías de generación limpia, como los ciclos combinados y las carboeléctricas con captura y secuestro de carbono para enfrentar los desafíos del cambio climático.

Los esfuerzos de la presente administración también están enfocados al desarrollo de energías limpias, entre las que se incluyen las renovables como la hidráulica, eólica, solar, biomasa, mini-hidráulica y bioenergética, entre otras; así como la nuclear, con las que se espera disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Una de las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión 2010-2025 radica en cumplir con la meta de contar una capacidad instalada de energías limpias que permita generar el 35 por ciento de la energía eléctrica en México, considerando la diversificación de las fuentes de generación, con una orientación hacia las fuentes de energía renovables y con las tecnologías que incluyen la opción de captura y secuestro de carbono.

En este contexto, la planeación para este sector se orienta hacia la optimización del sistema eléctrico nacional considerando herramientas de política energética que contribuyan a diversificar el parque de generación y a garantizar el suministro de energía eléctrica.

En los próximos años, las redes eléctricas y de distribución, las subestaciones, los medidores de energía en todo el país serán cada vez más susceptibles de automatizarse en la búsqueda de operación más segura y confiable. La implementación de este tipo de redes inteligentes ciertamente contribuirá a que en el 2025 cumplamos con la meta establecida.

La Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional 2010-2025 nos ofrece información acerca de las metas del sector eléctrico en el mediano y largo plazo y es un valioso insumo para el debate público sobre el sector eléctrico, con el que los diversos actores sociales podrán obtener información relevante y actualizada sobre la prospectiva del sector.

Georgina Kessel Martínez
Secretaria de Energía

INTRODUCCIÓN

Con base en los ordenamientos jurídicos vigentes, cada año la Secretaría de Energía coordina la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y publica la información oficial correspondiente al análisis y las proyecciones de la oferta y demanda nacional, regional y sectorial de energía eléctrica para los próximos años, integrados en la Prospectiva del sector eléctrico, que se publica con fundamento legal en el Artículo 69 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

En la elaboración de esta Prospectiva se han considerado las metas establecidas en la Estrategia Nacional de Energía relativas al sector eléctrico, en cuanto a disminuir el margen de reserva de capacidad de generación de electricidad e incrementar la participación de las tecnologías limpias en el parque de generación a 35% al final del periodo, así como con las estrategias y líneas de acción del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, por lo cual se guarda total congruencia con los instrumentos de planeación del sector.

En el ejercicio de planeación del sector eléctrico 2010, la Prospectiva incorpora las acciones y estrategias de ahorro y eficiencia económica derivadas de la nueva legislación vigente desde la reforma al sector energético de 2008. Con estas consideraciones, el documento se integra por cuatro capítulos y abarca el horizonte de planeación 2010-2025. En el primer capítulo se describe la evolución reciente del mercado internacional de la energía eléctrica, así como las tendencias en el consumo mundial de energía eléctrica, la capacidad mundial instalada por tipo de tecnología y por país, las fuentes de energía primaria y secundaria que se utilizan para generar electricidad, las proyecciones del consumo de combustibles, así como la dinámica en la construcción de nuevas centrales e infraestructura mediante tecnología de punta que, tanto en las economías avanzadas como en las emergentes, representan tendencias estratégicas en el contexto del combate global al cambio climático, destacando entre otras, la tecnología de captura y secuestro de carbono, los nuevos reactores nucleares avanzados y las tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes renovables como la eólica, solar, geotérmica, minihidráulica y gasificación de biomasa.

En el segundo capítulo se presenta la estructura del marco legal y regulatorio del sector eléctrico mexicano, así como los instrumentos de política regulatoria aplicables y el estado que guardan los permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en las modalidades consideradas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Asimismo, se describe el comportamiento reciente en cada una de las modalidades, con la finalidad de brindar la información necesaria para el análisis de la situación de los permisionarios.

En el tercer capítulo se analiza la evolución del mercado eléctrico nacional de los últimos años, considerando el comportamiento del consumo nacional de electricidad, las ventas sectoriales del servicio público, el comportamiento estacional de la demanda y la estructura tarifaria. Asimismo, se detalla la composición de la infraestructura para la generación y transmisión de energía eléctrica del servicio público.

En el cuarto capítulo se presenta la trayectoria de planeación del consumo y la demanda de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional, con el propósito de identificar los requerimientos de capacidad, energía eléctrica y combustibles necesarios para el periodo 2010-2025. En el programa de expansión que resulta del análisis de la demanda de electricidad, se incluyen las opciones tecnológicas para la generación de electricidad limpia y las nuevas tecnologías de mayor eficiencia. Con la finalidad de contar con un marco de información completo, el enfoque del análisis de la expansión del sector eléctrico considera tanto el servicio público, como el sector privado que realiza actividades de autoabastecimiento.

Finalmente, se incluyen seis anexos que contienen tablas, una lista de normas, así como la descripción general de los modelos econométricos utilizados en las proyecciones del consumo futuro de energía eléctrica y un glosario de términos, para una mayor comprensión del documento.

La prospectiva del sector eléctrico 2010-2025 detalla la situación internacional, la evolución histórica del mercado eléctrico nacional, así como el crecimiento esperado de la demanda y los requerimientos de capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los próximos años.

En 2008 el consumo mundial de energía eléctrica ascendió a 16,816 TWh, cifra 2.0% superior al valor registrado en 2007. En su mayor proporción, el crecimiento del consumo eléctrico se registra en las economías en transición, las cuales continuarán demandando energía eléctrica a mayores tasas que en los países desarrollados. En cuanto a la capacidad instalada, las centrales termoeléctricas convencionales mantienen la mayor participación, a excepción de algunos países como Francia, donde la energía nuclear predomina, o Canadá, Brasil y Noruega, donde las centrales hidroeléctricas concentran la mayor participación.

Las proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. DOE), indican que hacia 2025 el combustible de mayor utilización en la generación de electricidad seguirá siendo el carbón, mientras que para ese mismo año, la electricidad proveniente de las fuentes renovables superará a la generación con gas natural, alcanzando la generación hidroeléctrica una participación de casi 70% del total de renovables.

En el caso del carbón, dada la menor volatilidad en sus precios y su mayor disponibilidad respecto a otros combustibles fósiles, se estima que su utilización seguirá creciendo en diversos países, especialmente en China, India y EUA, mientras que el consumo de gas natural continuará aumentando inversamente al comportamiento esperado en el consumo de derivados del petróleo, cuya participación en la generación mundial de energía eléctrica se reducirá debido a razones de sustentabilidad ambiental. Como un frente más dentro de las estrategias mundiales ante el cambio climático, países como China, India, Rusia, Francia, Japón, Finlandia, Corea del Sur, entre otros, están construyendo nueva capacidad de energía nuclear que contribuye a evitar la emisión de gases de efecto invernadero. Asimismo, en Europa y en Estados Unidos de América (EUA) se encuentra el liderazgo internacional en cuanto al impulso a las fuentes renovables como la eólica.

En el segundo capítulo se exponen los ordenamientos e instrumentos de regulación que rigen la operación de los permisionarios de energía eléctrica. En 2009 se registraron 775 permisos vigentes otorgados por la CRE de los cuales 94.2% se encuentra en operación, con una capacidad de 21,639 MW. Esto representó un incremento de 2.1% en la capacidad en operación, con 16 permisos más respecto al año anterior. Los permisos en operación concentran 80.2% de la capacidad total autorizada. La modalidad con mayor capacidad autorizada al cierre de 2009 es la de producción independiente con 13,454 MW, lo cual representa 49.9% respecto al total autorizado. Asimismo, la modalidad con mayor número de permisos vigentes es el autoabastecimiento con 598 y concentra 77.2% del total de permisos vigentes, mientras que, en lo que a la cogeneración se refiere, en ésta modalidad se concentra 7.6% de los permisos.

En el tercer capítulo se presenta el panorama histórico reciente del mercado eléctrico nacional. Se observa que en 2009 el consumo nacional de energía eléctrica disminuyó 0.8% respecto al año anterior, para ubicarse en 206,263 GWh, con una tasa de crecimiento anual de 2.8% durante 1999-2009. El número de usuarios de energía eléctrica atendidos por el servicio público al cierre del periodo se incrementó en 2.9%, proporcionando el servicio a más de 33 millones de usuarios. Asimismo, durante el periodo las ventas internas de energía eléctrica mostraron un crecimiento de 2.3%, impulsado principalmente por los sectores residencial, servicios e industrial.

La capacidad nacional instalada para generación de electricidad a diciembre de 2009 incluyendo exportación se ubicó en 60,440 MW, registrando un incremento de 1.7% respecto al año anterior. De esta capacidad, el servicio público (incluyendo producción independiente) concentró 85.5%, mientras que el restante 14.5% está distribuido entre las diferentes modalidades para generación de electricidad vigentes. Al cierre de 2009 la capacidad instalada del servicio público ascendió a 51,686 MW, un incremento neto de 581 MW, destacando las adiciones de 277 MW de ciclo combinado en Baja California y de 128 MW de turbogás en el área Central. Asimismo, la generación bruta del servicio público se ubicó en 235,107 GWh, lo cual significó una variación de -0.3% respecto al año anterior. Las centrales que utilizan gas natural (ciclo combinado y turbogás) aportaron el 50.6% de esta energía, mientras que las termoeléctricas convencionales e hidroeléctricas lo hicieron con 18.3% y 11.2%, respectivamente. Esto tuvo como repercusión una mayor utilización del gas natural en la generación eléctrica, específicamente en lo que se refiere a la tecnología de ciclo combinado, al pasar de 8.6% en 1999 a 48.4% de la generación total del servicio público en 2009.

En el cuarto capítulo, para el periodo 2010-2025 las estimaciones del consumo nacional de electricidad indican una tasa de crecimiento anual de 4.3%, ya que se espera aumente de 215.5 TWh en 2010 a 404.7 TWh en 2025. Dicha estimación considera los ahorros de energía eléctrica derivados del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2007-2012 (Pronase), así como la recuperación de las ventas correspondientes a la reducción de pérdidas no técnicas y a la atención de cargas deprimidas en el área Central.

Con base en las metas establecidas en la Estrategia Nacional de Energía para cumplir con el margen de reserva de capacidad de generación, disminuir pérdidas de energía eléctrica a niveles comparables a estándares internacionales de 8%, así como incrementar la participación de las tecnologías limpias en el parque de generación al 35%, se diseñó el programa de expansión de capacidad del servicio público 2010-2025, en el cual se considera la instalación de nueva capacidad de generación por 37,655 MW, compuesta por 5,218 MW de capacidad terminada, en construcción o licitación, 32,041 MW de capacidad adicional para licitación futura y 396 MW de proyectos de rehabilitación y modernización en centrales existentes. El monto total de las inversiones en generación y transmisión requeridas para llevar a cabo este programa asciende a 1,264.8 miles de millones de pesos de 2010. Finalmente, durante el periodo 2010-2025 se retirará un total de 11,093 MW de diversas unidades generadoras que actualmente se encuentran en operación y que durante el periodo agotarán su vida útil.

Mercado internacional de energía eléctrica

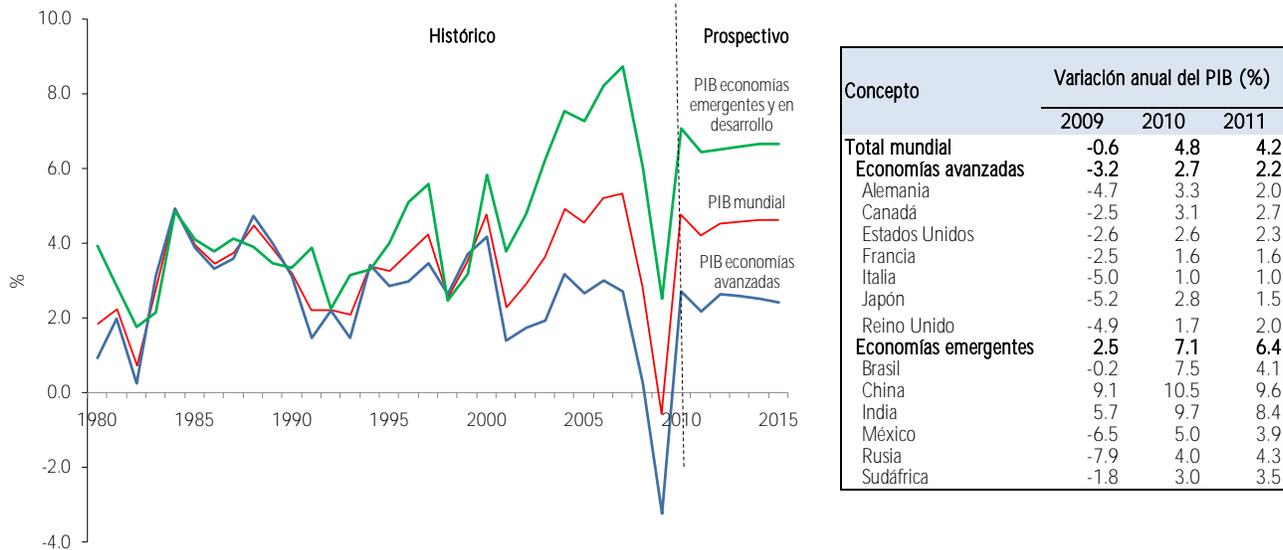
En este capítulo se aborda el análisis de la evolución histórica reciente y las tendencias futuras del mercado internacional de energía eléctrica. Entre otros aspectos, se considera la evolución de la economía mundial así como del consumo de energía eléctrica, la población, capacidad instalada, generación de electricidad por país y región, fuentes primarias de energía, así como las principales características del parque de generación actual y futuro de los países donde se presentan los mayores consumos de energía en el mundo.

1.1 Evolución histórica de la economía y el consumo mundial de energía eléctrica

Con base en información del World Economic Outlook 2010 (WEO), del Fondo Monetario Internacional (FMI), durante 2009 la economía mundial decreció -0.6% (véase gráfica 1). Como resultado de la crisis económica internacional de ese año, las economías desarrolladas sufrieron una recesión que en conjunto representó una caída de -3.2%, efecto que estuvo más acentuado en países como Japón, Alemania, Italia y Reino Unido, en los cuales el decrecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) fue de alrededor de -5.0%. En el caso de las economías emergentes, las mayores caídas del PIB se presentaron en Rusia y México con -7.9% y -6.5%. En sentido opuesto, aunque con una desaceleración de su crecimiento económico observado durante los últimos años, China, India y los países de Medio Oriente registraron crecimientos del PIB de 9.1%, 5.7% y 2.4%, respectivamente. En el caso de los países que experimentan un creciente intercambio comercial con China, como es el caso de Brasil, el impacto de la crisis fue mucho menor (-0.2%) en comparación con aquellos países que son altamente dependientes en sus flujos comerciales con el epicentro de la crisis, es decir, con los Estados Unidos. Este tipo de efectos representaron, en cierta medida, un grado de amortiguamiento a la crisis económica mundial.

A la fecha de publicación de esta Prospectiva, la más reciente actualización del WEO por parte del FMI estimó para 2010 un crecimiento del PIB mundial de 4.8%, mientras que las economías desarrolladas y las economías emergentes crecerían en promedio 2.7% y 7.1%, respectivamente. La materialización de dicho crecimiento, siguiendo al FMI, dependerá de la implementación de las políticas adecuadas para restituir la confianza y la estabilidad económica en la zona del euro, principalmente. En ese sentido, se requerirá que las economías avanzadas dirijan sus esfuerzos hacia reformas fiscales que se acompañen de otras reformas en el sector financiero para mejorar la competitividad e impulsar el crecimiento. Asimismo, para las economías emergentes, los supuestos radican en que deberá ajustarse un nuevo balance de la demanda global a través de reformas estructurales y, en algunos casos, mediante una mayor flexibilización de los tipos de cambio. Con base en dichos supuestos, el FMI estima que para el periodo 2010-2015 el crecimiento promedio podría ser de 4.6% para la economía mundial, 2.5% para las economías desarrolladas y de 6.7% para las economías emergentes.

Gráfica 1
Producto Interno Bruto mundial histórico y prospectivo, 1980-2015
(Variación porcentual anual)



Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI), World Economic Outlook Database, Octubre 2010.

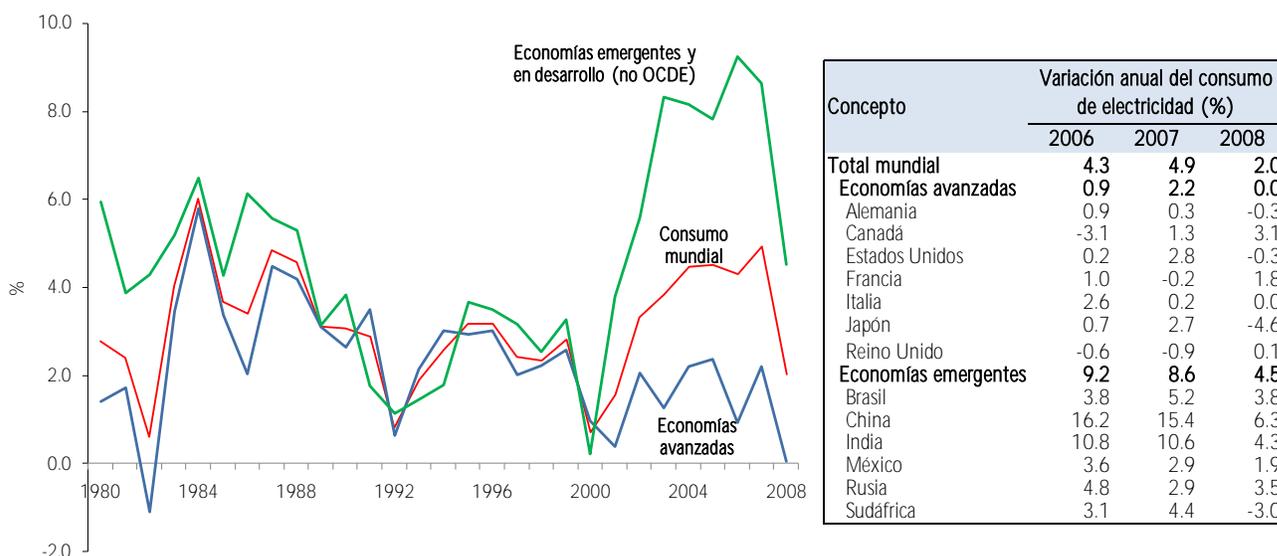
En muchos países, el consumo de energía eléctrica tiene una relación de causalidad con el desempeño de la economía. Un somero análisis visual de las fluctuaciones económicas y las variaciones en el consumo de electricidad en el mundo ilustran este hecho (véase gráficas 1 y 2). Durante la primera década del siglo XXI, la economía mundial, expresada en términos del PIB, ha fluctuado entre -0.6% y 5.4% en promedio anual, mientras que el consumo mundial de energía eléctrica ha oscilado de 0.7% a 4.9%. Los mayores crecimientos anuales se han observado en los países no miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)¹, con valores superiores al 7% durante el periodo 2003-2007, mientras que, hacia 2008, el crecimiento se redujo a 4.5%, como reflejo de la desaceleración económica previa a la recesión de 2009.

Durante el periodo 1998-2008, el consumo mundial de energía eléctrica tuvo un crecimiento promedio anual de 3.2%, ubicándose al final del periodo en 16,816 TWh. Este ritmo de crecimiento ha sido impulsado principalmente por los países en asiáticos transición, en los que el crecimiento económico de los últimos años ha propiciado un efecto de urbanización y un cambio estructural en el consumo. En el caso de China, los patrones de consumo en el sector residencial continuarán reflejando la migración de la población del medio rural al urbano y con ello, la demanda de energía eléctrica y el uso de combustibles para transporte y uso residencial seguirá creciendo;

¹ Al mes de noviembre de 2010, los países miembros de la OCDE son, en orden alfabético: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, Corea del Sur, Dinamarca, Eslovenia, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Israel, Italia, Japón, Luxemburgo, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía. Durante el presente año, Chile, Eslovenia e Israel firmaron su adhesión a la OCDE.

mientras que en el sector industrial, la dinámica del consumo de electricidad seguirá vinculada a la expansión económica de ese país.

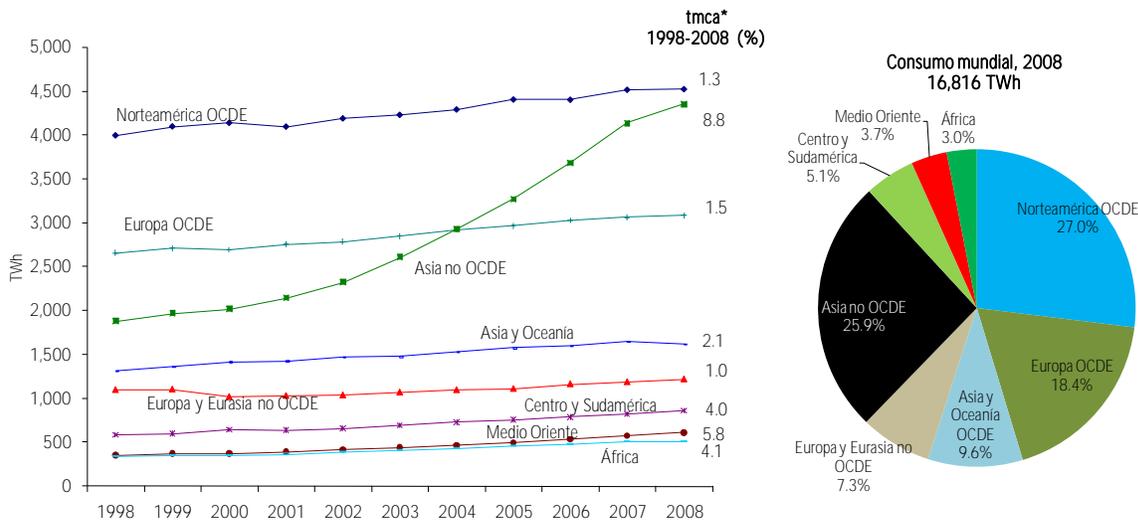
Gráfica 2
Consumo mundial de energía eléctrica, 1980-2008
(Variación porcentual anual)



Fuente: *Electricity Information 2010*, Energy Balances of OECD Countries 2010, Energy Balances of Non-OECD Countries 2010; International Energy Agency.

Durante los años recientes, las regiones que han alcanzado los mayores niveles de estabilidad y madurez en sus mercados, se han caracterizado por registrar incrementos moderados y bajos en el consumo de energía eléctrica. Es el caso de los países miembros de la OCDE de Norteamérica, Europa Occidental, Asia y Oceanía, que durante los últimos 10 años registraron tasas de 1.3%, 1.5% y 2.1%, respectivamente. Como resultado de las mejoras en eficiencia energética, así como de la implementación de nuevos estándares de eficiencia en el sector residencial en usos como la iluminación, calefacción, aire acondicionado, entre otras aplicaciones, se estima que este comportamiento se mantendrá durante el mediano y largo plazo. Durante los últimos 10 años, el mayor crecimiento en el consumo de energía eléctrica se ha presentado en países de Asia y Medio Oriente no OCDE, con tasas de 8.8% y 5.8%, respectivamente. Este comportamiento, así como la participación de cada región en el consumo mundial, se puede observar en la gráfica 3.

Gráfica 3
Consumo mundial de energía eléctrica por región, 1998-2008
TWh



* tmca: Tasa media de crecimiento anual

Fuente: *Electricity Information 2010*, Energy Balances of OECD Countries 2010, Energy Balances of Non-OECD Countries 2010; International Energy Agency.

El fuerte impulso en el consumo de la región asiática proviene de China e India, países que durante el periodo aumentaron su consumo en 12.0% y 5.5% en promedio anual. A pesar de la recesión económica mundial de 2009, China mantiene una fuerte y sostenida expansión económica que le ha permitido alcanzar tasas de crecimiento del PIB cercanas a 10%. En ese país, el crecimiento en el consumo de energía eléctrica ha sido impulsado por el importante desarrollo de las industrias intensivas e industria pesada, las cuales en 2006 participaron con 49% del PIB, de la cual la industria pesada aportó 70% del valor total de la producción industrial. Esta configuración de la economía del país asiático, refleja que a pesar de la importante dinámica en los niveles de ingreso y urbanización de la población, en el sector residencial el crecimiento en el consumo de electricidad asociado aún permanece rezagado respecto al notable crecimiento en el sector industrial, particularmente en la industria pesada. Sin embargo, el proceso de urbanización en China continuará significando durante los próximos años, mayores demandas de energía eléctrica y combustibles.

En el caso de Medio Oriente, Arabia Saudita e Irán representan las principales economías de la región que en 2008 concentraron 54.4% del consumo de energía eléctrica y exportando petróleo, gas, productos químicos y petroquímicos como principales productos.

En términos de desarrollo económico, es indudable que los países que cuentan con una mayor cobertura y calidad en el suministro de energía eléctrica tienen mayores estándares de vida. Sin embargo, también existen concentraciones urbanas densamente pobladas en las que el suministro eléctrico tiene una alta penetración pero que no necesariamente con ello se garantiza la calidad en frecuencia y voltaje así como la estabilidad del fluido eléctrico. En el mapa 1 se pueden apreciar las regiones que cuentan con mayor iluminación artificial en el mundo, pero que, algunas de las cuales, tampoco son necesariamente las más pobladas. Por su densidad de luminosidad artificial, del mapa se pueden destacar las siguientes zonas: centro-este de los EUA, zona centro-sur de Canadá así como sus

ciudades fronterizas con EUA, la costa de California, el área metropolitana de la ciudad de México, el área metropolitana de Sao Paulo (Brasil), Europa Occidental y países nórdicos, Japón, Corea del Sur, Singapur, Malasia, India y la zona oriental de China, entre otras.

Mapa 1
Regiones y países con mayor luminosidad artificial en el mundo



Fuente: National Aeronautics and Space Administration (NASA).

1.2 Capacidad instalada en países miembros de la OCDE

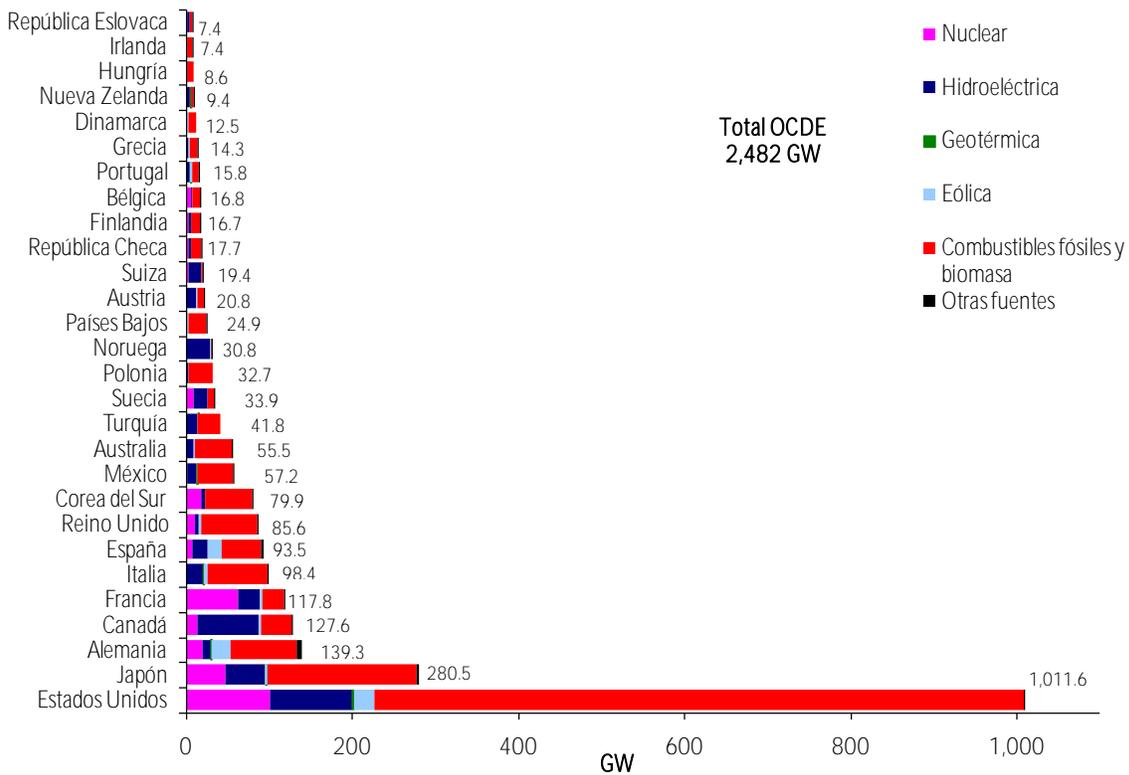
La capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en países miembros de la OCDE creció 2.3% en promedio anual durante 1998-2008, ubicándose en 2,482 GW hacia el final del periodo. En el último año, Estados Unidos concentró 40.8% de dicha capacidad con 1,012 GW, lo que representa 84.5% del total en Norteamérica; por su parte Canadá y México participan con 10.7% y 4.8%, respectivamente. Norteamérica tiene instalado 48.2% de la capacidad total de la OCDE. En el caso de los países europeos miembros de la OCDE destacan: Alemania, Francia, Italia, España y el Reino Unido, que en conjunto aportan 21.5% de la capacidad instalada. Asimismo, la capacidad total de la región representa 34.7% de la OCDE. El resto se conforma por los países de Asia y de Oceanía, con 14.5% y 2.6% respectivamente.

En el caso de México, 73.3% de la capacidad instalada corresponde a tecnologías que utilizan combustibles fósiles como gas natural, combustóleo, carbón y diesel. Mientras que 26.7% restante corresponde a fuentes alternas, de las cuales las hidroeléctricas aportan 22% del total instalado.

Se puede observar que al interior de la OCDE las mayores capacidades para generación de electricidad se encuentran instaladas en EUA, Japón, Alemania, Canadá y Francia (véase gráfica 4). En este último país, la alta

participación de la energía nuclear (53.7%), constituye un caso singular no sólo entre países miembros de la OCDE, sino en el mundo entero. Noruega y Canadá se caracterizan por contar con una alta proporción de capacidad instalada con base en la energía hidráulica. En 2008, la capacidad hidroeléctrica instalada en dichos países representó 96.6% y 58.5% del total respectivamente.

Gráfica 4
Capacidad de generación de energía eléctrica en países miembros de la OCDE, 2008¹
(GW)



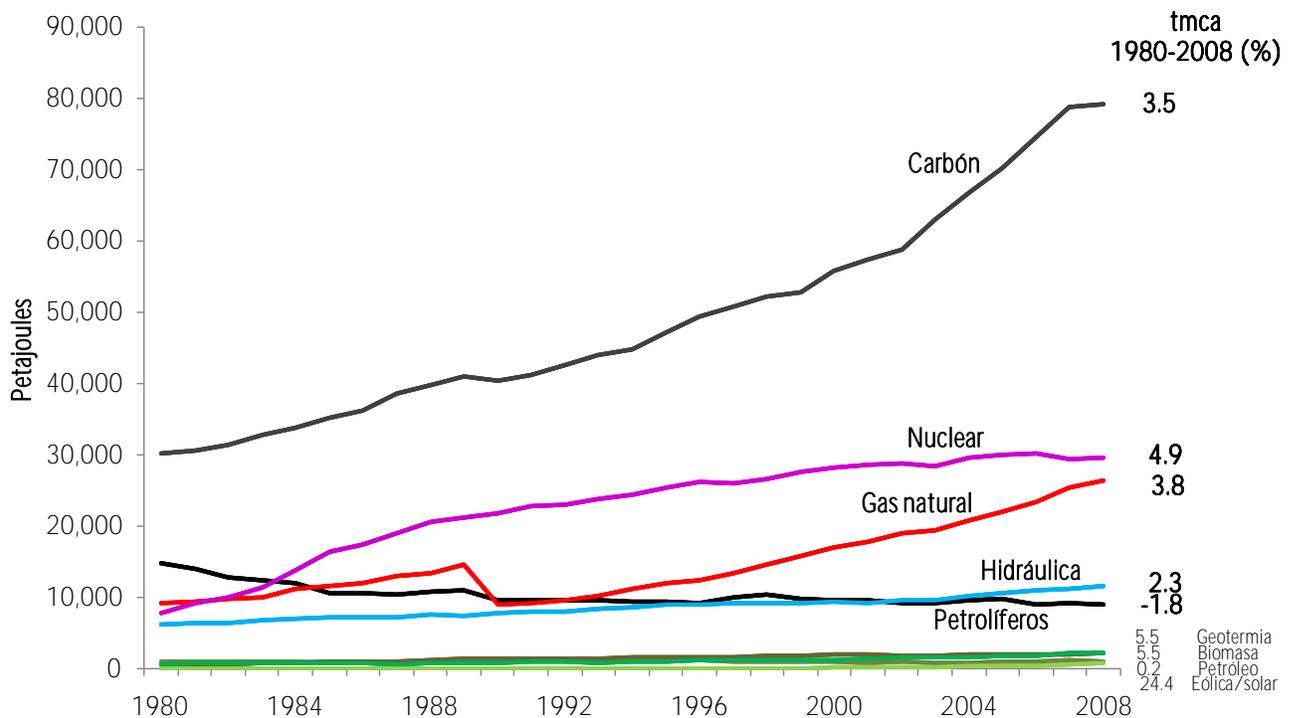
¹ Incluye generación centralizada y autogeneración de energía eléctrica. Por simplicidad y cifras no significativas, se omiten Luxemburgo e Islandia. Asimismo, debido a su reciente incorporación, se excluye a Chile, Eslovenia e Israel.
Fuente: Electricity Information 2010, International Energy Agency (IEA).

1.3 Consumo de combustibles y fuentes primarias para la generación mundial de energía eléctrica

El carbón es el combustible de mayor utilización para la generación de electricidad en el mundo. Desde hace décadas, su amplia disponibilidad, estabilidad en sus precios, así como su alto poder calorífico, entre otros factores, le han dado particular ventaja comparativa como combustible primario para generar energía eléctrica. No obstante, en 2008 se registraron precios sensiblemente superiores respecto a otros años, con incrementos de 70 a 130% respecto a las cotizaciones de 2007 en mercados europeos y asiáticos, lo cual, aunado a las políticas de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en muchos países, ha incrementado la competitividad de otros

combustibles como el gas natural e incluso la energía nuclear. A pesar de ello, en países como China, EUA, India, Sudáfrica y Australia, más de 50% de la energía térmica utilizada para generación de electricidad proviene del carbón. En la gráfica 5 se puede apreciar el despegue que la utilización de dicho combustible ha mantenido respecto a otras fuentes de energía durante casi tres décadas, registrando un crecimiento promedio anual de 3.5%. En el caso de la energía nuclear, su mayor dinamismo se observó desde principios de la década de 1980 y en años recientes se ha iniciado la construcción de varios reactores, sobre todo en el sudeste asiático. El gas natural, cuya penetración en la generación de electricidad es relativamente alta en países como Japón, Reino Unido y México, ha mostrado un crecimiento importante desde principios de la década de 1990, con una pendiente más pronunciada a partir de 1993. Otros recursos, como la hidroelectricidad, representan la principal fuente primaria en países como Canadá, Brasil, Noruega e Islandia. En éste último, adicionalmente a la generación hidroeléctrica, la geotermia es de gran importancia alcanzando una participación de 22.5% en 2008.

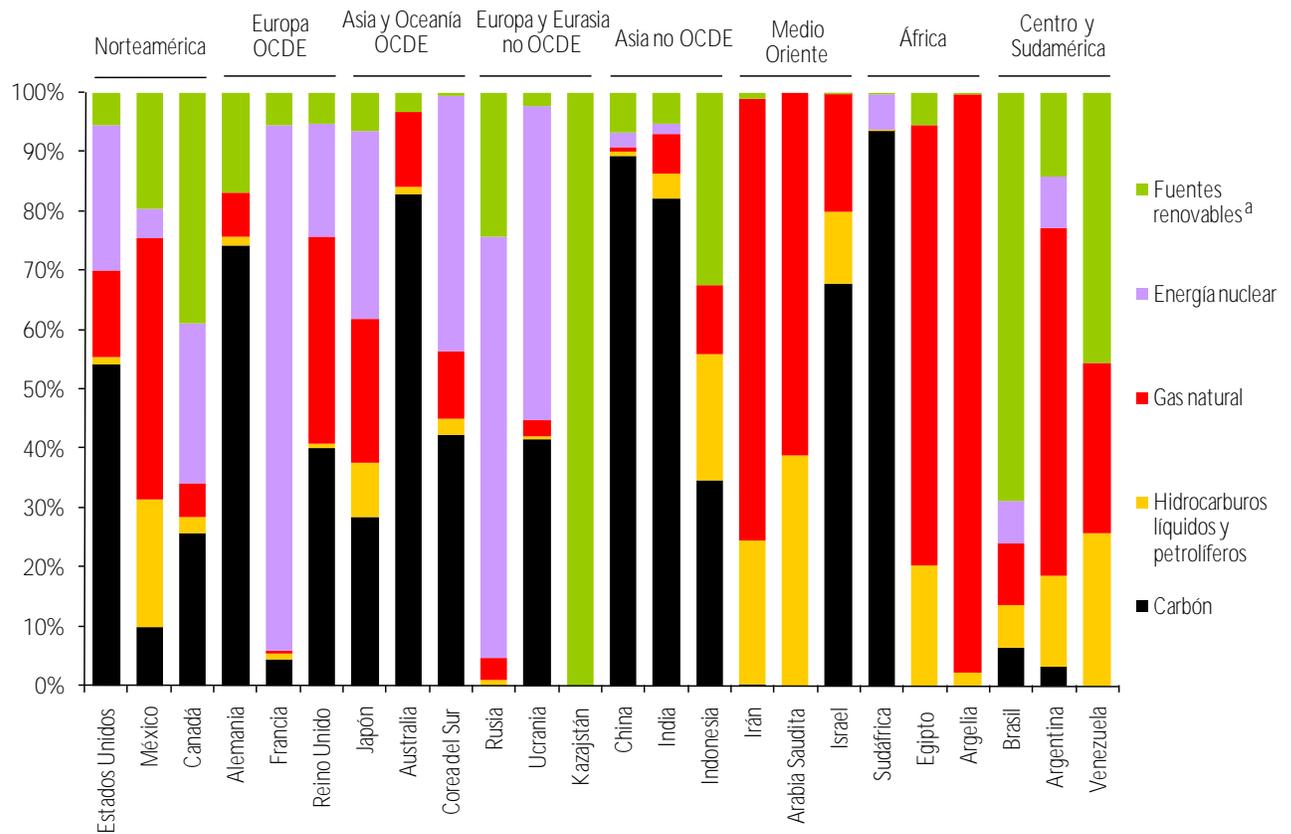
Gráfica 5
Consumo mundial de combustibles y utilización de fuentes primarias para la generación de electricidad, 1980-2008 (PJ)



Fuente: International Energy Agency (IEA).

En general, el patrón de utilización de fuentes primarias para generar electricidad depende de la disponibilidad y precio, del riesgo asociado al suministro, así como del perfil tecnológico y del portafolio de generación existente en cada región y país (véase gráfica 6).

Gráfica 6
Fuentes primarias y combustibles para generación de electricidad en países seleccionados, 2008
(participación porcentual)



^a Incluye hidroenergía, geotermia, viento, solar, biomasa y desechos orgánicos.

Fuente: *Electricity Information 2010*, Energy Balances of OECD Countries 2010, Energy Balances of Non-OECD Countries 2010; International Energy Agency.

De esta gráfica, se puede identificar la composición del sistema de generación en términos de fuentes primarias para países seleccionados de los cinco continentes. Como se ha mencionado, el carbón destaca debido a su alto grado de penetración en las principales economías del orbe, mientras que la energía nuclear es ampliamente utilizada en países como Francia, Rusia, Corea del Sur, EUA y Japón. En el caso de éste último, se distingue una canasta de tecnologías diversa, con una equilibrada presencia de generación nuclear, gas natural, carbón, petrolíferos y fuentes renovables.

En el caso de México, algunas de las posibles políticas de diversificación apuntan hacia el crecimiento de la participación de las fuentes renovables, así como en un posible escenario, a la expansión de la capacidad

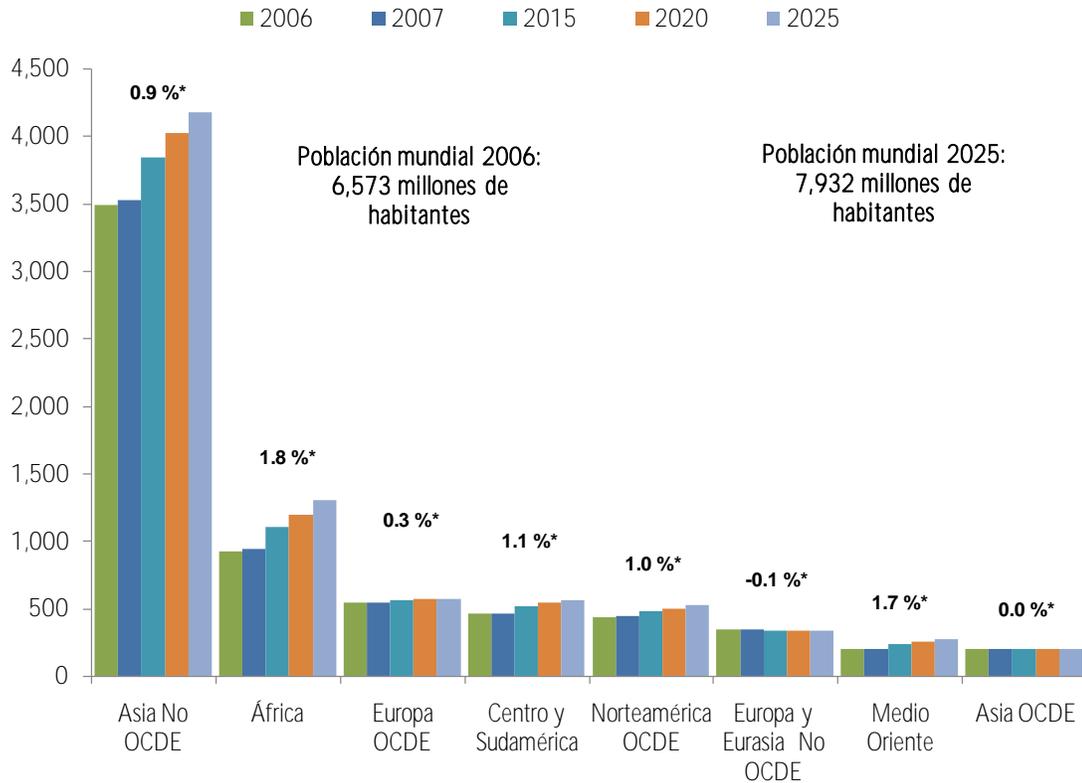
nucleoeléctrica con el objetivo de balancear la concentrada participación del gas natural y seguir reduciendo el consumo de combustibles derivados del petróleo en plantas antiguas que operan en ciclo convencional.

Por otra parte, Brasil posee una de las matrices energéticas más limpias del mundo. Dada su alta dependencia respecto a la energía hidroeléctrica, la operación del sistema de centrales de generación consiste en aprovechar la diversidad hidrológica exportando energía desde las cuencas húmedas hacia las cuencas secas. En periodos de estiaje y con la finalidad de no comprometer la seguridad energética del país, el gobierno brasileño puede restringir las exportaciones de electricidad hacia Uruguay y Argentina. Estos eventos pueden significar riesgos para la estabilidad y seguridad en el servicio eléctrico, debido a la concentración de la infraestructura de generación basada en una sola fuente primaria. Por ello, para muchos países es de importancia estratégica establecer políticas de diversificación que fortalezcan sus sistemas eléctricos para responder a los cambios económicos, políticos, a las restricciones ambientales, a la volatilidad en los precios de los combustibles, así como al riesgo en el suministro de los mismos y a los impactos derivados de un posible entorno económico inestable que pudieran afectar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

1.4 Proyección de la población mundial por región, 2006-2025

La publicación International Energy Outlook 2010 del DOE, estima que durante el periodo de 2006 a 2025 la población mundial crecerá con una tasa promedio anual de 1.0%, al pasar de 6,573 a 7,932 millones de habitantes. Las regiones que mostrarán el mayor dinamismo son: África y Medio Oriente con crecimientos anuales de 1.8% y 1.7%, respectivamente (véase gráfica 7). Al inicio del periodo, en los países asiáticos no miembros de la OCDE, habitaron 53.0% de la población mundial, lo que representó una población de 3,486 millones de habitantes, seguido por el continente africano con 919 millones (14.0%), Europa OCDE (538 millones, 8.2%), Centro y Sudamérica (458 millones, 7.0%), Norteamérica OCDE (436 millones, 6.6%), Europa y Eurasia No OCDE (341 millones, 5.2%), Asia OCDE (200 millones, 3.0%) y Medio Oriente (195 millones, 3.0% del total). Hacia 2025 se estima que el continente africano concentrará una mayor población que aglutinará a 16.4% del total mundial. Por el contrario, en países como Japón y Alemania, se pronostican decrecimientos demográficos.

Gráfica 7
Población mundial por región, 2006-2025
(millones de habitantes)

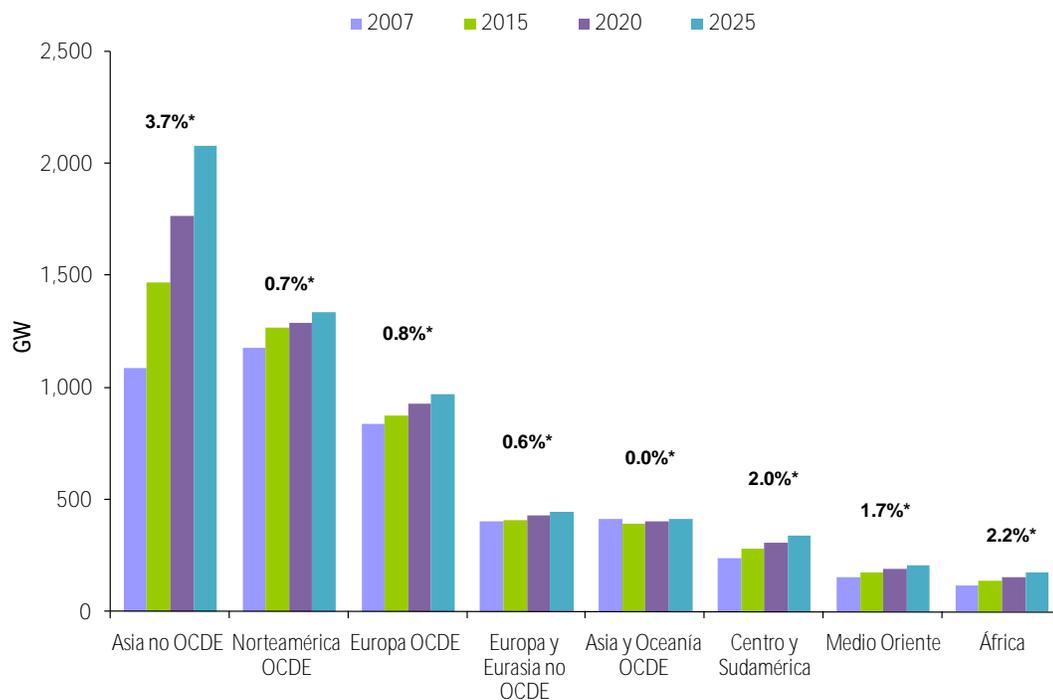


* Tasa media de crecimiento anual 2006-2025.
Fuente: *International Energy Outlook 2010*.

1.5 Pronóstico de la capacidad y generación de energía eléctrica mundial

La capacidad de generación de electricidad crecerá principalmente en los países en desarrollo no miembros de la OCDE, los cuales aumentarán su capacidad instalada en 1,245 GW durante el periodo 2007-2025. En China e India se desarrollarán las mayores adiciones de capacidad y generación de energía eléctrica en el mundo, lo que se refleja en la proyección del incremento de capacidad en la región asiática de 3.7% promedio anual durante 2007-2025, que corresponde a la importante expansión económica de dichos países durante los últimos años y que se espera continúe en el mediano plazo. Por otra parte, se estima un crecimiento promedio de 2.2% en África y de 1.7% en Medio Oriente hacia el final del periodo (véase gráfica 8). En la medida en que el crecimiento económico de la región asiática emergente continúe mostrando el dinamismo de los últimos años, el consumo mundial de electricidad continuará creciendo.

Gráfica 8
Capacidad mundial de generación de energía eléctrica por región, 2007-2025
(GW)



* Tasa media de crecimiento anual 2007-2025.

Fuente: Energy Information Administration e *International Energy Outlook 2010*.

1.5.1 Norteamérica OCDE

En Norteamérica, el crecimiento anual esperado de la capacidad instalada es bajo respecto a otras regiones, lo cual, en gran medida resulta de la madurez general de los mercados de energía eléctrica de los EUA y Canadá, cuyo proceso de expansión será sensiblemente menor respecto a otros años. En el caso de México, en la medida en que el crecimiento económico sea más dinámico, el mercado interno se expandirá con mayor impulso y con ello las necesidades de nueva infraestructura y generación de electricidad seguirán creciendo durante los próximos años.

En el caso de los EUA, se esperan incrementos en la generación de electricidad utilizando gas natural, carbón y energía nuclear. Asimismo, las fuentes de energía renovable mostrarán una expansión que tendrá como estímulo el desarrollo y avance tecnológico, la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, la necesidad de implementar tecnologías de generación eléctrica libres de emisiones de GEI, así como la extensión de políticas públicas que estimulen el desarrollo de este tipo de proyectos a través de incentivos fiscales. La Ley de Reinversión y Recuperación de Estados Unidos de 2009, ha asignado 16.8 mil millones de dólares para proyectos de eficiencia energética y el desarrollo de energía renovable y otros 4 mil millones en garantías de préstamos para dichos rubros. Con estas inversiones, se asume que los subsidios federales van a expirar como ya se había promulgado anteriormente en ese país. Asimismo, en más de la mitad de los 50 estados en la Unión Americana existen cotas mínimas para la capacidad y generación renovable, por lo que esto favorecerá el impulso en el desarrollo de dichas fuentes.

Por otra parte y, no obstante el impulso a las energías renovables, el carbón se mantendrá como la principal fuente de energía para generar electricidad durante los próximos años en los EUA. La continuación en la operación de las carboeléctricas existentes, así como las adiciones de nuevas centrales, contribuirá a ello. Tan sólo en 2008, la participación del carbón en la generación total fue de 54.3%. Adicionalmente al carbón, otra fuente que seguirá creciendo es la energía nuclear, cuyo crecimiento se espera sea favorecido por la alta volatilidad en los precios del gas natural así como por las oportunidades de abatimiento de emisiones de GEI que ofrece la generación nucleoelectrica.

En Canadá, el crecimiento en la capacidad y generación de energía eléctrica estará basado en el uso del gas natural, energía nuclear así como hidroenergía y otras fuentes renovables. Debido a aspectos ambientales y de salud pública, la utilización de carbón disminuirá como resultado de los retiros de cuatro plantas en Ontario hacia 2014. El gobierno canadiense planea reemplazar dichas centrales con nuevas plantas a gas natural, nuclear, centrales hidroeléctricas y eólicas, además de incrementar las acciones de ahorro de energía. La energía hidroeléctrica seguirá siendo un recurso clave para Canadá, dado su alto potencial aún sin explotar. Actualmente existen proyectos de centrales hidroeléctricas (grandes y pequeñas) planeadas y en construcción. Hydro-Quebec continúa la construcción de una central hidroeléctrica de 768 MW cerca de Eastmain y una más pequeña de 150 MW en Sarcelle, las cuales están programadas para iniciar operaciones hacia 2012. Otros proyectos hidroeléctricos en construcción son: Complejo Hidroeléctrico Romaine, con 1,550 MW, sobre el río Romaine en Quebec y el proyecto Wuskwatim de 200 MW en Manitoba.

La energía eoloelectrica también está en los planes de expansión del sistema eléctrico canadiense, con 950 MW instalados durante 2009 y alcanzando 3,319 MW de capacidad eoloelectrica al final de ese año. Existen programas de incentivos que se han implementado en cada provincia para promover el desarrollo de capacidad eólica, como en el caso de Ontario, donde el gobierno ha impulsado durante años el crecimiento robusto en instalaciones eólicas, de tal forma que de 0.6 MW que se tenían en 1995, la capacidad ha crecido a 1,168 MW en enero de 2010. Uno de los esquemas de desarrollo eólico en Ontario es el pago de la energía a pequeños generadores (cuya capacidad es menor a 10 MW) a un precio de 11 centavos de dólar canadiense por kWh entregado a los distribuidores. Se espera que los programas de incentivos tanto del gobierno federal como de los gobiernos de las provincias canadienses, así como la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, apuntalen, en conjunto, el crecimiento sostenido en la capacidad eoloelectrica en ese país durante los próximos años.

En nuestro país al cierre de 2009, 73.3% de la capacidad instalada correspondió a la utilización de combustibles fósiles. De esta capacidad, las centrales eléctricas que utilizan gas natural aportan 39% de la capacidad total de energía eléctrica para servicio público, mientras que la capacidad con base en combustóleo se ubica en 25% respecto al total instalado. Durante los próximos años la capacidad y la generación de electricidad en México crecerán con mayores tasas que en Canadá y los EUA, como resultado de la expansión del sistema de eléctrico para satisfacer las necesidades de la población y hacer viable un mayor crecimiento económico. Este tema se aborda con detalle en el capítulo 4 de esta prospectiva.

1.5.2 Europa OCDE

La generación de energía eléctrica en países europeos de la OCDE se incrementará en promedio 1.1% anual, para ubicarse en 4.2×10^{12} kWh hacia 2025. Debido a que en Europa la mayoría de los países tienen poblaciones relativamente estables y mercados eléctricos maduros, se estima que la mayor parte del crecimiento en la generación de electricidad provendrá de países con un crecimiento poblacional más robusto y de aquellos de más reciente ingreso a la OCDE, cuyas tasas de crecimiento económico exceden al promedio de dicho organismo para los próximos años.

Se estima que en la región el crecimiento en la capacidad instalada se ubique en 1.7% hacia 2025. A diferencia de los países emergentes y en desarrollo, en la Unión Europea el ritmo de crecimiento poblacional continuará siendo lento al igual que en EUA y Canadá, lo que entre otros factores, explica la ausencia de señales de expansión acelerada en el parque de generación de electricidad de dichos países durante los próximos años. No obstante, se estima un fuerte dinamismo en materia de energías renovables. Desde hace varios años en Europa se ha instalado una capacidad significativa para el aprovechamiento de las fuentes alternativas, principalmente la energía eólica. A la fecha, siete de los 10 países con la mayor capacidad eoloelectrónica instalada se encuentran en Europa. Esto obedece a la implementación de una política energética favorable desde hace varios años, mediante las cuales la Unión Europea ha establecido objetivos muy claros, como alcanzar en este 2010 una participación de 21% del total generado a partir de fuentes renovables, así como la meta de que en 2020 el 20% de la producción total de energía sea a partir de dichas fuentes. Asimismo, un mecanismo importante que se ha implementado en Europa para el desarrollo de la energía limpia son las tarifas de estímulo llamadas Feed-in tariffs (FIT), que garantizan el pago de la energía proveniente de generadores que utilizan renovables a un precio superior al del mercado y con contratos de 20 años.

En segundo lugar después de las fuentes renovables, el gas natural para generar electricidad aumentará en Europa con mayor rapidez que el resto de las fuentes de energía, además de que la volatilidad en los precios del petróleo y una normatividad ambiental cada vez más estricta propiciarán la reducción del uso de petrolíferos y carbón.

En sentido contrario a lo que se publicó en esta Prospectiva el año pasado, en Europa se ha observado un renovado interés por el tema de la energía nuclear, como resultado de los retos globales que se derivan del cambio climático. Varios países han dado marcha atrás o han pospuesto la salida de operación de sus centrales nucleoelectrificadas, como en los casos de Suecia e Italia. Asimismo, el gobierno alemán electo en septiembre de 2009, ha anunciado sus planes de rescindir su política de retiro de la capacidad nuclear. Se estima que la región experimentará un ligero incremento en la capacidad total instalada, como resultado de extensiones en las licencias y de la construcción de nuevas unidades en Francia, Finlandia, Polonia y Turquía, entre otros.

1.5.3 Asia y Oceanía OCDE

En esta región, Japón concentra la mayor participación en la generación de energía eléctrica y cuenta con un mercado eléctrico maduro, con una población en proceso de envejecimiento y con un crecimiento económico esperado relativamente bajo, lo cual se traduce en un bajo crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Por el contrario, en países como Australia, Corea del Sur y Nueva Zelanda se espera un crecimiento económico y poblacional más robusto, lo cual contribuirá al crecimiento en la demanda de electricidad.

Japón es un país importador neto de energía, en el cual el gas natural y la energía nuclear aportan 54.3% de la generación eléctrica total, mientras que el carbón representa 27.6%. Bajo este contexto el Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI, por sus siglas en inglés) del gobierno japonés, acorde con su Nueva Estrategia Nacional de Energía, elaboró en 2006 el Plan Nacional de Energía Nuclear, en el que se establece un paquete de políticas para alcanzar los objetivos de largo plazo en materia de desarrollo de energía nuclear y seguridad energética, a saber: a) cubrir con energía nuclear por lo menos, de 30% a 40% de la generación de electricidad incluso más allá de 2030; b) mayor promoción del desarrollo del ciclo del combustible nuclear y; c) apoyar el desarrollo y comercialización del ciclo de reactores de cría rápida (FBR).

Por otra parte Australia y Nueva Zelanda, utilizan el carbón que en conjunto representa la energía primaria utilizada para generar aproximadamente 70% de su energía eléctrica. El resto es producido a partir de energía

renovable (principalmente a partir de fuentes hidroeléctricas) y derivados del petróleo. En el caso de Corea del Sur el carbón y la energía nuclear aportan 43% y 34% de la generación total, respectivamente.

1.5.4 Europa y Eurasia No OCDE

Entre los países de Europa y Asia no miembros de la OCDE, Rusia destaca como la economía de mayor tamaño y por aportar en 2007 el 60% de la generación total de energía eléctrica en la región. En este país, las dos fuentes primarias de energía con mayor crecimiento son el gas natural y la energía nuclear. El gobierno ruso planea incrementar su capacidad nucleoelectrica para reducir la dependencia del gas natural en la generación de electricidad y conservar lo que se ha convertido en uno de sus principales productos de exportación. En 2006 publicó la Resolución 605, la cual establece un programa federal para el desarrollo de la energía nuclear, el cual, debido a la recesión mundial fue actualizado en 2009, pero que actualmente mantiene el objetivo de contar con ocho nuevos reactores nucleares hacia 2015. Con esto, se estima que hacia ese año se instalarán 5 GW de nueva capacidad nuclear adicional a los 23 GW existentes.

1.5.5 Asia No OCDE

China e India seguirán impulsando el crecimiento económico y de la demanda de energía eléctrica en Asia, la cual es la región que, a pesar del impacto de la crisis económica mundial del año pasado, seguirá presentando el mayor dinamismo económico durante los próximos años. La generación total de energía eléctrica en dicha región pasará de 4.8×10^6 GWh en 2007 a 6.8×10^6 GWh en 2015.

Las termoeléctricas aportan dos terceras partes de la energía eléctrica producida en la región, la cual como se mencionó, está impulsada por China e India. En 2007 la participación del carbón en la generación de electricidad se estimó en 80% para China y 71% para India. Se espera que durante los próximos años esta condición se mantenga, lo cual representa un desafío global en lo que se refiere a la reducción de emisiones para mitigar los efectos del cambio climático.

En el tema de la energía nuclear, la región de Asia no OCDE será el principal impulsor mundial en la instalación de nueva capacidad, de la cual China tiene 23 centrales actualmente en construcción que representan una capacidad de 24,010 MW. Asimismo, India tiene ambiciosos planes para expandir su capacidad nucleoelectrica hasta 20,000 MW en 2020. La volatilidad en los precios del petróleo en combinación con asuntos de seguridad energética, podrían conducir a otros países de la región como Pakistán, Vietnam e Indonesia a desarrollar nueva capacidad nuclear hacia ese mismo año.

Adicionalmente, en la actualidad se observa un fuerte impulso a las fuentes renovables en Asia. En varios países se desarrollan centrales hidroeléctricas en pequeña, mediana y gran escala, incluyendo alrededor de 50 instalaciones hidroeléctricas que se encuentran en construcción con una capacidad conjunta de 3,398 MW en Vietnam. De éstas, destaca los proyectos Son La de 2,400 MW y Houi Quang de 520 MW, ambos programados para iniciar operaciones hacia 2015. En el caso de India, el gobierno hindú ha identificado un potencial de alrededor de 41 GW de capacidad hidroeléctrica, de la cual más de una tercera parte ya se encuentra en construcción y está programada para iniciar operaciones en 2020. Para desarrollar su máximo potencial, entre otras acciones, en la legislación hindú se ha propuesto permitir a los desarrolladores hidroeléctricos privados ser elegibles para recibir un estímulo por un periodo de 5 años, a través de una tarifa que garantizaría un retorno fijo sobre la inversión y les permitiría mejorar sus rendimientos al comercializar hasta el 40% de su electricidad en el mercado spot.

En el mismo sentido que en India, China tiene varios proyectos hidroeléctricos de gran escala en construcción. El último generador de la presa Tres Gargantas (cuya capacidad conjunta es de 18.2 GW) fue puesto en operación en octubre de 2008, sin embargo, el proyecto estará completamente terminado cuando se concluya la expansión de la capacidad hasta los 22.4 GW en 2012. Asimismo, actualmente continúa en construcción el proyecto Xiluodu de 12.6 GW en el río Jinsha y que se planea inicie operaciones en 2015. Como dato destacado, en China se construye la segunda cortina más alta del mundo, de casi 300 metros, como parte del proyecto Jinping I de 3.6 GW sobre el río Yalong. Este proyecto forma parte de un plan mayor para construir 21 instalaciones hidroeléctricas con capacidad conjunta de 34.6 GW a lo largo de ese mismo río. Todos estos proyectos dan forma a la estrategia del gobierno chino de alcanzar la meta de contar con 300 GW de capacidad hidroeléctrica hacia 2020.

Por otra parte al cierre de 2009 se registraron más de 25,000 MW de capacidad en instalaciones eólicas en China, de las cuales durante ese año se instalaron 13,800 MW. En India ha sido frecuente el crecimiento en la capacidad eólica durante los últimos años, con lo cual hacia finales de 2009 se registraron cerca de 11,000 MW instalados en dicho país. Con relación a los proyectos eólicos, en mayo de 2009 el gobierno chino incrementó su meta de desarrollo de capacidad hacia 2020, al modificarla de 30 GW a 100 GW, de la cual se estima que hasta una tercera parte corresponderá a capacidad aislada de la red. Las estimaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) consideran un crecimiento de alrededor de 15% anual en la generación de electricidad por fuentes eólicas en China durante los próximos 25-30 años.

1.5.6 Medio Oriente

Como resultado del dinamismo en el ingreso nacional y en el crecimiento poblacional, se espera un incremento sostenido de la demanda de electricidad en los países de Medio Oriente. En el caso de Irán, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos, la generación de energía eléctrica en promedio ha crecido 7.9%, 6.1% y 9.6% anual respectivamente, lo cual ha resultado en importantes aumentos en la demanda de combustibles (mayoritariamente gas natural y petrolíferos) para generación de electricidad. En 2007, la producción de electricidad utilizando gas natural aportó 57% y los petrolíferos 35% de la electricidad generada.

Por otra parte, la contribución de otras fuentes primarias a la producción eléctrica en la región es minoritaria. Israel es el único país que utiliza cantidades significativas de carbón. Además de Irán, otros países han anunciado su intención de desarrollar energía nuclear. Actualmente en Medio Oriente sólo existen algunos incentivos económicos menores para el desarrollo de las fuentes renovables, sin embargo, eso no ha impedido el desarrollo de algunos proyectos de gran relevancia. De estos, destaca la construcción de Masdar City, un desarrollo urbano diseñado para utilizar sólo tecnología limpia y renovable en Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos. El proyecto considera albergar a compañías, investigadores y académicos de todo el mundo, con lo cual se busca crear el centro neurálgico internacional para compañías y organizaciones orientadas al desarrollo de las energías renovables y las tecnologías limpias. La también llamada ciudad "cero carbono", se abastecerá de energía a partir de paneles solares fotovoltaicos de 190 MW de capacidad conjunta y también contará con 20 MW de capacidad eoloeléctrica. La ciudad fue elegida para ser provisionalmente la sede de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés) y la terminación de la obra está programada para 2016².

² Para mayor información, consultar: <http://www.masdar.ae/en/home/index.aspx>

1.5.7 África

En 2007, la generación de electricidad con combustibles fósiles aportó 81% del total en la región. Las plantas carboeléctricas aportan 45% de la electricidad producida, mientras que el gas natural participa en 25%. En cuanto a la generación nucleoeléctrica, sólo existen dos reactores en operación (en Sudáfrica, 1,800 MW) y participan con el 2% de la electricidad producida en todo el continente. Asimismo, desde 2008 el gobierno de Egipto mantiene un acuerdo de cooperación nuclear con Rusia y otorgó un contrato a Bechtel para el diseño de una planta nuclear.

En zonas rurales de África, el suministro de energía se ha realizado tradicionalmente a partir de formas de energía no comercializable y se considera que dicha situación continuará en el futuro. En ese sentido, para muchas naciones africanas es frecuente la dificultad para obtener financiamiento internacional para concretar grandes proyectos comercialmente viables. Por tanto, se espera que la generación de electricidad a partir de recursos hidroeléctricos y otras fuentes renovables crezca lentamente en África. No obstante, en 2009 Etiopía concluyó la construcción de dos proyectos hidroeléctricos que en conjunto aportarán 720 MW de capacidad.

1.5.8 Centro y Sudamérica

El portafolio de generación eléctrica en Sudamérica está dominado por las hidroeléctricas, que en 2007 aportaron dos tercios de la electricidad producida. De los siete países con mayor producción de electricidad, cinco³ producen más de 65% de su generación total a partir de hidroeléctricas. En Brasil, la economía más grande de la región, donde la hidroelectricidad proporciona más de 85% de la producción eléctrica total, se han realizado esfuerzos para diversificar su portafolio de generación debido al riesgo de cortes al suministro de energía durante las temporadas en que se pueden presentar severas sequías. Para enfrentar tales situaciones, el gobierno brasileño está promoviendo una mayor inserción del gas natural, biomasa y carbón, que en complemento de la capacidad hidroeléctrica, busca amortiguar los posibles efectos de los periodos secos en Brasil que inician en mayo y se prolongan casi hasta final de año. En el caso del gas natural, el gobierno brasileño busca asegurar otras fuentes de suministro diferentes al gas boliviano, por lo cual está promoviendo la construcción de terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL), acciones concretas con las que hacia 2013 entrará en operación la tercera terminal de GNL en tierras cariocas.

Aparentemente en contrasentido con la estrategia de diversificación brasileña, el gobierno del Presidente Lula no excluye la opción de seguir expandiendo la infraestructura hidroeléctrica. En esa vertiente, se construyen dos centrales en el caudal del río Madeira en Rondonia (San Antonio con 3.2 GW y Jirau con 3.3 GW), que estarán iniciando operaciones en el periodo 2012-2015 y que contribuirán a satisfacer la demanda de electricidad en el mediano plazo. Asimismo, se tiene planeada la central hidroeléctrica Belo Monte, de 11.2 GW, para iniciar operaciones en el largo plazo. Cabe mencionar que debido a varios litigios, todos estos proyectos han presentado retrasos en su ejecución. Con relación a otros proyectos, en diciembre de 2009 Brasil oficializó mediante contrato, el desarrollo de 1,800 MW que deberá iniciar operaciones hacia mediados de 2012.

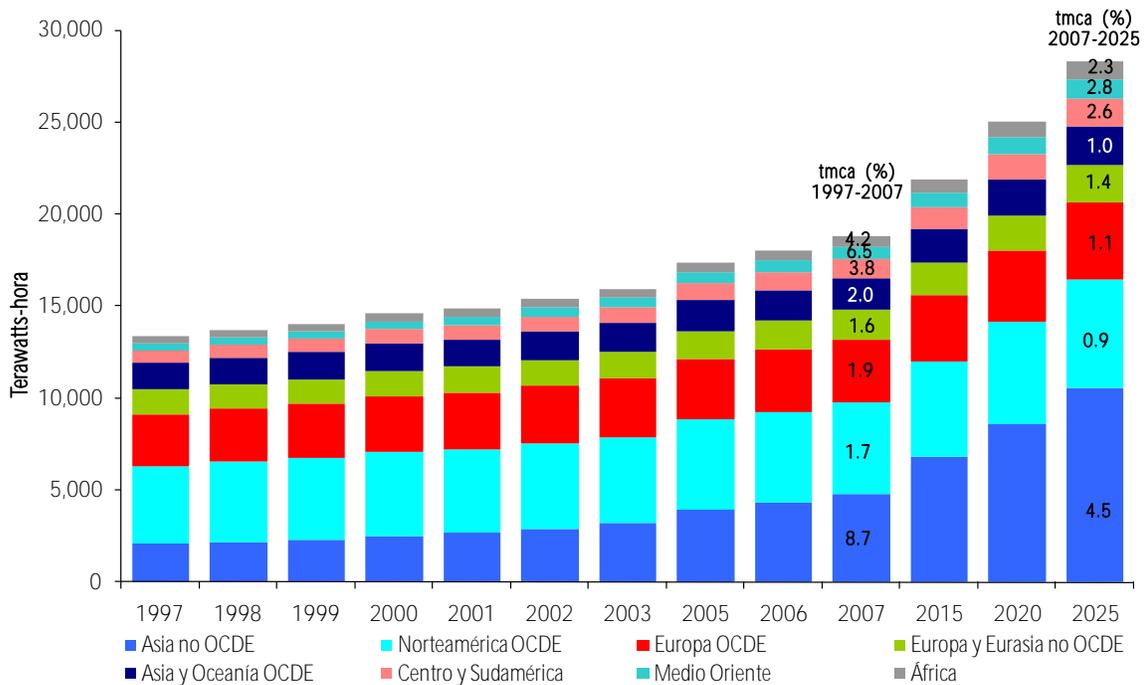
Por otra parte y con relación a otros países de Centro y Sudamérica, en el caso de Chile, cuyas importaciones de gas natural provienen en su mayor parte de Argentina, en años recientes se ha implementado una política de diversificación de sus fuentes de suministro, debido a que la oferta de gas argentino ha ido restringiéndose. Tal diversificación ha considerado la construcción de dos terminales de GNL, una de las cuales, la Terminal Quintero,

³ Brasil, Venezuela, Paraguay, Colombia y Perú.

inició operaciones en junio de 2009, mientras que la segunda terminal, Mejillones, está programada para iniciar operación comercial hacia finales de 2010.

En términos del comportamiento que ha registrado la generación de electricidad por región, así como de su posible evolución durante los próximos años, en la gráfica 9 se puede observar el mayor dinamismo en la región asiática emergente con relación a una relativa estabilización en la generación de energía eléctrica en los mercados maduros, tales como los países europeos miembros de la OCDE y Norteamérica.

Gráfica 9
Evolución de la generación mundial de energía eléctrica por región, 1997-2025 (TWh)



tmca: tasa media de crecimiento anual.

Fuente: Energy Information Administration e *International Energy Outlook 2010*.

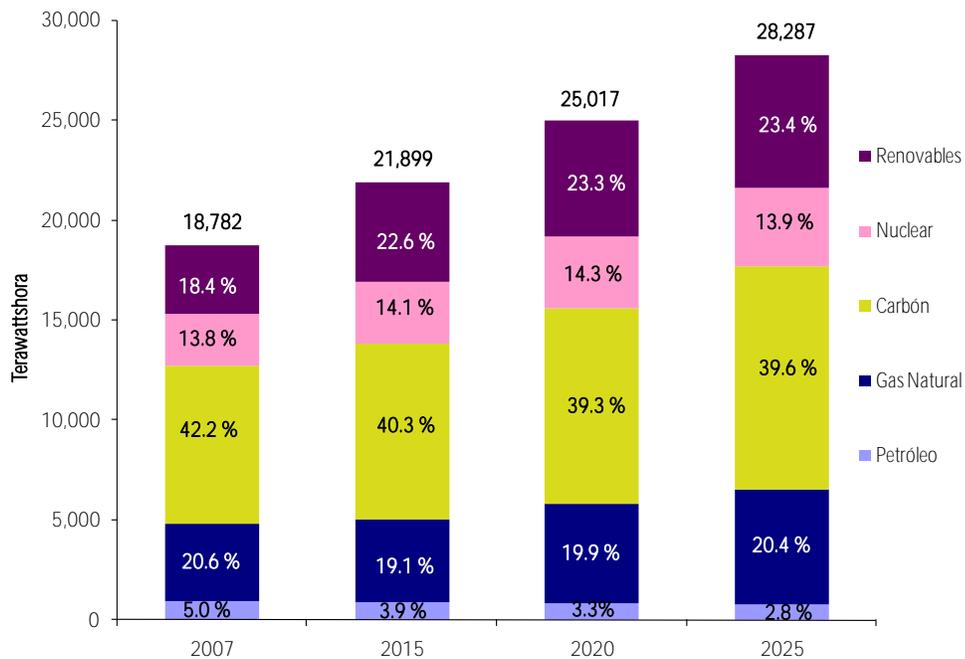
1.6 Tendencia mundial en la utilización de combustibles y otras fuentes primarias para generación de electricidad

En el entorno internacional, el uso de la energía primaria y secundaria para generación de electricidad depende de diferentes factores que varían de una región a otra, así como de la disponibilidad de recursos económicamente competitivos. Adicionalmente, la utilización de dichas fuentes depende de las restricciones imperantes por la volatilidad en los precios de los energéticos, la disponibilidad de los combustibles, el impacto social, así como por la

normatividad ambiental. Las estimaciones indican que durante los próximos años, los combustibles de mayor utilización para generación de electricidad en el mundo serán el carbón y el gas natural, en detrimento de la utilización de combustibles derivados del petróleo, como es el caso del combustóleo. Esto obedece a la volatilidad en los precios del combustible y a la disponibilidad de tecnologías de mayor eficiencia y con un impacto ambiental sensiblemente menor que las plantas convencionales que utilizan derivados del petróleo. Se estima que durante el periodo 2007-2025, la fuente primaria de mayor crecimiento en la generación eléctrica serán las energías renovables (véase gráfica 10), que pasarán de 18.4% a 23.4%, lo cual complementará la participación mayoritaria del carbón que se mantendrá en 39.6% y al gas natural con 20.4% hacia ese último año.

Hacia el final del periodo, se estima que la energía nuclear se mantendrá prácticamente en el mismo nivel de participación. Mientras que la participación de los derivados del petróleo se reducirá de 5% a 2.8% de la generación mundial de electricidad. Hacia 2025 y sólo después del carbón, las energías renovables (incluyendo las grandes hidroeléctricas a desarrollarse en Asia y Sudamérica) tendrán la mayor participación en la generación mundial de energía eléctrica, seguidas por el gas natural.

Gráfica 10
Combustibles y otras fuentes de energía para la generación eléctrica mundial, 2007-2025 (TWh)



Fuente: Energy Information Administration e *International Energy Outlook 2010*.

1.6.1 Carbón

La generación mundial de energía eléctrica a partir de carbón seguirá siendo la de mayor participación, aunque su crecimiento promedio será menor que el de otras fuentes de energía, como las fuentes renovables y el gas natural, y se estima en 1.9% anual para el periodo 2007-2025. En 2007, 42.2% de la energía eléctrica en el mundo se generó a partir del carbón. En ese año, las centrales carboeléctricas en los EUA generaron 49.0% de la electricidad total de ese país. No obstante durante años recientes se ha registrado una fuerte volatilidad en los precios del combustible, bajo las políticas actuales su uso continuará siendo atractivo, sobre todo en países con grandes reservas carboníferas como EUA, China, India y Australia. Sin embargo, las tendencias en su uso pueden verse afectadas en la medida en que las políticas nacionales y los acuerdos internacionales los comprometan más en la reducción de emisiones de GEI. El carbón es el combustible más intensivo en emisiones de CO₂. Si se aplicara un costo ya fuese implícito o explícito a las emisiones de CO₂, la generación de electricidad a partir de otras fuentes menos intensivas o cero intensivas como las fuentes renovables o la nuclear, tendrían un mayor impulso en su competitividad y podrían reemplazar una mayor parte de la generación con carbón. Si bien las fuentes renovables tienen limitaciones operativas que se derivan de la naturaleza intermitente (viento, energía solar) y estocástica (variabilidad hidrológica) de los recursos, la energía nuclear se orienta para atender la carga base, operando sobre periodos largos para producir la mayor cantidad de electricidad por unidad de capacidad instalada.

Por otra parte, en lo que se refiere a las reservas mundiales de carbón, de acuerdo con el documento BP Statistical Review of World Energy 2010, al cierre de 2009 las reservas permanecieron sin cambio respecto al año anterior, ubicándose en 826,001 millones de toneladas. Las mayores reservas de carbón se encuentran en EUA (28.9%), Rusia (19.0%), China (13.9%), Australia (9.2%) e India (7.1%) (véase cuadro 1). Este hecho les confiere cierto grado de seguridad energética a la mayoría de estos países en el suministro del combustible para la generación de electricidad, lo cual, como ya se ha mencionado, se refleja en la dominante proporción de la capacidad carboeléctrica instalada en EUA, China, India y Australia.

Cuadro 1
Reservas y producción mundial de carbón, 2009
(millones de toneladas)

País	Reservas mundiales de carbón, 2009			Relación reservas/producción	
	Bitumen y antracita	Sub-bituminoso y lignita	Reservas totales	Producción	R/P (años)
Total mundial	411,321	414,680	826,001	6,781	122
1. Estados Unidos de América	108,950	129,358	238,308	1,063	224
2. Rusia	49,088	107,922	157,010	327	481
3. China	62,200	52,300	114,500	2,782	41
4. Australia	36,800	39,400	76,200	402	190
5. India	54,000	4,600	58,600	512	114
6. Ucrania	15,351	18,522	33,873	77	438
7. Kazajistán	28,170	3,130	31,300	115	273
8. Sudáfrica	30,408	-	30,408	250	121
9. Polonia	6,012	1,490	7,502	144	52
10. Brasil	-	7,059	7,059	6	>500
11. Colombia	6,434	380	6,814	74	93
12. Alemania	152	6,556	6,708	192	35
13. Indonesia	1,721	2,607	4,328	229	19
14. México	860	351	1,211	11	106
15. Otros	11,175	41,005	52,180	596	87

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2010*.

1.6.2 Gas natural

La generación de energía eléctrica en el mundo a partir del gas natural crecerá en 2.2% promedio anual durante el periodo 2007-2025. La participación dentro de la generación total hacia el final del periodo se estima en alrededor de 20%. La creciente dependencia en algunos países respecto a este combustible ha sido resultado de las ventajas y la versatilidad que ofrecen las plantas que lo utilizan, dada su alta eficiencia en ciclo combinado, a los menores costos de inversión respecto a otras tecnologías, a periodos de construcción más cortos, a un arranque rápido para entrada en servicio, así como por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y óxidos de azufre, entre otros factores.

Al cierre de 2009, las reservas probadas mundiales de gas natural se ubicaron en 6,621 billones de pies cúbicos, de las cuales Rusia concentra 23.7%, Irán 15.8% y Qatar 13.5% (véase cuadro 2).

Cuadro 2
Reservas y producción mundial de gas natural, 2009¹

País	Relación reservas/producción		
	Reservas probadas (bpc)	Producción (mmpcd)	R/P (años)
Total mundial	6,621	288,996	62.8
1. Rusia	1,567	51,038	84
2. Irán	1,046	12,694	>100
3. Qatar	896	8,640	>100
4. Turkmenistán	286	3,520	>100
5. Arabia Saudita	280	7,493	>100
6. Estados Unidos	245	57,411	12
7. Emiratos Árabes Unidos	227	4,725	>100
8. Venezuela	200	2,702	>100
9. Nigeria	185	2,409	>100
10. Argelia	159	7,878	>100
11. Indonesia	112	6,960	44
12. Irak	112	n.s.	>100
13. Australia	109	4,096	73
14. China	87	8,240	29
15. Malasia	84	6,062	38
16. Egipto	77	6,065	35
17. Noruega	72	10,011	20
18. Kazajstán	64	3,118	57
19. Kuwait	63	1,209	>100
32. México ²	17	6,535	7
Resto del mundo	733	78,188	26

¹ Cifras al cierre de 2009.

² Para el dato de reservas probadas, con base en el documento *Las reservas de hidrocarburos de México 2010*, Pemex Exploración y Producción, p. 33.

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2010*.

De acuerdo con el DOE, en los EUA, en el largo plazo se estima un aumento en la generación de electricidad a partir de gas del orden de 0.7% en promedio anual. Sin embargo, la volatilidad en el precio del combustible es un factor difícil de aislar y a su vez, representa un incentivo para la construcción de otro tipo de centrales como pueden ser las carboeléctricas, las nucleares y el desarrollo de las fuentes renovables.

En países no miembros de la OCDE, la participación del gas natural en la generación total se incrementará mientras que otros combustibles reducirán su participación. Este comportamiento se observará principalmente en países asiáticos y de Europa Oriental, como también en países de África, Medio Oriente, así como Centro y Sudamérica.

En años recientes, en diversos países, entre ellos México, se ha impulsado una mayor utilización del gas natural para generación eléctrica, lo cual ha sido el principal estímulo al crecimiento en la demanda del combustible. Una de

las ventajas en la utilización de este energético, deriva del desarrollo tecnológico en las turbinas de gas, lo que ha dado como resultado la puesta en operación comercial de equipos de mayor potencia y eficiencia. Por definición, las plantas de ciclo combinado son diseñadas para operar en condiciones de máxima eficiencia. Para tal fin, en muchas instalaciones se integran sistemas regenerativos y de interenfriamiento que permiten mejorar la eficiencia al reducir el flujo de combustible requerido para alcanzar la temperatura óptima de combustión, así como disminuir el trabajo requerido para la compresión, lo cual se traduce en una mayor potencia entregada por la turbina. En la actualidad, como resultado de estas y otras estrategias de optimización, con la integración de los ciclos termodinámicos se pueden alcanzar eficiencias del orden de 50% a 60%, utilizando las turbinas más avanzadas y quemando gas natural.

1.6.3 Petrolíferos

A nivel mundial se espera que hacia 2025 la generación de electricidad dependiente del consumo de petrolíferos decrete paulatinamente. En muchos países, entre ellos México, se espera una marcada disminución en el uso de combustóleo y diesel. Por el contrario, en el caso Medio Oriente, se estima que el consumo de combustibles derivados del petróleo aumente ligeramente de la mano del ritmo de crecimiento económico en esa región.

Asimismo, el consumo se mantendrá en otros países que por sus condiciones geográficas y de infraestructura sólo tienen como única opción a los combustibles líquidos derivados del petróleo para generar su energía. Tal es el caso de varias zonas rurales de Asia, donde aún no hay acceso a la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica y la opción inmediata es utilizar generadores que utilizan diesel.

En México, los destilados ligeros e intermedios del petróleo tienen un mayor valor en el sector transporte (gasolina y diesel), mientras que en el sector eléctrico su uso se concentra en las centrales termoeléctricas de mayor antigüedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que están siendo retiradas paulatinamente, así como en varios ingenios azucareros. Otras aplicaciones donde se queman petrolíferos es en algunas instalaciones de respaldo o emergencia y, en otros casos, para la generación distribuida utilizando diesel.

1.6.4 Energía nuclear

En el entorno internacional, cuya agenda está marcada en gran medida por las causas y los efectos del calentamiento global, existe un renovado interés por el desarrollo de nueva capacidad y extensiones a la vida útil de las centrales nucleares en operación. Se considera que en la mayoría de las centrales que operan en países miembros de la OCDE y en países no miembros de Europa y Eurasia, se podrían otorgar extensiones a la vida útil de sus instalaciones. Esto, de manera complementaria con los reactores que se encuentran en construcción en diferentes países, refleja el papel que asume la energía nuclear como una opción tecnológica que no emite GEI. No obstante, como toda tecnología, existen desventajas que desde la década de 1980's, especialmente desde el accidente de Chernobyl en 1986, han limitado el desarrollo de la energía nuclear para la generación de electricidad. Por ejemplo, los problemas que plantea el manejo y disposición de desechos radiactivos, la posibilidad de la proliferación de armamento nuclear, el desarrollo tecnológico en la seguridad de los propios reactores, etc., así como, en no pocos casos, la falta de información veraz respecto a sus fortalezas y debilidades, han hecho de la energía nuclear un tema tabú en muchos países.

En la actualidad en muchos países la energía nuclear es una importante fuente de generación de electricidad. Por ejemplo, en 2008 las centrales nucleoelectricas le aportaron a Francia alrededor del 76% de su generación total, mientras que en Bélgica y República Eslovaca, se genera más del 50% de la electricidad a partir de dicha fuente.

Hacia mediados de octubre de 2010, se encuentran en construcción 60 reactores con capacidad neta total de 58,584 MWe⁴. De éstos, en China se construyen 23 con total de 24,010 MWe, Rusia construye 11 reactores presurizados con una capacidad conjunta de 9,153 MWe, cuatro en India y cinco en Corea del Sur con 2,506 MWe y 5,560 MWe, respectivamente. La mayoría de los reactores que están en construcción (57 unidades) son del tipo presurizado. El resto corresponde a reactores de agua hirviente avanzado (ABWR), reactor de agua ligera moderado con grafito (LWGR) y reactor de cría rápida (FBR) (véase cuadro 3).

⁴ Megawatt eléctrico.

Cuadro 3
Reactores nucleares en operación comercial y en construcción por país¹

País	En operación comercial			En construcción		
	No. de unidades	Capacidad neta (MWe)	Tipos de reactores	No. de unidades	Capacidad neta (MWe)	Tipos de reactores
Total mundial²	441	374,692		60	58,584	
1. Estados Unidos	104	100,747	BWR, PWR	1	1,165	PWR
2. Francia	58	63,130	PWR, FBR	1	1,600	EPR
3. Japón	54	46,823	BWR, PWR	2	2,650	ABWR
4. Rusia	32	22,693	PWR, FBR, LWGR	11	9,153	PWR, FBR, LWGR
5. Alemania	17	20,490	BWR, PWR	-	-	n.a.
6. Corea del Sur	21	18,665	PWR, PHWR	5	5,560	PWR
7. Ucrania	15	13,107	PWR	2	1,900	PWR
8. Canadá	18	12,569	PHWR	-	-	n.a.
9. Reino Unido	19	10,137	GCR, PWR	-	-	n.a.
10. Suecia	10	9,303	BWR, PWR	-	-	n.a.
11. China	13	10,048	PWR, PHWR	23	24,010	PWR
12. España	8	7,516	BWR, PWR	-	-	n.a.
13. Bélgica	7	5,934	PWR	-	-	n.a.
14. India	19	4,189	BWR, PHWR	4	2,506	PWR, PHWR, FBR
15. República Checa	6	3,678	PWR	-	-	n.a.
16. Suiza	5	3,238	BWR, PWR	-	-	n.a.
17. Finlandia	4	2,716	BWR, PWR	1	1,600	EPR
18. Eslovaquia	4	1,762	PWR	2	782	PWR
19. Bulgaria	2	1,906	PWR	2	1,906	PWR
20. Sudáfrica	2	1,800	PWR	-	-	n.a.
21. Brasil	2	1,884	PWR	1	1,245	PWR
22. Hungría	4	1,889	PWR	-	-	n.a.
23. México	2	1,300	BWR	-	-	n.a.
24. Rumania	2	1,300	PHWR	-	-	n.a.
25. Argentina	2	935	PHWR	1	692	PHWR
26. Eslovenia	1	666	PWR	-	-	n.a.
27. Holanda	1	487	PWR	-	-	n.a.
28. Pakistán	2	425	PWR, PHWR	1	300	PWR
29. Armenia	1	375	PWR	-	-	n.a.
30. Irán	-	-	n.a.	1	915	PWR
31. Italia ³	-	-	n.a.	-	-	n.a.
32. Kazajstán ³	-	-	n.a.	-	-	n.a.

¹ A octubre de 2010.

² En el total se incluyen seis reactores en operación con una capacidad conjunta de 4,980 MWe, así como dos reactores en construcción con capacidad de 2,600 MWe, ubicados en Taiwán.

³ Desde mediados de 1990 salieron de operación los dos últimos reactores en activo en Italia, mientras que en Kazajstán no se tienen reactores en operación desde 1999.

BWR: Boiling Water Reactor; PWR: Pressurized Water Reactor; ABWR: Advanced Boiling Water Reactor; PHWR: Pressurized Heavy Water Reactor; LWGR: Light Water cooled Graphite moderate Reactor; FBR: Fast Breeder Reactor; GCR: Gas Cooled Reactor.

Fuente: Power Reactor Information System (PRIS), International Atomic Energy Agency (IAEA).

Las principales adiciones de capacidad nuclear mundial se están realizando en Asia no OCDE. En China e India se construyen 27 reactores con una capacidad conjunta total de 26,516 MWe. La estrategia del gobierno chino en materia de energía nuclear implica, entre otros aspectos, la transferencia y asimilación de tecnología desde países como Francia, Canadá y Rusia. El conocimiento tecnológico es asimilado y constituye la base del desarrollo propio, de tal manera que en años recientes China ha experimentado una rápida autosuficiencia en el diseño y construcción de nuevos reactores nucleares, basado principalmente en el desarrollo tecnológico francés, así como en algunos aspectos del ciclo del combustible. En lo que se refiere al futuro desarrollo constructivo en China, existen dos diseños que predominan en los planes y proyectos: CPR-1000 y AP1000. El primero, conocido también como “reactor chino del tipo PWR mejorado”, es un tipo de reactor tecnológicamente derivado de Areva, considerado como generación II+, que tiene una capacidad de alrededor de 1,000 MWe, con un periodo de construcción promedio de 52 meses y vida útil de 60 años. Con relación al AP1000, se trata del reactor de tercera generación de Westinghouse, y constituye la base principal para el desarrollo de dicha generación de reactores en China. Los primeros cuatro reactores de este tipo que se construyen en China son: Sanmen (dos unidades de 1,115 MWe) y Haiyang (dos unidades de 1,250 MWe) y forman parte de un convenio mayor de transferencia de tecnología. Uno de los objetivos de dicho convenio, consiste en que con la construcción de los cuatro primeros reactores, Westinghouse transfiera tecnología a la compañía china State Nuclear Power Technology Corporation (SNPTC) y así, ésta pueda construir por sí misma los subsiguientes reactores. Este tipo de reactores tiene en promedio, desde el inicio de la obra civil hasta la primera carga de combustible, un plazo de construcción de 50 meses.

En el caso de India, ante el escenario de rápido crecimiento en la demanda de energía eléctrica, el gobierno está buscando incrementar su capacidad de energía nuclear instalada. De los 4,189 MWe instalados actualmente, el gobierno hindú ha establecido la ambiciosa meta de contar con una capacidad de 20,000 MWe hacia 2020.

Por otra parte, en Japón se construyen dos reactores del tipo ABWR, uno en la central Ohma en la prefectura de Aomori, que utilizará combustible MOX⁵ con una capacidad bruta de 1,383 MWe y otro de 1,373 MWe en la prefectura de Shimane. En Francia y Finlandia se construyen dos reactores (uno por país) del tipo EPR (reactor europeo de tercera generación) de 1,600 MWe cada uno. Asimismo, en Rusia se tienen 11 reactores en construcción con capacidad neta total de 9,153 MWe y en Ucrania dos reactores de 950 MWe cada uno.

En Medio Oriente, varios países están analizando la utilización de la energía nuclear con fines pacíficos. En 2007, los países miembros del Consejo de Cooperación del Golfo⁶ en coordinación con el Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA, por sus siglas en inglés), concluyeron un estudio de factibilidad para el desarrollo potencial de un programa regional de energía nuclear y desalinización. Desde 2008, el gobierno de los Emiratos Árabes Unidos

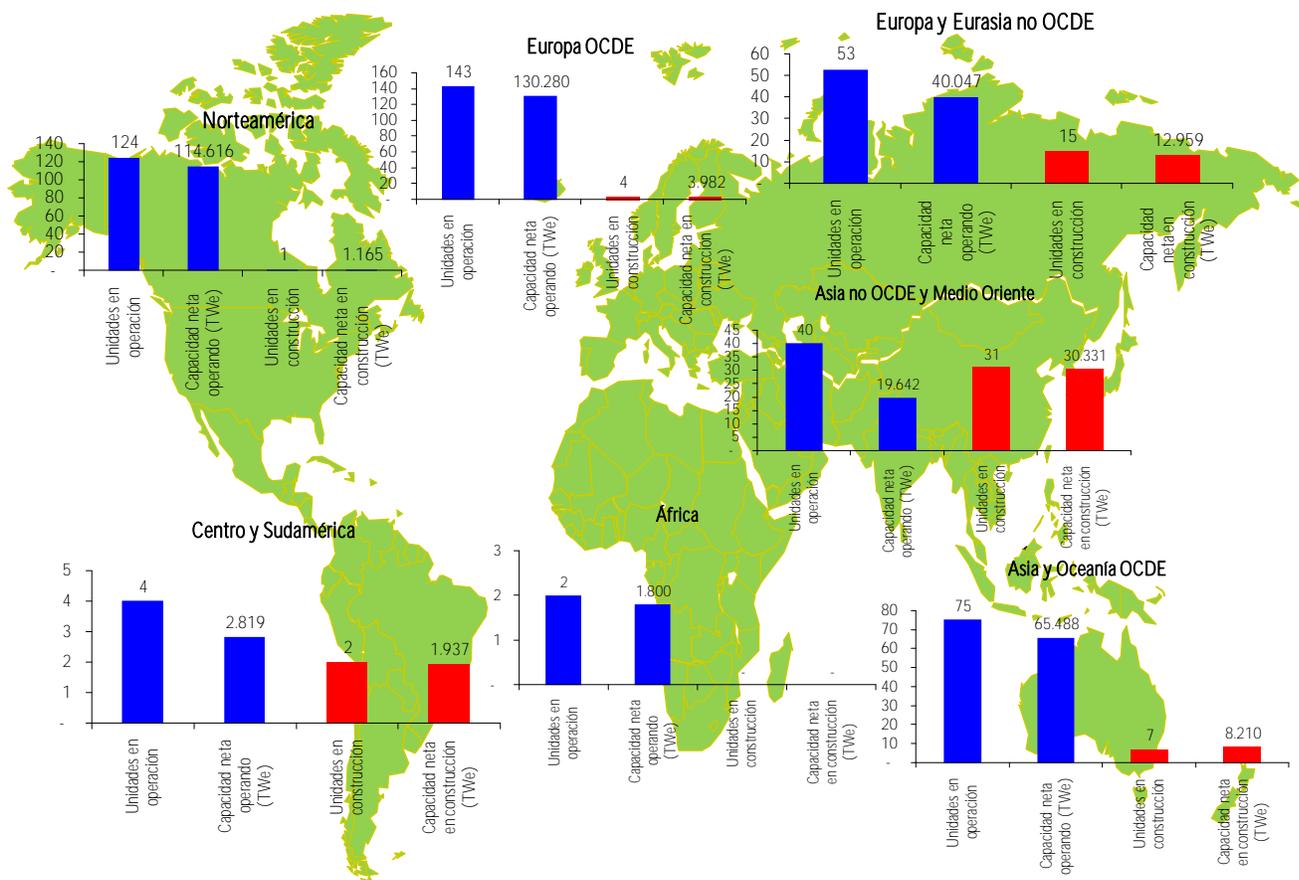
⁵ MOX es el acrónimo en inglés de combustible óxido mixto, el cual se obtiene a partir del reprocesamiento del plutonio presente en el combustible gastado de los reactores nucleares. De acuerdo con la Asociación Mundial de la Energía Nuclear (WNA), para el caso de reactores de agua ligera el reciclaje simple del plutonio, convertido en combustible MOX, puede incrementar la energía derivada del uranio originalmente utilizado hasta en 12%, y si el uranio es reciclado, el incremento se estima hasta en 22%.

⁶ Los países miembros del Consejo de Cooperación del Golfo son: Arabia Saudita, Kuwait, Bahrein, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Omán.

ha firmado acuerdos de cooperación nuclear con Francia, Japón, el Reino Unido y los EUA. Ese mismo año anunció sus planes para contar, en 2020, con tres centrales nucleoelectricas de 1,500 MWe cada una.

Se puede observar que el continente europeo, así como Corea del Sur, son regiones geográficas con un importante dinamismo en la construcción de nuevas centrales nucleares. Los países no miembros de la OCDE actualmente construyen una capacidad nucleoelectrica de 46,142 MWe. Mientras que en los países miembros, la capacidad en construcción es de 13,357 MWe. Las mayores adiciones de capacidad se realizarán en China, Rusia, Corea del Sur, Japón, India y Bulgaria. La volatilidad de los precios de combustibles fósiles y los retos que plantea el reducir las emisiones de GEI en la generación de energía eléctrica, han sido factores cuya influencia se ha reflejado en un renovado interés por la energía nuclear. Esto ha dado como resultado que muchos gobiernos nacionales tengan en mente a la energía nuclear como un aliado estratégico para responder al crecimiento de la demanda de energía eléctrica así como para contribuir a la mitigación de las emisiones que contribuyen al calentamiento global. En el Mapa 2 se puede observar la distribución geográfica de la capacidad nucleoelectrica en operación y en construcción al mes de octubre de 2010.

Mapa 2
Reactores nucleares en operación comercial y en construcción por región¹



¹ Información correspondiente a octubre de 2010.

Fuente: Power Reactor Information System (PRIS), International Atomic Energy Agency (IAEA).

1.6.5 Energía renovable

Las fuentes de energía renovable son hoy en día una alternativa con un extenso potencial para disminuir la dependencia global en el consumo de combustibles fósiles. Sus aplicaciones tanto en operación como potenciales, han venido creciendo hasta abarcar prácticamente todos los usos finales de la energía en el mundo. Desde los procesos de secado o deshumidificación de granos (por ejemplo el café) a cielo abierto hasta la generación de electricidad por medio de paneles solares instalados en las sondas espaciales, las energías renovables tienen gran relevancia.

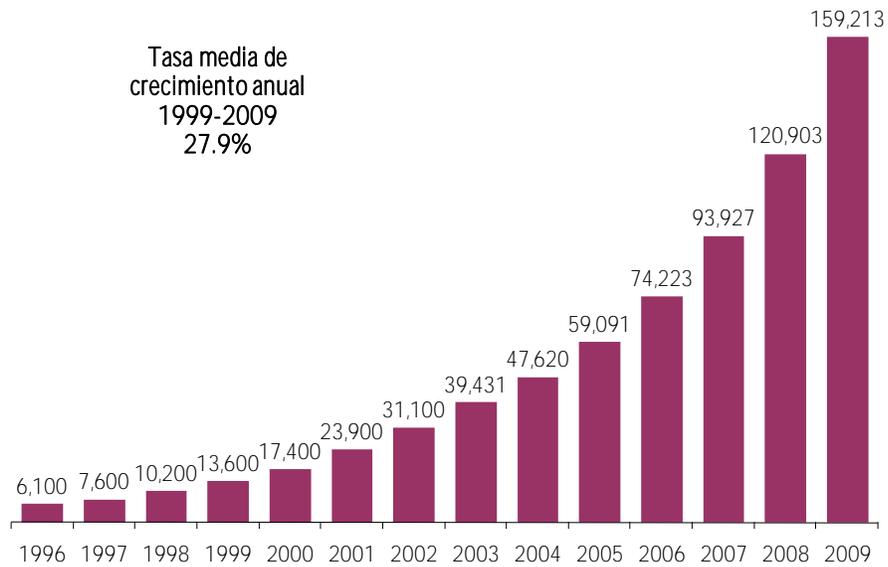
En la actualidad, el aprovechamiento de las fuentes renovables para generar electricidad muestra niveles de desarrollo asimétrico entre economías avanzadas y economías en desarrollo o emergentes. A excepción de Canadá y Turquía, donde se tienen planes para el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos, en las economías OCDE la mayor parte de los recursos hidroeléctricos económicamente explotables ya han sido desarrollados, por lo que la mayor parte del crecimiento en las energías renovables en esos países corresponden a fuentes diferentes a la hidráulica, como lo es el viento y la biomasa. En varios de estos países, principalmente en Europa, se han implementado políticas de estímulo para impulsar su aprovechamiento, por medio de incentivos financieros (feed-in tariffs)⁷, incentivos fiscales, fijación de cotas de mercado, entre otros instrumentos. En el caso de las economías emergentes y en desarrollo, se considera que la energía hidroeléctrica será la que aporte el mayor impulso durante los próximos años. Específicamente se proyecta un fuerte desarrollo hidroeléctrico en gran escala en China, India, Brasil y varias naciones del sureste asiático como Malasia y Vietnam. Además de la hidroeléctrica, la energía eólica tendrá una dinámica expansión en China.

1.6.5.1 Energía eólica

Durante los años recientes, la capacidad mundial eoloeléctrica instalada ha crecido de manera vertiginosa, particularmente en Alemania y España y más recientemente en China. En Europa, el rápido crecimiento de la capacidad instalada ha sido en gran parte propiciado por la implementación de las feed-in tariffs. Durante el periodo 1999-2009, la capacidad eólica mundial se ha expandido con una tasa de crecimiento promedio anual de 27.9%, al pasar de 13,600 MW a 159,213 MW (véase gráfica 11).

⁷ Una feed-in tariff es un incentivo financiero diseñado para estimular el desarrollo de las fuentes renovables para generar electricidad. Bajo este esquema, el gobierno, a través de la legislación, obliga a las empresas del servicio público o suministradoras a comprar la electricidad producida por generadores privados a un precio superior al de mercado o lo suficientemente alto para estimular la inversión en ese tipo de fuentes. Esto hace posible que a pesar de los altos costos de inversión asociados a las fuentes renovables, los generadores que las utilizan alcancen un retorno positivo de la inversión.

Gráfica 11
Evolución histórica de la capacidad eólica mundial, 1996-2009



Fuente: *Global Wind 2009 Report*, Global Wind Energy Council (GWEC) y *World Wind Energy Report 2009*, World Wind Energy Association.

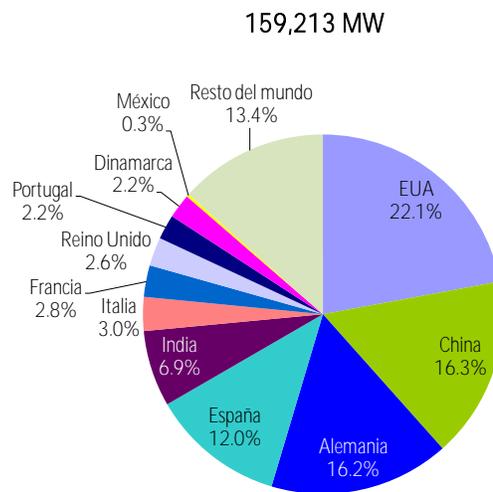
Al cierre de 2009 se tenían instalados 159,213 MW de capacidad eólica alrededor del mundo, de los cuales destaca en primer lugar EUA con 35,159 MW (22.1%), China con 26,010 MW (16.3%), Alemania con 25,777 MW (16.2%), luego España con 19,149 MW (12.0%), India 10,925 MW (6.9%), Italia con 4,850 MW (3.0%), entre otros. México ocupa la posición 27 con 402 MW (0.3%) (véase cuadro 4 y gráfica 12).

Cuadro 4
Capacidad eólica mundial instalada, 2009
(MW)

Pais	Capacidad 2008 (MW)	Adiciones de capacidad 2009 (MW)	Capacidad 2009 (MW)	Participación (%)
Total	120,903	38,312	159,213	100
1. EUA	25,237	9,922	35,159	22.1
2. China	12,210	13,800	26,010	16.3
3. Alemania	23,897	1,880	25,777	16.2
4. España	16,689	2,460	19,149	12.0
5. India	9,587	1,338	10,925	6.9
6. Italia	3,736	1,114	4,850	3.0
7. Francia	3,404	1,117	4,521	2.8
8. Reino Unido	3,195	897	4,092	2.6
9. Portugal	2,862	673	3,535	2.2
10. Dinamarca	3,163	334	3,497	2.2
11. Canadá	2,369	950	3,319	2.1
12. Holanda	2,235	5	2,240	1.4
13. Japón	1,880	176	2,056	1.3
14. Australia	1,494	383	1,877	1.2
15. Suecia	1,067	512	1,579	1.0
27. México	85	317	402	0.3
Resto del mundo	7,793	2,434	10,225	6.4

Fuente: *World Wind Energy Report 2009*, World Wind Energy Association.

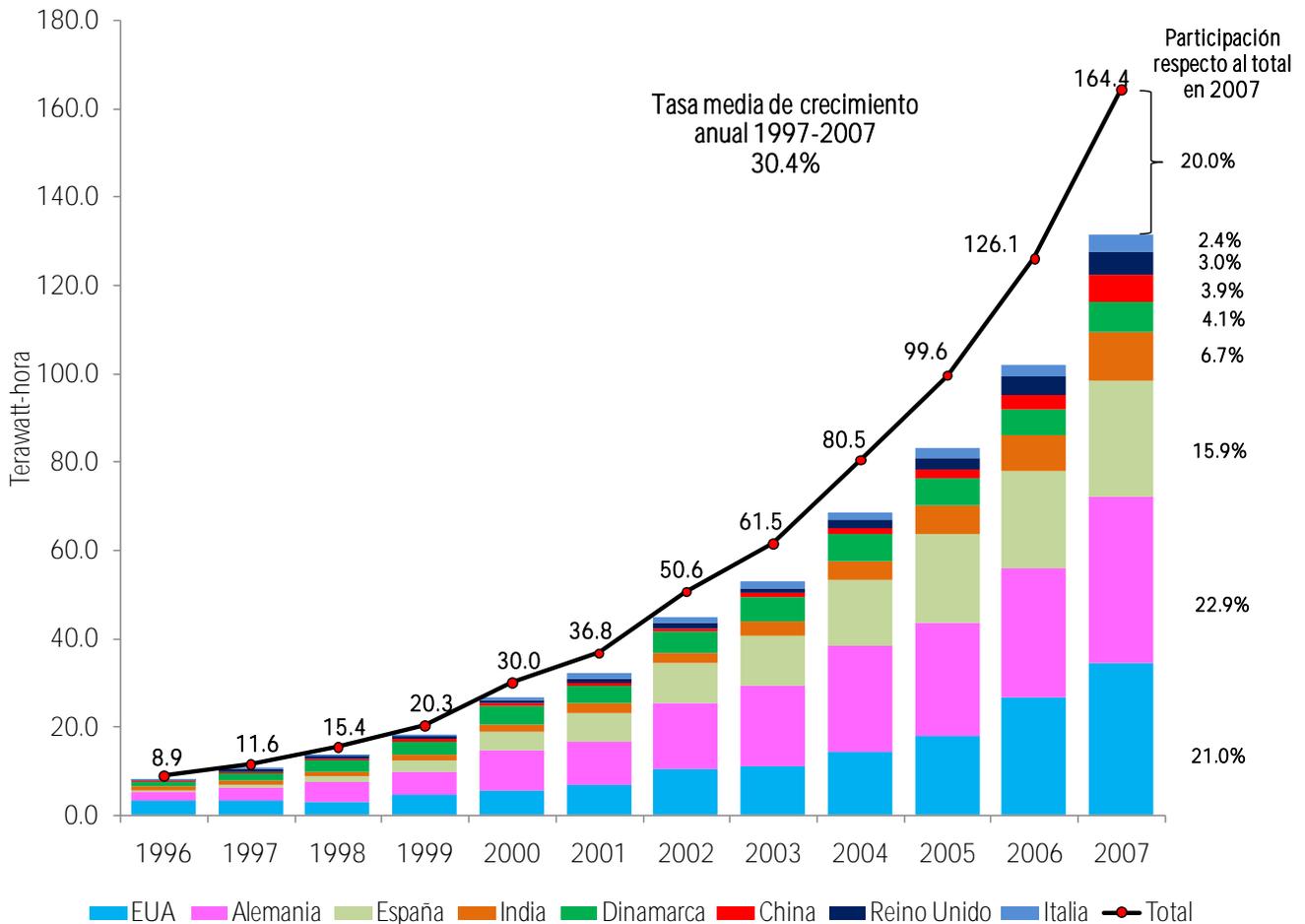
Gráfica 12
Distribución de la capacidad eólica mundial por país, 2009
(%)



Fuente: *World Wind Energy Report 2009*, World Wind Energy Association.

La generación mundial de electricidad por fuentes eólicas también ha mostrado una dinámica muy importante, al pasar de 8.9 TWh en 1996 a 164.4 TWh en 2007. En ese último año, Alemania generó 22.9% del total mundial, seguido por los EUA con 21%, España con 15.9%, India con 6.7%, Dinamarca con 4.1%, China 3.9%, Reino Unido 3.0% e Italia con 2.4%. El restante 20% se genera en países como Portugal, Holanda, Canadá, Japón, Australia, entre otros. En el caso de México, en 2007 generó el 0.2% mundial de la electricidad producida por del viento. En el caso de China, si bien ocupa el segundo lugar en cuanto a capacidad mundial instalada, su producción de electricidad aún se mantiene en niveles relativamente bajos en comparación con países de Europa o India (véase gráfica 13). Como se puede observar en esta gráfica, países como Alemania, EUA y España han incrementado en mayor proporción su generación de electricidad, como resultado, entre otros factores, de las políticas de estímulo implementadas en años recientes.

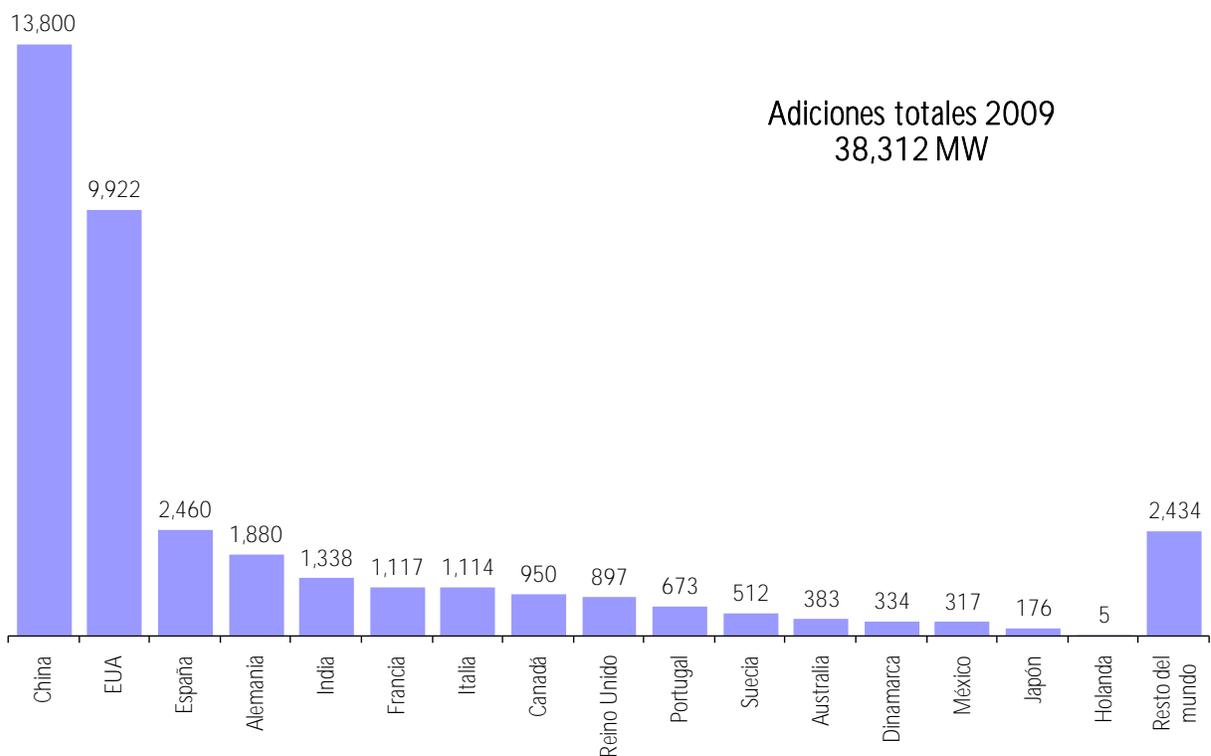
Gráfica 13
Evolución histórica de la generación eoloelectrónica en países seleccionados y total mundial TWh



Fuente: International Energy Statistics, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (DOE).

Respecto a las adiciones de nueva capacidad durante 2009, en China se instalaron 13,800 MW, seguido por EUA con 9,922 MW, luego España con 2,460 MW, Alemania 1,880 MW e India con 1,338 MW (véase gráfica 14).

Gráfica 14
Adiciones de nueva capacidad eólica por país durante 2009

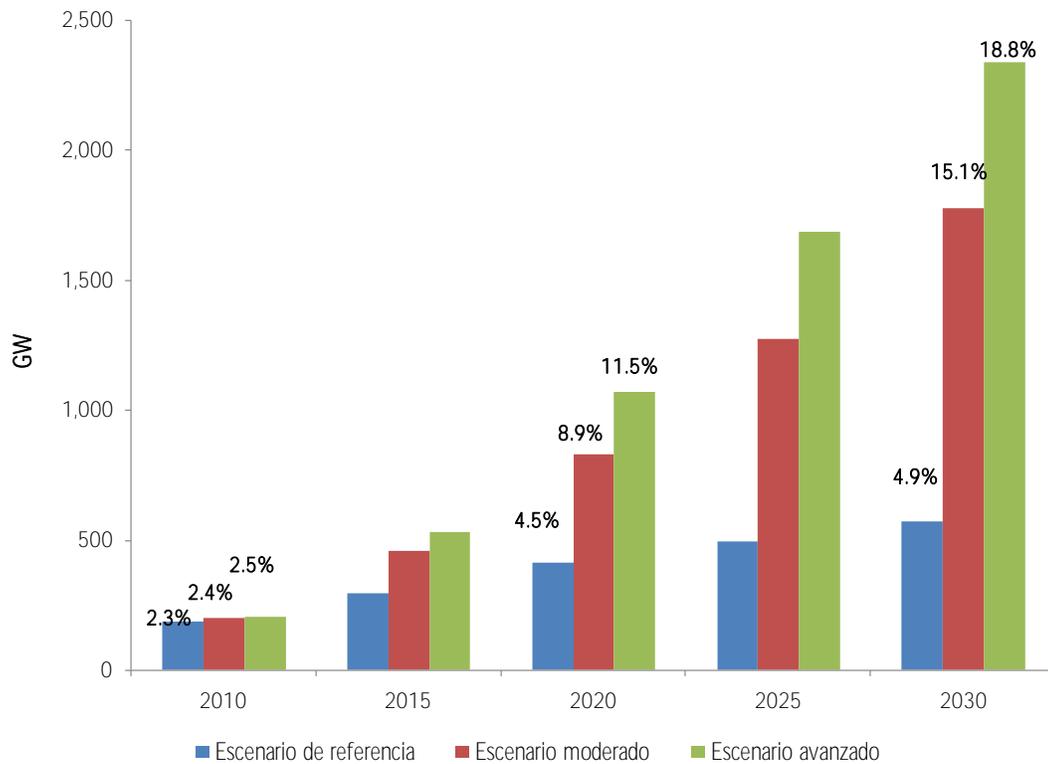


Fuente: *World Wind Energy Report 2009*, World Wind Energy Association

El rápido crecimiento en la capacidad instalada en centrales eólicas, es resultado de las políticas que se han implementado en varios países como estrategia de generación de energía eléctrica sustentable. Bajo esa lógica, en el documento *Global Wind Energy Outlook 2010*, del Consejo Global de Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés), se reportan datos prospectivos de los posibles escenarios para el desarrollo de la capacidad eólica en el mundo durante los próximos años (véase gráfica 15), en los que los principales factores de impacto corresponden a políticas de reducción de emisiones de GEI, instrumentos regulatorios de estímulo, incentivos económicos para la inversión y operación de centrales eólicas, entre otros aspectos. Para el escenario de referencia, el GWEC considera las proyecciones del *World Energy Outlook 2009* de la IEA. En este escenario el documento destaca las políticas

implementadas actualmente así como la continuidad en el desarrollo de las reformas de los mercados eléctricos y del gas, incluyendo a su vez la liberalización del comercio energético transfronterizo. El escenario moderado del GWEC, toma en cuenta todas las políticas de apoyo a las energías renovables vigentes o en etapa de planeación en el mundo. Asimismo supone que todos los objetivos y metas de desarrollo de las fuentes renovables en muchos países se cumplen a cabalidad. En el escenario avanzado, el documento describe el grado de penetración que la energía eólica podría alcanzar a la luz de las grandes crisis de seguridad energética y el cambio climático.

Gráfica 15
Proyección de la capacidad eoloelectrica mundial (MW) y su penetración en la oferta mundial de energía eléctrica (%), 2010-2030



Fuente: *Global Wind Energy Report 2010*, GWEC.

1.6.5.2 Energía geotérmica

En materia de capacidad instalada para generar electricidad a partir de recursos geotérmicos, en el contexto mundial a octubre de 2010 México ocupó la cuarta posición, con 958 MW, precedido por EUA con 3,093 MW, Filipinas con 1,904 MW e Indonesia con 1,197 MW, representando 8.9%, 28.9%, 17.8% y 11.2% del total mundial, respectivamente (véase cuadro 5 y gráfica 16).

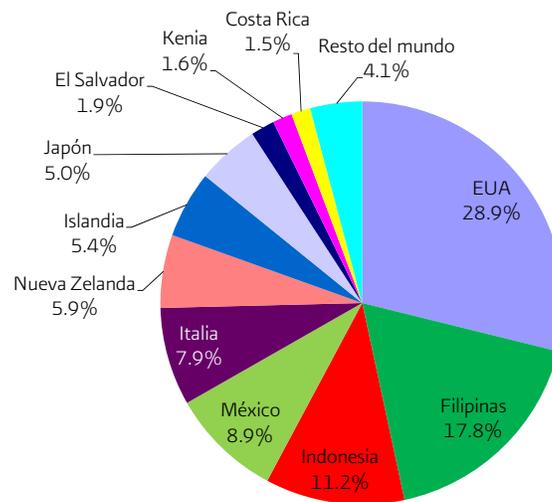
Cuadro 5
Capacidad geotérmica mundial neta instalada para generación de energía eléctrica, 2010
(MW)

País	MW	Participación (%)
Total	10,716	100
1. EUA	3,093	28.9
2. Filipinas	1,904	17.8
3. Indonesia	1,197	11.2
4. México	958	8.9
5. Italia	843	7.9
6. Nueva Zelanda	628	5.9
7. Islandia	575	5.4
8. Japón	536	5.4
9. El Salvador	204	1.9
10. Kenia	167	1.6
11. Costa Rica	166	1.5
Resto del mundo	445	4.1

Nota: Cifras al 30 de abril de 2010.

Fuente: International Geothermal Association (IGA).

Gráfica 16
Distribución de la capacidad geotermoeléctrica mundial por país, 2010



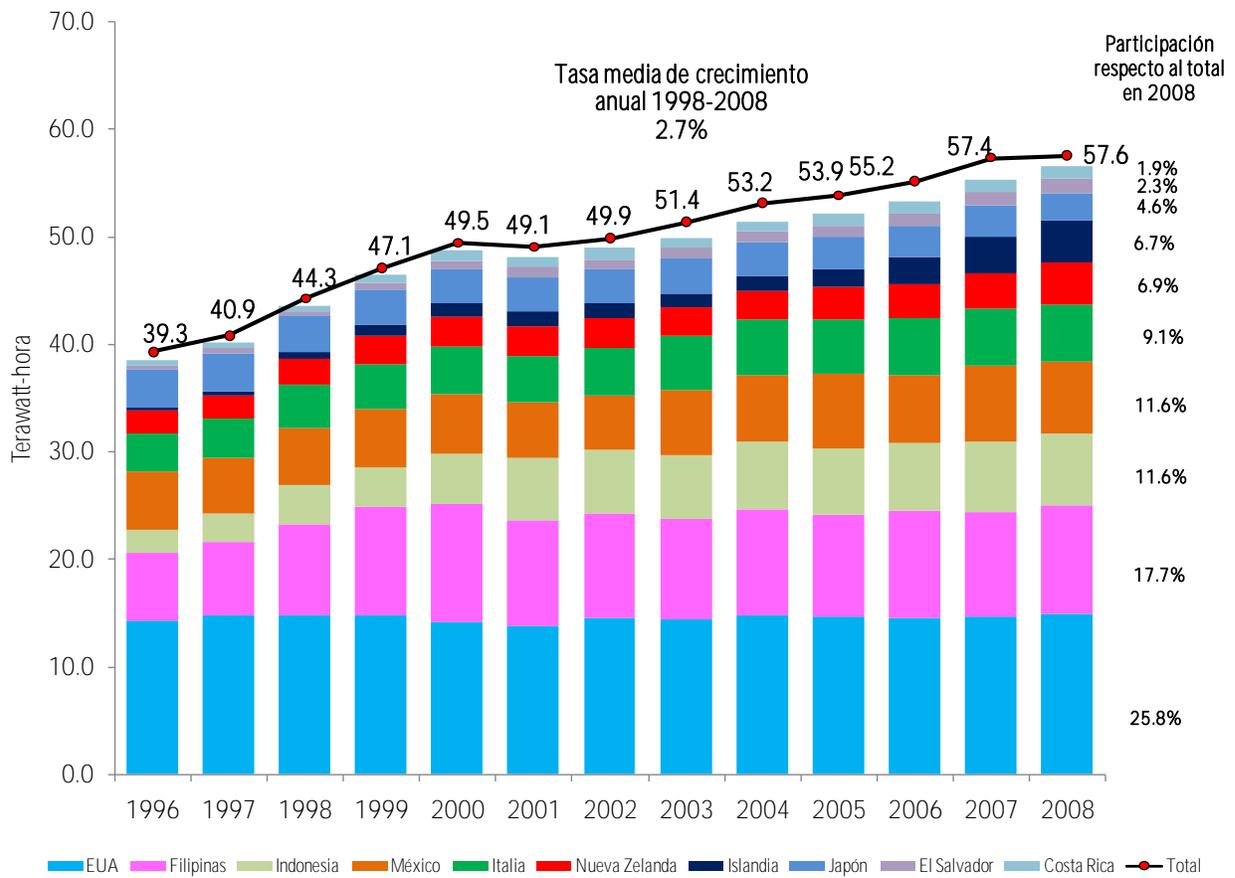
Cifras al 30 de abril de 2010.

Fuente: International Geothermal Association (IGA).

Por otro lado, en los últimos años la generación de electricidad a partir de recursos geotérmicos ha variado en menor magnitud en comparación con otras fuentes renovables. El desarrollo de los yacimientos geotérmicos así como su

adecuada explotación y mantenimiento, constituye una tarea importante que se debe realizar adicionalmente al desarrollo de la infraestructura para la generación de electricidad. Durante el periodo 1998-2008, la energía eléctrica producida a partir de fuentes geotérmicas en el mundo creció con una tasa promedio anual de 2.7%. De acuerdo con la información más reciente de la Asociación Geotérmica Internacional (IGA, por sus siglas en inglés), en 2008 los EUA generaron 25.8% del total mundial, seguido por Filipinas con 17.7%, Indonesia y México con 11.6% cada uno, luego Italia 9.1%, Nueva Zelanda 6.9%, Islandia 6.7%, Japón 4.6%, así como El Salvador y Costa Rica, con 2.3% y 1.9%, respectivamente (ver gráfica 17).

Gráfica 17
Evolución histórica de la generación de electricidad por geotermia, 1996-2008
TWh



Fuente: International Energy Statistics, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (DOE).

1.6.5.3 Fuentes hidroeléctricas

Gran parte del crecimiento estimado para la generación eléctrica a partir de fuentes primarias distintas a los combustibles fósiles, proviene de expectativas de realización de grandes proyectos hidroeléctricos en Asia y Sudamérica. China tiene ambiciosos planes para incrementar su capacidad hidroeléctrica. En octubre de 2008, se

puso en operación el generador final del proyecto hidroeléctrico Tres Gargantas de 18,200 MW, además se han anunciado planes para ampliar la capacidad de este proyecto hasta 22,400 MW hacia 2012. Adicionalmente, el proyecto Xiluodu de 12,600 MW sobre el río Jisha, continúa en construcción y está programado para concluirse hacia 2020 como parte de un programa de desarrollo de 14 instalaciones hidroeléctricas. El gobierno chino se ha planteado el objetivo de contar con 300 GW de capacidad hidroeléctrica hacia 2020, mediante la construcción de varios proyectos adicionales a los que hasta aquí se han mencionado. De acuerdo con los planes del gigante asiático, este ambicioso desarrollo hidroeléctrico le permitiría incrementar la generación hidroeléctrica en 4% anual en el largo plazo.

En resumen, en los países en desarrollo de Asia y América Central y Sudamérica, los proyectos hidroeléctricos en media y mayor escala dominarán los incrementos en la utilización de energías renovables durante los próximos años. China, India y Brasil tienen planes para expandir su capacidad hidroeléctrica para satisfacer los incrementos en su demanda de energía eléctrica. Por el contrario, en Medio Oriente la hidroelectricidad no tendrá una expansión significativa, dado que en esa región sólo algunos países tienen los recursos hidráulicos necesarios para impulsar este tipo de proyectos.

1.6.5.4 Energía solar

1.6.5.4.1 Fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica convierte la luz solar en energía eléctrica directamente usando fotones de la luz del sol para excitar los electrones a niveles de energía más altos. La diferencia de potencial resultante a través de las celdas solares permite el flujo de una corriente eléctrica. Aunque esta tecnología actualmente es utilizada en aplicaciones residenciales en pequeña escala, también puede ser escalada para aplicarse en centrales eléctricas mayores.

En la actualidad, el costo de la energía eléctrica producida con paneles solares es demasiado alto debido a que los componentes de los paneles son caros y la eficiencia de conversión de la energía solar en electricidad es muy baja. Desde las primeras celdas solares construidas en la década de 1950, se tenían eficiencias de conversión de 5-6%, la cual con el desarrollo tecnológico ha mejorado hasta niveles de 12-18% en las modernas celdas de silicio.

Esta tecnología seguirá ganando participación de mercado en países donde existen incentivos financieros respaldados por el gobierno, específicamente en el caso de Alemania, donde existe una tarifa de estímulo que contribuye a solventar las desventajas económicas derivadas del alto costo de la tecnología para energía renovable. La aplicación de dicha tarifa ha generado una expansión importante en el uso de energía solar fotovoltaica. Por otra parte el gobierno en Japón se ha establecido el objetivo de que hacia 2030 el 30% de todos los hogares dispongan de paneles fotovoltaicos.

1.6.5.4.2 Térmica

La tecnología termosolar produce electricidad concentrando la radiación solar para calentar y producir vapor de agua y hacerlo pasar por una turbina de la misma forma que se realiza en una central termoeléctrica o de ciclo combinado. Existen dos tipos de concentradores solares: tipo torre y parabólicos. Gracias a los avances científicos y tecnológicos, estas tecnologías se han desarrollado notoriamente durante las últimas dos décadas y con ello se ha reducido el costo de producir electricidad a partir de concentradores solares. Actualmente el precio de la electricidad

generada mediante concentradores puede competir con los precios de la energía comercializada en las tarifas más altas. Las plantas termosolares están siendo orientadas para competir con la generación de electricidad al por mayor, especialmente la proveniente de plantas que operan en horario punta, y se espera que su competitividad aumente en la medida que las tecnologías de almacenamiento térmico mejoren, así como resultado de el abatimiento de costos y en función de que se lleve a cabo la adopción generalizada de políticas claras para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La tecnología termosolar con mayor utilización en el mundo es la de colectores parabólicos, los cuales se instalan mediante un arreglo de un campo de reflectores concentrados sobre un punto donde un fluido de trabajo es sobrecalentado para producir vapor. Actualmente en los EUA la capacidad total termosolar instalada es de 400 MW y se estima que hacia 2030 crecerá a 859 MW.

Marco regulatorio del sector eléctrico

En este Capítulo, se describen brevemente los ordenamientos jurídicos aplicables a las actividades de generación, conducción, transmisión, transformación, distribución, abastecimiento, importación y exportación de energía eléctrica. Se mencionan los nuevos instrumentos de regulación orientados a la promoción del desarrollo de las energías renovables y la cogeneración eficiente en México. Adicionalmente, se presenta la evolución observada en el otorgamiento de permisos para generación de energía eléctrica durante los últimos años. Para tales permisos se indica la capacidad autorizada y en operación, así como la situación actual de los proyectos en cada modalidad, de los cuales destacan, por su capacidad instalada y número de permisos, la producción independiente y el autoabastecimiento, respectivamente, así como la cogeneración, modalidad que representa un importante potencial de desarrollo para el ahorro y la eficiencia energética.

Los principales ordenamientos legales que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica son:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Artículos 25, 27 y 28)
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear
- Ley de Responsabilidad Civil por Daños Nucleares
- Ley del Sistema de Horario en los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Ley Federal Sobre Metrología y Normalización
- Ley de Energía para el Campo
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

- Reglamento de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización
- Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Reglamento General de Seguridad Radiológica

2.1 Marco Constitucional

Las disposiciones constitucionales aplicables al sector eléctrico, se encuentran fundamentalmente consignadas en los artículos 25, 27 y 28 de nuestra Carta Magna.

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 25, en sus párrafos primero, segundo y cuarto, “Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege esta Constitución”.

“El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución”

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

Conforme a lo establecido en el Artículo 27, “Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

El Artículo 28, párrafo cuarto, precisa que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas que se determinan en dicho artículo, entre las que se encuentra la electricidad.

Este precepto también establece que el Estado lleva a cabo estas actividades estratégicas, a través de organismos y empresas que requiera para su eficaz manejo.

2.2 Ejes Rectores de la Estrategia Nacional de Energía

La Estrategia Nacional de Energía define el rumbo del sector energético con base en tres grandes Ejes Rectores:

- 1) Seguridad Energética
- 2) Eficiencia Económica y Productiva, y
- 3) Sustentabilidad Ambiental

Seguridad Energética

- Diversificar la disponibilidad y uso de energéticos, asegurando la infraestructura para un suministro suficiente, confiable, de alta calidad y a precios competitivos;
- Satisfacer las necesidades energéticas básicas de la población presente y futura, y
- Desarrollar las capacidades humanas y tecnológicas para la producción y el aprovechamiento eficiente de la energía.

Eficiencia Económica y Productiva

- Proveer la energía demandada por el país al menor costo posible;
- Contar con una oferta suficiente, continua, de alta calidad y a precios competitivos;
- Aprovechar de manera eficiente los recursos energéticos;
- Contar con mercados nacionales vinculados a los mercados internacionales, donde las empresas del Estado sean competitivas, eficientes financiera y operativamente, con capacidad de autogestión y sujetas a transparencia y rendición de cuentas;
- Alcanzar y mantener estándares internacionales de seguridad industrial, y
- Desarrollar los proyectos de inversión en infraestructura adoptando las mejores prácticas.

Sustentabilidad Ambiental

- Reducir de manera progresiva los impactos ambientales asociados a la producción y consumo de energía;
- Hacer uso racional del recurso hídrico y de suelos en el sector energético, y
- Realizar acciones para remediar y evitar los impactos ambientales en zonas afectadas por las actividades relacionadas con la producción y consumo de energéticos.

2.3 Marco regulatorio del sector eléctrico

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en 1975, establece en su Artículo 36 las atribuciones de la Secretaría de Energía para el otorgamiento de permisos para la generación de energía eléctrica, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Con el objetivo de incentivar la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico, el Congreso de la Unión ha modificado la LSPEE en diferentes ocasiones para incorporar nuevas modalidades de generación de energía eléctrica que no se consideran servicio público, tal es el caso de la reforma a dicha Ley publicada en el DOF el 23 de diciembre de 1992, en la cual se incorporaron las modalidades de: cogeneración, productor independiente, pequeña producción y exportación e importación de energía eléctrica.

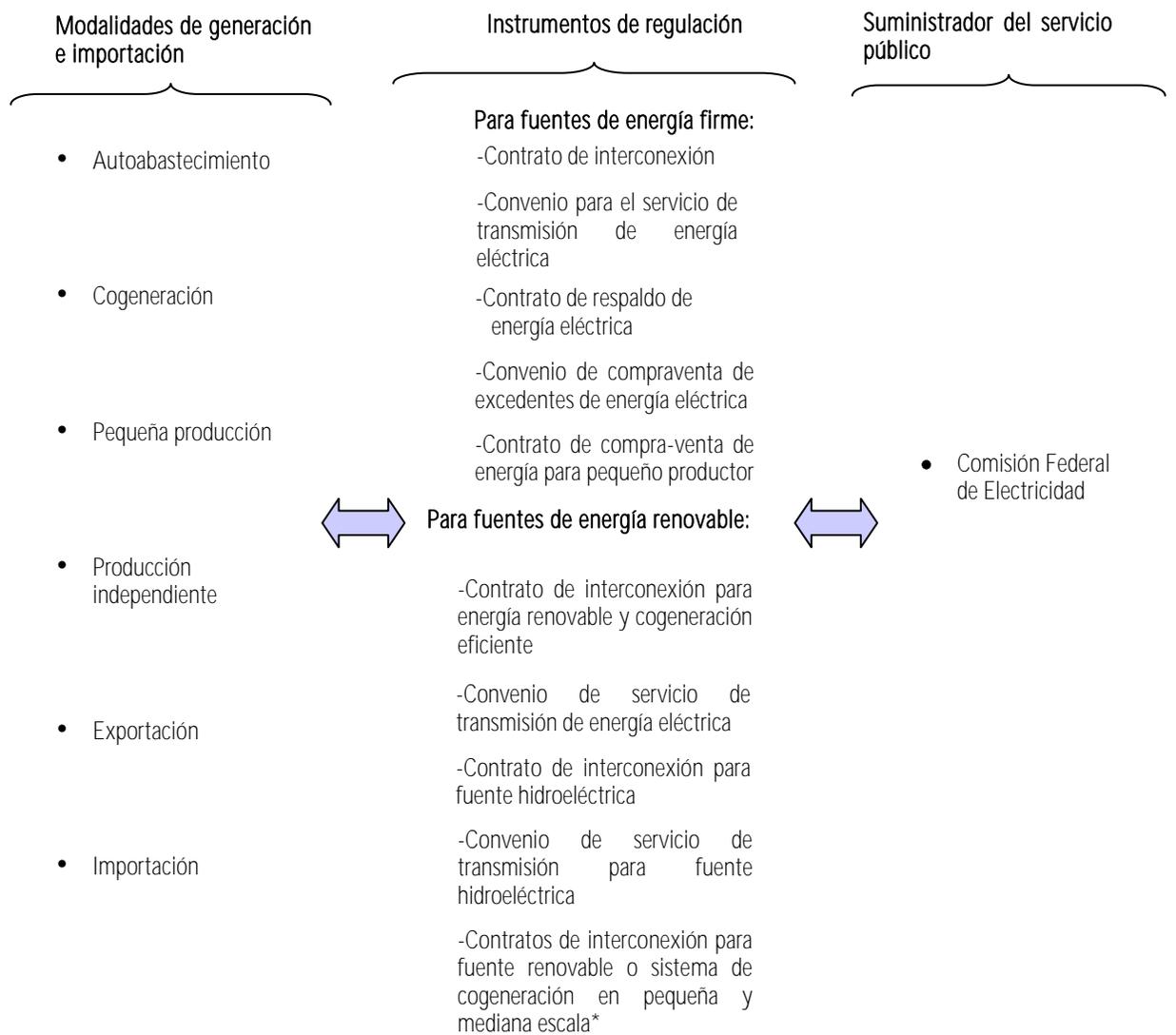
De todas las modalidades, la producción independiente de energía ha presentado el mayor dinamismo en cuanto a capacidad instalada se refiere, debido principalmente a su vinculación directa con los planes de expansión de CFE y a los esquemas de financiamiento que en esta modalidad se aplican. Asimismo, en la búsqueda de una mayor eficiencia energética y menor impacto ambiental, la expansión de la oferta de energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente se ha llevado a cabo, principalmente mediante centrales con tecnología de ciclo combinado cuya producción se destina exclusivamente a la CFE.

Otras modalidades como es el caso de autoabastecimiento y cogeneración, representan diferentes áreas de oportunidad, mediante las cuales se pueden aprovechar capacidades aún no explotadas, como incrementar la eficiencia térmica de un proceso industrial, optimizar el uso de combustibles, reducir emisiones, garantizar estabilidad en frecuencia y voltaje, entre otras ventajas. En el caso de las variadas ramas industriales así como en Petróleos Mexicanos (Pemex), la posibilidad de generar energía eléctrica a costos competitivos representa un factor importante que permite incrementar la eficiencia de sus procesos y con ello la competitividad de las empresas.

Por otro lado, la participación de la iniciativa privada en áreas no reservadas en forma exclusiva a la Nación, como es el caso de la generación de electricidad que se destine a fines distintos del servicio público, puede permitirle al Estado canalizar recursos hacia otras necesidades sociales y con ello, diferir la carga financiera que representa la expansión del servicio público de energía eléctrica.

Mediante los instrumentos de regulación se establecen lineamientos y mecanismos de interrelación entre los particulares y el suministrador del servicio público (CFE). Estos mecanismos se esquematizan a continuación (véase figura 1) y, en las secciones 2.5, 2.6 y 2.7 se definen cada uno de ellos.

Figura 1
Modalidades de permisos e instrumentos de regulación



Para importación de energía eléctrica

Metodologías diversas**

* Aplicable a proyectos con capacidad de hasta 0.5 MW, los cuales no requieren permiso para generar energía eléctrica

** Aplicables a los instrumentos de regulación para fuentes de energía firme, renovable e importación.

Fuente: CRE.

2.4 Órgano regulador

Desde 1995, con la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, este órgano cuenta con facultades de regulación en materia de energía eléctrica, entre otras. A partir de ese año, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se constituyó como autoridad reguladora y pasó de ser un órgano consultivo en materia de electricidad a un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión.

El objetivo fundamental de la CRE es promover el desarrollo eficiente de las actividades a que se refiere el Artículo 2 de su propia Ley, mediante una regulación que permita: salvaguardar la prestación de los servicios públicos, 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:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;

- La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;

- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, y;

Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.

Para la consecución de lo anterior, la CRE cuenta, entre otras, con las siguientes atribuciones en materia de energía eléctrica establecidas en su propia Ley:

- 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;

- 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 ofrezca además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el Sistema Eléctrico Nacional;

- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;

- 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 y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas, y;

Expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas.

En materia de regulación tarifaria, el Artículo 31 de la LSPEE establece que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía, Minas e Industria Paraestatal⁸ y de Comercio y Fomento Industrial⁹ y a propuesta de la CFE, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.

2.5 Modalidades de generación de energía eléctrica que no constituye servicio público

De acuerdo a lo establecido en la LSPEE y su Reglamento, las modalidades bajo las cuales los particulares pueden tramitar y, en su caso, obtener permisos para la generación e importación de energía eléctrica, consisten en las siguientes:

Autoabastecimiento

Es la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas o morales y no resulte inconveniente para el país.

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, y;

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 realizar el proyecto.

⁸Secretaría de Energía (Sener).

⁹Secretaría de Economía (SE).

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.

Pequeña producción. Es la generación de energía eléctrica destinada:

En su totalidad a la venta a CFE, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada.

Al 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.

A la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

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.

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 los permisionarios en la generación eléctrica se ha incrementado en los últimos años, especialmente la modalidad de producción independiente de energía, la cual en 2009 representó el 32.2% de la generación total de energía eléctrica del servicio público.

2.6 Instrumentos de regulación

Como un mecanismo facilitador para la participación de particulares en la generación de electricidad, el marco regulatorio cuenta con instrumentos mediante los cuales los permisionarios pueden solicitar la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La factibilidad de poder interconectarse con la red del servicio público, así como la certeza de contar con energía eléctrica de respaldo y la posibilidad de entregar excedentes, provee a los permisionarios de mayor flexibilidad en sus operaciones de generación e importación de energía eléctrica. Los instrumentos de regulación consideran tanto fuentes de energía firme como renovable, además de contratos de interconexión para permisionarios de importación y compra-venta de energía eléctrica, como se describe a continuación:

2.6.1 Para fuentes firmes

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.

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. El cargo por este servicio está determinado en función de las tarifas publicadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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 convenio 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.

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.

2.6.2 Para fuentes de energía renovable

En 2001, la CRE aprobó una regulación específica para fuentes renovables de energía con la finalidad de fomentar el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica¹⁰. Estos instrumentos consideran las características de este tipo de fuentes de energía, como es la disponibilidad intermitente del energético primario y se incluyen conceptos únicamente aplicables a dichas 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.

Potencia Autoabastecida.- Se reconoce la capacidad que la fuente de energía renovable aporta en las horas de máxima demanda del SEN¹¹.

Para el caso de fuentes de energía renovable, es posible realizar compensaciones de energía faltante con energía sobrante, es decir, si existe energía sobrante neta en un mes, esta puede utilizarse para compensar faltantes de meses posteriores, haciendo un corte anual. De esta forma y dada la intermitencia de estas fuentes, el contrato considera la flexibilidad de estos intercambios.

Por otra parte, como resultado de los mandatos que se establecen en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), con fecha 28 de abril de 2010, se publicó en el DOF la Resolución por la que la CRE expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente y sus anexos (F-RC, IB-RC, TB-RC), así como el Modelo de Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía. Dichos instrumentos, además de ser aplicables a energías renovables, se hacen extensivos a proyectos de cogeneración eficiente.

¹⁰ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF) el 7 de septiembre de 2001.

¹¹ El 30 de enero de 2006, se publicó en el DOF la modificación que permite reconocer la capacidad de los generadores a partir de energía renovable del tipo intermitente.

Los instrumentos vigentes que tienen por objeto regular las actividades antes mencionadas, son los siguientes:

2.6.2.1 Modelos de contratos y convenios para fuentes de energía renovable y cogeneración eficiente utilizados por los permisionarios

2.6.2.1.1 Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente. Este modelo de contrato tiene por objeto realizar y mantener, durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional y la fuente de energía renovable o de cogeneración eficiente del permisionario. Con la implementación de este instrumento regulatorio, se busca crear las condiciones que reconozcan las características específicas de cada tecnología, con el propósito de que los costos en que se incurra con dichos proyectos resulten competitivos, a través de procesos eficientes en la generación a partir de energía renovable.

2.6.2.1.2 Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía

Instrumento legal aplicable para transportar la energía eléctrica desde el sitio de la fuente de energía del permisionario hasta donde se localizan sus centros de consumo, para uso exclusivo del solicitante (permisionario) y de sus socios que requieran recibir la energía en uno o más puntos de carga.

2.6.2.1.3 Contrato de interconexión para fuente de energía hidroeléctrica

Mediante este contrato se regula la interconexión entre el SEN y la fuente de energía hidroeléctrica del Permisionario tomando en cuenta que la LAERFTE establece un límite de 30 MW para estos proyectos.

2.6.2.1.4 Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía hidroeléctrica

Este convenio permite regular las operaciones entre el permisionario que requiere usar el SEN para llevar energía eléctrica desde su fuente de energía hidroeléctrica hasta sus centros de consumo, solicitando el servicio de transmisión al suministrador quien llevará a cabo los estudios de factibilidad correspondientes. En caso de resultar factible el servicio, las partes celebrarán un convenio, para lo cual se sujetará a lo establecido por la CRE en la metodología de transmisión para hidroeléctricas por la que se autorizan los cargos correspondientes a los servicios de transmisión.

2.6.2.2 Modelos de contratos y convenios para fuentes de energía renovable y cogeneración eficiente utilizados por generadores que no requieren permiso de generación

2.6.2.2.1 Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala

Este contrato es aplicable sólo a los generadores con fuente de energía renovable y a los generadores con sistema de cogeneración en pequeña escala con capacidad de hasta 30 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV, y que no requieren hacer uso del sistema del suministrador para portear energía a sus cargas.

2.6.2.2.2 Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala

Este contrato es aplicable sólo a los generadores con fuente de energía renovable y a los generadores con sistema de cogeneración en mediana escala con capacidad de hasta 500 kW, que se interconecten a la red eléctrica del

suministrador en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV, y que no requieren hacer uso del sistema del suministrador para portear energía a sus cargas.

2.6.3 Para importación de energía eléctrica

A excepción de tres permisionarios establecidos en el estado de Coahuila, la totalidad de los permisionarios de importación de energía eléctrica se ubican en las áreas de control de Baja California y Noroeste, específicamente en los estados de Baja California y Sonora. Con el fin de realizar las operaciones de importación de electricidad para autoabasto, el 17 de mayo de 2004 se publicó en el DOF la resolución por la cual se aprueba el modelo de contrato de interconexión de permisionarios ubicados en el área de control de Baja California que importan energía a través del Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (Western Electricity Coordinating Council -WECC-) de los EUA, el cual regula las operaciones entre CFE y los permisionarios de importación. El contrato de interconexión para permisionarios ubicados en el área de control de Baja California, 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 con el permisionario.

2.6.4 Compra-venta de energía eléctrica

El 20 de abril de 2007, se publicó en el DOF la Resolución número RES/085/2007, por la que se aprueba el modelo de contrato de compromiso de compra-venta de energía eléctrica para pequeño productor en el Sistema Interconectado Nacional, este contrato tiene por objeto realizar y mantener, durante la vigencia del mismo, la compra-venta de energía eléctrica entre el suministrador y el permisionario, así como establecer las condiciones generales para los actos jurídicos que celebren las partes relacionadas con la compra-venta y generación de energía eléctrica.

Adicionalmente a los instrumentos de regulación mencionados, la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética. Dicha ley comprende dentro de las energías renovables, entre otras, a las que se generan a través del viento; la radiación solar; el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales; la energía oceánica en todas sus formas; el calor de los yacimientos geotérmicos y los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

Para lograr sus objetivos, la Ley citada prevé la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, como un mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. También se prevé en la Ley mencionada, la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, con el fin de promover los objetivos de la Estrategia. Asimismo, el 2 de septiembre de 2009, se publicó en el DOF el Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, en el cual se establecen los lineamientos para la implementación de programas y estrategias de

promoción de las energías renovables. Entre dichos programas se incluye al Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables¹², que establece las estrategias y líneas de acción para el aprovechamiento de las energías renovables con estricto apego a las estrategias y objetivos generales del Plan Nacional de Desarrollo, del Programa Sectorial de Energía y del Programa Nacional de Infraestructura vigentes.

En este sentido, la Estrategia 2 del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables: Elaboración de Mecanismos para el Aprovechamiento de Fuentes de Energía Renovable del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, dispone lo siguiente:

- Elaborar el Inventario Nacional de Energías Renovables;
- Expedir normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, de conformidad con lo establecido en la Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría;
- Elaborar una metodología para valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad, basada en energías renovables;
- Elaborar metodologías y disposiciones relevantes al pago de contraprestaciones por los servicios que se presten entre los suministradores y los generadores de electricidad a partir de energías renovables;
- Contar con las metodologías adecuadas que permitan pronosticar en el corto y mediano plazo la disponibilidad local y regional de las energías renovables;
- Identificar opciones apropiadas para el desarrollo de las energías renovables en el país y ordenarlas de acuerdo a sus beneficios económicos, sociales y ambientales, e;
- Incorporar proyectos demostrativos y programas de implementación en esta materia.

2.7 Metodologías

2.7.1 Metodología para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México

Conforme a lo establecido en el Artículo 10 de la LAERFTE, así como en el Artículo 16 del Reglamento dicha Ley, la Secretaría de Energía publicó en su portal de Internet la Metodología para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México. Esta metodología establece el mecanismo de cálculo y evaluación de las externalidades derivadas de las emisiones de bióxido de carbono, asociadas con la generación de electricidad y que deberá aplicar el suministrador del servicio público. La aplicación de la Metodología permitirá evaluar el impacto de las externalidades e incorporarlo en los planes de desarrollo de proyectos de energía renovable para generación eléctrica que se reflejarán en el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables.

La lógica del procedimiento de cálculo consiste en relacionar, para cada tecnología y combustible, el valor económico de las emisiones contaminantes del suministrador con la energía eléctrica generada en el periodo de estudio. Este resultado, correspondiente a la externalidad de cada tecnología y combustible¹³, deberá incorporarse en los costos de operación y mantenimiento del suministrador, con lo cual se podrán incluir las externalidades en la evaluación

¹² Publicado el 6 de agosto de 2009 en el DOF.

económica de alternativas tecnológicas así como generar escenarios de emisiones e impactos reducidos, entre otros aspectos.

2.7.2 Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión para fuentes firmes, para establecer el procedimiento que deberán seguir los suministradores para el cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de porteo de los permisionarios en tensiones diversas. Para tensiones mayores o iguales a 69 kV, toma en cuenta el impacto que tiene sobre la red cada servicio de porteo solicitado en forma individual, usando un modelo de flujos de corriente alterna y debe ser aplicado en los casos con y sin el servicio solicitado en las situaciones de demanda máxima y mínima en el año en que se pretende iniciar el porteo.

En cuanto a las cargas que se encuentran en tensiones menores a 69 kV, se cuenta con los procedimientos denominados de trayectoria punto a punto o de proporcionalidad de demanda, según se trate de cargas únicas de más de 1 MW o múltiples cargas agrupadas por tipo de tarifa, con demandas menores a 1 MW. Es de señalarse que esta metodología, envía a los permisionarios una señal económica para incentivar una ubicación de la fuente de energía que favorezca al SEN al reducir sus pérdidas.

2.7.3 Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente, que consiste en un esquema del tipo estampilla postal para determinar el cargo por el porteo de la energía eléctrica, que considera la cantidad de energía eléctrica entregada a cada una de las cargas y el nivel de tensión de la infraestructura de transmisión y transformación requerida para dicho servicio.

2.7.4 Metodología para la determinación de los cargos por servicios conexos. La conexión a la red por parte de los permisionarios implica que estos reciban servicios del suministrador tales como regulación de frecuencia y voltaje. Con objeto de retribuir por estos servicios conexos, la metodología establece el procedimiento para determinar la contraprestación correspondiente, la cual está basada en el cargo autorizado para la demanda reservada en el caso del respaldo para falla.

2.7.5 Metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP). Esta metodología es utilizada para calcular el pago por la energía excedente que los permisionarios entregan al suministrador en el punto de interconexión. El CTCP está constituido por la suma de los costos variables de generación y los costos variables de transmisión. En las reglas generales de dicha metodología se prevé que para el cálculo del CTCP no se incluirá la generación mínima de despacho obligatorio por confiabilidad. Los niveles de esta generación serán establecidos y actualizados en enero de cada año y serán enviados por el suministrador a la CRE.

2.8 Permisos de generación de energía eléctrica

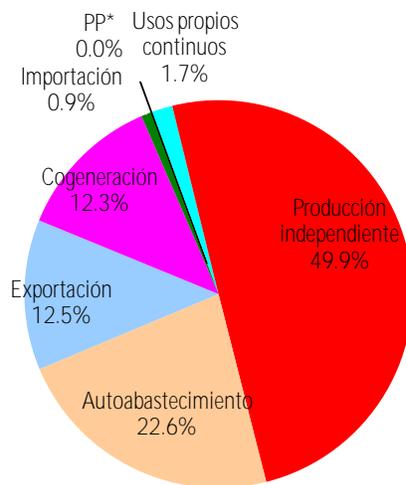
Al 31 de diciembre de 2009, se registraron 775 permisos vigentes, que representan una capacidad autorizada de 26,977 MW, de la cual, el 80.2% está en operación con 21,639 MW. Durante ese año se otorgaron 31 nuevos permisos, de los cuales 25 corresponden a la modalidad de autoabastecimiento, tres a la modalidad de cogeneración, uno de importación, así como dos permisos para producción independiente, los cuales son los primeros permisos que se otorgan en dicha modalidad para el aprovechamiento de la energía eólica. La capacidad autorizada para cada uno de estos permisos es de 102 MW.

¹³ Expresado en dólares por MWh.

La participación porcentual de cada modalidad respecto a la capacidad total autorizada es la siguiente: producción independiente representa 49.9%, seguida por el autoabastecimiento con 22.6%, la exportación con 12.5%, la cogeneración con 12.3%, los usos propios continuos 1.7%, la importación tiene 0.9% y la pequeña producción 0.1% (véase gráfica 18). De estas modalidades, al cierre de 2009 la producción independiente fue la de mayor capacidad autorizada con 13,454 MW y 24 permisos.

Gráfica 18
Capacidad de los permisos autorizados por modalidad, 2009
(MW)

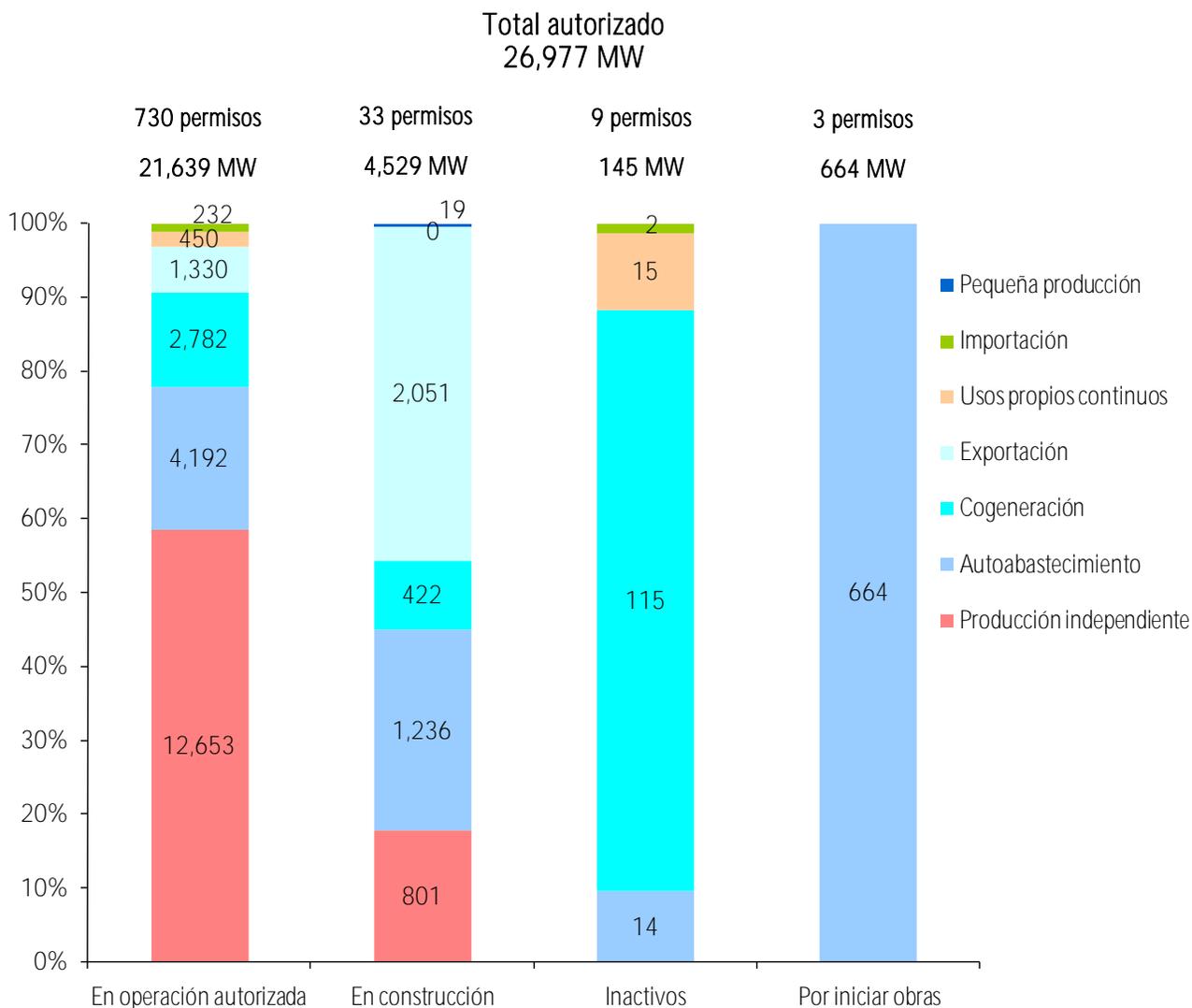
26,977 MW



* PP: Pequeña Producción.
 Fuente: CRE.

La situación de los permisos, de acuerdo con el desarrollo del programa de obras establecido en el título del permisionario, se registra en cuatro rubros: operación, construcción, por iniciar obras e inactivos. Al cierre de 2009, se registraron 4,529 MW de capacidad en proceso de construcción, de la cual la modalidad de exportación registró el 45.3% con 2,051 MW, seguida por el autoabastecimiento con 27.3%. Los permisos que se reportan por iniciar obras representan una capacidad de 664.3 MW, los cuales corresponden en su totalidad a la modalidad de autoabastecimiento (véase gráfica 19).

Gráfica 19
Situación de los permisos de generación eléctrica, 2009¹
(Capacidad en MW por modalidad y participación porcentual)



¹ Incluye la demanda máxima autorizada bajo la modalidad de importación de energía eléctrica.

Nota: Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo.

Fuente: CRE.

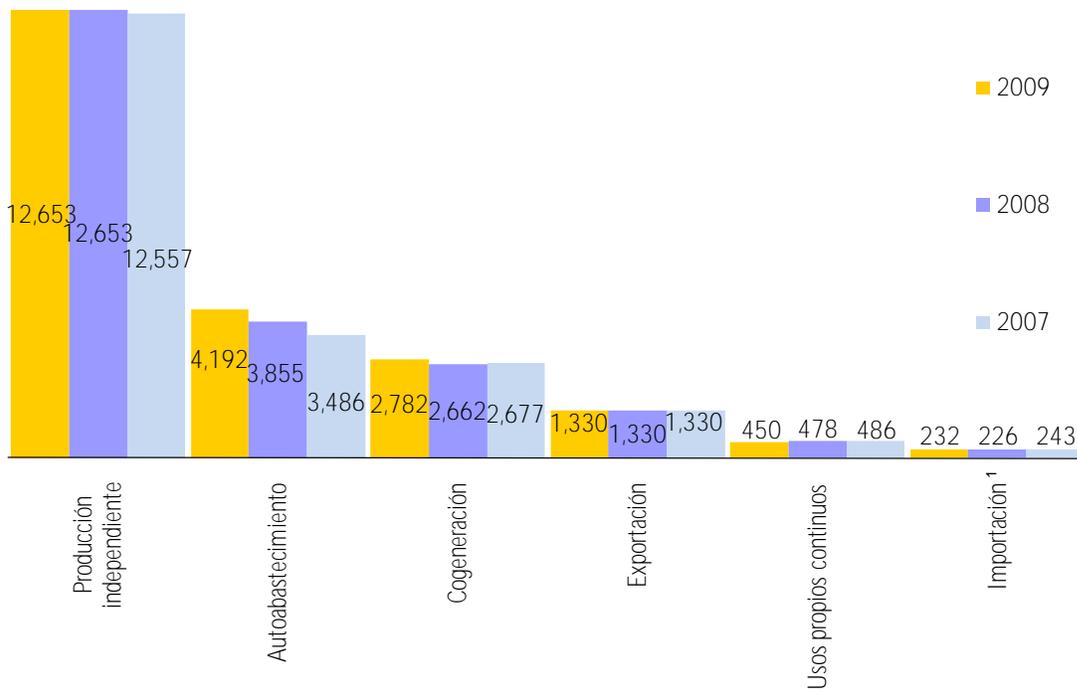
A diferencia de otras modalidades, la producción independiente es la que concentra la mayor capacidad instalada por central, debido principalmente, a que la energía producida tiene como destino su venta a CFE para atender el servicio público de energía eléctrica. De esta capacidad, 21 permisos, cuya capacidad autorizada establecida en los mismos asciende a 12,653 MW, se encuentran en operación y tres se encuentran en proceso de construcción con una capacidad conjunta de 801 MW.

Por otra parte, desde la óptica del número de permisos otorgados por la CRE, el autoabastecimiento es la modalidad con la mayor cantidad de permisos vigentes al ubicarse en 598 al cierre de 2009, con una capacidad

autorizada que suma 6,106 MW, seguido por la cogeneración con 59 (3,318 MW), los usos propios continuos con 47 (465 MW) y la importación de energía eléctrica con 37 (233 MW).

Gráfica 20
Evolución de la capacidad en operación de permisionarios, 2007-2009 (MW)

Total en operación 2009
21,639 MW



¹ Demanda máxima de importación.
Fuente: CRE.

Cuadro 6
Permisos administrados de generación eléctrica
(cierre al 31 de diciembre de 2009)

Permisos	Modalidad	Permisos		Capacidad (MW)		Generación (GWh)	
		vigentes	operando	autorizada	operando	potencial	producida en 2009
Total		775	730	26,977	21,639	167,339^c	111,061^c
Anteriores a 1992	Usos propios continuos	47	45	465	450	1,443	968
Posteriores a 1992	Producción independiente	24	21	13,454	12,653	95,736	77,968
	Autoabastecimiento	598	569	6,106	4,192	26,853	12,867
	Exportación	7	4	3,381	1,330	23,737	6,914
	Cogeneración	59	55	3,318	2,782	19,498	12,343
	Importación	37	36	233 ^a	232 ^a	776 ^b	39 ^t
	Pequeña producción	3	0	19	0	72	0

Notas:

^a Demanda máxima de importación.

^b Energía importada.

^c No incluye energía importada.

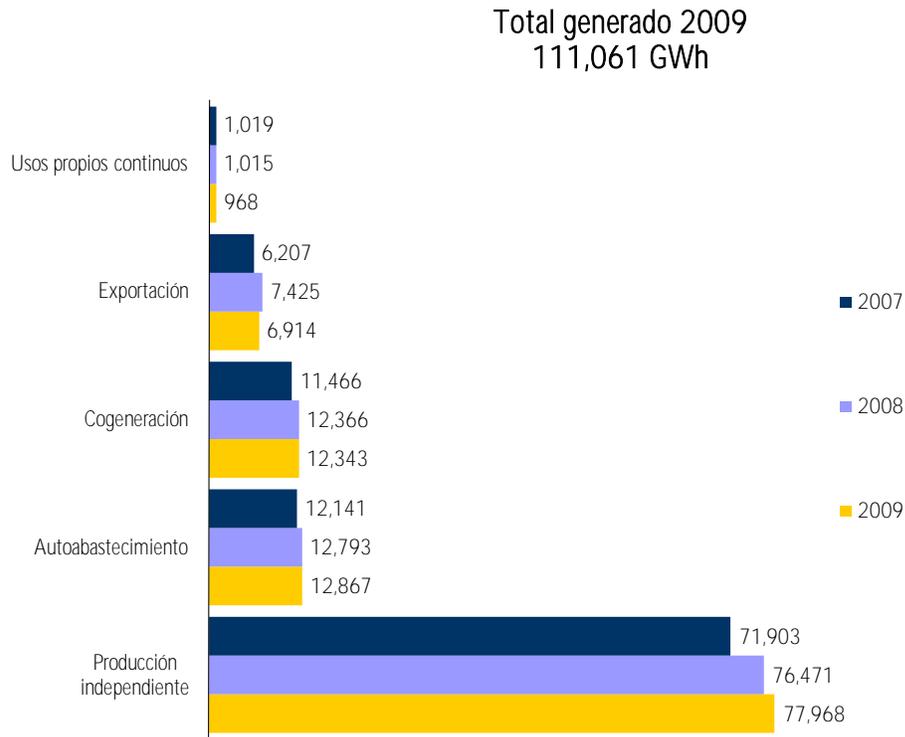
Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo.

Fuente: CRE.

En el cuadro 6 se ilustra la estadística del número de permisos, capacidad y generación de energía eléctrica para cada modalidad. En 2009, la energía generada se ubicó en 111,061 GWh (véanse cuadro 6 y gráfica 21), lo que significó un aumento de 8.1% respecto a 2007. Como resultado de la mayor capacidad instalada en la modalidad de producción independiente, ésta modalidad generó la mayor parte de la energía eléctrica de los permisionarios, aportando 70.2%, seguida por el autoabastecimiento y la cogeneración con 11.6% y 11.1%, respectivamente.

En el caso de la exportación, si bien se han otorgado permisos por una capacidad de 3,381 MW, varios de ellos aún presentan una elevada incertidumbre para su realización. Asimismo, en el caso de los permisos en la modalidad de usos propios continuos, en años recientes se ha registrado una disminución en su generación de energía eléctrica, debido principalmente a que a partir de la reforma a la LSPEE de 1992, dejaron de otorgarse permisos en dicha modalidad y en la actualidad sólo se reportan los permisos que se mantienen en operación y que corresponde a los permisos de mayor antigüedad, cuyos procesos consisten en generación de electricidad utilizando combustóleo y diesel, así como bagazo de caña, mayoritariamente concentrados en las industrias azucarera, papel, minería y textil, entre otras.

Gráfica 21
Evolución de la generación efectiva de permisionarios, 2007-2009
GWh



Fuente: CRE.

En lo que se refiere a los energéticos primarios considerados en los permisos vigentes, en 2009 la participación en la mezcla total de combustibles, destaca el gas natural que, junto con el combustóleo y el diesel en algunos casos, se aproximó al 94% de la generación total de permisionarios en ese año; mientras que la energía eólica tuvo una participación marginal de 0.3%.

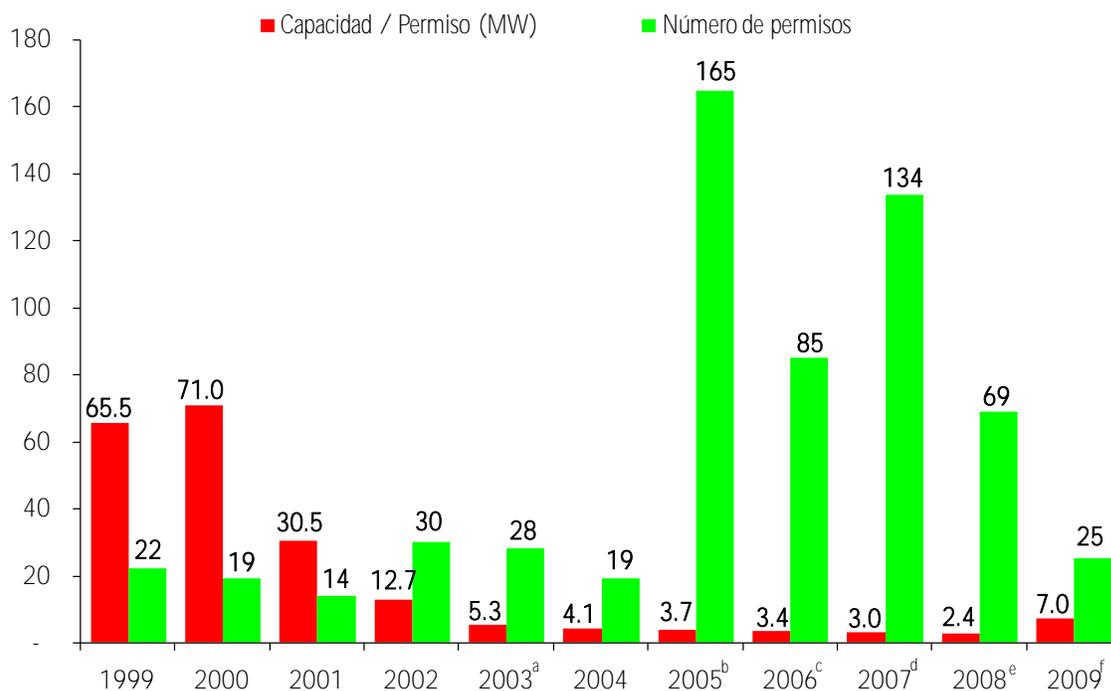
En cuanto al autoabastecimiento y la cogeneración se refiere, la estructura de la capacidad autorizada por permisos ha cambiado a través del tiempo. A partir de las reformas a la LSPEE en 1992, la capacidad autorizada promedio por permiso otorgado alcanzaba valores de 65.5 MW (año 1999), sin embargo, en los últimos años, la capacidad promedio ha disminuido considerablemente hasta ubicarse hacia 2009 en 7.0 MW por permiso (véase gráfica 22).

A diferencia de 2005, año en que se otorgaron 165 permisos de autoabastecimiento¹⁴, en el año de estudio se observa un menor dinamismo. En la modalidad de autoabastecimiento se otorgaron 25 permisos, destacando, por su

¹⁴ Dichos permisos, en su mayoría, consistían de plantas de combustión interna que utilizan diesel para generación de electricidad en horario punta.

importancia para la diversificación de la matriz energética del país, dos permisos eólicos con capacidad conjunta de 444 MW. Para el caso de la cogeneración, se otorgaron tres permisos, de los cuales el de mayor capacidad es el proyecto de cogeneración de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Nuevo Pemex, así como un proyecto del sector azucarero con capacidad de 35 MW para utilizar bagazo de caña en el Estado de Nayarit.

Gráfica 22
Comparativo entre la capacidad promedio autorizada por permiso (MW) y número de permisos otorgados en las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, 1999-2009



^a No se considera el permiso otorgado a Iberdrola Energía Monterrey, con capacidad de 619 MW.

^b No se considera el permiso otorgado a Eoliatic del Istmo, con capacidad de 164 MW.

^c No se consideran los permisos otorgados a GDC Generadora, con 480 MW y Eurus, con 250 MW.

^d No se consideran los permisos otorgados a: Compañía de Energía Mexicana (30 MW), Generadora Pondercel (65 MW), Eoliatic del Pacífico (160 MW) y a diversos permisos de Pemex (1,103.7 MW).

^e No se consideran los permisos otorgados a Pemex plataforma Akal-GC (7.8 MW), Empaques de Cartón Titán (35.2 MW), Desarrollos Mineros San Luis (14 MW), Eólica Santa Catarina (17.5 MW) y Fuerza y Energía Bii Hioxo (226.8 MW).

^f Se excluyen los permisos otorgados a Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca I (228 MW), Energía Alterna Istmeña (216 MW) y Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

Fuente: CRE.

2.8.1 Usos propios continuos

En 2009, se registraron 47 permisos vigentes de usos propios continuos que fueron otorgados por diversas Secretarías antes de las reformas de 1992, de los cuales 449.9 MW se encontraban en operación y 15 MW estaban inactivos. El más antiguo de estos permisos data de 1961, mientras que, el último que se otorgó, corresponde a una

compañía cervecera en el estado de Zacatecas que tiene capacidad autorizada de 50 MW y que anteriormente utilizaba combustóleo como combustible principal, pero que en años recientes han realizado modificaciones en sus sistemas de combustión para sustituir dicho combustible por gas natural y biogás. Este último, obtenido en la propia instalación a partir del proceso anaeróbico del tratamiento de aguas residuales de sus procesos.

2.8.2 Producción independiente de energía

De 1997 a 2009 la CRE ha otorgado 24 permisos para producción independiente: 22 para centrales de ciclo combinado y dos para centrales eólicas. De éstas, en 2009 operaban 21 centrales de ciclo combinado con una capacidad autorizada de 12,653 MW (véase cuadro 7). La última que inició operaciones fue la central Tamazunchale, a mediados de 2007 (Tamazunchale) y al cierre de 2009 se encontraba en construcción la central Norte, en Durango. Cabe hacer mención que todos los permisos de producción independiente autorizados con la tecnología de ciclo combinado operan utilizando gas natural, y su energía, como lo establece el Artículo 36, Fracc. III, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, está destinada exclusivamente para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 7
Permisos otorgados bajo la modalidad de productor independiente¹

Central	Empresa accionista	Tecnología	Capacidad autorizada (MW)	Año en que se otorgó el permiso	Año de entrada en operación	Ubicación
Total			13,454			
Mérida III	AES	CC	532	1997	2000	Yucatán
Hermosillo	Unión Fenosa, S.A.	CC	253	1998	2001	Sonora
Río Bravo II (Anáhuac)	Gas Natural México, S. A.	CC	569	1998	2002	Tamaulipas
Saltillo	Gas Natural México, S. A.	CC	248	1999	2001	Coahuila
Bajío (El Sauz)	InterGen	CC	597	1999	2002	Guanajuato
Tuxpan II	Mitsubishi Corporation	CC	536	1999	2001	Veracruz
Monterrey III	Iberdrola, S.A.	CC	530	1999	2002	Nuevo León
Campeche	TransAlta	CC	275	2000	2003	Campeche
Altamira II	Mitsubishi Corporation	CC	565	2000	2002	Tamaulipas
Naco Nogales	Unión Fenosa, S.A.	CC	339	2000	2003	Sonora
Mexicali	InterGen	CC	597	2000	2003	Baja California
Tuxpan III y IV	Unión Fenosa, S.A.	CC	1,120	2000	2003	Veracruz
Altamira III y IV	Iberdrola, S.A.	CC	1,154	2001	2003	Tamaulipas
Chihuahua III	TransAlta	CC	318	2001	2003	Chihuahua
Río Bravo III	Gas Natural México, S. A.	CC	541	2001	2004	Tamaulipas
Río Bravo IV	Gas Natural México, S. A.	CC	547	2002	2005	Tamaulipas
La Laguna II	Iberdrola, S.A.	CC	518	2002	2005	Durango
Altamira V	Iberdrola, S.A.	CC	1,143	2003	2006	Tamaulipas
Valladolid III	Mitsui Corporation	CC	563	2004	2006	Yucatán
Tuxpan V	Mitsubishi y Kiushu Electric Power Inc.	CC	548	2004	2006	Veracruz
Tamazunchale	Iberdrola, S.A.	CC	1,161	2004	2007	San Luis Potosí
Norte	Unión Fenosa, S.A.	CC	597	2007	2010	Durango
La Venta III	Iberdrola Renovables, S.A.	EOL	103	2009	2010	Oaxaca
Oaxaca I	Energía y Recursos Ambientales, S.A. / Energías Ambientales de Guadalajara, S.L.	EOL	102	2009	2010	Oaxaca

¹ Al 31 de diciembre de 2009.
Fuente: CRE.

Dicha modalidad generó el 70% de la energía eléctrica respecto al total de generación producida por los permisionarios.

2.8.3 Autoabastecimiento

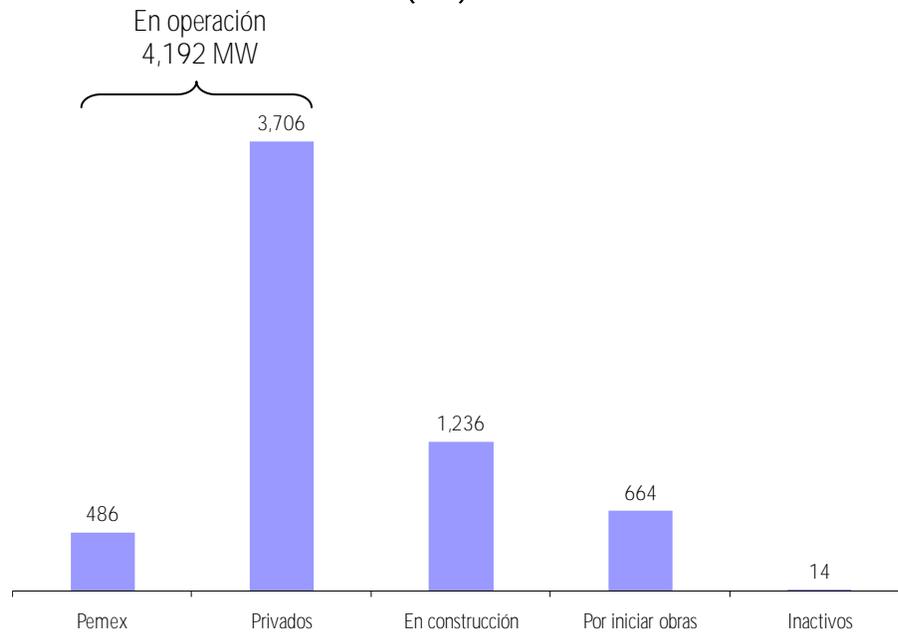
La modalidad de autoabastecimiento registró 25 nuevos permisos en 2009, alcanzando un total de 598 permisos administrados (véase cuadro 8). Estos se componen principalmente por los permisos otorgados a Pemex, sector industrial, comercio y servicios.

Cuadro 8
Permisos autorizados de autoabastecimiento al cierre de 2009

Actividades	No. de permisos	Capacidad autorizada (MW)	Energía autorizada (GWh)	Inversión (millones de dólares)
Total	598	6,105	26,853	8,334
Industria	251	5,039	23,303	7,258
Pemex	33	486	2,091	454
Otros*	314	580	1,459	621

* Incluye los sectores de agricultura y ganadería, municipal, gobierno, comercio, servicios y turismo. Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo.
Fuente: CRE.

Gráfica 23
Permisos de autoabastecimiento al cierre de 2009 (MW)



Nota: Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo.
Fuente: CRE.

2.8.4 Cogeneración

Por definición y por aspectos termodinámicos, los procesos de cogeneración son principalmente aplicables en procesos industriales, tal es el caso de la industria petrolera, petroquímica, azucarera, química, siderúrgica, vidrio, alimentos, cerveza, entre otras. En 2009 se otorgaron tres permisos de cogeneración. La mayor capacidad autorizada se concentra en Pemex con 2,032 MW, seguido por el sector industrial que registra 1,152 MW. En lo concerniente a

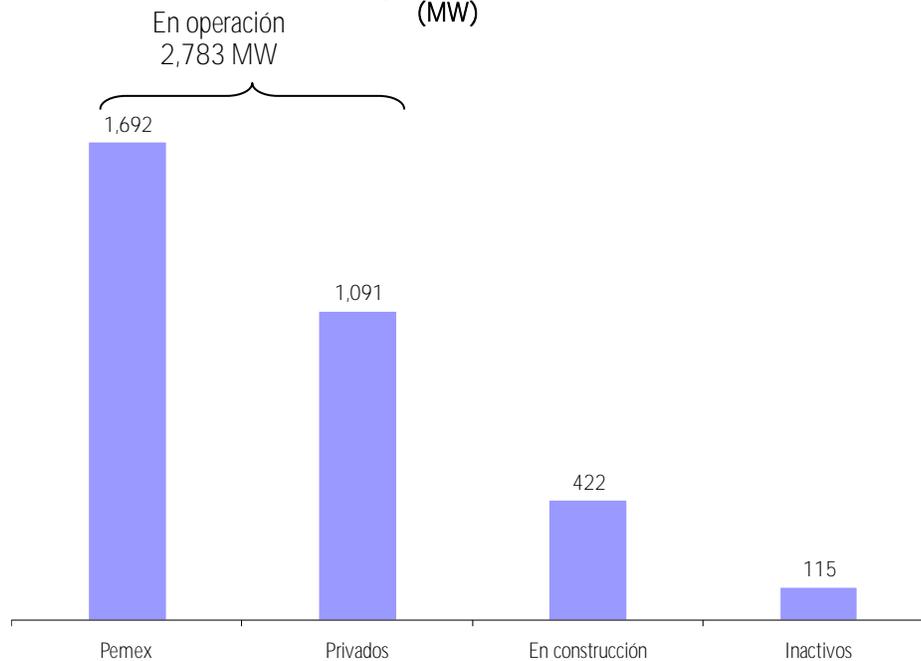
la situación de los permisos, existen 2,782 MW en operación, 422 MW en construcción y 115 MW de un permiso inactivo.

Cuadro 9
Permisos autorizados de cogeneración al cierre de 2009

Actividades	No. de permisos	Capacidad autorizada (MW)	Energía autorizada (GWh)	Inversión (millones de dólares)
Total	59	3,318	19,498	3,248
Industria	36	1,152	8,042	1,085
Pemex	19	2,032	10,485	2,043
Otros*	4	135	970	121

* Incluye los sectores comercio, municipal y servicios.
Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo.
Fuente: CRE.

Gráfica 24
Permisos de cogeneración al cierre de 2009 (MW)



Fuente: CRE.

2.8.5 Exportación

En la modalidad de exportación no se registraron nuevos permisos, con lo que la capacidad autorizada se mantiene igual que en 2008, es decir, 3,381 MW con un total de siete permisos vigentes. De éstos, cuatro permisos

están en operación, representando el 39.3% de capacidad autorizada en esta modalidad. Para el resto, si bien tienen vigentes sus respectivos permisos, como ya se mencionó en otro apartado, existe una elevada incertidumbre en cuanto a su realización.

Cuadro 10
Permisos autorizados de exportación al cierre de 2009

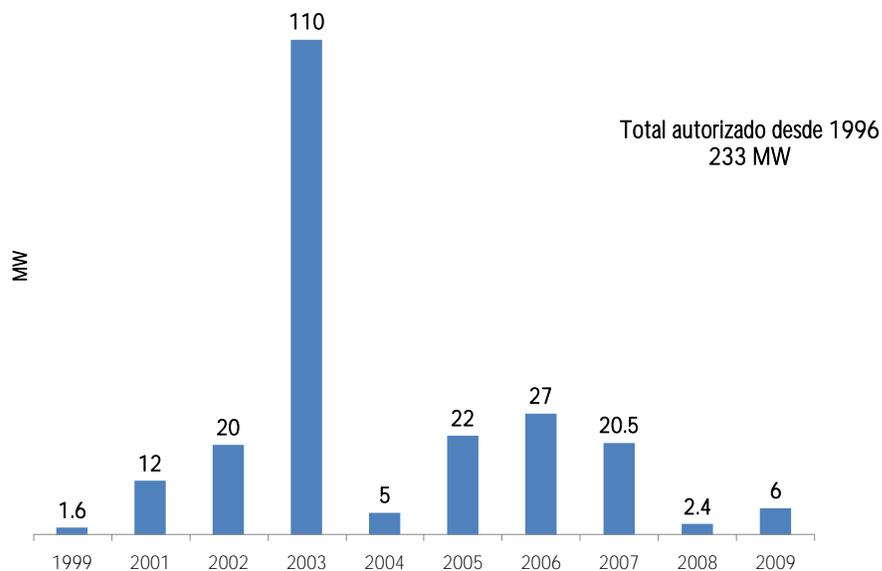
Permisionario	Fecha de otorgamiento	Capacidad autorizada (MW)	Energía autorizada (GWh)	Situación ante la CRE	Ubicación
Total		3,381	23,737		
Energía Azteca X	2000	299	2,425	En operación	Baja California
Termoeléctrica de Mexicali	2001	680	5,835	En operación	Baja California
Energía de Baja California	2001	337	2,952	En operación	Baja California
AES Mérida III	2002	15	39	En operación	Yucatán
Fuerza Eólica de Baja California	2002	300	830	Inactivo	Baja California
Generadora del Desierto, S. A. de C. V.	2006	601	4,056	Inactivo	Sonora
Promotora Valag, S.A. DE C.V.	2008	1,150	7,600	Inactivo	Sonora

Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo.
Fuente: CRE.

2.8.6 Importación

La energía de importación por particulares se ubicó en 39 GWh durante 2009. Sólo se otorgó un nuevo permiso en el Estado de Baja California para importar hasta 6 MW de capacidad (véase gráfica 25).

Gráfica 25
Permisos otorgados de importación, 1999-2009



Fuente: CRE.

Mercado eléctrico nacional 1999-2009

Como reflejo de la recesión económica de 2009, el consumo nacional de energía eléctrica decreció en 0.8% respecto a 2008. Los sectores que redujeron en mayor magnitud su consumo fueron la gran industria y la empresa mediana, seguidos por el sector comercial que registró una ligera disminución de alrededor de un punto porcentual. Por el contrario, el sector residencial mantuvo un dinamismo importante al registrar un incremento superior al 3%. Asimismo, la participación del autoabastecimiento en el consumo nacional de energía eléctrica no ha aumentado sustancialmente desde 2002, año en que entraron en operación importantes sociedades de autoabastecimiento y cogeneración en el norte del país. En este capítulo, brevemente se describe el comportamiento de las variables económicas y el consumo nacional de energía eléctrica, la evolución reciente de la capacidad instalada, generación de energía eléctrica y el consumo de combustibles en las centrales que destinan su producción eléctrica al servicio público y el autoabastecimiento.

3.1 Consumo nacional de energía eléctrica

El consumo nacional de energía eléctrica se integra por dos componentes: i) las ventas internas de energía eléctrica, las cuales incluyen la energía entregada a los usuarios a partir de recursos de generación del servicio público, (incluyendo la electricidad generada por los productores independientes de energía), y ii) el autoabastecimiento, que abarca a los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción e importación de electricidad.

En 2009 se registró un consumo nacional de energía eléctrica de 206,263 GWh, lo que representó una disminución de -0.8% respecto al año anterior, siendo la primera variación negativa en los últimos 10 años (véase cuadro 11). En el mismo sentido pero en mayor magnitud, la economía decreció en -6.5% respecto al año previo a la crisis. Las divisiones económicas que registraron el mayor impacto de la crisis fueron: industria manufacturera (-10.2%), construcción (-7.5%), servicios (-6.6%), entre otras actividades económicas. Dentro de la manufactura, la división de productos metálicos, maquinaria y equipo tuvo una contracción de -22.1% y las industrias metálicas básicas decrecieron -19.5%. En los rubros de ventas internas y autoabastecimiento de energía eléctrica, se registró un decremento de -0.8% en cada uno, ubicándose en 182,518 GWh y 23,745 GWh, respectivamente.

Cuadro 11
Consumo nacional de energía eléctrica, 1999-2009
GWh

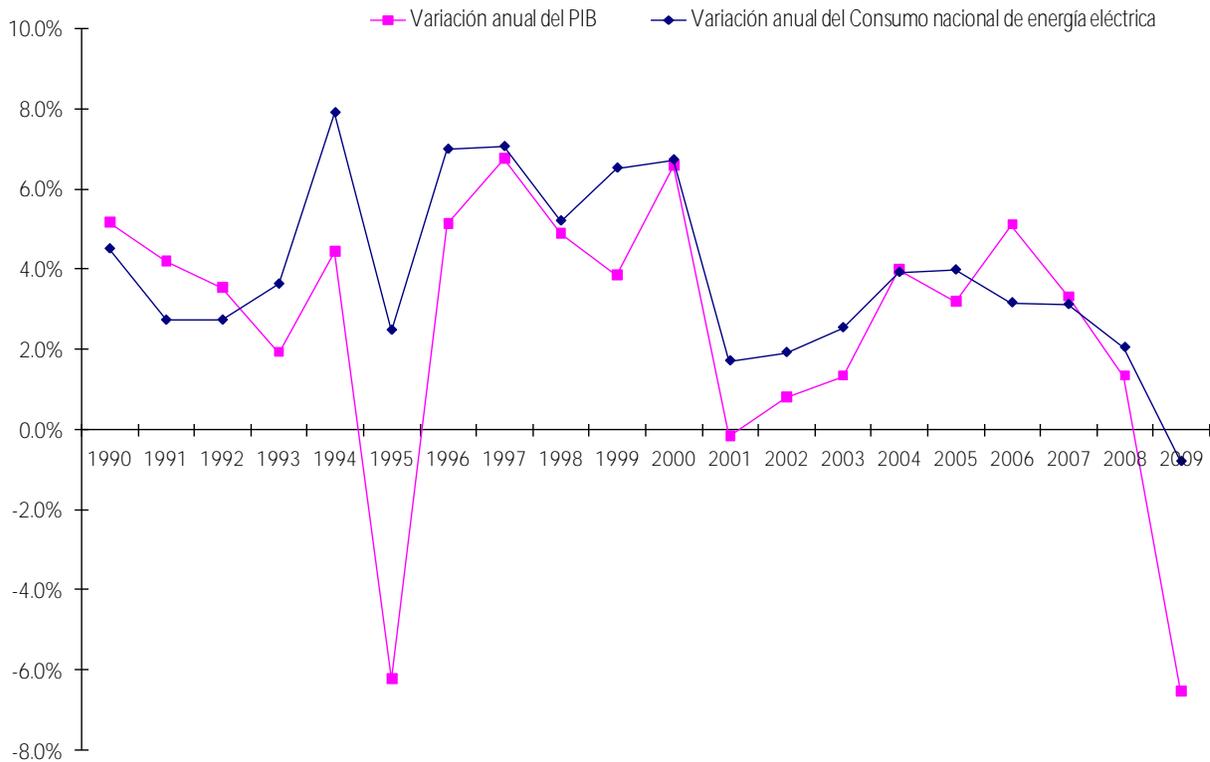
Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tcca (%) 1999- 2009
Consumo nacional	155,860	166,376	169,270	172,566	176,992	183,972	191,339	197,435	203,638	207,859	206,263	2.8
variación (%)	6.5	6.7	1.7	1.9	2.6	3.9	4.0	3.2	3.1	2.1	-0.8	
Ventas Internas ¹	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	182,518	2.3
variación (%)	5.7	7.1	1.2	1.9	0.1	1.9	3.8	3.3	2.9	1.9	-0.8	
Autoabastecimiento	10,864	11,027	12,066	12,363	16,608	20,463	21,582	22,064	23,169	23,946	23,745	8.1
variación (%)	19.7	1.5	9.4	2.5	34.3	23.2	5.5	2.2	5.0	3.4	-0.8	

¹ Para el año 2009, se incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.

Fuente: CFE.

En términos generales, el consumo de energía eléctrica tiene una correlación positiva con el ritmo de la actividad económica, lo cual implica que ante la variación anual en el PIB, el consumo de energía eléctrica experimenta un comportamiento en la misma dirección, aunque no necesariamente en igual magnitud (véase gráfica 26). La crisis económica de 2009 ilustra dicha relación. Las divisiones intensivas en el uso de energía eléctrica en las que disminuyó el PIB sectorial fueron: sustancias químicas (-3.4%), industria manufacturera (-10.2%), industrias metálicas básicas (-19.5%) y otras industrias manufactureras (-3.9%).

Gráfica 26
Evolución histórica del PIB y consumo nacional de energía eléctrica, 1990-2009 (%)



Fuente: INEGI y CFE.

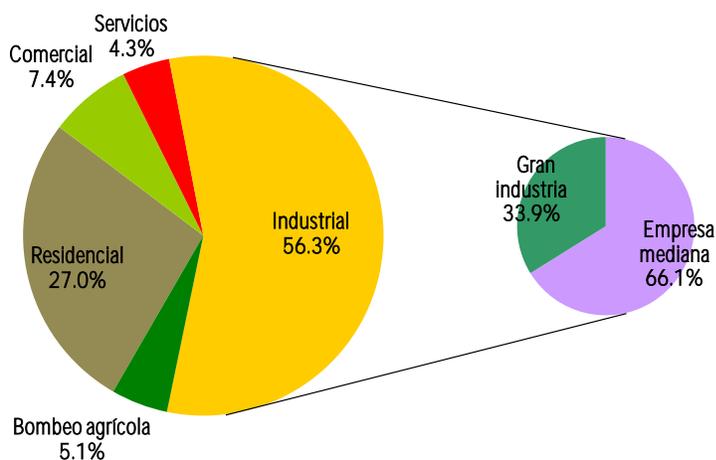
3.1.1 Ventas sectoriales de energía eléctrica

El análisis de las ventas internas de energía eléctrica se desagrega en cinco sectores: industrial, residencial, comercial, servicios y bombeo agrícola. En orden de magnitud, el sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica, debido principalmente a la gran variedad de sistemas y procesos productivos que hacen uso

intensivo de este tipo de energía de manera casi continua. En 2009, este sector consumió 56.3% de las ventas internas, con 102,721 GWh, de los cuales la mayor parte corresponde al servicio general en media tensión, que incluye a usuarios de pequeñas y medianas industrias, así como comercios y servicios medianos y grandes. Debido a la diversidad de aplicaciones en el uso de la energía eléctrica en el sector industrial, se requiere que gran parte del suministro se realice en media, alta y muy alta tensión, por lo cual, para fines estadísticos, las ventas a dicho sector se subdividen en empresa mediana y gran industria. En el caso de ésta última, se incluye el consumo de los usuarios de las tarifas para servicio general en alta tensión, fundamentalmente constituido por los grandes establecimientos industriales y por los sistemas de bombeo de agua potable más importantes del país.

Por otra parte, en el sector residencial se concentra 27.0% de las ventas internas, con lo cual es el segundo consumidor de energía eléctrica, seguido por el sector comercial con 7.4%, luego el bombeo agrícola con 5.1% y finalmente el sector servicios con 4.3% (véase gráfica 27).

Gráfica 27
Distribución de las ventas internas por sector, 2009
(%)



Fuente: CFE.

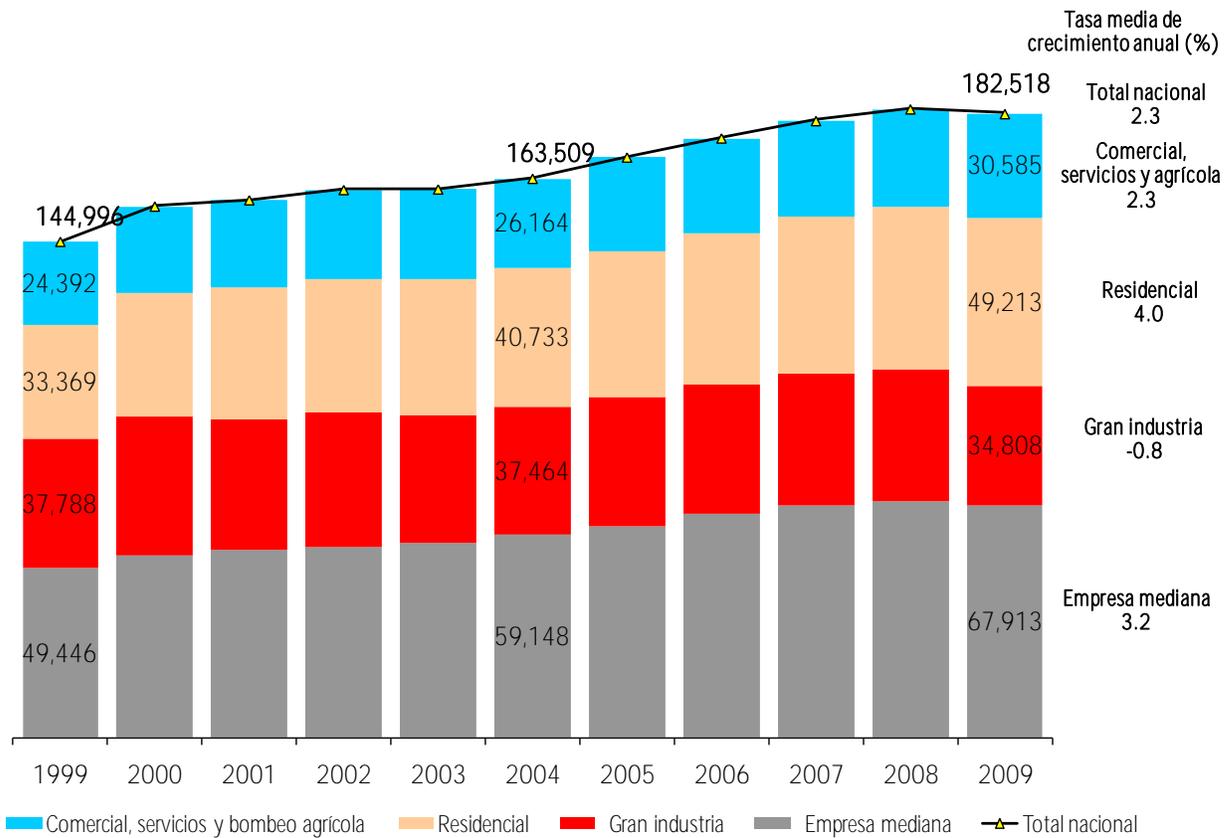
Los sectores que durante los últimos 10 años han mostrado el mayor dinamismo en el consumo de energía eléctrica son el residencial y servicios, al crecer en promedio 4.0% y 3.7%, seguidos por la empresa mediana con 3.2%, así como el comercial con 2.1%, mientras que el bombeo agrícola ha crecido 1.5% en promedio (véanse cuadro 12 y gráfica 28). En términos de magnitud en el consumo, el sector industrial, específicamente el sector de empresa mediana, es el que concentra la mayor proporción con 37.2% de las ventas internas.

Cuadro 12
Ventas internas sectoriales de energía eléctrica, 1999-2009¹
(GWh)

Sector	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca (%) 1999-2009
Total nacional	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	182,518	2.3
Residencial	33,369	36,127	38,344	39,032	39,861	40,733	42,531	44,452	45,835	47,451	49,213	4.0
Comercial	10,945	11,674	12,167	12,509	12,808	12,908	12,989	13,210	13,388	13,627	13,483	2.1
Servicios	5,450	5,891	5,973	6,076	6,149	6,288	6,450	6,596	6,809	7,074	7,803	3.7
Industrial	87,234	93,755	93,255	94,942	94,228	96,612	99,720	103,153	106,633	107,651	102,721	1.6
Empresa mediana	49,446	53,444	54,720	55,776	56,874	59,148	61,921	65,266	67,799	69,070	67,913	3.2
Gran industria	37,788	40,311	38,535	39,166	37,354	37,464	37,799	37,887	38,833	38,581	34,808	-0.8
Bombeo Agrícola	7,997	7,901	7,465	7,644	7,338	6,968	8,067	7,960	7,804	8,109	9,299	1.5

¹ Para el año 2009, se incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.
Fuente: CFE.

Gráfica 28
Evolución sectorial de las ventas internas de energía eléctrica, 1999-2009¹
(GWh)

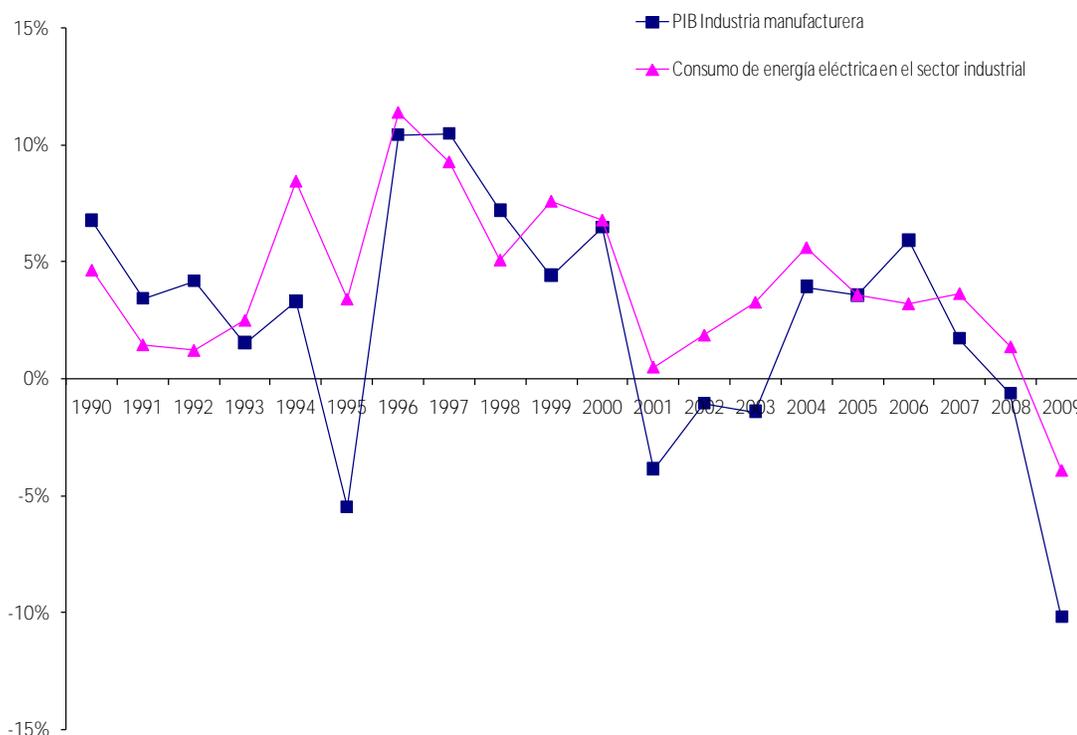


¹ Para el año 2009, se incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.
Fuente: CFE.

El comportamiento de las ventas al sector industrial se ha caracterizado por un mayor crecimiento en el rubro de empresa mediana, con un crecimiento de 3.2% en promedio durante los últimos 10 años, mientras que las ventas a la gran industria han registrado un menor crecimiento, siendo incluso negativo, como resultado de la dinámica económica recesiva que durante 2009 presentó su parte más álgida.

Por su importancia en la economía y su alta participación en el consumo nacional de energía eléctrica, el desempeño económico de la industria manufacturera tiene gran importancia en la demanda de energía eléctrica del sector industrial. Como se mencionó anteriormente, al cierre de 2009 el PIB manufacturero registró un decrecimiento de -10.2%, que contribuyó en la caída del consumo de energía eléctrica en el sector que llegó a un nivel de -4.6% (véase gráfica 29).

Gráfica 29
Evolución del consumo de energía eléctrica en el sector industrial y PIB manufacturero, 1990-2009
(variación porcentual anual)



Fuente: CFE e INEGI.

3.1.2 Ventas regionales de energía eléctrica

En México se identifican cinco regiones estadísticas para el análisis del mercado eléctrico nacional (véase mapa 3). Es importante señalar que debido a la infraestructura y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), CFE lo

divide en nueve regiones: Baja California, Baja California Sur, Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular (véase anexo 2).

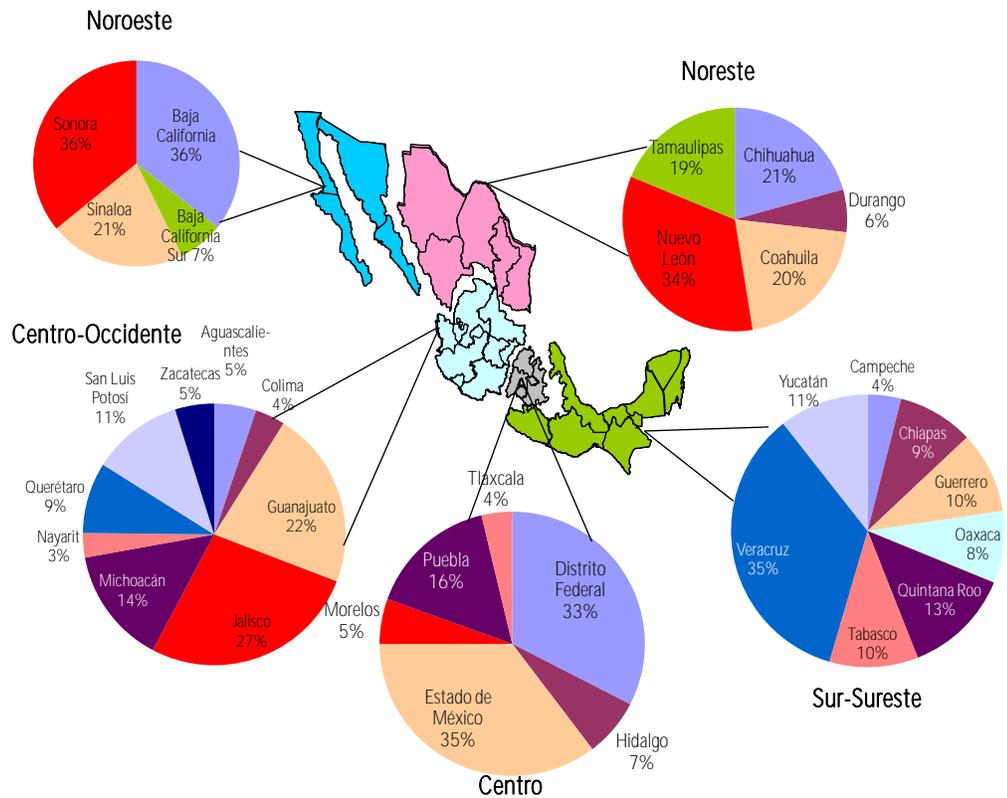
Mapa 3
Regionalización estadística del mercado nacional de energía eléctrica



Fuente: Sener.

En el mapa 4 se muestra cada una de las regiones con la participación porcentual promedio que cada entidad federativa tiene en las ventas de energía eléctrica de la región. En orden de magnitud descendente en el consumo de energía eléctrica, las entidades con mayor participación durante 2009 fueron: Estado de México, Nuevo León, Distrito Federal, Jalisco, Veracruz, Baja California y Sonora.

Mapa 4
Estructura de las ventas internas (GWh) por entidad federativa y región estadística, 2009
(participación porcentual promedio)



Fuente: CFE.

En 2009, la variación de las ventas internas respecto al año anterior fue de -0.8%, registrando en la región Centro-Occidente el mayor descenso con -2.7% seguida por la región Centro con -2.0%. De ésta última, en los estados de Tlaxcala y Puebla se presentaron las mayores reducciones en las ventas con -8.8% y -6.0%.

Cuadro 13
Ventas internas totales por región, 1999-2009¹
(GWh)

Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca (%) 1999-2009
Total	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	182,518	2.3
variación (%)	5.7	7.1	1.2	1.9	0.1	1.9	3.8	3.3	2.9	1.9	-0.8	
Noroeste	18,505	19,949	20,480	20,354	21,270	22,311	23,195	24,345	25,145	25,567	25,566	3.3
variación (%)	7.4	7.8	2.7	-0.6	4.5	4.9	4.0	5.0	3.3	1.7	0.0	
Noreste	36,404	39,236	39,989	40,863	39,235	39,421	41,221	42,843	43,644	44,160	44,198	2.0
variación (%)	7.2	7.8	1.9	2.2	-4.0	0.5	4.6	3.9	1.9	1.2	0.1	
Centro-Occidente	32,801	35,192	34,909	35,570	36,242	37,451	38,843	40,249	41,708	42,555	41,424	2.4
variación (%)	6.6	7.3	-0.8	1.9	1.9	3.3	3.7	3.6	3.6	2.0	-2.7	
Centro	38,239	40,733	40,993	41,280	40,969	41,006	42,111	42,548	43,350	43,995	43,131	1.2
variación (%)	4.4	6.5	0.6	0.7	-0.8	0.1	2.7	1.0	1.9	1.5	-2.0	
Sur-Sureste	18,970	20,160	20,744	22,046	22,582	23,227	24,294	25,289	26,512	27,518	28,080	4.0
variación (%)	2.1	6.3	2.9	6.3	2.4	2.9	4.6	4.1	4.8	3.8	2.0	
Pequeños sistemas	77	80	90	89	86	93	93	97	110	118	120	4.6

¹ Para el año 2009, se incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.

Fuente: CFE.

3.1.2.1 Noroeste

En la región Noroeste, las ventas internas de energía eléctrica se mantuvieron prácticamente en el mismo nivel durante el último año. Sonora y Baja California concentran 71.5% de las ventas. En Sinaloa y Baja California Sur (BCS) la variación porcentual anual de las ventas fue de 5.7% y 3.1%, respectivamente. En el caso de BCS, si bien las ventas son menores con relación a otras entidades federativas, durante los últimos 10 años han crecido 6.1% en promedio anual, lo cual en parte se debe a los nuevos desarrollos turísticos e inmobiliarios que se han establecido en la zona. Asimismo, en el estado de Baja California las ventas han aumentado en promedio 3.2% durante el periodo, como resultado del crecimiento industrial y poblacional en ciudades como Tijuana y Mexicali. Es importante tener presente que una particularidad de la región Noroeste es el clima extremoso con altas temperaturas en verano e intensos fríos en invierno, lo cual incide en el patrón de consumo de energía eléctrica en las zonas urbanas de la región, como es el caso de Mexicali, donde el consumo de electricidad aumenta notoriamente durante los meses de verano (mediados de mayo-finales de septiembre) debido al uso intensivo de sistemas de aire acondicionado.

3.1.2.2 Noreste

En 2009 la región registró una variación marginal de 0.1%. El Estado de Coahuila presentó la mayor dinámica en las ventas de energía eléctrica con 2.1%, mientras que, a excepción de Tamaulipas, donde se registró un ligero incremento de 0.8%, en el resto de las entidades las variaciones fueron negativas quedando de la siguiente manera: Nuevo León y Durango con -1.0% cada uno y, Chihuahua con -0.5%. Nuevo León concentra la mayor proporción de las ventas regionales con 33.8% y con una participación nacional de 8.2%. En dicha entidad se encuentra asentada una importante planta industrial y manufacturera que incluye a las ramas más intensivas en el uso de la energía eléctrica, como es el caso de la industria del vidrio, siderurgia, cemento, química, entre otras.

3.1.2.3 Centro-Occidente

Durante el último año, en la región Centro-Occidente se registró una caída de 2.7% en las ventas internas de energía eléctrica. Jalisco, Guanajuato y Michoacán en conjunto representaron 63.3% de las ventas regionales de electricidad, con variaciones promedio anual de 2.7, 4.4 y -0.7% durante los últimos 10 años. No obstante su baja participación en las ventas regionales, Nayarit registró un crecimiento de 6.4% durante el mismo periodo y de 6.0% durante el último año. El Centro-Occidente es otra de las regiones donde existen importantes centros de consumo de energía eléctrica y que corresponden a la diversidad de industrias intensivas en zonas como Guadalajara, Lázaro Cárdenas, Querétaro y León.

3.1.2.4 Centro

En la región Centro del país, las ventas descendieron en -2.0%, reflejo de la recesión económica de 2009 y su mayor impacto en las ventas se presentó en Tlaxcala (-8.8%), Puebla (-6.0%), Hidalgo (-2.7%) y Morelos (-2.0%). En el caso del Distrito Federal se registró un incremento marginal de 0.7% y su participación, en conjunto con el estado de México, asciende a 67.9% de las ventas de la región y a 16.0% de las ventas totales del servicio público nacional. Además de las instalaciones industriales intensivas en el uso de la energía eléctrica en esta región, el sistema de bombeo Cutzamala es un consumidor importante. Asimismo, debido a la alta densidad poblacional en el área, las cargas atendidas en media y baja tensión representan la mayor proporción de las ventas en la región.

3.1.2.5 Sur-Sureste

Durante el periodo 2007-2009, la región Sur-Sureste ha registrado el mayor crecimiento en las ventas para el servicio público. Esta región ha mantenido un crecimiento constante al ubicarse en 3.5% en promedio anual con relación a 1999. Quintana Roo presentó la mayor tasa de crecimiento promedio anual al ubicarse en 8.0% durante el periodo 1999-2009, y en el último año su participación en las ventas regionales fue de 12.8%. En el caso de Veracruz, las ventas han permanecido prácticamente constantes con variación promedio de 0.6%, mientras que la participación en las ventas regionales es de 34.9% y de 5.4% en las ventas internas totales del servicio público. Algunas empresas siderúrgicas, cementeras, papel, vidrio y cerveceras de las regiones Veracruz-Orizaba y de la cuenca del Papaloapan, así como la refinería e instalaciones de la petroquímica de Pemex y empresas privadas del ramo en la región Coahuila de Zaragoza-Minatitlán, constituyen cargas eléctricas importantes en dicho estado y en la región. La entidad federativa con menor concentración de las ventas regionales es Campeche, con 4.0% y, en el contexto nacional, representa 0.6%.

3.1.3 Ventas por usuario o cliente de energía eléctrica

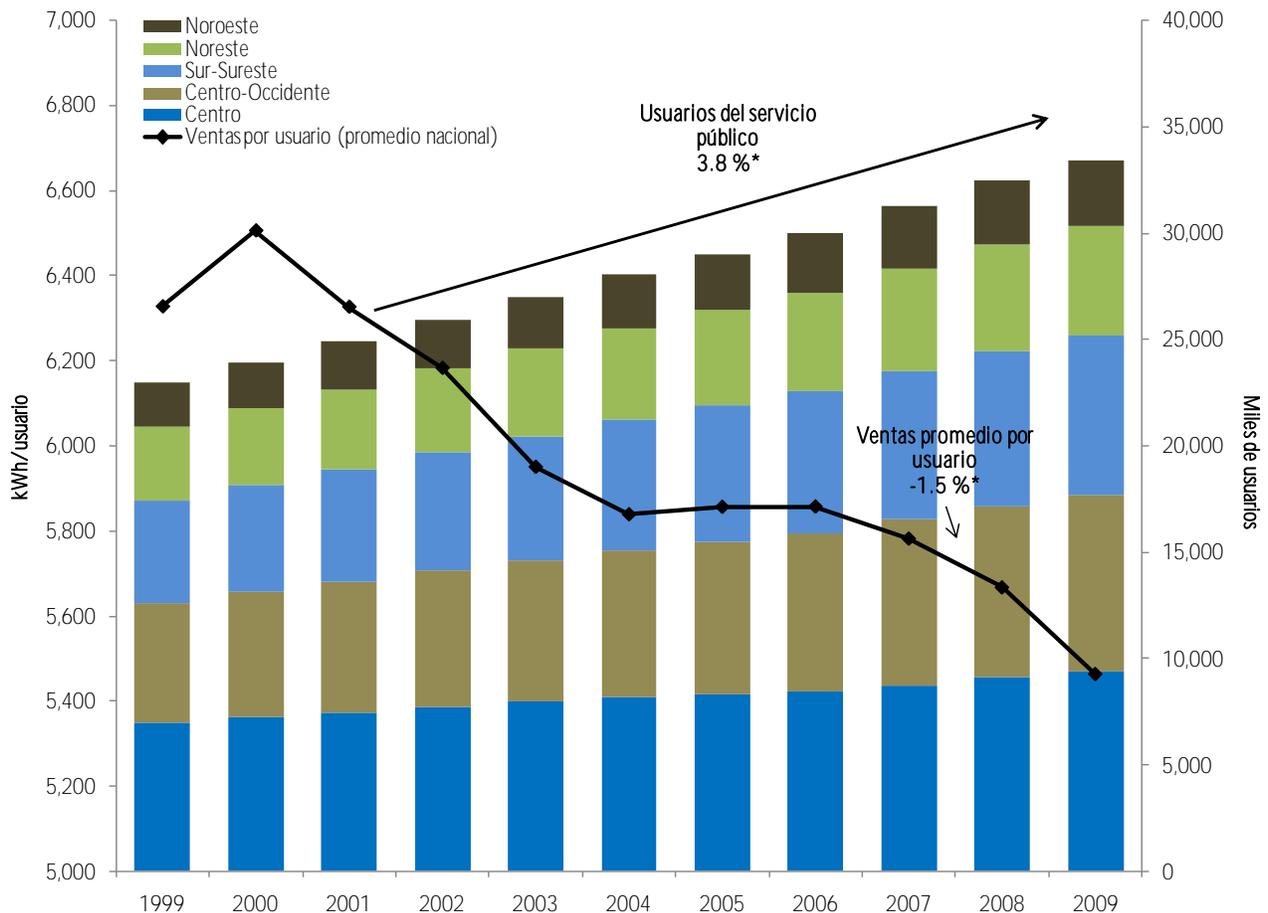
En términos de magnitud de las ventas, al cierre de 2009 las regiones Noreste y Centro concentraron 87,331 GWh que representa casi 48% del total nacional, seguido por el Centro-Occidente con 22.7%, Sur-Sureste 15.4% y Noroeste 14.1%. De acuerdo con datos del II Conteo de Población y Vivienda 2005 del INEGI¹⁵, en las tres primeras regiones se concentró 68.9% de la población del país, además de una participación de 84.3% en el total de la industria manufacturera en 2007. Esto explica la importante proporción de la electricidad para servicio público que se comercializa en estas regiones¹⁶.

¹⁵ De acuerdo con el INEGI, los resultados preliminares del Censo de Población y Vivienda 2010 estarán disponibles en el mes de diciembre; posteriormente, en el primer trimestre de 2011, se iniciará la difusión de los resultados definitivos a través de diferentes medios.

¹⁶ Destacan las zonas metropolitanas de la ciudad de México, Guadalajara y Monterrey.

Con relación al número de usuarios o clientes, en 2009 se registraron más de 33.4 millones de usuarios del servicio público de energía eléctrica en todo el país. De éstos, la región Centro concentra 28.0%, seguida por el Centro-Occidente donde están establecidos 24.9% de los clientes, mientras que en la región Sur-Sureste se ubica 22.4%. El restante 24.7% corresponde a las regiones Noreste y Noroeste. Por el lado de las ventas promedio por usuario del servicio público, se observa que durante el periodo 1999-2009 dicho indicador ha mostrado una tendencia a la baja, con un decrecimiento medio anual de -1.5% para el promedio nacional. Si bien las ventas internas de energía eléctrica han crecido en promedio 2.3% anual, la cobertura del servicio eléctrico ha mostrado un mayor dinamismo de alrededor de 1.5 puntos porcentuales por encima del crecimiento de las ventas en todo el país, lo cual en parte, explica dicha tendencia (véase gráfica 30).

Gráfica 30
Ventas de energía eléctrica por usuario o cliente del servicio público nacional y usuarios atendidos por región estadística, 1999-2009
 (kWh/cliente y número de usuarios)



* Tasa media de crecimiento anual 1999-2009
 Fuente: CFE.

3.2 Comportamiento horario y estacional de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La producción de la energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo nacional (ventas internas y autoabastecimiento), incluyendo los usos propios de las centrales generadoras, así como las pérdidas en los bloques de transformación, transmisión y distribución, entre otros factores, constituyen la generación total o energía bruta.

Para determinar la capacidad de generación necesaria para atender la demanda agregada, deben considerarse las variaciones temporales (estacionales, semanales, diarias y horarias) así como se debe determinar, para cada área operativa, la demanda máxima del año, esto es, el valor máximo de las demandas que se presentan en diferentes instantes de tiempo durante un año en cada área.

En lo concerniente a la operación y planeación del Sistema Eléctrico Nacional, CFE divide al sistema en nueve áreas. De esta manera, las áreas operativas interconectadas pueden 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 había operado en forma independiente, y fue a partir de marzo de 2005, que dicha área se interconectó de manera permanente al resto del sistema. Esta importante integración ha permitido ahorros en generación de energía eléctrica, así como beneficios locales al evitar afectaciones de carga en las áreas Noroeste y Norte. Por otro lado, se tiene el proyecto de la interconexión del área Baja California al SIN, con lo cual se podrán compartir recursos de generación en el sistema durante las 24 horas de cada día, en prácticamente todo el país, así como efectuar transacciones de potencia y energía entre el SIN y el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (WECC, por sus siglas en inglés). Hasta ahora, el proyecto ha sido diferido y su nueva fecha programada para el inicio de operaciones es 2014.

3.2.1 Demanda máxima coincidente

La demanda máxima coincidente es la suma de las demandas registradas en las áreas operativas en el instante en que ocurre la demanda máxima del Sistema Interconectado. Dicho valor es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área, debido a que ocurren en momentos diferentes.

Durante los años 2006, 2007 y 2008, la demanda máxima coincidente se presentó durante junio, mientras que en 2009, el máximo se registró en agosto con 33,568 MW, y representó una variación de -0.3% respecto a 2008 (véase cuadro 14). Dada la interconexión en 2005 del área Noroeste, en los valores reportados para años anteriores no se incluye dicha área, lo cual explica los valores más altos de demanda máxima coincidente desde que se implementó la interconexión.

Cuadro 14
Sistema Interconectado: demanda máxima coincidente, 1999-2009
(MW)

Periodo	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	21,746	23,191	24,329	24,943	24,789	25,566	28,110	29,070	30,292	30,573	29,769
Febrero	22,467	23,833	24,620	24,696	25,652	25,980	28,488	29,554	30,187	31,375	30,510
Marzo	22,509	24,500	24,670	25,403	26,403	26,543	29,019	30,151	31,524	32,364	31,373
Abril	22,697	23,674	25,254	25,738	25,815	26,265	29,273	30,533	31,024	32,855	31,304
Mayo	23,191	24,511	24,885	26,152	27,433	27,282	30,380	31,116	31,686	33,192	32,558
Junio	23,321	23,162	24,729	25,633	26,325	26,742	30,919	31,547	32,577	33,680	33,430
Julio	22,485	24,276	24,347	24,852	25,602	26,016	29,736	31,040	31,217	32,189	33,383
Agosto	22,828	24,494	24,946	25,882	25,748	26,717	30,318	31,130	32,156	33,039	33,568
Septiembre	23,421	25,207	25,267	25,403	25,530	26,402	31,268	31,057	32,218	32,093	33,154
Octubre	22,778	24,487	25,660	25,450	25,439	27,275	30,278	31,015	32,021	31,510	33,297
Noviembre	23,189	24,378	25,092	25,151	25,840	26,682	29,652	30,422	31,202	30,829	31,274
Diciembre	23,596	25,075	25,598	25,582	25,998	27,197	29,867	30,366	31,232	30,429	32,235
Máxima anual	23,596	25,207	25,660	26,152	27,433	27,282	31,268	31,547	32,577	33,680	33,568
Incremento (%)	6.3	6.8	1.8	1.9	4.9	-0.6	14.6	0.9	3.3	3.4	-0.3
Factor de carga (%)	77.6	77.4	77.4	78.1	76.3	79.0	78.0	80.0	80.0	78.0	78.4

Fuente: CFE.

En lo concerniente al factor de carga, el cual indica el comportamiento de la demanda promedio de energía eléctrica con relación a la demanda máxima registrada en un mismo lapso de tiempo, históricamente se ha mantenido en un nivel cercano a 80%, lo cual refleja cierta uniformidad en el comportamiento de la demanda del SIN. Cabe señalar que un factor de carga cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los sistemas y equipos consumidores de energía eléctrica conectados a la red.

3.2.2 Demanda bruta por área operativa

El análisis de la demanda bruta por área operativa permite identificar los consumos mínimos, intermedios y máximos que se registran durante ciertos periodos en el SIN. Por ello, es relevante la magnitud de las demandas máximas en cada región operativa, así como la demanda máxima coincidente en el sistema.

En 2009, el área del SIN que registró el mayor incremento respecto al año anterior en la demanda máxima fue el Noroeste con 6.9%. Durante el periodo 1999-2009 las áreas Peninsular y Noroeste presentaron las mayores tasas de crecimiento promedio anual, con 5.5% y 4.0%, respectivamente. Las demandas máximas por área del sistema se presentan en las regiones Central, Occidental y Noreste, debido a las concentraciones urbanas e industriales ubicadas en esas regiones (véase cuadro 15).

Cuadro 15
SEN: demanda bruta por área operativa, 1999-2009
(MW)

Área	Carga	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca (%) 1999-2009
Norte	P	2,231	2,421	2,516	2,660	2,720	2,853	2,997	3,113	3,130	3,328	3,248	3.8
	M	1,597	1,723	1,806	1,859	1,896	1,963	2,083	2,140	2,216	2,202	2,218	3.3
	B	1,457	1,569	1,649	1,682	1,715	1,667	1,782	1,831	1,894	1,875	1,897	2.7
Noreste	P	4,759	5,245	5,558	5,676	5,688	6,148	6,068	6,319	6,586	6,780	6,886	3.8
	M	3,615	3,874	3,933	4,062	4,106	4,256	4,410	4,590	4,688	4,761	4,734	2.7
	B	3,363	3,571	3,574	3,706	3,756	3,797	3,936	4,090	4,184	4,233	4,189	2.2
Occidental	P	5,702	6,062	6,157	6,345	6,632	6,523	7,047	7,106	7,437	8,069	7,763	3.1
	M	4,435	4,732	4,701	4,827	4,999	5,157	5,449	5,621	5,891	5,966	5,957	3.0
	B	4,155	4,438	4,379	4,491	4,638	4,364	4,618	4,775	5,016	5,074	5,033	1.9
Central	P	7,181	7,439	7,700	7,737	7,874	8,047	8,287	8,419	8,606	8,435	8,702	1.9
	M	4,616	4,885	5,048	5,141	5,252	5,394	5,608	5,767	5,931	5,969	5,954	2.6
	B	4,050	4,321	4,462	4,567	4,672	4,049	4,262	4,371	4,505	4,543	4,537	1.1
Oriental	P	4,954	5,058	5,291	5,373	5,434	5,425	5,684	5,882	5,786	6,181	6,071	2.1
	M	3,444	3,633	3,657	3,801	3,891	3,954	4,133	4,275	4,375	4,452	4,463	2.6
	B	3,111	3,318	3,296	3,453	3,550	3,430	3,615	3,703	3,842	3,881	3,899	2.3
Peninsular	P	839	908	971	985	1,043	1,087	1,174	1,268	1,275	1,375	1,435	5.5
	M	593	654	703	729	776	801	824	881	953	1,007	1,051	5.9
	B	539	597	644	673	718	636	658	703	763	805	841	4.5
Noroeste	P	2,217	2,365	2,496	2,457	2,491	2,606	2,872	2,916	3,059	3,072	3,285	4.0
	M	1,464	1,526	1,575	1,534	1,596	1,668	1,770	1,823	1,897	1,900	1,940	2.9
	B	1,298	1,340	1,371	1,331	1,399	1,417	1,515	1,540	1,602	1,593	1,616	2.2
Baja California	P	1,491	1,695	1,698	1,699	1,823	1,856	1,909	2,095	2,208	2,092	2,129	3.6
	M	927	1,048	1,087	1,081	1,211	1,170	1,195	1,266	1,287	1,300	1,267	3.2
	B	803	905	952	945	1,076	966	984	1,039	1,051	1,054	1,029	2.5
Baja California Sur	P	186	204	224	215	214	234	264	284	307	341	360	6.8
	M	125	132	136	136	141	152	166	183	197	220	227	6.2
	B	111	116	116	118	125	122	135	149	161	179	188	5.4
Pequeños sistemas	P	20	21	22	22	22	24	24	25	28	30	31	4.7
	M	9	10	11	11	12	12	13	14	15	17	17	5.9
	B	7	8	9	9	9	10	10	10	12	14	15	7.4

P= Carga máxima. M= Carga media B= Carga base (promedio de las demandas mínimas diarias).
Fuente: CFE

3.2.3 Comportamiento horario y estacional de la demanda

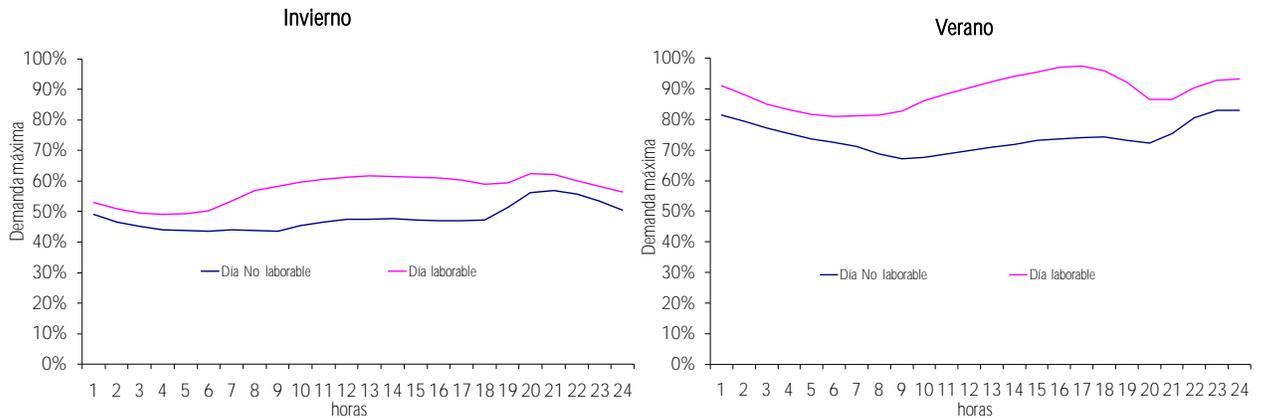
La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes tipos (industrial, residencial, comercial, etc.). Los instantes respectivos de conexión y desconexión de estas cargas son aleatorios, pero la potencia requerida en un periodo dado por el conjunto de cargas sigue un patrón determinado, que depende del ritmo de las actividades en las regiones atendidas por el sistema eléctrico.

La introducción de tarifas horarias para clientes industriales así como el horario de verano, han propiciado un cambio en los patrones de consumo que se refleja en la reducción de las cargas durante las horas de mayor demanda, con el consecuente beneficio de un mejor aprovechamiento de la capacidad.

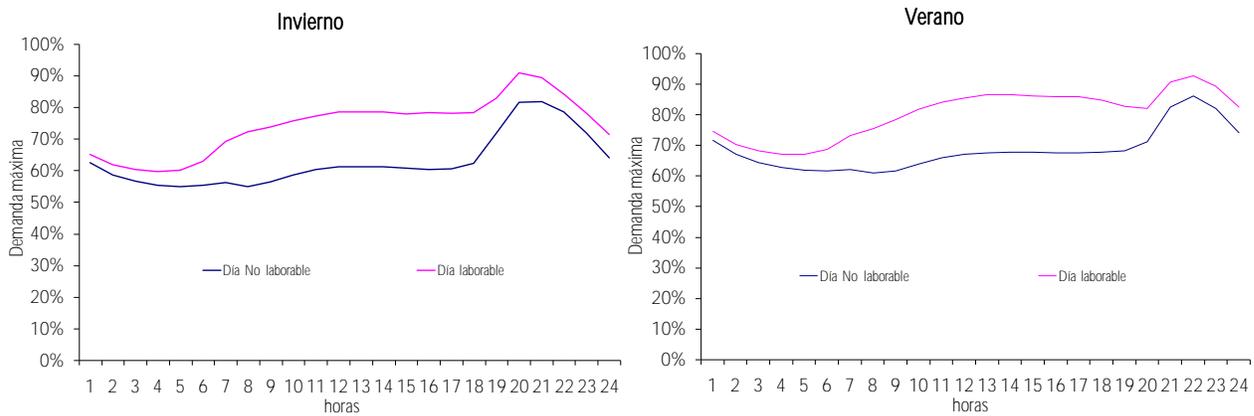
En la gráfica 31 se muestran las curvas típicas de carga de las áreas del norte y sur del país, correspondientes a días hábiles y no laborables, para invierno y verano de 2009. En ellas se señala la magnitud relativa de las cargas

horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia. Se puede apreciar que los perfiles de carga dependen de la región geográfica, estación del año y tipo de día.

Gráfica 31
Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máxima
Áreas operativas del Norte, 2009
 (promedio de las áreas Norte, Noroeste y Noreste)



Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máxima
Áreas operativas del Sur, 2009
 (promedio de las áreas Occidental, Oriental, Central y Peninsular)



Fuente: CFE.

3.3 Estructura tarifaria y política de subsidios

Las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se clasifican de acuerdo con su uso y nivel de tensión en:

- Domésticas: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y Doméstica de Alto Consumo (DAC)
- Servicios públicos: 5, 5-A y 6

- Agrícola: 9, 9M, 9-CU y 9-N
- Temporal: 7
- Generales en baja tensión: 2 y 3
- Generales en media tensión: O-M, H-M y H-MC
- Media tensión con cargos fijos: OMF, H-MF y H-MCF
- Generales en alta tensión: HS, HS-L, HT y HT-L
- Alta tensión con cargos fijos: HSF, HS-LF, HTF y HT-LF
- 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
- Servicio interrumpible: I-15 e I-30

Todas las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, con excepción de las tarifas agrícolas de estímulo 9-CU y 9-N, que se ajustan anualmente. Las tarifas del servicio en media tensión (MT) y alta tensión (AT) en uso general y respaldo, así como las de servicio interrumpible, tienen diferencias metodológicas respecto a las tarifas específicas. En el caso de las tarifas generales, se actualizan mediante un mecanismo de ajuste automático mensual que refleja las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación. Asimismo, dichas tarifas tienen cargos por consumo y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales. El resto de las tarifas (domésticas, servicios públicos y agrícolas) se ajustan mediante factores fijos, sin diferencias horarias (véase tabla 3, anexo 2).

Las tarifas domésticas (sin incluir la DAC), las agrícolas 9 y 9-M y las de servicios públicos, se ajustan mediante factores fijos y el resto (DAC, comerciales e industriales) mediante una fórmula que incorpora las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación.

Los factores fijos se autorizan generalmente en forma anual mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la inflación. Por otra parte y como se ha mencionado, el ajuste automático mensual refleja los movimientos de los precios de los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad, así como las variaciones inflacionarias. Los cambios en el costo de combustibles se estiman con base en dos elementos:

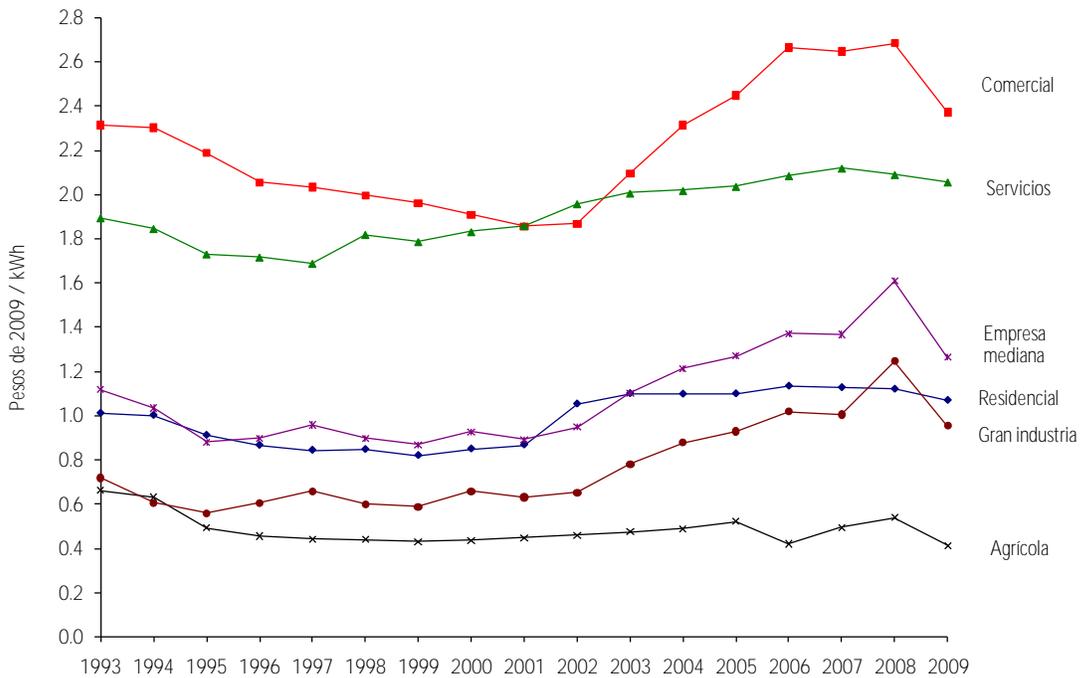
- 1) Las variaciones en el precio de los combustibles y,
- 2) Los cambios en la proporción en que los combustibles fósiles participan en la generación total.

Las variaciones mensuales en la componente de inflación se estiman utilizando un promedio ponderado de los Índices de Precios al Productor de siete índices seleccionados del Sistema de Precios Productor del Banco de México. Tales índices corresponden a seis divisiones de la industria manufacturera y a la gran división de la construcción.

Con 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, en el sector industrial se incluye a los clientes de las tarifas generales y de respaldo, tanto de media como de alta tensión. En el sector agrícola se aplican las tarifas de estímulo para bombeo de agua de riego, mientras que en el sector servicios se incluye a los usos destinados para el alumbrado público, bombeo de agua potable y aguas negras, etc.

Por otra parte, los subsidios a las tarifas eléctricas se definen como la diferencia entre el precio de la electricidad pagada por los consumidores y el costo promedio de suministro. Los subsidios a los usuarios de CFE, son financiados mediante una transferencia contable, aplicando a este fin los recursos del aprovechamiento que CFE debe pagar al Gobierno Federal, conforme a lo dispuesto en el Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Gráfica 32
Precio medio de la energía eléctrica por tipo de usuario, 1993-2009
 (Pesos de 2009/kWh)



Fuente: CFE

3.4 Interconexiones y comercio exterior de energía eléctrica

El SEN se encuentra interconectado con el exterior a través de enlaces que operan de manera permanente y los que se utilizan en situaciones de emergencia. La razón de que estos últimos no operen de forma permanente se debe a 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.

El comercio exterior de energía eléctrica se realiza a través de nueve interconexiones entre EUA y México, así como una interconexión de México con Belice y otra con Guatemala. En el caso de la interconexión México-Guatemala, el 26 de octubre de 2009 se inauguró y se puso en pruebas de sincronización la infraestructura de interconexión eléctrica que consiste, del lado mexicano, en una línea de transmisión de 32 kilómetros y en la expansión de la subestación Tapachula Potencia. Del lado guatemalteco, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala construyó una línea de transmisión de 71 kilómetros y la ampliación de la subestación Los Brillantes, en el Departamento de Retalhuleu. Con esta infraestructura, CFE puede exportar 120 MW de potencia firme con la posibilidad de ampliarla hasta 200 MW. En sentido inverso, se puede importar hasta 70 MW de Guatemala.

Las interconexiones varían en su capacidad y tensión de operación. En el caso de la frontera norte, cinco interconexiones operan para situaciones de emergencia, es decir, cuando el suministro se ve afectado por distorsiones o disturbios, así como en circunstancias en que se requiere apoyar el restablecimiento de sistemas en caso de apagones en ambos lados de la frontera México-EUA.

El comercio de energía eléctrica se realiza por medio del SEN y dos consejos regionales de confiabilidad de EUA, de un total de ocho consejos que operan mediante enlaces asíncronos. El WECC abarca una superficie de aproximadamente 4.7 millones de km², por lo que es el más grande y diverso de los consejos que integran a la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NERC, por sus siglas en inglés). Dicho consejo se enlaza con el SEN en Baja California mediante dos subestaciones principales ubicadas en California (Miguel e Imperial Valley) a través de una interconexión síncrona y permanente. Asimismo, existe otra interconexión en la zona de Ciudad Juárez, Chihuahua, mediante las subestaciones Insurgentes y Riverña que se interconectan con dos subestaciones del lado estadounidense en la zona de El Paso, Texas. Esta última interconexión es síncrona y opera sólo en situaciones de emergencia en un nivel de tensión de 115 kV, con capacidad de transmisión de 200 MW. Es importante señalar que los mayores flujos de comercio exterior de energía eléctrica con EUA se realizan mediante las interconexiones SEN-WECC.

Las interconexiones entre ambos sistemas en la zona de Baja California hacen factible contar con una capacidad de 800 MW para líneas con un nivel de tensión de 230 KV (véase mapa 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 mantiene dichas interconexiones está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua.

Por otra parte, el SEN tiene interconexiones con otro consejo regional de EUA, esto es, el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT). Las interconexiones con este consejo son para emergencias, excepto la interconexión asíncrona entre las subestaciones Piedras Negras (Coahuila) y Eagle Pass (Texas), que si bien tiene el propósito de realizar intercambios en situaciones de emergencia, de acuerdo con el tipo de interconexión asíncrona también se puede operar en forma permanente. La tensión de operación para este sistema es de 138 kV y tiene una capacidad de transmisión de 36 MW.

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. Los sistemas que mantienen el contacto con CFE son:

American 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. En la frontera sur, la interconexión de Belice opera de manera permanente debido a que el sistema de ese país es pequeño y no genera problemas de inestabilidad al SEN.

En 2009 la capacidad e infraestructura de transmisión para comercio exterior en operación se mantuvo constante respecto al año anterior. Las exportaciones de electricidad se ubicaron en 1,249 GWh, mientras que las importaciones permanecieron en niveles similares al de 2008 al ubicarse en 346 GWh. El balance neto de comercio exterior de energía eléctrica se ubicó en 904 GWh (véase cuadro 16). En el sistema de Baja California, incluyendo el porteo para exportación, se operan los mayores flujos de energía con una participación del 78.8% del total al exterior.

Mapa 5
Enlaces e interconexiones internacionales, 2009



¹ Interconexión permanente
² Interconexión de asistencia en emergencia
³ Interconexión asincrónica

WECC: Western Electricity Coordinating Council.
 ERCOT: Electric Reliability Council of Texas.
 Fuente: CFE.

Cuadro 16
Comercio exterior de energía eléctrica, 1999-2009
(GWh)

Entidad federativa	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Exportaciones											
Chiapas ¹	-	-	-	-	-	-	1	2	2	3	22
Baja California ²	31	66	112	164	765	770	1,037	1,072	1,211	1,197	984
Tamaulipas ³	-	2	1	-	-	-	-	16	13	4	27
Quintana Roo ⁴	100	127	158	180	188	236	253	209	225	248	216
Total	131	195	271	344	953	1,006	1,291	1,299	1,451	1,452	1,249
Importaciones											
Baja California ²	646	927	82	311	45	39	75	514	266	340	280
Sonora ⁵	4	4	4	5	5	6	6	6	6	6	6
Chihuahua ⁶	7	129	235	189	21	2	6	3	3	3	3
Tamaulipas ³	2	9	6	26	-	-	-	1	3	3	57
Total	659	1,069	327	531	71	47	87	523	277	351	346
Balance neto exportación-importación	-528	-874	-56	-187	882	959	1,204	776	1,174	1,102	904

¹ Guatemala.

² San Diego Gas & Electric, Arizona Public Service, Imperial Irrigation District, Sempra Energy Trading y CAISO (EUA).

³ American Electric Power (AEP) y Sharyland Utilities (SU) (EUA).

⁴ Belize Electricity Limited (BEL) (Belice).

⁵ Trico Electric Cooperative Inc. y Unisource Energy Services (EUA).

⁶ Rio Grande Electric Cooperative, Inc. y American Electric Power (EUA).

Fuente: CFE.

3.5 Estructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Desde el punto de vista del destino final de la energía eléctrica generada, el SEN está conformado por dos sectores, el público y el privado. El sector público se integra por CFE y las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), los cuales entregan la totalidad de su producción eléctrica a CFE para el servicio público. Por otro lado, el sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación. De estas modalidades, el autoabastecimiento tiene una fuerte presencia en diversos sectores, como el industrial, comercial y, particularmente, en el sector servicios, donde se ha registrado un importante incremento en el número de permisos y capacidad instalada durante los últimos años.

En términos generales, la infraestructura del SEN se conforma de las siguientes fases: generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, así como ventas a usuarios finales, que incluye procesos de medición y facturación.

3.5.1 Capacidad instalada en el SEN

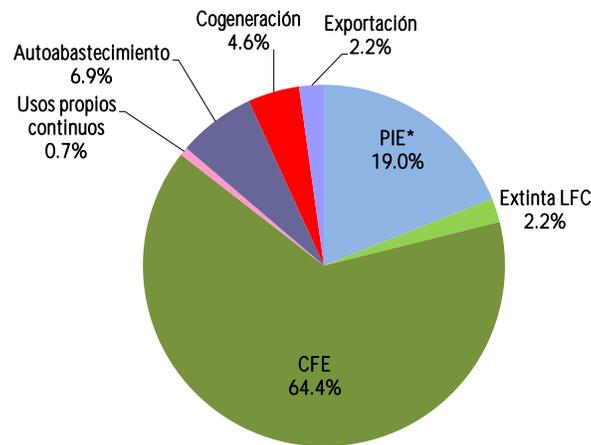
Al cierre de 2009, la capacidad instalada nacional ascendió a 60,440 MW, de los cuales 51,686 MW corresponden al servicio público (incluyendo la capacidad contratada con el esquema PIE) y 8,754 MW a

permisionarios. La capacidad nacional instalada para generación de energía eléctrica, incluyendo exportación, representó un incremento anual de 1.7% respecto a 2008. Asimismo, durante 2009 se otorgaron 31 nuevos permisos para autosuministro, de los cuales 25 corresponden a la modalidad de autoabastecimiento, tres de cogeneración incluyendo al permiso de Nuevo Pemex, dos para producción independiente (La Venta III y Oaxaca I), así como un permiso de importación en Baja California.

En términos de participación, durante 2009 CFE representó 64.4%, la extinta LFC 2.2% y los PIE 19.2% del total instalado (véase gráfica 33). El sector privado, bajo las figuras de autoabastecimiento y cogeneración, contribuye con 6.9% y 4.6% respectivamente, mientras que la capacidad instalada para fines de exportación de electricidad representa 2.2%.

Gráfica 33
Capacidad efectiva instalada nacional, 2009

60,440 MW



* Considera la capacidad efectiva neta contratada por CFE.
Fuente: CFE y CRE.

3.5.2 Capacidad instalada en el servicio público

Como resultado de importantes adiciones y modificaciones de capacidad realizadas durante 2009, la capacidad instalada del servicio público registró un incremento neto de 581 MW respecto al año previo. Las adiciones de nueva capacidad corresponden a las unidades 10 y 11 que integran un ciclo combinado de la central Presidente Juárez en Baja California, con 185 MW y 92 MW, respectivamente; así como a la unidad 5 de vapor con 116 MW de capacidad en la central San Lorenzo, en Puebla, que en conjunto con las unidades 3 y 4 turbogás integran un ciclo combinado, por lo que la capacidad correspondiente a cada una de las turbogás (133 MW) se reclasificó a dicha tecnología. Otras adiciones correspondieron a cuatro unidades turbogás de 32 MW cada una en el Área de Control

Central. En cuanto a los retiros de capacidad, sólo se registró la baja de la unidad 1 turbogás de Esperanzas, en Coahuila (véase cuadro 17).

Cuadro 17
Adiciones, modificaciones y retiros, 2009

Central	Capacidad (MW)	Unidad	Tecnología	Fecha de adición, modificación o retiro	Ubicación
Total	580.6				
Adiciones	787.1				
Presidente Juárez	185.0	10	CC	15-Jul-09	Baja California
Presidente Juárez	92.0	11	CC	15-Jul-09	Baja California
Iztapalapa	32.0	1	TG	20-Ago-09	Distrito Federal
Coapa	32.0	1	TG	24-Sep-09	Distrito Federal
Santa Cruz	32.0	1	TG	24-Sep-09	Distrito Federal
Magdalena	32.0	1	TG	24-Sep-09	Distrito Federal
San Lorenzo Potencia	133.0	3	CC	30-Dic-09	Puebla
San Lorenzo Potencia	133.0	4	CC	30-Dic-09	Puebla
San Lorenzo Potencia	116.1	5	CC	30-Dic-09	Puebla
Modificaciones	-194.5				
Infiernillo	40.0	1	HID	01-May-09	Guerrero
Chankanaab	1.5	2	TG	01-Oct-09	Quintana Roo
Francisco Pérez Ríos	30.0	2	TC	07-Dic-09	Hidalgo
San Lorenzo Potencia	-133.0	3	TG	30-Dic-09	Puebla
San Lorenzo Potencia	-133.0	4	TG	30-Dic-09	Puebla
Retiros	-12.0				
Esperanzas	-12.000	1	TG	01-Sep-09	Coahuila

Notas:

CC = Ciclo Combinado

TG = Turbogás

TC = Térmica convencional

HID = Hidroeléctrica

Fuente: CFE.

En relación con las tecnologías basadas en el uso de gas natural, (esencialmente ciclo combinado y turbogás), durante el último año alcanzaron una participación del 38.8% del total de la capacidad para servicio público, mientras que las centrales que utilizan combustóleo y diesel aportaron el 25.4%. El carbón representó el 9.1% de la capacidad instalada y las renovables (incluyendo las hidroeléctricas) el 24.1%. Finalmente, la capacidad nucleoelectrica aportó el 2.6% de la capacidad instalada.

Cuadro 18
Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central, 1999-2009
(MW)

Año	Fuentes alternas					Hidrocarburos					Total
	Hidro-eléctrica	Geotermo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Nuclear	Carbón	Termoeléctrica convencional	Ciclo combinado*	Turbogás	Combustión interna	Dual	
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	41,177
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	44,554
2004	10,530	960	2	1,365	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	46,552
2005	10,536	960	2	1,365	2,600	12,935	13,256	2,599	182	2,100	46,534
2006	10,566	960	2	1,365	2,600	12,895	15,590	2,509	182	2,100	48,769
2007	11,343	960	85	1,365	2,600	12,865	16,873	2,620	217	2,100	51,029
2008	11,343	965	85	1,365	2,600	12,865	16,913	2,653	216	2,100	51,105
2009	11,383	965	85	1,365	2,600	12,895	17,572	2,505	216	2,100	51,686

* Incluye producción independiente de energía.

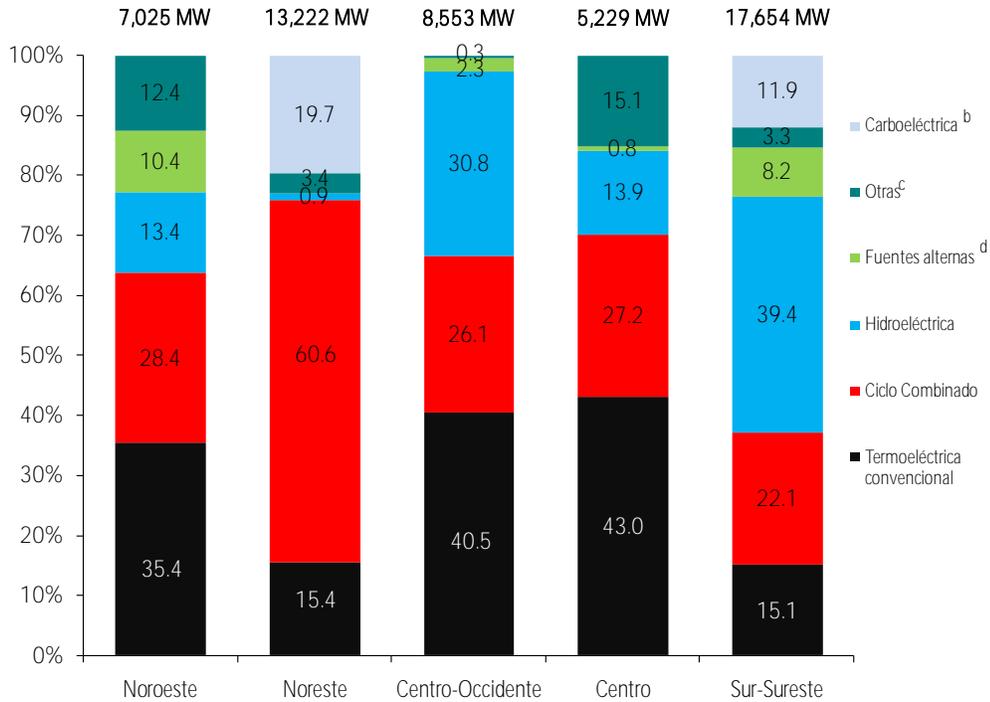
Fuente: CFE.

3.5.2.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica para el servicio público por región

En el ámbito regional, la capacidad instalada en el servicio público se encuentra dispersa por todo el territorio nacional en función de la disponibilidad de los recursos energéticos, así como de la infraestructura de suministro de combustibles y de transmisión de energía y su ubicación respecto a los centros de demanda, entre otros factores. En el caso de la región Sur-Sureste, en la que se encuentran instalados los principales desarrollos hidroeléctricos del país ubicados en Chiapas, Oaxaca y Guerrero, así como importantes centrales termoeléctricas al norte de Veracruz y la planta nucleoelectrica Laguna Verde, en 2009 se concentró la mayor participación respecto al total con 34.2%, seguida por la región Noreste con 25.6% (véase gráfica 34).

Gráfica 34
Distribución de la capacidad efectiva instalada nacional de cada región por tecnología, 2009
 (MW y participación porcentual)

Total = 51,686 MW^a



^a Incluye 3 MW de plantas de combustión interna móviles

^b Incluye dual

^c Incluye las centrales turbogás y combustión interna fijas

^d Incluye las centrales geotérmica, eólica y nuclear

Fuente: CFE

3.5.2.1.1 Noroeste

Durante 2009, como resultado de las adiciones de las unidades 10 y 11 que integran un ciclo combinado en la central Presidente Juárez (277 MW), la capacidad instalada en la región Noroeste aumentó a 7,025 MW. Éstas adiciones constituyen un reforzamiento en la capacidad y soporte de voltaje del Sistema Baja California, particularmente para hacer frente a los incrementos de la demanda durante el verano. Asimismo, en el caso de Baja California Sur, debido a las características geográficas y de infraestructura de generación y transmisión en la entidad, así como en algunas zonas de Sonora, se han efectuado movimientos temporales de unidades turbogás móviles para atender demandas regionales específicas.

3.5.2.1.2 Noreste

En 2009, únicamente se retiró la unidad 1 turbogás de 12 MW de la central Esperanzas en Coahuila. Considerando este retiro, la capacidad instalada al final del año se ubicó en 13,222 MW.

3.5.2.1.3 Centro-Occidente

En el Centro-Occidente no se realizaron modificaciones durante 2009, por lo que la capacidad instalada de la región se mantiene en 8,553 MW.

3.5.2.1.4 Centro

Durante 2009 la región Centro registró incrementos de capacidad en ciclo combinado y turbogás. En el primer caso se puso en operación la unidad 5 de la central San Lorenzo, en Puebla. Dicha unidad tiene capacidad de 116 MW. Asimismo, en esa misma central se concluyó la conversión de las unidades turbogás 3 y 4 de 133 MW cada una, para su puesta en línea como ciclo combinado en conjunto con la unidad 5. En lo que se refiere a capacidad turbogás, ésta se incrementó en 128 MW al iniciar operaciones los turbogeneradores Iztapalapa, Coapa, Santa Cruz y Magdalena, con capacidad de 32 MW cada uno en el Distrito Federal.

Adicionalmente, se incrementó en 30 MW la capacidad de la unidad 2 de la central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, en Tula, Hidalgo. Con estas modificaciones, la capacidad total de la región es de 5,229 MW.

3.5.2.1.5 Sur-Sureste

Debido a su amplia disponibilidad y diversidad de recursos energéticos primarios, la región con mayor capacidad instalada en el país es la Sur-Sureste. De esta región, destaca la capacidad hidroeléctrica instalada en la cuenca del Río Grijalva con 4,831 MW, así como la central nucleoelectrica Laguna Verde con 1,365 MW, la central dual Petacalco en la costa de Guerrero y varias centrales de ciclo combinado instaladas en la zona de Tuxpan, Veracruz. Durante 2009 las modificaciones de capacidad se realizaron en la unidad 1 de la hidroeléctrica Infiernillo con un incremento de 40 MW y, en la unidad 2 de la central turbogás Chankanaab, con un incremento de 1.5 MW. De esta forma, la capacidad total de la región es de 17,654 MW (véase cuadro 19).

Cuadro 19
Evolución de la capacidad efectiva instalada por región y tecnología, 1999-2009
(MW)

Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca (%) 1999-2009
Total	35,666	36,697	38,519	41,177	44,554	46,552	46,534	48,769	51,029	51,105	51,686	3.8
Noroeste	5,211	5,309	6,196	6,205	6,952	6,922	6,673	6,714	6,748	6,748	7,025	3.0
Hidroeléctrica	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	0.0
Termoeléctrica convencional	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,525	2,485	2,485	2,485	2,485	-1.5
Ciclo combinado	-	-	725	734	1,481	1,493	1,718	1,720	1,720	1,720	1,997	n.a.
CFE	-	-	496	496	496	496	721	723	723	723	1,000	n.a.
PIE	-	-	229	238	985	997	997	997	997	997	997	n.a.
Turbogás	665	665	768	768	768	716	584	663	663	663	663	0.0
Combustión Interna	90	88	137	137	137	146	174	209	209	209	209	8.8
Geotérmica	620	720	730	730	730	730	730	730	730	730	730	1.6
Eólica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.0
Noreste	7,322	7,772	8,443	10,013	11,308	11,854	12,086	13,203	13,194	13,234	13,222	6.1
Hidroeléctrica	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	0.0
Termoeléctrica convencional	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,111	2,111	2,036	2,036	2,036	-3.1
Ciclo combinado	1,099	1,550	2,220	3,659	4,954	5,449	6,447	7,765	7,976	8,015	8,015	22.0
CFE	1,099	1,550	1,973	1,973	1,973	1,973	1,973	2,169	2,380	2,420	2,420	8.2
PIE	-	-	248	1,687	2,982	3,477	4,475	5,596	5,596	5,596	5,596	n.a.
Turbogás	708	708	708	839	839	890	802	602	457	457	445	-4.5
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	0.0
Centro-Occidente	5,776	5,781	5,805	6,520	6,605	6,727	6,724	6,704	8,553	8,553	8,553	4.0
Hidroeléctrica	1,881	1,881	1,881	1,881	1,881	1,873	1,878	1,857	2,634	2,634	2,634	3.4
Termoeléctrica convencional	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	0.0
Ciclo combinado	218	218	218	810	793	1,174	1,166	1,161	2,233	2,233	2,233	26.2
CFE	218	218	218	218	218	597	601	601	603	603	603	10.7
PIE	-	-	-	592	575	577	565	560	1,630	1,630	1,630	n.a.
Turbogás	122	122	146	275	275	24	24	24	24	24	24	-15.0
Combustión Interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.0
Geotérmica	88	93	93	88	190	190	190	195	195	195	195	8.3
Centro	4,067	4,067	3,940	4,296	4,311	4,607	4,607	4,649	4,950	4,955	5,229	2.5
Hidroeléctrica	695	695	695	684	684	714	714	729	729	729	729	0.5
Termoeléctrica convencional	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,174	2,174	2,174	2,220	2,220	2,250	-0.9
Ciclo combinado	482	482	382	489	489	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,420	11.4
CFE	482	482	382	489	489	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,420	11.4
Turbogás	374	374	374	623	623	640	640	672	928	928	790	7.8
Geotérmica	42	42	15	25	40	40	40	35	35	40	40	-0.5
Sur-Sureste	13,142	13,623	14,131	14,140	15,375	16,439	16,440	17,496	17,580	17,612	17,654	3.0
Hidroeléctrica	5,976	5,976	5,976	5,976	5,976	6,876	6,877	6,913	6,913	6,913	6,953	1.5
Termoeléctrica convencional	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	0.0
Ciclo combinado	664	1,148	1,643	1,651	2,886	2,886	2,886	3,906	3,906	3,906	3,906	19.4
CFE	664	664	664	672	672	672	672	672	672	672	672	0.1
PIE	-	484	979	979	2,214	2,214	2,214	3,234	3,234	3,234	3,234	n.a.
Turbogás	372	372	385	385	385	548	548	548	548	581	583	4.6
Combustión Interna	1	1	2	2	3	3	3	3	4	3	3	15.3
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	0.0
Eólica	2	2	2	2	2	2	2	2	85	85	85	48.9
Nuclear	1,368	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	0.0
Plantas móviles¹	149	145	3	-32.1								

¹ Plantas móviles de combustión interna.

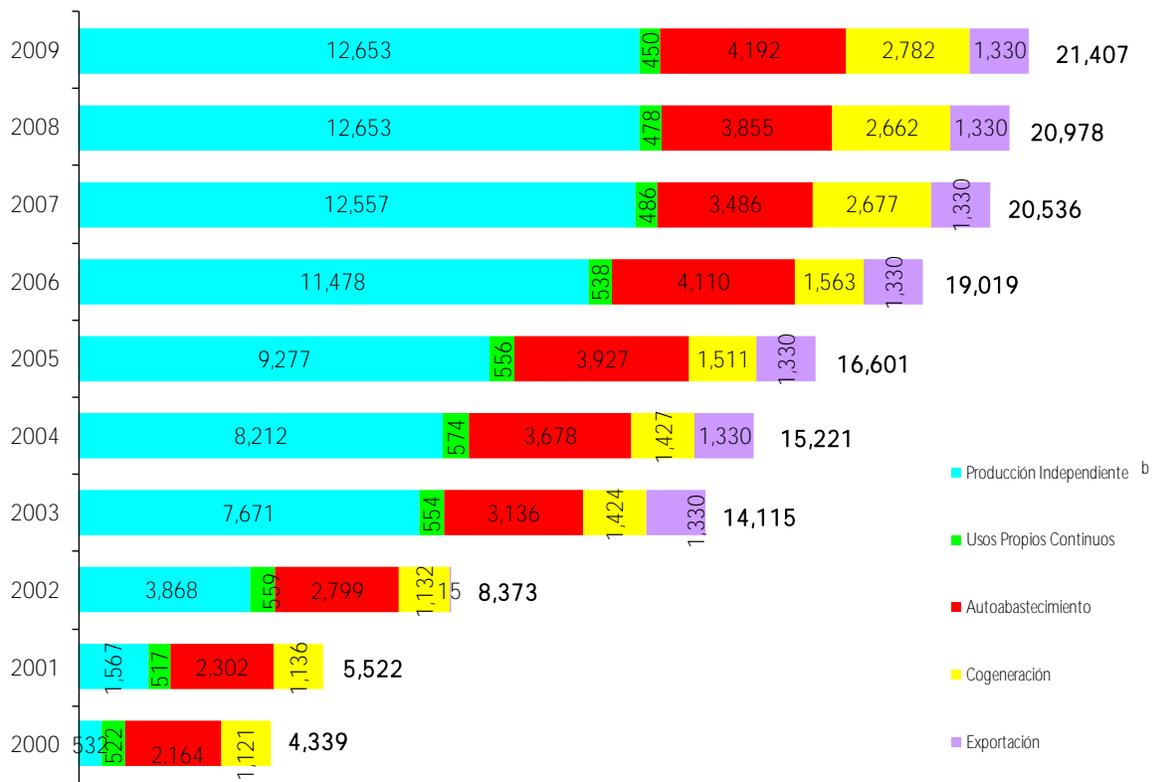
Notas: Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

Fuente: CFE.

3.5.2.2 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica de permisionarios

En 2009 la capacidad instalada por permisionarios en el país aumentó 2.0% respecto a 2008. Los productores independientes representan 59.1% de dicha capacidad, quienes han generado el mayor crecimiento, seguido por el autoabastecimiento (véase grafica 35).

Gráfica 35
Capacidad instalada para generación de energía eléctrica de permisionarios por modalidad^a, 2000-2009 (MW)



^a No incluye la capacidad en operación que atiende a la demanda máxima de importación.

^b Se refiere a la capacidad autorizada en operación reportada por los permisionarios a la CRE.

Fuente: CRE.

3.5.3 Generación nacional de energía eléctrica

Al cierre de 2009 la generación total de energía eléctrica, incluyendo el autosuministro, se ubicó en 268,200 GWh, una variación de -0.4%. De este monto, CFE y la extinta LFC generaron 58.5%, los productores independientes de energía 29.1%, autoabastecimiento 4.8%, cogeneración 4.6%, exportación 2.6% y usos propios continuos 0.4%.

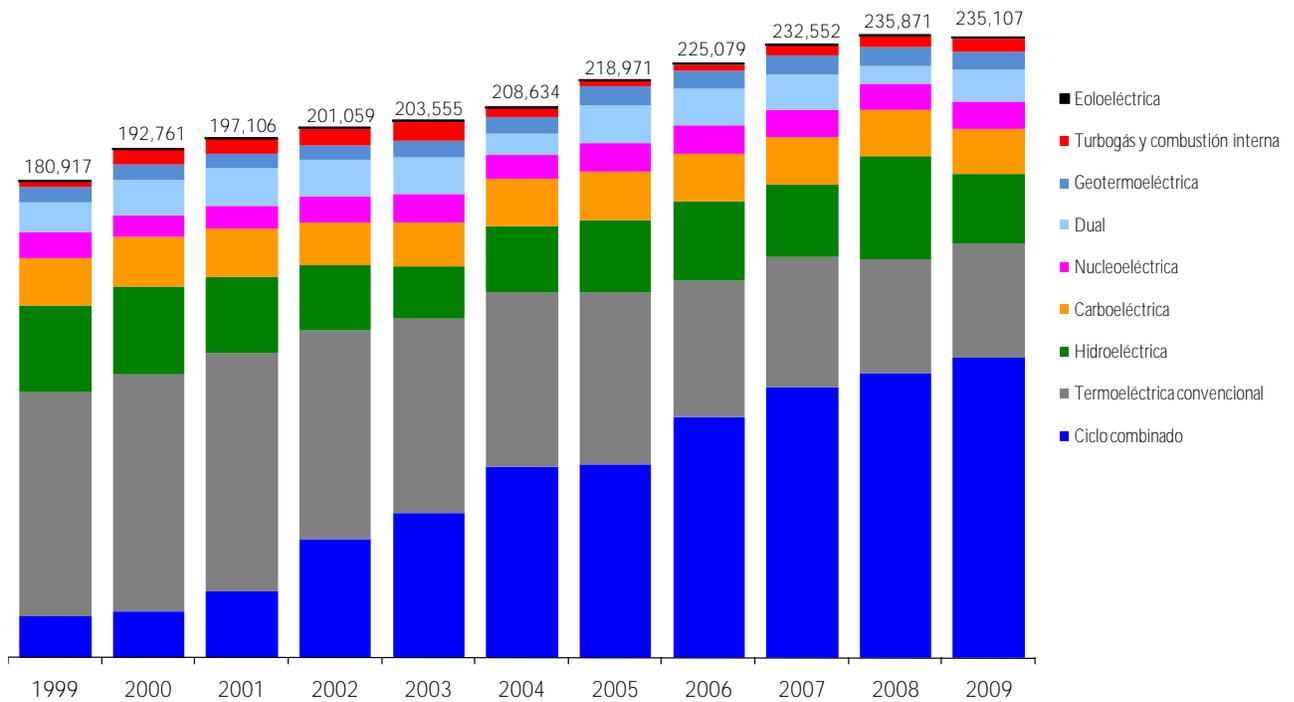
3.5.3.1 Generación de energía eléctrica para el servicio público por tipo de central

En 2009, la generación total de energía eléctrica para el servicio público ascendió a 235,107 GWh (véase gráfica 36), lo que representa una variación de -0.3% respecto al año previo. La generación de electricidad en la central dual de Petacalco fue la que presentó el mayor dinamismo, al incrementar su generación en 5,415 GWh, para regresar a niveles de operación normal de 12,299 GWh anuales. Cabe recordar que en 2008, la generación de electricidad en esta central se redujo casi en 50% respecto a la energía producida en 2007, debido al vencimiento de un contrato de suministro de carbón y a la ausencia de ofertas que cumplieran con las bases de la licitación para el suministro, esencialmente en el aspecto económico. Esto derivó en la interrupción del suministro de carbón desde finales de ese año, situación que, hacia el cierre de 2009, ya estaba completamente normalizada.

La generación de electricidad con base en los hidrocarburos representa 68.9% de la generación total. En 2009, la brecha entre la generación de las centrales de ciclo combinado (113,900 GWh) y la generación eléctrica de las centrales de combustóleo y/o gas (vapor), turbogás y combustión interna (48,087 GWh) continuó ampliándose. Cabe señalar que la participación de este tipo de centrales ha disminuido de 48.4% en 1999 a 20.5% en 2009, como resultado de un mayor despacho de centrales de ciclo combinado y el paulatino retiro de unidades generadoras que utilizan combustóleo. En el caso de las centrales carboeléctricas y la central dual, su participación en la generación total se ubicó en 12.4%.

En lo que se refiere a las centrales basadas en fuentes renovables, las hidroeléctricas redujeron su producción en 32%, como resultado de que la generación en el Sistema Hidroeléctrico Grijalva fue baja en el primer semestre de 2009 en comparación con 2008, en el cual se tuvo una alta generación una vez que se corrigió el taponamiento aguas abajo de Malpaso (El Caído); además, en el periodo de lluvias de 2009 los escurrimientos fueron del tipo seco. En el caso de la energía eólica, ésta se mantuvo prácticamente invariable respecto a 2008 con 249 GWh. En resumen, la electricidad producida a partir de fuentes renovables se ubicó en 33,434 GWh, lo que representa el 14.2% del total generado para el servicio público en el país. La participación porcentual de cada fuente renovable respecto al total es la siguiente: centrales hidroeléctricas 11.2%, centrales geotérmicas 2.9%, eólicas 0.1%; mientras que la generación nucleoelectrica representó 4.5% del total.

Gráfica 36
Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1999-2009
(GWh)

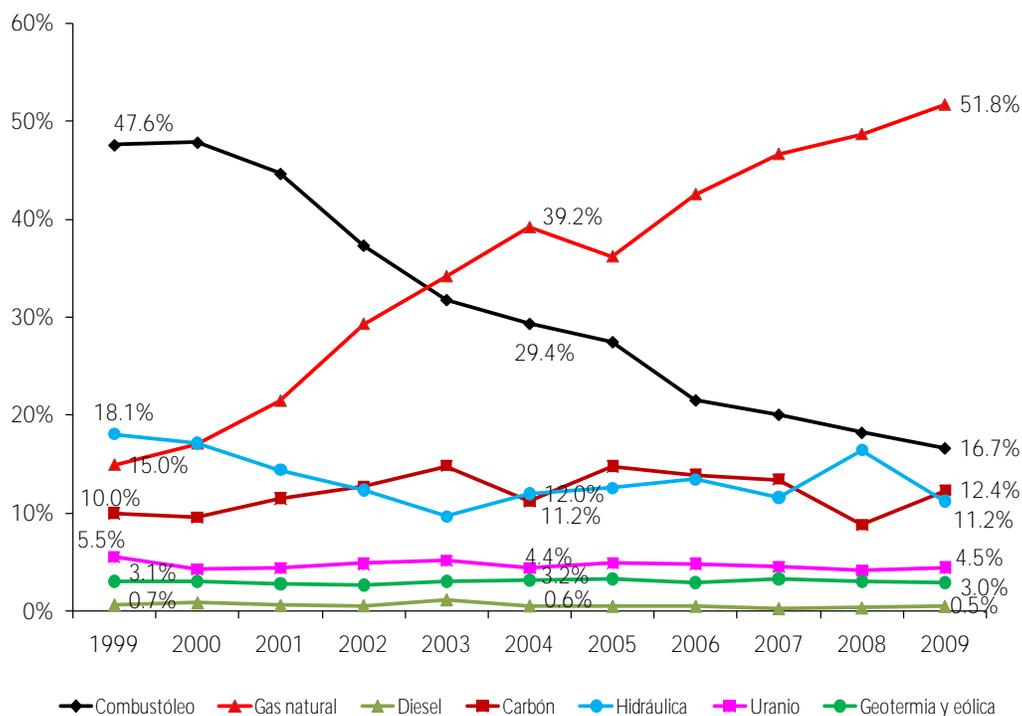


Fuente: CFE.

3.5.3.2 Generación de energía eléctrica por combustible o fuente primaria

Al cierre de 2009, 51.8% de la electricidad generada para servicio público se obtuvo a partir de la combustión del gas natural, 16.7% a partir de combustóleo, 11.2% de centrales hidroeléctricas, 12.4% del carbón, 4.5% de la energía nuclear, 3.0% a partir de geotermia y viento, mientras que el restante 0.5% proviene del diesel (véase gráfica 37). Esta composición en la generación eléctrica resulta de la sustitución de combustóleo por gas natural a través de la repotenciación de unidades de vapor convencional y la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado bajo el esquema de contratación de productores independientes.

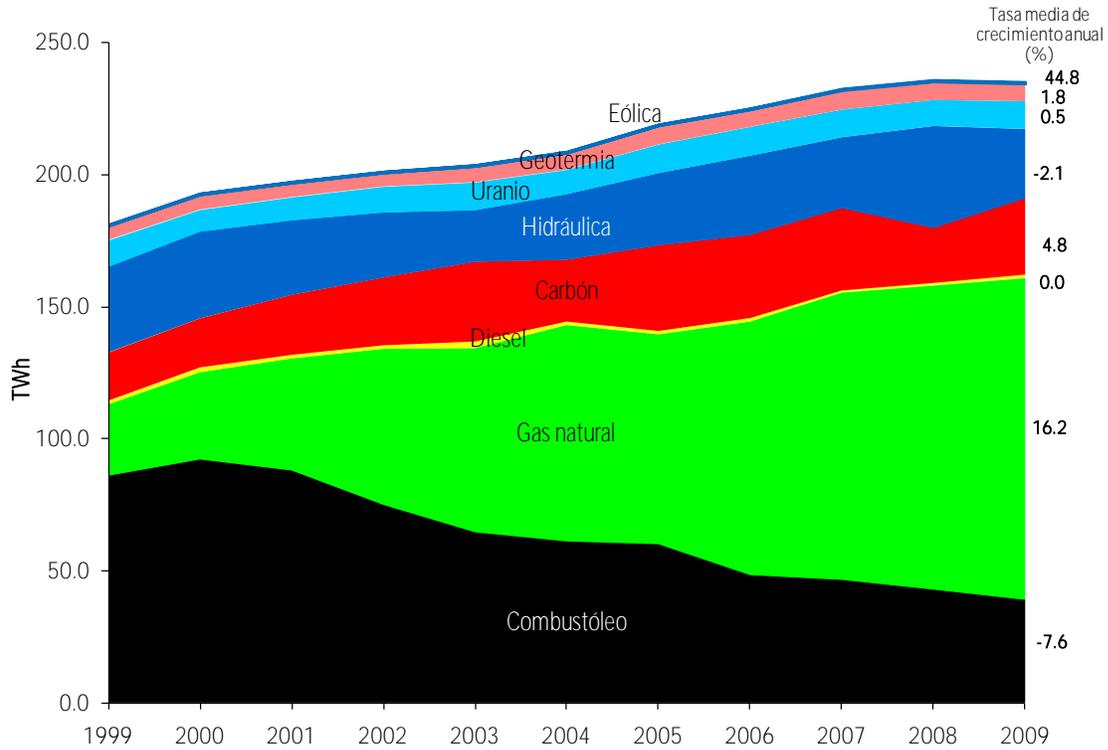
Gráfica 37
Participación por combustible y fuente primaria en la generación bruta del servicio público, 1999-2009 (%)



Fuente: CFE.

El combustible con mayor dinamismo para la generación eléctrica, el gas natural, destaca notoriamente. En 1999 la generación basada en dicho combustible representaba 15.0%, y 10 años después aumentó al 51.8% de la generación total, lo que representa un crecimiento promedio anual de 16.2%. Por otra parte, la participación del combustóleo en la generación de electricidad disminuyó de 47.6% a 16.7%, es decir, un decremento promedio anual de 7.6% (véase gráfica 38).

Gráfica 38
Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1999-2009
(TWh)



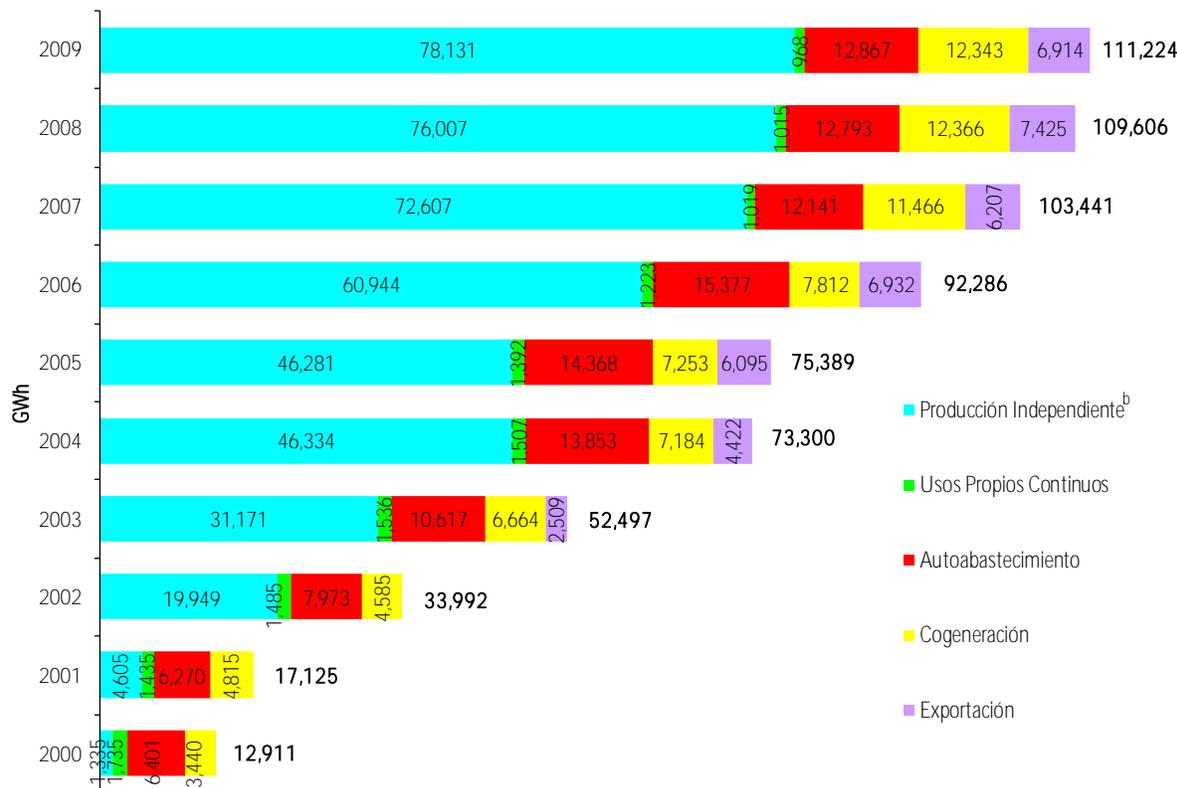
Fuente: CFE.

3.5.3.3 Generación de energía eléctrica de permisionarios

La capacidad de generación máxima autorizada de energía eléctrica es la que se establece en los permisos para generación de electricidad otorgados por la CRE. Cabe señalar que la generación efectiva que se produce en un año específico puede variar y ubicarse por debajo de la autorizada.

En 2009 la generación de energía eléctrica de los permisionarios se ubicó en 111,224 GWh, registrando un incremento de 1.5% respecto al año previo (véase gráfica 39).

Gráfica 39
 Generación anual de energía eléctrica de permisionarios por modalidad, 2000-2009^a
 (GWh)



^a No incluye energía importada.

^b Se refiere a la generación reportada por permisionarios a la CRE.

Fuente: CRE.

3.6 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por generación y uso de energía eléctrica

De acuerdo con el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 (PECC 2009-2012), publicado en el DOF en su versión vespertina el 28 de agosto de 2009, los procesos de generación y uso de la energía constituyen el principal emisor de gases de efecto invernadero (GEI), con el 60.1% de las emisiones totales, que en 2006 se ubicaron en 715.3 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e). Dichas emisiones incluyen bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), expresados en términos de CO₂ equivalente. En particular, en los procesos de generación de energía eléctrica se emitieron 112.5 MtCO₂e, lo que representa casi 16% del total nacional. Esto como resultado principalmente de la composición del parque de generación en México, en la que los combustibles fósiles aportan más de 75% de la generación de electricidad para servicio público.

Para reducir las emisiones derivadas de la generación de energía eléctrica, en dicho Programa se establecen acciones de eficiencia energética, uso de fuentes renovables de energía, secuestro y almacenamiento geológico de carbono, así como mayor uso de la energía nuclear. Tales acciones están delineadas sobre los siguientes ejes:

- Fomentar la generación de electricidad con tecnologías bajas en carbono en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Desarrollar proyectos de eficiencia energética que reduzcan emisiones de GEI en el SEN.
- Reducir las fugas de hexafluoruro de azufre (SF_6) en el sistema de transmisión y distribución del SEN.
- Incrementar la generación de electricidad con fuentes de energía eólica geotérmica, hidráulica y solar, que sean técnica, económica, ambiental y socialmente viables.
- Fomentar la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica con fuentes renovables de energía y en la cogeneración.
- Fortalecer las capacidades nacionales para la eventual aplicación de tecnologías de captura y almacenamiento geológico del CO_2 generado por la industria energética del país.

Por el lado de los usos y consumo de energía eléctrica, el PECC establece los objetivos de mitigación en los sectores residencial, comercial y administración municipal, Administración Pública Federal (APF), industria y turismo. Los objetivos son los siguientes:

- Impulsar el ahorro de energía eléctrica en viviendas y edificios a través de programas del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (Fide).
- Implementar el programa de ahorro de energía "Para Vivir Mejor", para la sustitución de electrodomésticos por tecnologías eficientes, así como la sustitución de lámparas incandescentes por tecnologías ahorradoras para iluminación en el sector residencial.
- Fortalecer las acciones de ahorro de energía en el sector residencial mediante instrumentos normativos.
- Promover la construcción de vivienda que garantice el uso eficiente de la energía.
- Promover la utilización de tecnologías para aprovechar de manera sustentable la biomasa.
- Reforzar y ampliar el programa de ahorro de energía eléctrica en la APF.
- Promover la eficiencia energética en el sector industrial para reducir emisiones de GEI.
- Reducir la demanda de energía y agua asociadas al sector turístico.

3.7 Evolución del margen de reserva

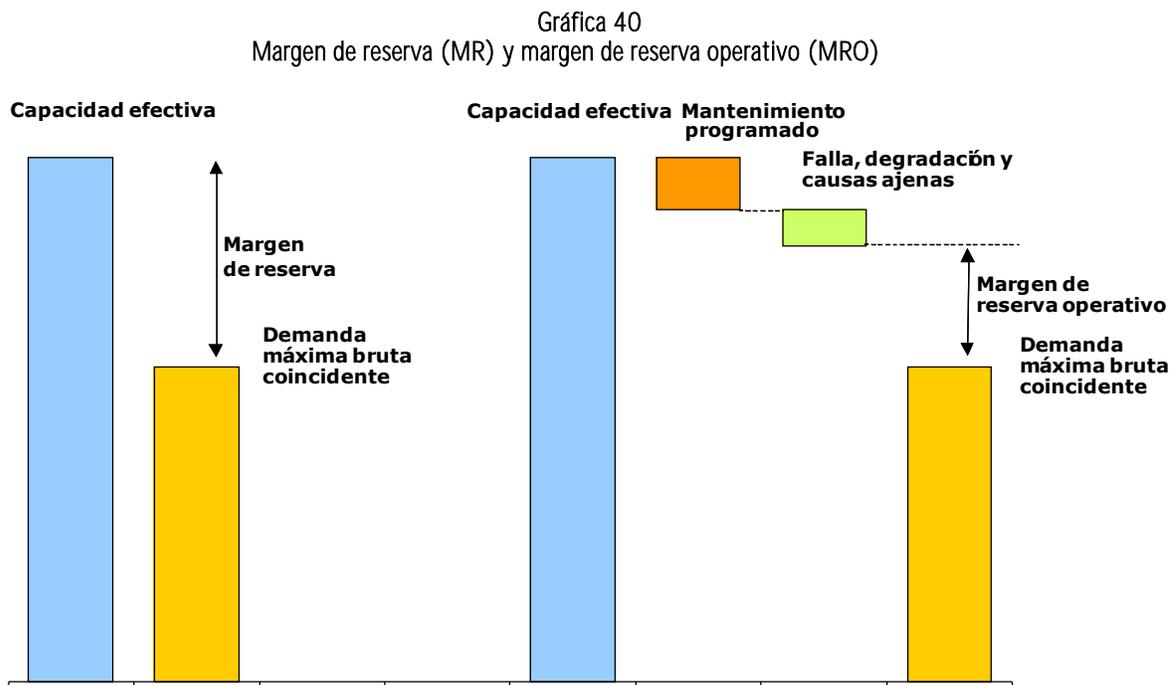
El margen de reserva (MR) se define como la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema eléctrico y la demanda máxima coincidente, expresada como porcentaje de la demanda máxima. De acuerdo con este concepto, para satisfacer la demanda de energía eléctrica, la capacidad del sistema debe ser mayor que la demanda máxima anual. Por lo tanto, factores como la capacidad efectiva de las plantas, su disponibilidad, así como el mallado de la red determinan en gran medida la confiabilidad del abasto de energía eléctrica.

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

- La energía eléctrica debe producirse en el instante en que es demandada, es decir, no es posible almacenarla.
- 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, etc.

Asimismo, el margen de reserva operativo (MRO) es otro indicador de la capacidad de reserva y se define como la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente, expresada como porcentaje de la demanda máxima (véase gráfica 40). Para el cálculo del margen de reserva y el margen de reserva operativo, en el caso del sistema eléctrico nacional, se adoptó el método determinístico, basado en valores promedio de disponibilidad de las centrales generadoras y en el comportamiento estacional de la demanda¹⁷.

La composición del parque de generación es dinámica, cada año se incorporan centrales cuya tecnología ofrece mayores índices de disponibilidad, lo que repercute en una disponibilidad equivalente mayor de todo el parque.



Fuente: CFE.

El valor mínimo adoptado para el MRO en la planificación del Sistema Interconectado Nacional es de 6%, con este valor se obtiene el MR correspondiente.

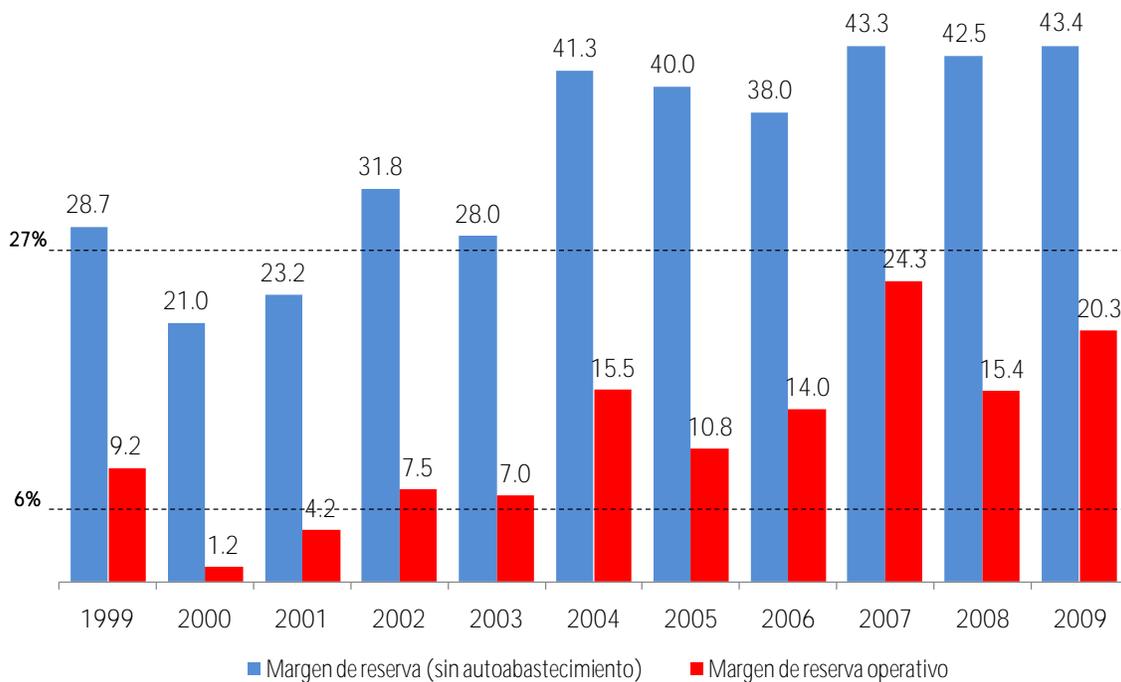
Por otro lado, respecto a los sistemas aislados como es el caso de la península de Baja California, el margen de reserva se determina de manera separada en función de sus curvas de carga y demandas máximas. En el sistema Baja

¹⁷ En noviembre de 2004, CFE preparó para su 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 MRO es el criterio que debe observarse en la planificación de la generación.

California se admite como valor mínimo de capacidad de reserva (después de descontar la capacidad no disponible por mantenimiento) lo que resulte mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor o b) 15% de la demanda máxima. En lo concerniente al sistema Baja California Sur, se asume como valor mínimo de capacidad de reserva, el total de la capacidad de las dos unidades generadoras mayores.

Hacia finales de la década de los 90's, ambos indicadores decrecieron hasta ubicarse durante 2000 y 2001, por debajo de los valores mínimos adoptados de 27% y 6%, respectivamente. A partir de 2002, debido a la entrada en operación de varios proyectos de generación así como al menor crecimiento en la demanda de energía eléctrica, la capacidad de reserva del SEN volvió a ubicarse por arriba de los valores mínimos adoptados (véase gráfica 41).

Gráfica 41
Margen de reserva y margen de reserva operativo del SIN, 1999-2009
 (%)



Fuente: CFE.

Por otro lado, respecto a los sistemas aislados como es el caso 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. En el sistema Baja California se admite como valor mínimo de capacidad de reserva (después de descontar la capacidad no disponible por mantenimiento) lo que resulte mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor o b) 15% de la demanda máxima. En lo concerniente al sistema Baja California Sur, se asume como valor mínimo de capacidad de reserva, el total de la capacidad de las dos unidades generadoras mayores.

3.8 Balance de energía del Sistema Eléctrico Nacional

El balance de energía eléctrica describe la evolución de la oferta y la demanda de energía eléctrica a nivel nacional durante los últimos 10 años. A partir del balance se puede identificar la importante presencia de la tecnología de ciclo combinado en la generación total, los flujos de energía para autoabastecimiento remoto, los usos propios en generación, transmisión y distribución, pérdidas, entre otros rubros (véase cuadro 20).

Cuadro 20
Balance de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, 1999-2009
(GWh)

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca 1999-2009 (%)
Generación total	182,454	194,641	198,476	203,767	210,154	217,793	228,270	235,471	243,522	247,369	246,838	3.1
Servicio Público Nacional	180,917	192,761	197,106	201,059	203,555	208,634	218,971	225,079	232,552	235,871	235,107	2.7
Termoeléctrica convencional	85,104	89,891	90,395	79,300	73,743	66,334	65,077	51,931	49,482	43,325	43,112	-6.6
Dual	11,234	13,569	14,109	13,879	13,859	7,915	14,275	13,875	13,375	6,883	12,299	0.9
Ciclo combinado	15,526	17,752	25,377	44,765	55,047	72,267	73,381	91,064	102,674	107,830	113,900	22.1
Turbogás ¹	2,077	5,228	5,456	6,394	6,933	2,772	1,358	1,523	2,666	2,802	3,735	6.0
Combustión interna ¹	382	420	467	555	751	610	780	854	1,139	1,234	1,241	12.5
Hidroeléctrica	32,713	33,075	28,435	24,862	19,753	25,076	27,611	30,305	27,042	38,892	26,445	-2.1
Carboeléctrica	18,251	18,696	18,567	16,152	16,681	17,883	18,380	17,931	18,101	17,789	16,886	-0.8
Nucleoeléctrica	10,002	8,221	8,726	9,747	10,502	9,194	10,805	10,866	10,421	9,804	10,501	0.5
Geotermoeléctrica	5,623	5,901	5,567	5,398	6,282	6,577	7,299	6,685	7,404	7,056	6,740	1.8
Eoloeléctrica	6	8	7	7	5	6	5	45	248	255	249	44.8
Importación	659	1,069	327	531	71	47	87	523	277	351	346	-6.3
Servicio por particulares	878	811	1,043	2,176	6,528	9,112	9,212	9,869	10,693	11,147	11,386	29.2
Autoabastecimiento, cogeneración y excedentes ²	878	811	1,043	2,176	6,528	9,112	9,212	9,869	10,693	11,147	11,386	29.2
Usos y ventas totales	182,454	194,641	198,476	203,767	210,154	217,793	228,270	235,471	243,522	247,369	246,838	3.1
Ventas nacionales sin exportación	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	182,518	2.3
Sector industrial	87,234	93,755	93,255	94,942	94,228	96,613	99,720	103,153	106,633	107,651	102,721	1.6
Sector residencial	33,369	36,127	38,344	39,032	39,861	40,733	42,531	44,452	45,835	47,451	49,213	4.0
Sector comercial	10,945	11,674	12,167	12,509	12,808	12,908	12,989	13,210	13,388	13,627	13,483	2.1
Sector agrícola	7,997	7,901	7,465	7,644	7,338	6,968	8,067	7,959	7,804	8,109	9,299	1.5
Sector servicios	5,450	5,891	5,973	6,076	6,149	6,288	6,450	6,596	6,809	7,074	7,803	3.7
Exportación	131	195	271	344	953	1,006	1,291	1,299	1,451	1,452	1,249	25.3
Pérdidas	27,364	28,483	30,083	30,920	33,084	34,901	37,418	39,600	40,504	41,409	42,452	4.5
Usos propios de generación, transmisión y distribución³	9,170	9,859	10,059	10,474	10,559	10,514	11,139	10,264	11,252	10,763	10,833	1.7
Autoabastecimiento a cargas remotas⁴	794	755	859	1,827	5,174	7,862	8,665	8,937	9,846	9,832	9,786	28.5

¹ Incluye unidades fijas y móviles.

² Para autoabastecimiento remoto.

³ Incluye ajuste estadístico.

⁴ Incluye porteo para exportación hasta 2006.

Fuente: CFE.

Las pérdidas de energía eléctrica incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas en la red de transmisión y distribución. Este rubro en 2009 representó 17.9% de la energía disponible¹⁸. Las pérdidas no técnicas se derivan principalmente de los usos ilícitos del servicio público de energía eléctrica, los cuales tienen varias vertientes: crecimiento del sector comercial informal, asentamientos humanos irregulares, evasión del pago, etc.

3.9 Capacidad de transmisión y distribución del SEN

La infraestructura de transmisión y distribución del SEN hace posible la transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Esta infraestructura es operada por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda y la oferta de energía eléctrica estén balanceadas en cualquier instante.

Al cierre de 2009, la red de transmisión y distribución aumentó en 8,570 km respecto al año previo, con lo que cerró el año con una longitud total de 812,282 km. La red de transmisión está constituida por líneas de 400 kV y 230 kV que tienen una participación de 6.0%, por líneas de 161 kV a 69 kV con 5.8% y por líneas en tensión de 34.5 kV a 2.4 kV, con 48.2%, la red en baja tensión representa 30.8% y las líneas pertenecientes al área de control Central en que operaba la extinta LFC, con 9.2%.

3.9.1 Estructura de la red de transmisión y distribución

3.9.1.1 Comisión Federal de Electricidad

- Red de transmisión troncal.- Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV y 230 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. El incremento neto en estas líneas durante 2009 fue de 245 km, con lo que la extensión total llegó a 48,701 km.
- Redes de subtransmisión.- Son de cobertura regional y utilizan líneas en alta tensión (69 kV a 161 kV). Estas suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión. La longitud de esta infraestructura se ubicó en 47,386 km
- Redes de distribución en media y baja tensión.- Suministran la energía transmitida en el rango de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. En 2009 la longitud en media tensión registró el mayor incremento con 4,703 km, mientras que las líneas de baja tensión aumentaron en 4,067 km. Su longitud asciende a 641,783 km en conjunto.

¹⁸ La energía disponible del sistema se integra por la suma de la generación neta, el autoabastecimiento remoto, excedentes y la energía importada.

3.9.1.2 Área de control Central

- Red de la extinta LFC.- Al cierre de 2009 permaneció sin cambios respecto al año previo, quedando con una longitud total de 74,413 km en niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV, incluyendo líneas subterráneas, además de líneas de distribución en baja tensión.

3.9.2 Evolución de la red de transmisión y distribución nacional

En 2009, la red de transmisión y distribución nacional (véase cuadro 21), se integró de 96,086 km de líneas entre 400 kV y 69 kV, 391,780 km de líneas de 34.5 kV a 2.4 kV, 250,003 km de líneas en baja tensión, 74,413 km correspondientes a la extinta LFC y 23,002 km de líneas subterráneas. De 1999 a 2009, la red nacional de transmisión y distribución se expandió en 174,905 km. Las líneas que registraron la mayor expansión en la red son las de 13.8 kV al aumentar 55,858 km durante el periodo. En segundo lugar están las líneas correspondientes a la extinta LFC que aumentaron en 45,809 km durante el mismo lapso.

Cuadro 21
Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 1999-2009
(kilómetros)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca 1999-2009 (%)
Sistema Eléctrico Nacional	637,377	651,995	661,863	674,300	727,075	746,911	759,552	773,059	786,151	803,712	812,282	2.5
Comisión Federal de Electricidad ¹	608,773	622,718	632,025	643,807	658,067	676,690	688,420	700,676	712,790	729,299	737,869	1.9
400 kV	12,399	13,165	13,695	14,503	15,999	17,831	18,144	19,265	19,855	20,364	20,900	5.4
230 kV	21,224	21,598	22,644	24,058	24,776	25,886	27,147	27,745	28,164	28,092	27,801	2.7
161 kV	456	508	516	614	470	486	475	475	547	547	549	1.9
138 kV	1,018	1,029	1,051	1,086	1,340	1,358	1,369	1,398	1,418	1,439	1,470	3.7
115 kV	34,151	34,971	36,199	38,048	38,773	40,176	40,847	42,177	43,292	42,701	42,295	2.2
85 kV	185	186	186	140	140	140	141	141	141	77	77	-8.4
69 kV	3,490	3,441	3,360	3,381	3,364	3,245	3,241	3,157	3,067	3,066	2,995	-1.5
34.5 kV	58,996	60,300	61,756	62,725	63,654	64,768	66,287	67,400	69,300	70,448	71,778	2.0
23 kV	23,323	23,756	24,663	25,826	26,366	27,435	27,940	28,568	29,095	29,841	30,694	2.8
13.8 kV	233,232	239,748	246,304	251,771	257,462	264,595	269,390	273,249	278,119	286,306	289,090	2.2
6.6 kV	428	428	429	429	429	429	411	411	411	411	138	-10.7
4.16 kV	67	60	49	49	49	16	16	16	16	17	17	-12.8
2.4 kV	93	94	94	98	98	61	62	39	50	54	62	-3.9
Baja tensión	211,969	215,369	221,079	221,079	225,147	230,264	232,950	236,635	239,315	245,936	250,003	1.7
Líneas subterráneas	7,742	8,065	9,039	9,039	9,737	12,443	14,447	16,626	19,031	20,271	23,002	11.5
Extinta Luz y Fuerza del Centro ²	28,604	29,277	29,838	30,493	69,008	70,221	71,132	72,383	73,361	74,413	74,413	10.0

¹ Incluye líneas subterráneas a partir de 2001.

² A partir del Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro, publicado el 11 de octubre de 2009 en el DOF.

Fuente: CFE.

En lo concerniente a subestaciones y transformadores, al cierre de 2009 se registró una capacidad instalada de 265,133 Megavolt Amperes (MVA), lo cual representa un incremento de 4.6% respecto al año anterior. De esta

capacidad instalada, 147,133 MVA le corresponden a subestaciones de transmisión y 87,050 MVA a subestaciones de distribución de CFE, mientras que las subestaciones correspondientes a la extinta LFC permanecieron en 30,951 MVA (véase cuadro 22).

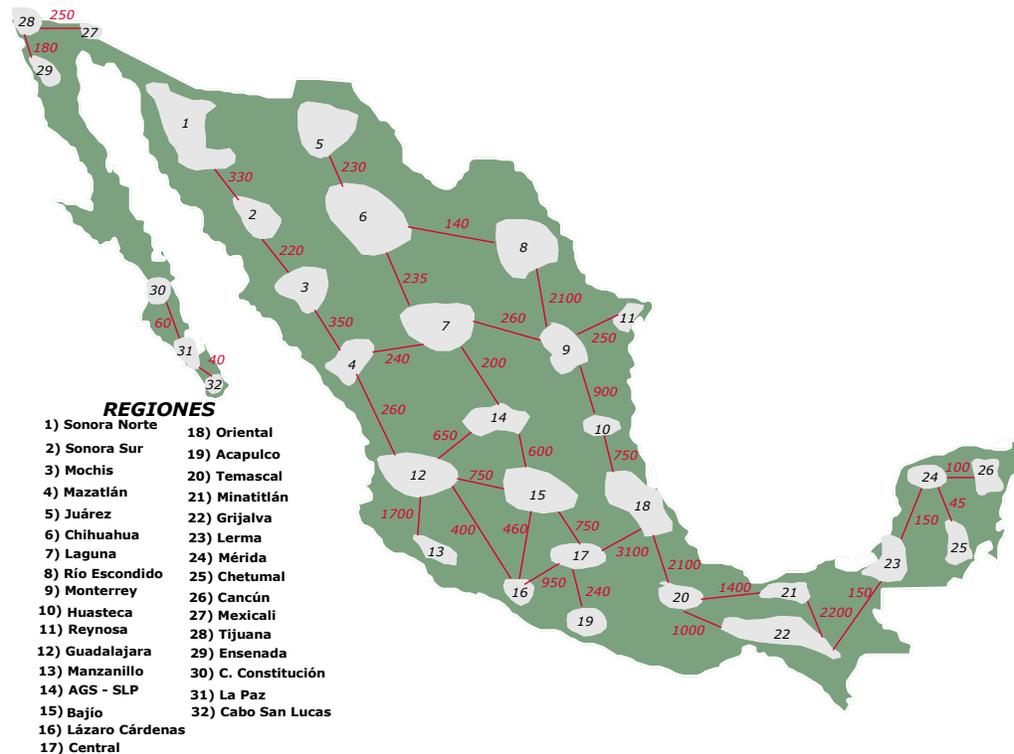
Cuadro 22
Capacidad instalada en subestaciones y transformadores, 2000-2009 (MVA)

Subestaciones	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca 2000-2009 (%)
Sistema Eléctrico											
Nacional	184,753	197,656	209,584	217,774	225,615	234,530	240,202	248,694	253,531	265,133	4.1
CFE	164,916	173,305	183,783	191,711	198,508	205,773	210,488	218,028	222,580	234,182	4.0
Distribución	57,070	59,749	64,076	66,638	69,667	71,066	73,494	76,340	78,786	87,050	4.8
Transmisión	107,846	113,556	119,707	125,073	128,841	134,707	136,994	141,688	143,794	147,133	3.5
Extinta LFC ¹	19,837	24,351	25,801	26,063	27,107	28,757	29,714	30,666	30,951	30,951	5.1

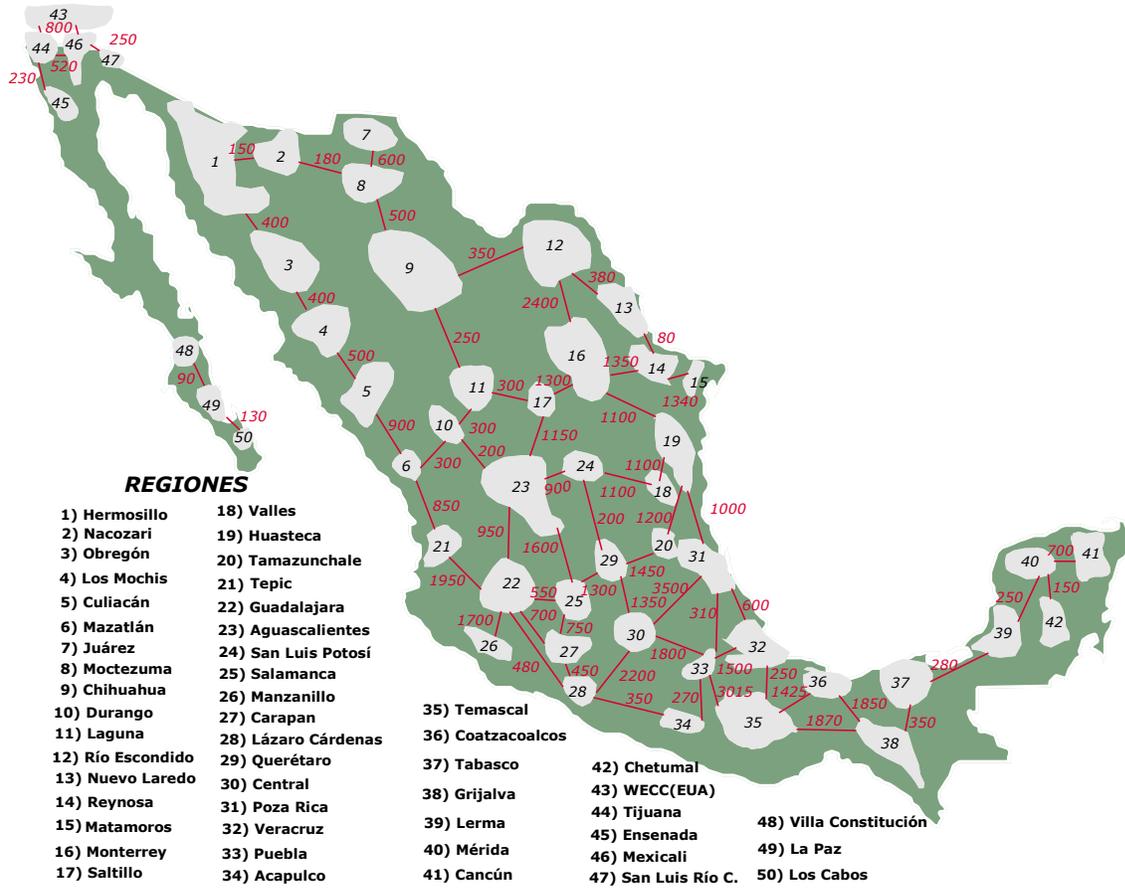
Fuente: CFE.

Mapa 6
Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 1999-2009

1999



2009



Fuente: CFE.

Prospectiva del sector eléctrico nacional 2010-2025

En el contexto de la planificación del sector eléctrico, un insumo indispensable para el dimensionamiento del plan óptimo de expansión de la capacidad de generación y transmisión, es la estimación de la demanda y el consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazo. En este capítulo se presentan las proyecciones de la demanda y consumo de electricidad, las cuales consideran, entre otras variables, la evolución esperada de la economía, las acciones y metas planteadas en materia de ahorro de energía, los programas de reducción de pérdidas no técnicas, así como la atención a cargas reprimidas en el Área de Control Central. En lo concerniente a la oferta, se incluyen los programas de requerimientos y retiros de capacidad, programa de requerimientos de combustibles, el autoabastecimiento de energía eléctrica, así como los proyectos de transmisión (enlaces, líneas, subestaciones) necesarios para satisfacer el crecimiento del consumo de energía eléctrica en nuestro país para los próximos años.

4.1 Consumo nacional de energía eléctrica y evolución de la economía

En el orden macroeconómico, los supuestos utilizados en la proyecciones sirven de base para el planteamiento de tres posibles escenarios para la evolución del PIB en un horizonte prospectivo de 15 años: Planeación, Alto y Bajo. El escenario de planeación se identifica como la trayectoria más probable, dadas ciertas determinaciones oficiales de política económica y con base en las estrategias gubernamentales en el sector. El escenario bajo recoge la visión tendencial, la cual no incorpora ninguna medida o intervención de política pública hacia el futuro y sólo considera la evolución inercial durante los años recientes. Mientras que, en el escenario alto, se proyecta la evolución del sector eléctrico ante mayores cambios estructurales de la economía. En el orden demográfico se supone una sola trayectoria, tanto de la población como de la vivienda.

En el caso de los combustibles que se utilizan para generar electricidad, también se suponen tres trayectorias de precios, normalmente identificados por las trayectorias de los tres referentes: crudo WTI, gas natural Henry Hub y carbón entregado en el noreste de Europa (cif ARA). Estas trayectorias son la base para estimar la evolución futura de los precios de electricidad.

Adicionalmente, en el ámbito del cambio técnico y de los programas orientados hacia un uso más eficiente de la electricidad, se diseñaron dos estimaciones para cada uno de los tres escenarios. Una con base en la variable "tiempo" utilizada en los modelos, que recoge el impacto futuro de la evolución tecnológica y del horario de verano y supone que el efecto de los otros programas previos de ahorro permanece constante. Y otra estimación, que recoge el impacto del Pronase en el uso final de energía eléctrica, por el cambio de las normas en la eficiencia de lámparas, de refrigeradores, de equipos de aire acondicionado, de motores, o por acciones como la sustitución acelerada de focos en los diversos sectores, principalmente el doméstico. Adicionalmente, por tratarse también de nuevos programas, es necesario considerar las trayectorias esperadas tanto por la recuperación en la facturación de pérdidas no-técnicas de

electricidad, como por el efecto de la incorporación al suministro de solicitudes de servicio de la extinta LFC cuya atención había sido postergada.

Finalmente, para el caso de las proyecciones regionales se aplican modelos de estimación que consideran principalmente cuatro aspectos:

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

Para un PIB que se estima crecerá 3.5% en promedio durante el periodo 2010-2025, en el actual ejercicio de planeación se proyecta que las ventas más autoabastecimiento de electricidad aumentarán a una tasa media anual de 4.3%. El año anterior se estimó un crecimiento medio anual de 3.6%. Así, en este ejercicio y considerando las estimaciones de ahorro, reducción de pérdidas y atención a cargas reprimidas, el consumo pasará de 206.3 TWh en 2009 a 404.7 TWh en 2025. Ésta última cifra resulta de una proyección inicial de 408.4 TWh en 2025, un ahorro derivado del Pronase estimado en 37.5 TWh, una recuperación en la facturación de 29.8 TWh por la disminución de pérdidas no-técnicas y la incorporación anual de 4.0 TWh por cargas reprimidas (véanse cuadro 23 y gráfica 42). En términos porcentuales, de la proyección original del consumo para todo el periodo, el ahorro equivale a 7.3% del total, la reducción de pérdidas a 4.2%, y la atención de cargas reprimidas a 1.2%. En consecuencia, dados los movimientos de sustracción del ahorro y adición de la energía recuperada en la facturación por las dos razones antes indicadas, el consumo final del periodo representa el 98.1% del originalmente estimado.

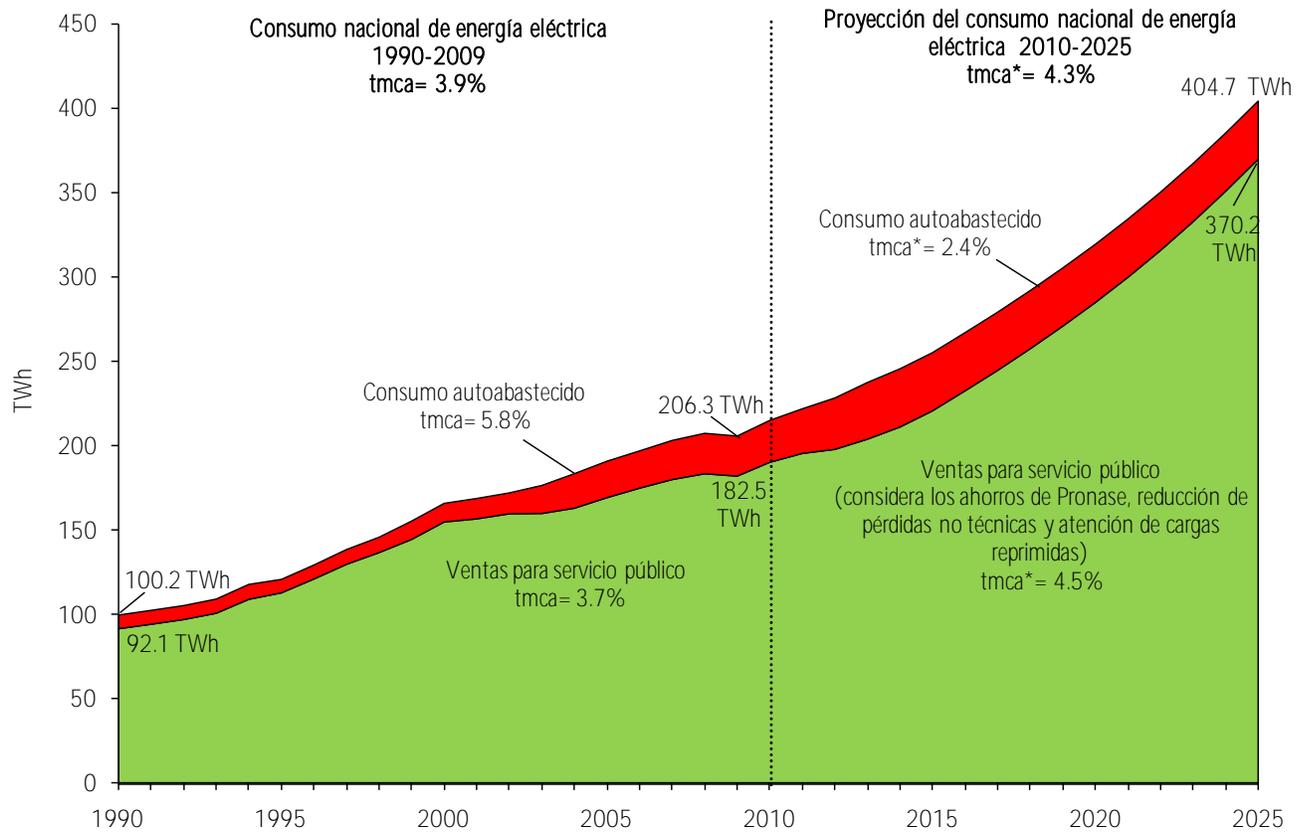
Cuadro 23
Proyección del consumo nacional de energía eléctrica, 2010-2025
(TWh)

Concepto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	tmca (%) 2010-2025*
Ventas más autoabastecimiento (proyección inicial)	215.9	223.4	232.0	241.8	252.4	263.6	275.3	287.6	300.5	313.8	327.6	342.2	357.6	373.8	390.8	408.4	4.4
Ventas para servicio público (proyección inicial)	191.1	196.9	201.6	208.2	218.0	229.2	240.9	253.2	266.0	279.4	293.1	307.7	323.1	339.3	356.3	373.9	4.6
(-) Ahorro electricidad Pronase	0.6	4.8	9.2	11.7	15.7	18.7	20.3	22.2	24.2	26.1	28.1	30.0	32.0	33.9	35.8	37.5	na.
(=) Ventas servicio público (considerando ahorro)	190.5	192.1	192.5	196.5	202.3	210.4	220.6	230.9	241.9	253.2	265.1	277.7	291.1	305.4	320.5	336.4	3.9
(+) Ventas por reducción de pérdidas no técnicas	0.0	1.2	2.5	3.9	5.3	6.8	8.4	10.2	12.1	14.1	16.3	18.6	21.1	23.8	26.7	29.8	na.
(+) Ventas por atención de cargas deprimidas	0.3	2.6	3.4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	na.
(=) Ventas para servicio público (con acciones)	190.7	196.0	198.4	204.4	211.6	221.2	233.1	245.2	258.0	271.4	285.4	300.3	316.2	333.2	351.3	370.2	4.5
Autoabastecimiento	24.8	26.4	30.4	33.6	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	2.4
Consumo nacional de energía eléctrica	215.5	222.4	228.8	238.0	246.1	255.7	267.5	279.6	292.4	305.8	319.8	334.8	350.7	367.7	385.7	404.7	4.3

* Tasa media de crecimiento anual, referida a 2009. La cifra de ventas para dicho año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.

Fuente: Sener y CFE

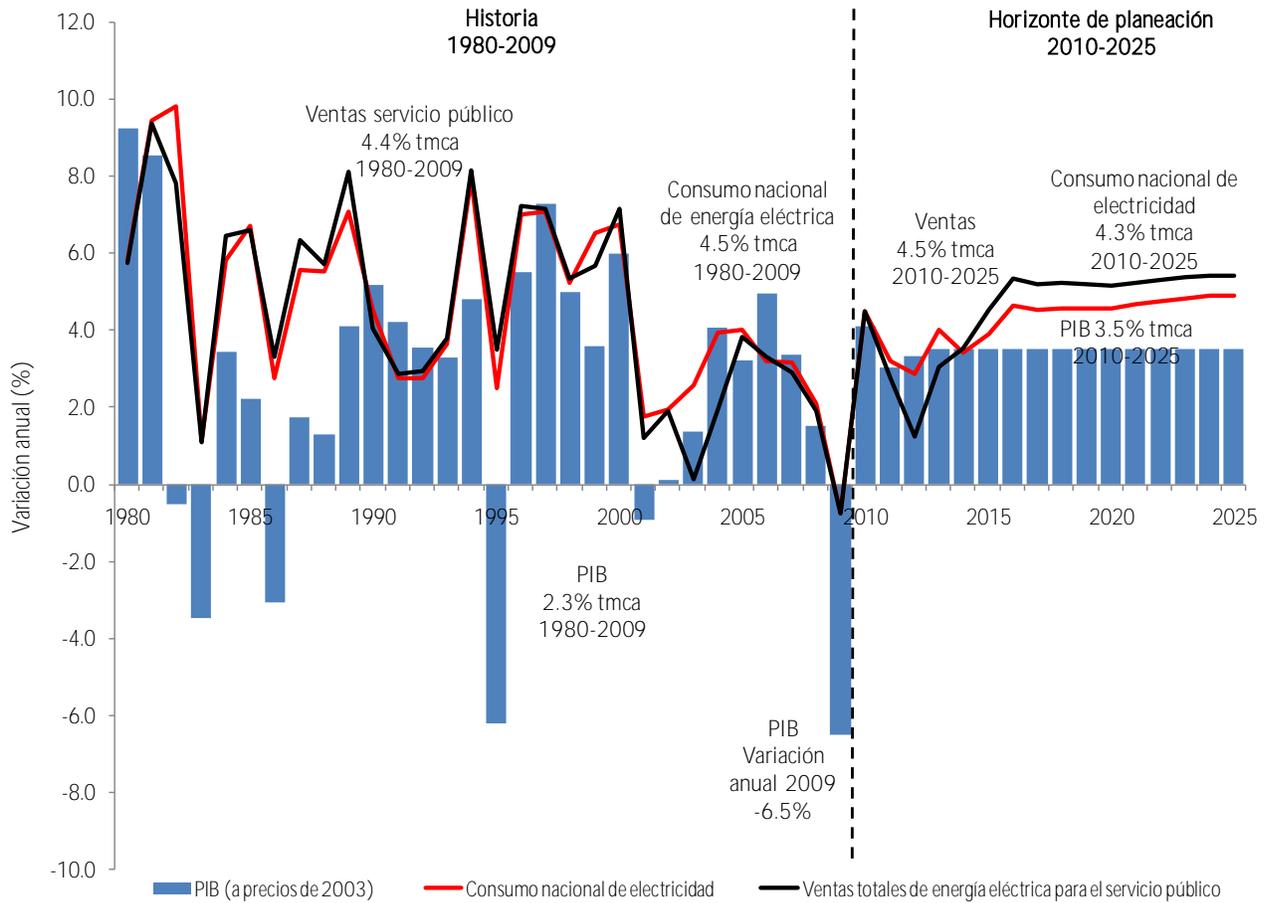
Gráfica 42
Consumo nacional de energía eléctrica histórico y prospectivo, 1990-2025
TWh



* Tasa media de crecimiento anual referida a 2009. La cifra de ventas para ese año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.
Fuente: Sener y CFE.

Las proyecciones de la evolución del consumo nacional de energía eléctrica están correlacionadas con la economía, medida en términos del PIB (véase gráfica 43). Desde finales de 2008 la actividad económica nacional se vio afectada por la crisis financiera internacional, cuyo impacto sobre la economía mexicana en el siguiente año se reflejó en un retroceso del PIB de -6.5%.

Gráfica 43
Variación promedio anual del consumo nacional de energía eléctrica¹ y PIB, 1980-2025 (%)

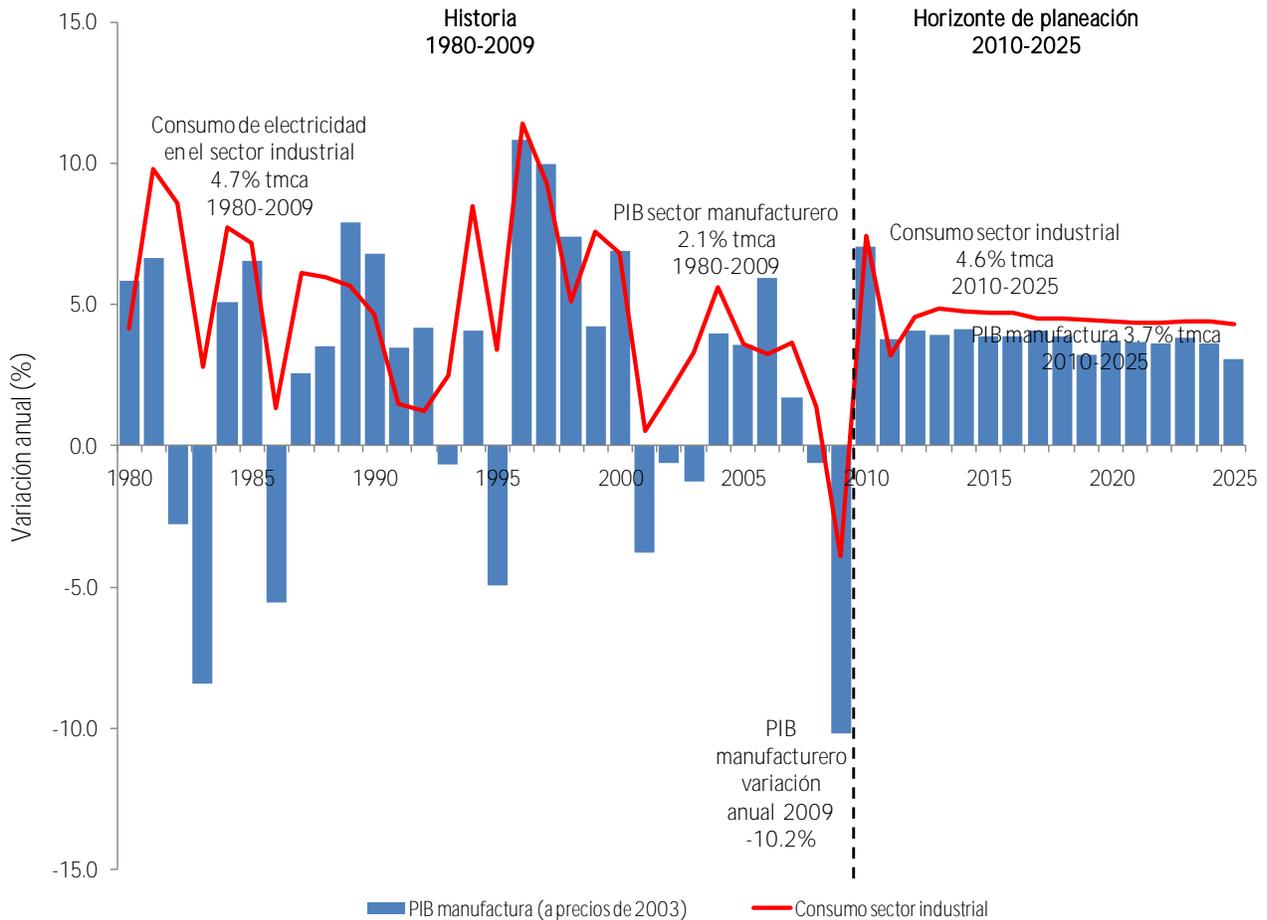


¹ Para el periodo 2010-2025 considera las acciones de ahorro eléctrico derivadas del Pronase, las ventas por reducción de pérdidas no técnicas y por atención de cargas deprimidas.

Fuente: Sener y CFE.

El sector tarifario industrial tiene el mayor peso específico en el comportamiento del consumo nacional de energía eléctrica durante el periodo dada su composición e intensidad en el consumo de electricidad. Análogamente, la dinámica del consumo en dicho sector se encuentra estrechamente correlacionada con la evolución del PIB sectorial, en este caso, el PIB de la industria manufacturera, para el cual se estima un crecimiento medio anual de 3.9% durante el horizonte de planeación (véase gráfica 44).

Gráfica 44
Variación promedio anual del consumo de electricidad en el sector industrial y el PIB manufacturero 1980-2025, (%)



Fuente: Sener y CFE.

4.2 Mercado eléctrico nacional, escenarios de ahorro de energía, programas de reducción de pérdidas y atención de cargas reprimidas del servicio público de energía eléctrica

El estudio del mercado eléctrico requiere del análisis de la información histórica sobre el consumo de electricidad, entendido como las ventas facturadas a los diversos tipos de usuarios y del comportamiento del autoabastecimiento, así como su relación con la evolución de la economía, los precios de los combustibles y los precios de la energía eléctrica para los diferentes tipos de usuarios. Adicionalmente, es imperativo considerar los ajustes históricos en el consumo derivados de un uso más eficiente de electricidad por la evolución tecnológica y la aplicación de programas específicos como el horario de verano o el cambio en las normas oficiales mexicanas (NOM's), incluyendo los apoyos financieros para la sustitución de equipos de aire acondicionado, focos incandescentes, refrigeradores, motores y bombas, entre otros equipos.

Las metodologías econométricas que se aplican en los modelos sectoriales de pronóstico, permiten explicar el comportamiento histórico del consumo de electricidad al especificar las variables que resultan relevantes. Esta actividad de explicación de las trayectorias históricas del consumo de electricidad es la base para elaborar estimaciones prospectivas de dicho consumo, siempre en términos del comportamiento supuesto o esperado de las diversas variables que han sido consideradas en el diseño de esos modelos.

En dichos análisis las variables son — en algunos casos — muy específicas, como el Producto Interno Bruto (PIB) o el precio (de combustibles, de electricidad o, incluso, de su relación), y — en otros — son variables de tiempo, que reflejan los efectos de los cambios técnicos graduales y de los programas específicos de ahorro y uso eficiente de electricidad.

En consecuencia, la construcción de trayectorias prospectivas del consumo de electricidad supone la determinación de estimaciones prospectivas de las diversas variables que han sido reconocidas como relevantes en los modelos econométricos. Las proyecciones así construidas, naturalmente no incluyen los efectos de los nuevos programas que incidan en el comportamiento futuro del consumo, como los del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012 (Pronase), la reducción de pérdidas no técnicas y la atención a cargas reprimidas del área Central. Por lo anterior, las estimaciones sobre estos efectos se realizan en forma exógena a dichas técnicas econométricas y sus resultados se integran a las proyecciones originales derivadas de los modelos.

4.2.1 Ahorro de energía eléctrica derivado de las estrategias y medidas establecidas en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012 (Pronase)

En concordancia con una de las principales metas de sustentabilidad ambiental de la Estrategia Nacional de Energía — capturar el potencial de ahorro en el consumo final de energía eléctrica identificado en el Pronase — la Sener preparó tres escenarios prospectivos de ahorro de energía eléctrica para el periodo 2010-2025, Planeación, Alto y Bajo. Su construcción supone una hipótesis respecto a la participación del ahorro sectorial en el consumo total y al nivel de éxito de las áreas de oportunidad en las que se busca capturar el potencial de ahorro en el consumo de electricidad.

En los tres casos, se han considerado los cinco rubros de uso final de la energía eléctrica indicados en Pronase: iluminación, equipos de hogar y de inmuebles, acondicionamiento de edificaciones, motores industriales y bombas de agua agrícolas y de servicios públicos. Asimismo su participación en los diversos sectores de consumo eléctrico: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria. La trayectoria del ahorro estimado se muestra en el cuadro 24

Cuadro 24
Ahorro sectorial de energía eléctrica derivado de las estrategias y metas del Pronase
(escenario de planeación)
(GWh)

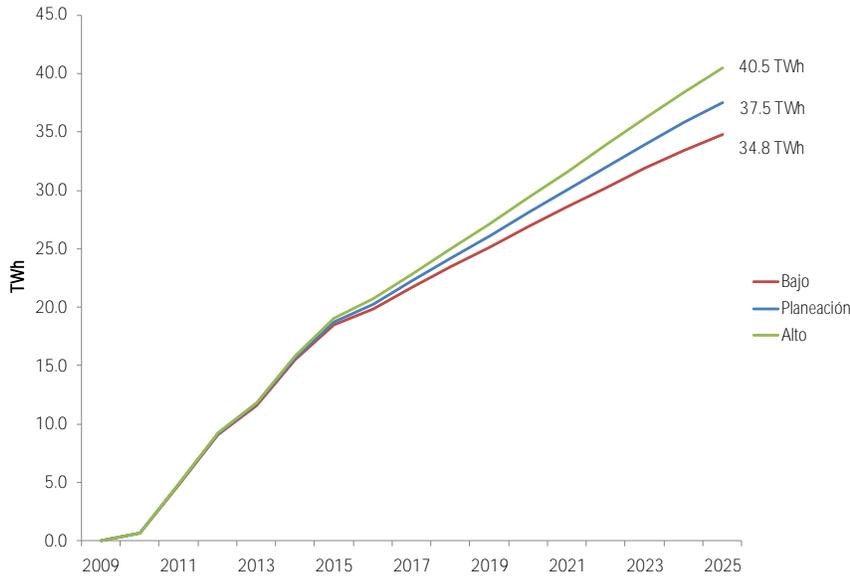
Sector	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Nacional	621	4,802	9,159	11,705	15,663	18,740	20,272	22,228	24,182	26,131	28,082	30,009	31,980	33,902	35,815	37,497
Ventas para servicio público	621	4,802	9,159	11,705	15,663	18,740	20,272	22,228	24,182	26,131	28,082	30,009	31,980	33,902	35,815	37,497
Residencial	495	1,615	5,629	8,200	11,894	14,704	15,964	17,222	18,473	19,720	20,953	22,180	23,406	24,602	25,772	26,862
Comercial	66	178	326	267	368	475	577	687	796	904	1,012	1,119	1,225	1,329	1,426	1,514
Servicios	10	691	730	779	821	852	923	985	1,049	1,113	1,178	1,232	1,300	1,367	1,435	1,476
Industrial	51	2,281	2,398	2,346	2,420	2,505	2,559	3,042	3,520	3,999	4,492	4,979	5,489	5,988	6,499	6,899
Empresa mediana	33	1,197	1,308	1,308	1,392	1,483	1,555	1,846	2,134	2,422	2,718	3,010	3,314	3,614	3,918	4,168
Gran industria	17	1,083	1,090	1,038	1,028	1,022	1,004	1,196	1,387	1,577	1,775	1,970	2,175	2,374	2,581	2,730
Bombeo agrícola	0	38	75	113	160	202	249	291	343	395	447	498	559	616	681	747

Fuente: Sener.

En el escenario de planeación, 71.7% del total de ahorro de 37.5 TWh en 2025 se registraría en el sector residencial. Esta fuerte participación se deriva de importantes cambios en la norma oficial mexicana de eficiencia energética de lámparas para uso general y en la sustitución de focos incandescentes por halógenos primero, y por lámparas fluorescentes compactas después.

Como se muestra en la gráfica 45, para el escenario Alto el ahorro total en 2025 sería de 40.5 TWh y para el escenario Bajo de 34.8 TWh. En ambos casos con la misma participación del sector residencial.

Gráfica 45
Trayectorias del ahorro Pronase, 2010-2025
(TWh)



Trayectorias del ahorro derivado del Pronase, 2010-2025
(TWh)

Año	Escenario de planeación	Escenario Bajo	Escenario Alto
2009	0.0	0.0	0.0
2010	0.6	0.6	0.6
2011	4.8	4.8	4.8
2012	9.2	9.1	9.2
2013	11.7	11.6	11.8
2014	15.7	15.5	15.9
2015	18.7	18.4	19.1
2016	20.3	19.9	20.7
2017	22.2	21.7	22.8
2018	24.2	23.4	25.0
2019	26.1	25.2	27.2
2020	28.1	26.9	29.4
2021	30.0	28.5	31.6
2022	32.0	30.2	33.9
2023	33.9	31.8	36.2
2024	35.8	33.4	38.5
2025	37.5	34.8	40.5

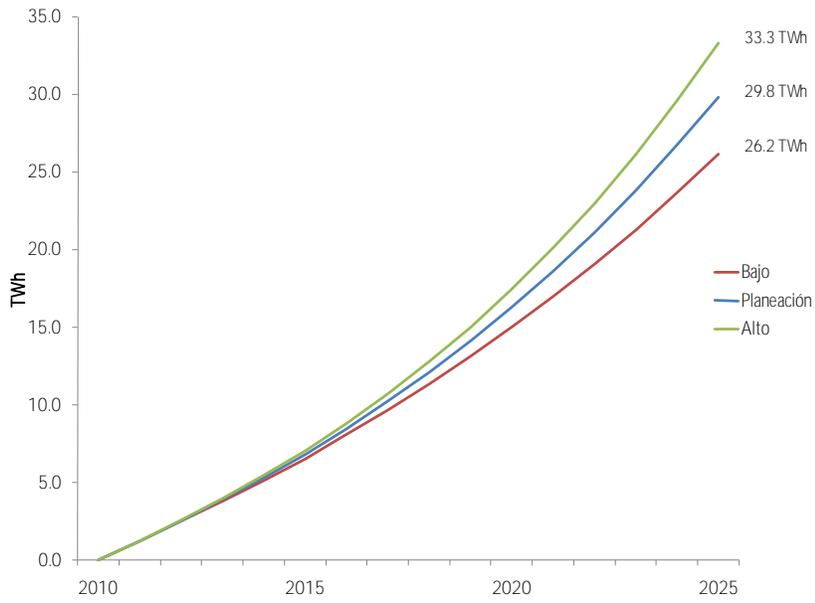
Fuente: Sener y CFE.

4.2.2 Reducción de pérdidas no-técnicas

Se trata de energía eléctrica que es consumida, pero no facturada. El logro de estas metas dependerá — como se indica en la Estrategia Nacional de Energía — de tres acciones: 1) asignación oportuna de recursos financieros y físicos, 2) incorporación gradual de tecnologías avanzadas para la administración de la demanda como redes y medidores inteligentes, y 3) modificación del marco legal para tipificar el robo de energía eléctrica como delito federal grave.

Bajo el supuesto de un éxito significativo en el desarrollo de esas acciones para lograr las metas propuestas, en el escenario de planeación se ha estimado que en 2025 se alcanzará un total de energía en la facturación de 29.8 TWh por reducción de pérdidas no técnicas (véase gráfica 46). En los sectores residencial y comercial se lograría el 73% de dicha recuperación.

Gráfica 46
Trayectorias de las ventas derivadas del programa de reducción de pérdidas, 2010-2025
(TWh)



Trayectoria de las ventas derivadas del programa de reducción de pérdidas, 2010-2025 (TWh)

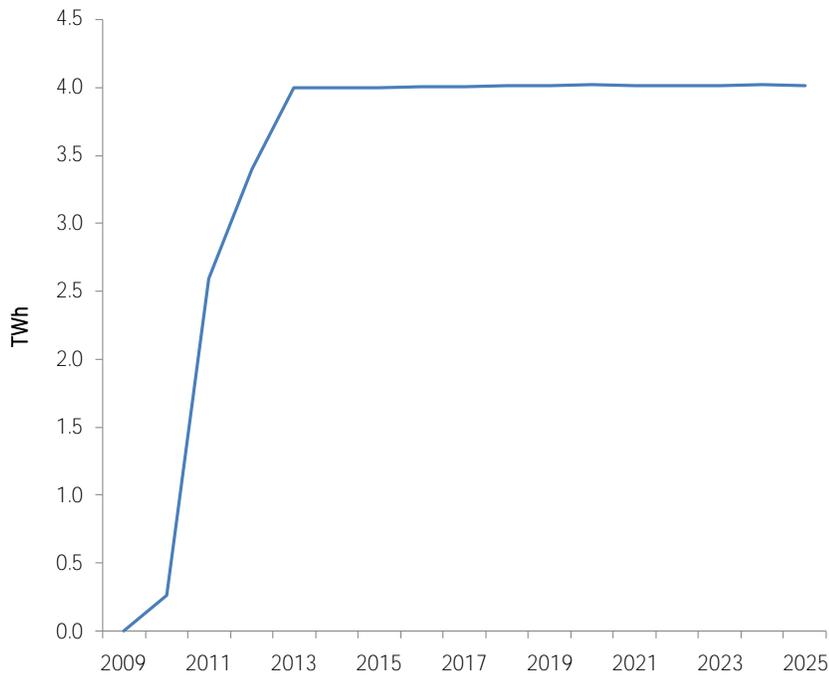
Año	Escenario de planeación	Escenario Bajo	Escenario Alto
2010	0.0	0.0	0.0
2011	1.2	1.2	1.2
2012	2.5	2.5	2.6
2013	3.9	3.8	4.0
2014	5.3	5.1	5.4
2015	6.8	6.5	7.0
2016	8.4	8.1	8.8
2017	10.2	9.7	10.7
2018	12.1	11.4	12.8
2019	14.1	13.1	15.0
2020	16.3	15.0	17.5
2021	18.6	17.0	20.1
2022	21.1	19.1	23.0
2023	23.8	21.3	26.1
2024	26.7	23.7	29.6
2025	29.8	26.2	33.3

Fuente: CFE.

4.2.3 Atención de cargas deprimidas en el Área Central

En el caso de las cargas reprimidas, es decir, solicitudes de servicio no atendidas por la extinta LFC, a las que se les proporcionará el servicio en un plazo máximo de dos años, para los tres escenarios se estima una energía de 4 TWh (véase gráfica 47).

Gráfica 47
 Trayectoria de las ventas asociadas a la atención de cargas reprimidas en el Área Central, 2010-2025 (TWh)

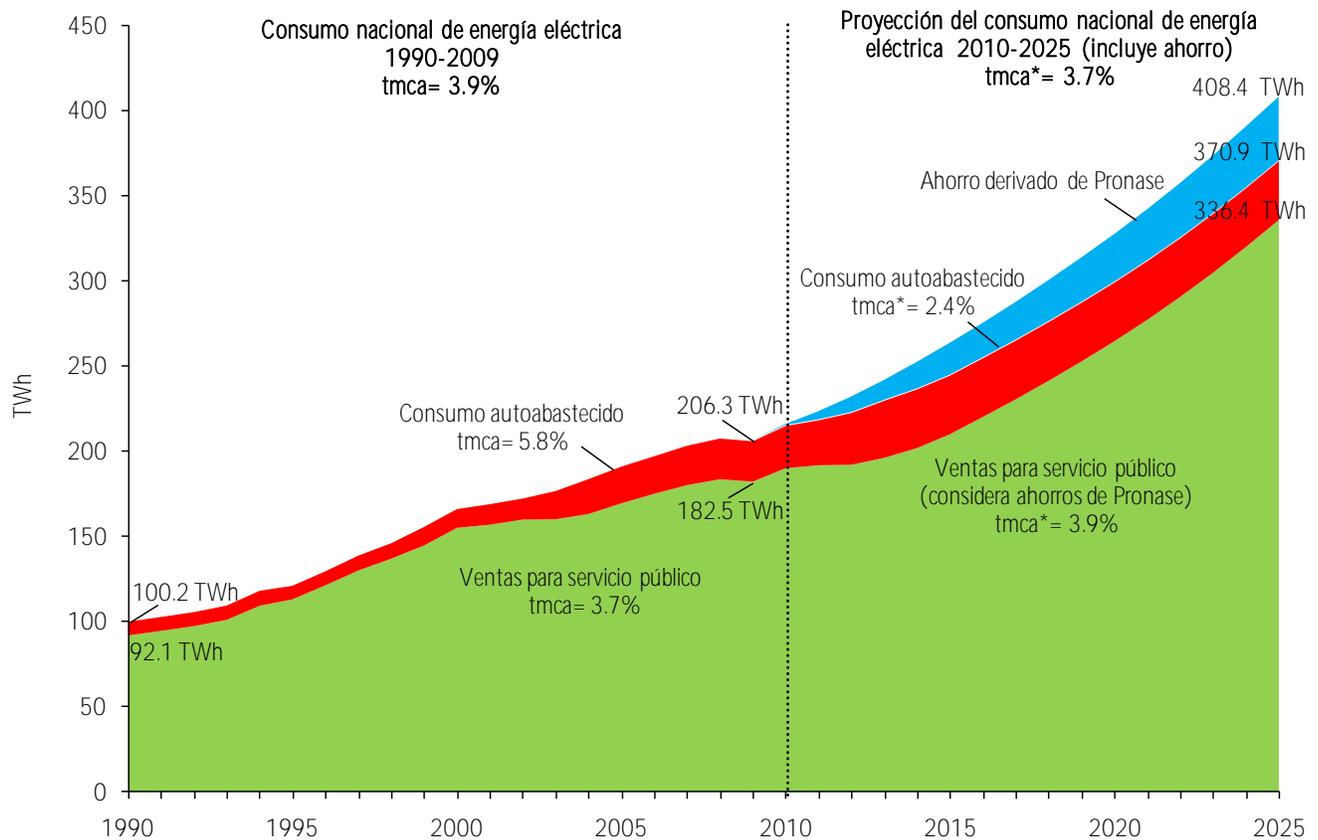


Fuente: CFE.

4.3 Efecto de los supuestos del ahorro, la reducción de pérdidas y la atención a cargas reprimidas en las ventas más el autoabastecimiento de electricidad

En el escenario de planeación la trayectoria del ahorro derivado del Pronase representaría 37.5 TWh en el año 2025, correspondiente a 9.2% del consumo originalmente estimado de 408.4 TWh (véase gráfica 48). Asimismo, la trayectoria del autoabastecimiento hacia el mismo año se ubica en 34.5 TWh, es decir, 8.4% del consumo. En consecuencia, el total de energía eléctrica a satisfacer por el servicio público (ya descontado el ahorro y el autoabastecimiento) sería de 336.4 TWh.

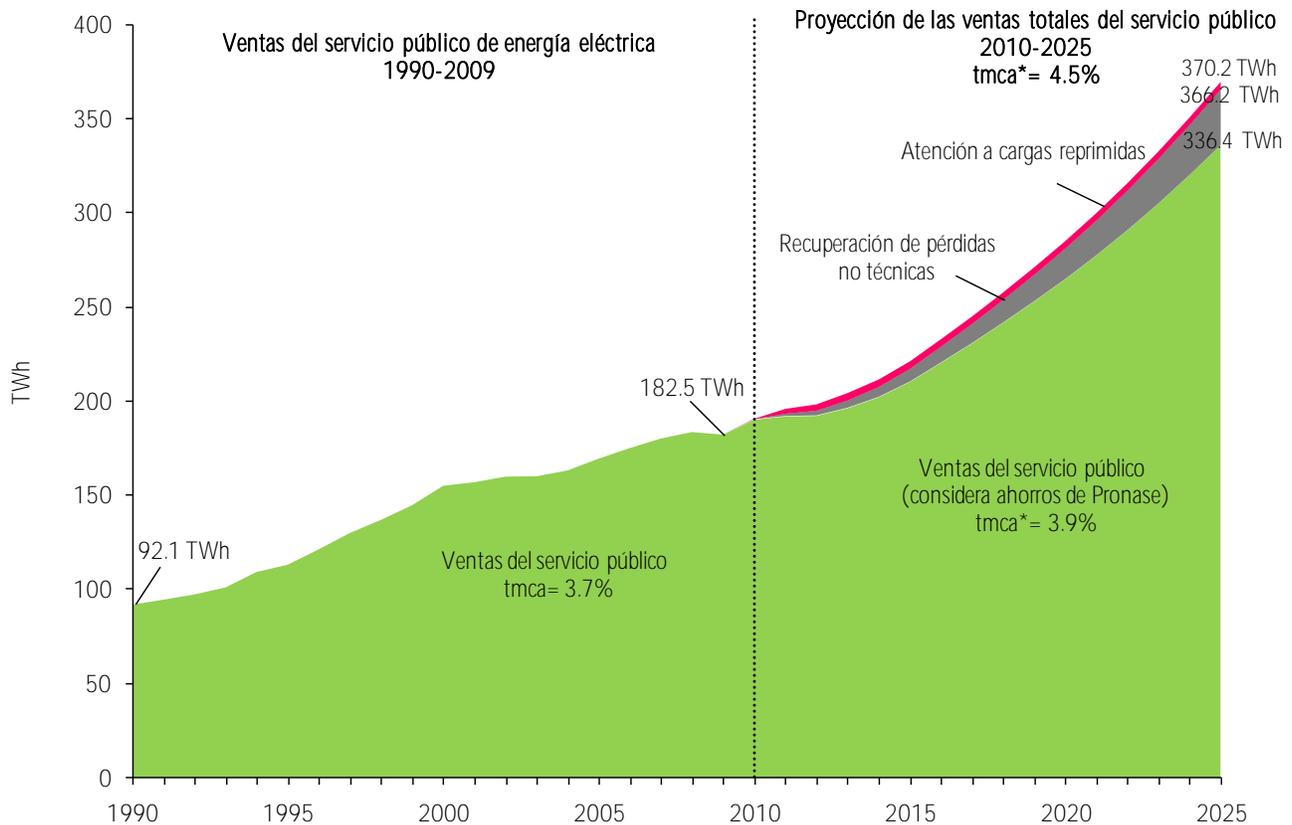
Gráfica 48
Trayectoria del consumo nacional, ventas y autoabastecimiento de energía eléctrica, 1990-2025 (TWh)



* Tasa media de crecimiento anual referida a 2009. La cifra de ventas para ese año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.
Fuente: Sener y CFE.

A este resultado se añade el efecto de la reducción de pérdidas y atención a cargas reprimidas en las ventas del servicio público, como se muestra en la gráfica 46. La reducción de pérdidas por 29.8 TWh en 2025, representa un incremento de 8.9% en dichas ventas, en tanto que la atención a cargas reprimidas de 4.0 TWh en ese mismo año representa el 1.2%. Globalmente estos dos factores significan 33.8 TWh, correspondientes a un incremento de 10.1% en las ventas del servicio público en el año 2025.

Gráfica 49
Trayectoria de la ventas de energía eléctrica para el servicio público¹, 1990-2025
(TWh)



¹ No incluye autoabastecimiento.

* Tasa media de crecimiento anual referida a 2009. La cifra de ventas para ese año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.

Fuente: CFE.

4.4 Proyección de las ventas sectoriales de energía eléctrica, 2010-2025

El sector de usuarios con mayor dinamismo en las ventas del servicio público será el industrial, con una tasa media de crecimiento anual de 5.1% (véase cuadro 25). Con eso elevará su participación en las ventas del servicio público del 56.3% al 61.1% en el periodo. Y dentro de la industria, los usuarios del sector gran industria — los más grandes consumidores del país — tendrán un consumo que hará crecer las ventas de este sector 6.1% al año en el

periodo. En cambio, el sector residencial — al que se destinarán de manera primordial las nuevas acciones de ahorro de energía—, bajará de una participación actual de 27.0% en las ventas del servicio público a 22.3% en 2025.

Cuadro 25
Ventas totales del servicio público por sector¹, 2010-2025
(GWh)

Sector	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	tmca (%) 2010-2025
Total Nacional	192,287	197,543	199,942	205,983	213,175	222,778	234,626	246,734	259,543	272,935	286,938	301,863	317,791	334,764	352,827	371,799	4.5
Ventas para servicio público	190,714	195,970	198,369	204,410	211,602	221,205	233,053	245,161	257,970	271,362	285,365	300,290	316,218	333,191	351,254	370,226	4.5
Residencial	49,369	50,892	49,393	49,672	48,906	49,210	51,280	53,521	55,962	58,610	61,482	64,819	68,567	72,737	77,339	82,396	3.3
Comercial	13,752	14,872	15,815	17,008	17,991	19,025	20,156	21,342	22,601	23,938	25,355	26,865	28,467	30,177	32,008	33,952	5.9
Servicios	7,351	7,104	7,462	7,863	8,269	8,720	9,170	9,658	10,175	10,724	11,307	11,937	12,595	13,299	14,049	14,868	4.1
Industrial	111,055	113,793	116,214	120,211	126,610	134,218	142,188	150,172	158,532	167,132	175,977	185,118	194,712	204,791	215,323	226,080	5.1
Empresa mediana	70,050	72,314	75,776	79,468	83,168	87,008	91,121	95,366	99,839	104,396	109,141	114,136	119,380	124,923	130,682	136,447	4.5
Gran industria	41,005	41,479	40,438	40,743	43,442	47,210	51,067	54,806	58,693	62,735	66,836	70,982	75,331	79,868	84,641	89,633	6.1
Bombeo agrícola	9,186	9,310	9,486	9,657	9,826	10,032	10,259	10,468	10,698	10,959	11,244	11,551	11,877	12,187	12,535	12,931	2.1
Exportación	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1.5

¹ Considera los ahorros derivados del Pronase, las acciones en materia de reducción de pérdidas, así como la atención a cargas deprimidas del Área Central.
Nota: La tasa de crecimiento está referida a 2009. La cifra de ventas para dicho año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.
Fuente: Sener y CFE

En el cuadro 26 se muestra la proyección de ventas descontando los ahorros de energía considerando la distribución sectorial o por grupo de usuarios. Luego, en el cuadro 27 se reporta la estimación de las ventas asociadas a la reducción de pérdidas no técnicas que al final del horizonte representan un beneficio de 29.8 TWh y, por último, en el cuadro 28 se presentan las ventas asociadas a las cargas reprimidas en el área Central (ámbito de la extinta LFC) y cuyo consumo se estima en 4.0 TWh anuales. Cabe mencionar que las cifras del cuadro 25 son el resultado de integrar los datos de los cuadros mencionados, que se muestran a continuación.

Cuadro 26
Ventas sectoriales del servicio público considerando los ahorros derivados del Pronase, 2010-2025
(GWh)

Sector	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	tmca (%) 2010-2025
Total Nacional	192,028	193,719	194,023	198,090	203,878	211,984	222,168	232,512	243,428	254,802	266,632	279,249	292,675	306,950	322,093	337,972	3.9
Ventas para servicio público	190,455	192,146	192,450	196,517	202,305	210,411	220,595	230,939	241,855	253,229	265,059	277,676	291,102	305,377	320,520	336,399	3.9
Residencial	49,294	49,714	47,529	47,151	45,892	45,672	47,160	48,784	50,564	52,506	54,621	57,153	60,029	63,260	66,846	70,827	2.3
Comercial	13,716	14,029	14,359	14,936	15,378	15,836	16,330	16,838	17,371	17,933	18,521	19,143	19,787	20,464	21,179	21,938	3.1
Servicios	7,339	6,774	6,874	7,013	7,181	7,378	7,546	7,734	7,930	8,135	8,351	8,587	8,820	9,065	9,320	9,612	1.3
Industrial	110,919	112,419	114,403	118,072	124,456	132,049	139,996	147,963	156,303	164,882	173,700	182,823	192,392	202,444	212,942	223,673	5.0
Empresa mediana	69,999	71,790	75,081	78,641	82,326	86,152	90,245	94,473	98,927	103,464	108,184	113,159	118,378	123,893	129,621	135,358	4.4
Gran industria	40,920	40,628	39,323	39,431	42,129	45,897	49,751	53,490	57,376	61,418	65,515	69,664	74,014	78,551	83,320	88,316	6.0
Bombeo agrícola	9,186	9,211	9,285	9,345	9,398	9,477	9,563	9,620	9,687	9,772	9,867	9,970	10,074	10,144	10,233	10,349	0.7
Exportación	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1,573	1.5

Nota: La tasa de crecimiento está referida a 2009. La cifra de ventas para dicho año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo.
Fuente: CFE.

Cuadro 27
Ventas sectoriales correspondientes a la reducción de pérdidas no técnicas, 2010-2025
(GWh)

Sector	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Nacional	1,233	2,523	3,897	5,300	6,797	8,449	10,214	12,103	14,122	16,283	18,603	21,104	23,802	26,712	29,816
Ventas para servicio público	1,233	2,523	3,897	5,300	6,797	8,449	10,214	12,103	14,122	16,283	18,603	21,104	23,802	26,712	29,816
Residencial	435	891	1,376	1,868	2,393	2,971	3,589	4,249	4,954	5,708	6,516	7,388	8,328	9,340	10,420
Comercial	477	977	1,509	2,049	2,625	3,261	3,939	4,664	5,439	6,268	7,157	8,115	9,148	10,261	11,448
Servicios	210	429	663	901	1,155	1,436	1,736	2,058	2,401	2,768	3,163	3,588	4,046	4,541	5,069
Industrial	12	25	39	53	68	84	102	121	141	163	186	211	238	267	298
Empresa mediana	12	25	39	53	68	84	102	121	141	163	186	211	238	267	298
Gran industria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo agrícola	98	201	312	428	556	696	848	1,011	1,187	1,377	1,581	1,803	2,043	2,302	2,581

Fuente: CFE.

Cuadro 28
Ventas sectoriales correspondientes a la prestación del servicio a cargas no atendidas, 2010-2025
(GWh)

Sector	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Nacional	259	2,591	3,396	3,996	3,997	3,997	4,008	4,008	4,011	4,011	4,022	4,011	4,011	4,011	4,022	4,011
Ventas para servicio público	259	2,591	3,396	3,996	3,997	3,997	4,008	4,008	4,011	4,011	4,022	4,011	4,011	4,011	4,022	4,011
Residencial	74	743	973	1,145	1,146	1,146	1,149	1,149	1,150	1,150	1,153	1,150	1,150	1,150	1,153	1,150
Comercial	37	365	479	563	563	563	565	565	565	567	567	565	565	565	567	565
Servicios	12	121	159	187	187	187	187	187	188	188	188	188	188	188	188	188
Industrial	136	1,362	1,785	2,101	2,101	2,101	2,107	2,107	2,109	2,109	2,114	2,109	2,109	2,109	2,114	2,108
Empresa mediana	51	511	670	788	788	788	791	791	791	791	793	791	791	791	793	791
Gran industria	85	851	1,115	1,312	1,313	1,313	1,316	1,316	1,317	1,317	1,321	1,317	1,317	1,317	1,321	1,317
Bombeo agrícola	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CFE.

En el análisis de la evolución reciente de la economía se presentan las tasas de crecimiento promedio anual registradas en el consumo nacional de electricidad y su desagregación sectorial. Con fines comparativos, se describe la evolución histórica (2000-2009) y prospectiva (2010-2025) de dichas variables. Durante el periodo histórico, el consumo nacional de electricidad creció 2.8% en promedio anual, mientras que para el periodo prospectivo destaca la expectativa de un crecimiento que es punto y medio mayor que en la última década (véase cuadro 29). La parte principal (91.5%) de la atención a ese consumo de electricidad seguirá proviniendo del servicio público de energía eléctrica, que de acuerdo a las proyecciones crecerá más que el consumo autoabastecido. Y en particular, de las ventas del servicio público, las destinadas al sector industrial crecerán por encima de las de cualquier sector, a una tasa media anual de 5.1%.

Cuadro 29
Crecimiento medio anual del consumo de electricidad
Escenario de planeación
(tasa media de crecimiento anual)

	Prospectiva 2010-2025		
	2000-2009 %	2010-2025 %	2010-2025 ¹ %
Consumo nacional	2.8	4.4	4.3
Consumo autoabastecido	8.1	2.4	2.4
Ventas para servicio público	2.3	4.6	4.5
Residencial	4.0	4.4	3.3
Comercial	2.1	3.5	5.9
Servicios	3.7	2.2	4.1
Agrícola	1.5	1.1	2.1
Industrial	1.6	5.2	5.1
Empresa mediana	3.2	4.6	4.5
Gran industria	-0.8	6.2	6.1

¹ Para el periodo 2010-2025 considera todas las acciones en materia de ahorro de energía, reducción de pérdidas no técnicas, así como la prestación del servicio a cargas no atendidas.

Nota: Las tasas de crecimiento histórica y prospectiva están referenciadas a 1999 y 2009, respectivamente. La cifra de ventas para el último año (182.5 TWh) incluye la energía vendida a costo cero a los empleados de la CFE, así como los usos propios facturados y locales del organismo

Fuente: CFE.

4.5 Estimación regional del consumo bruto de energía eléctrica

El consumo bruto se integra considerando las ventas de energía, el autoabastecimiento remoto, las pérdidas y usos propios. En los procesos de conducción y comercialización de la energía eléctrica se presentan pérdidas tanto técnicas como no técnicas (por acciones ilícitas). En febrero de 2010 la Sener publicó la Estrategia Nacional de Energía, la cual establece alcanzar un nivel de pérdidas comparable con estándares internacionales de 8% como meta para el periodo de planificación. Para lograr lo anterior y como cada área presenta un nivel de pérdidas diferente, se lleva a cabo un proceso de reducción gradual. Las pérdidas no técnicas se incorporan a las ventas y por otra parte se reducen las técnicas al valor objetivo de 8%.

Para el estudio regional del mercado eléctrico, el país se divide en 145 zonas —124 corresponden a las 13 Divisiones de Distribución originales y 21 a las nuevas del Valle de México— y 11 pequeños sistemas aislados, 6 de los cuales reciben energía de importación. Las zonas a su vez se agrupan en 9 áreas.

Cuadro 30
Consumo bruto por área de control¹, 2009-2025
(GWh)

Área de control	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Imca* (%) 2010-2025
Norte	19,428	20,334	20,827	21,358	21,882	22,483	23,180	23,972	24,855	25,765	26,647	27,606	28,654	29,797	31,019	32,326	33,736	3.5
Noreste	41,497	43,266	44,065	46,747	48,712	50,694	52,786	55,220	57,508	59,850	62,300	64,706	67,142	69,663	72,230	74,839	77,548	4.0
Occidental	52,179	55,623	55,794	56,054	57,526	59,140	61,274	63,720	66,179	68,779	71,511	74,327	77,826	81,417	84,786	88,346	92,066	3.6
Central	52,158	53,824	57,424	58,320	59,842	60,618	61,716	63,555	65,430	67,448	69,774	71,899	74,290	76,889	79,665	82,643	85,723	3.2
Oriental	39,118	41,145	41,894	41,785	42,642	43,331	44,478	46,094	47,845	49,693	51,534	53,515	55,512	57,745	60,151	62,683	65,367	3.3
Peninsular	9,426	9,676	9,926	10,189	10,713	11,185	11,728	12,379	13,034	13,751	14,514	15,326	16,212	17,176	18,221	19,339	20,528	5.0
Noroeste	16,997	17,195	17,977	18,987	19,651	20,273	21,076	21,924	22,780	23,713	24,458	25,475	26,518	27,803	29,075	30,444	31,905	4.0
Baja California	12,084	12,206	12,280	12,393	12,803	13,285	13,850	14,507	15,095	15,767	16,418	17,168	17,977	18,822	19,719	20,665	21,649	3.7
Baja California Sur	1,989	2,049	2,109	2,182	2,306	2,434	2,583	2,756	2,926	3,128	3,359	3,599	3,871	4,159	4,485	4,831	5,198	6.2
Pequeños sistemas ²	147	150	154	158	164	170	176	184	192	201	210	219	230	242	255	269	283	4.2

* Referida a 2009.

¹ Incluye ventas, autoabastecimiento remoto, pérdidas y usos propios.

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

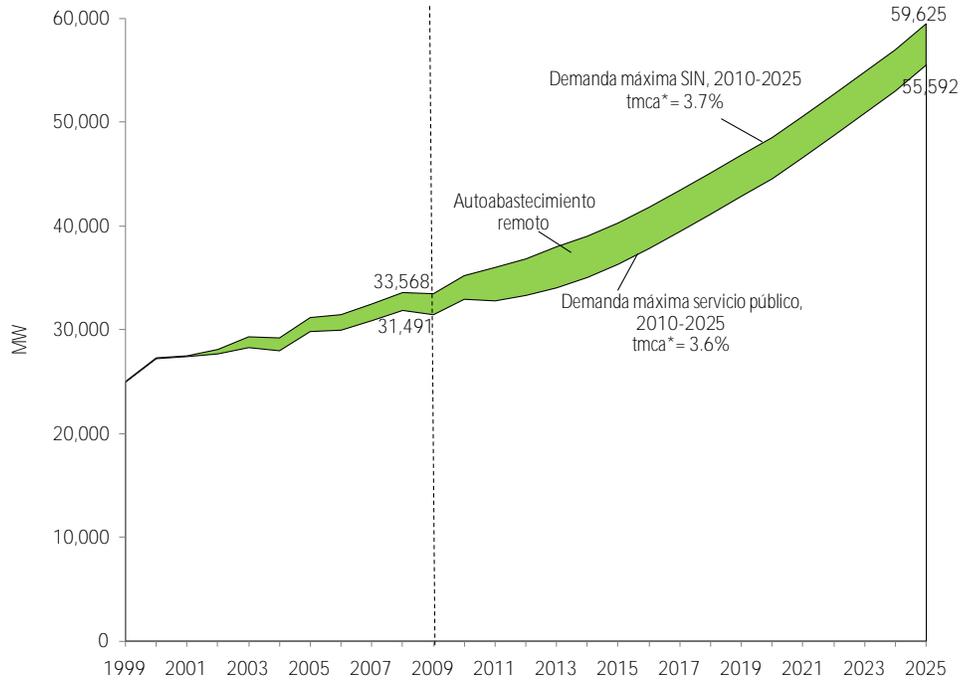
Fuente: CFE.

4.6 Evolución de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La demanda total a abastecerse por el sistema eléctrico corresponde a la del servicio público, más la de los proyectos de autoabastecimiento que requieren servicios de transmisión y de respaldo. Para efectos de la planificación del SIN, se incluye la demanda de cargas con autoabastecimiento remoto debido a la necesidad de considerar los servicios de interconexión y porteo, mientras que la del autoabastecimiento local se considera independiente del sistema, a menos que requiera servicio de respaldo.

En los años recientes (1999-2009), el crecimiento de la demanda máxima bruta no coincidente del SIN fue de 3.0%, en tanto que la del servicio público —sin cargas remotas— fue de 2.3%. Este comportamiento ascendente en la demanda del SIN ha sido impulsado, en parte, por la entrada en operación de algunas sociedades de autoabastecimiento que iniciaron operaciones desde 2002 y que atienden a numerosas cargas remotas en las áreas Noreste y Occidental. Se estima que para el periodo 2009-2025, la demanda máxima bruta del sistema podría alcanzar un crecimiento promedio anual de 3.7%, mientras que la del servicio público de 3.6% (véase gráfica 50).

Gráfica 50
Evolución de la demanda máxima bruta del SIN, 1999-2025
MW



* Tasa media de crecimiento anual referida a 2009.
 Fuente: CFE.

4.6.1 Demanda bruta por área operativa

La demanda bruta es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado. Esta se integra por la demanda del servicio público, así como por la atendida por centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo. Toda esta energía es satisfecha por el parque de generación del servicio público y el sector privado a través de la infraestructura de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica nacional.

Para determinar la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras así como la expansión óptima de la red de transmisión, es necesario calcular la potencia y energía que se requiere en cada uno de los centros de consumo del país. El punto de partida es el estudio regional de las ventas de energía eléctrica, en el cual se analiza su evolución en cada zona geográfica. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de tendencia, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. Los resultados se ajustan para encuadrar con el pronóstico de las ventas nacionales, definidas previamente con base en una metodología econométrica.

En el Cuadro 31 se indican las cifras correspondientes a la demanda bruta por área, representada mediante tres categorías: demanda máxima anual, demanda media y demanda base. En nuestro país, el área de control con la mayor demanda es el área Central, que en 2009 registró una demanda máxima de 8,702 MW. Por otro lado, se prevé que durante el periodo 2010-2025 los principales incrementos anuales de la carga máxima se presenten en las áreas de Baja California Sur, con 6.2%, y Peninsular con 5.1% en promedio anual. En 2009 la magnitud de la carga máxima en la primera de estas regiones se ubicó en 360 MW, mientras que en la última fue de 1,435 MW.

Cuadro 31
Demanda bruta estimada por tipo de carga y área de control, 2010-2025
 (MWh/h)

Área de control		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Imca* (%) 2010-2025
Norte	P	3,385	3,466	3,555	3,658	3,759	3,875	3,997	4,155	4,308	4,455	4,603	4,791	4,982	5,186	5,390	5,640	3.5
	M	2,321	2,378	2,431	2,498	2,567	2,646	2,729	2,837	2,941	3,042	3,143	3,271	3,401	3,541	3,680	3,851	3.5
	B	1,977	2,024	2,076	2,137	2,196	2,264	2,335	2,427	2,516	2,602	2,689	2,798	2,910	3,029	3,148	3,295	3.5
Noreste	P	7,090	7,226	7,667	8,011	8,349	8,700	9,083	9,485	9,871	10,276	10,643	11,074	11,490	11,914	12,310	12,791	3.9
	M	4,938	5,029	5,321	5,560	5,786	6,025	6,285	6,564	6,831	7,111	7,365	7,663	7,951	8,244	8,519	8,851	4.0
	B	4,313	4,396	4,664	4,873	5,079	5,293	5,525	5,770	6,005	6,251	6,475	6,737	6,990	7,247	7,489	7,781	3.9
Occidental	P	8,175	8,206	8,249	8,499	8,745	9,078	9,449	9,837	10,237	10,654	11,044	11,595	12,130	12,632	13,127	13,717	3.6
	M	6,350	6,369	6,381	6,567	6,751	6,995	7,254	7,555	7,851	8,163	8,462	8,884	9,294	9,679	10,058	10,510	3.6
	B	5,300	5,320	5,348	5,510	5,670	5,886	6,126	6,378	6,637	6,908	7,160	7,518	7,865	8,190	8,511	8,893	3.6
Central	P	9,000	9,595	9,720	9,976	10,106	10,290	10,568	10,884	11,214	11,604	11,925	12,358	12,792	13,256	13,716	14,268	3.1
	M	6,144	6,555	6,639	6,831	6,920	7,045	7,235	7,469	7,700	7,965	8,185	8,481	8,777	9,094	9,408	9,786	3.2
	B	4,693	5,003	5,068	5,202	5,269	5,365	5,510	5,675	5,847	6,050	6,218	6,443	6,670	6,912	7,152	7,440	3.1
Oriental	P	6,272	6,383	6,349	6,499	6,615	6,801	7,051	7,342	7,629	7,915	8,200	8,533	8,879	9,253	9,620	10,062	3.2
	M	4,638	4,724	4,699	4,809	4,888	5,019	5,190	5,404	5,615	5,826	6,035	6,280	6,535	6,810	7,080	7,406	3.2
	B	4,028	4,100	4,078	4,174	4,249	4,368	4,529	4,716	4,900	5,084	5,267	5,481	5,703	5,943	6,179	6,463	3.2
Peninsular	P	1,520	1,552	1,585	1,664	1,733	1,814	1,906	2,005	2,109	2,228	2,348	2,492	2,642	2,804	2,969	3,162	5.1
	M	1,081	1,109	1,136	1,199	1,253	1,315	1,386	1,464	1,546	1,633	1,720	1,826	1,935	2,054	2,175	2,317	5.1
	B	891	910	929	975	1,015	1,063	1,117	1,175	1,236	1,306	1,376	1,460	1,548	1,643	1,740	1,853	5.1
Noroeste	P	3,617	3,665	3,826	3,936	4,025	4,148	4,266	4,408	4,583	4,727	4,910	5,125	5,373	5,619	5,867	6,166	4.0
	M	1,963	2,052	2,162	2,243	2,314	2,406	2,496	2,600	2,707	2,792	2,900	3,027	3,174	3,319	3,466	3,642	4.0
	B	1,780	1,803	1,883	1,937	1,981	2,041	2,099	2,169	2,255	2,326	2,416	2,522	2,644	2,765	2,887	3,034	4.0
Baja California	P	2,229	2,237	2,246	2,321	2,404	2,506	2,618	2,729	2,855	2,981	3,117	3,282	3,446	3,619	3,791	3,992	4.0
	M	1,289	1,298	1,307	1,358	1,413	1,478	1,550	1,622	1,699	1,774	1,855	1,954	2,051	2,154	2,257	2,376	3.9
	B	1,077	1,081	1,085	1,122	1,162	1,211	1,265	1,319	1,379	1,440	1,506	1,586	1,665	1,749	1,832	1,929	3.7
Baja California Sur	P	371	382	394	417	441	468	498	530	566	608	650	701	753	812	872	941	6.2
	M	234	241	248	263	278	295	314	334	357	383	410	442	475	512	550	593	6.0
	B	194	199	206	218	230	244	260	277	296	318	339	366	393	424	455	491	6.1
Pequeños sistemas	P	32	32	33	35	36	37	38	40	42	44	46	48	51	53	56	59	4.0
	M	17	18	18	19	19	20	21	22	23	24	25	26	28	29	31	32	3.9
	B	15	16	16	17	17	18	18	19	20	21	22	23	24	26	27	28	4.3

P= Carga máxima M= Carga media B= Carga base.

* Tasa media de crecimiento anual, referida a 2009.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.7 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional

El programa de expansión de capacidad incluye las centrales en proceso de construcción o licitación, y la capacidad adicional. Esta última se refiere a la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de inicio de operación.

El programa de capacidad adicional requerida para atender la demanda de energía eléctrica estimada para los próximos años, se realiza con base en la evaluación técnica y económica de las diferentes configuraciones de los proyectos, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que logran el menor costo total de largo plazo. Dicho programa de expansión considera el tiempo de maduración de cada proyecto, que inicia con la planeación de una nueva central generadora, el proceso de licitación, contratación, construcción y termina hasta su entrada en operación comercial, para lo cual en promedio transcurren de cuatro a seis años, dependiendo del tipo de central y del combustible a utilizar, entre otros factores. En el caso de los proyectos de transmisión se requiere de un proceso que va de tres a cinco años previo al inicio de operaciones de la nueva infraestructura.

Adicionalmente, el programa de expansión de capacidad toma en cuenta otros elementos como son: la configuración del sistema de generación (retiros de unidades obsoletas e ineficientes, proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, etc.) y la red troncal de transmisión. El análisis se realiza para tres sistemas: Sistema Interconectado Nacional (SIN), Baja California y Baja California Sur.

En el desarrollo de la planeación se evalúan diferentes alternativas. Es importante mencionar que en estudios recientes se concluyó la conveniencia técnica y económica de interconectar el área Baja California al SIN mediante un enlace asíncrono. Esta interconexión aportará, entre otros beneficios, la posibilidad de compartir recursos de generación del SIN para atender la demanda punta del sistema Baja California y, en los periodos de menor demanda en dicho sistema, exportar al SIN los excedentes de capacidad y energía base (geotérmica y ciclo combinado), aprovechando la diversidad de la demanda entre los dos sistemas. Con esta interconexión, se reducirán los costos totales de inversión en infraestructura de generación y producción. Además, el enlace de Baja California al SIN abrirá nuevas oportunidades para efectuar transacciones de potencia y energía con diversas compañías eléctricas del oeste de EUA, mediante los enlaces actuales con los sistemas eléctricos de California. La entrada en operación de esta interconexión se ha programado para 2014. Actualmente se analiza la posibilidad de interconectar el sistema de Baja California Sur al SIN. Un beneficio importante será el de posponer o en su caso no llevar a cabo proyectos de generación con tecnologías que requieren altos costos de inversión y de operación en tal área, además del beneficio ambiental derivado de esta alternativa.

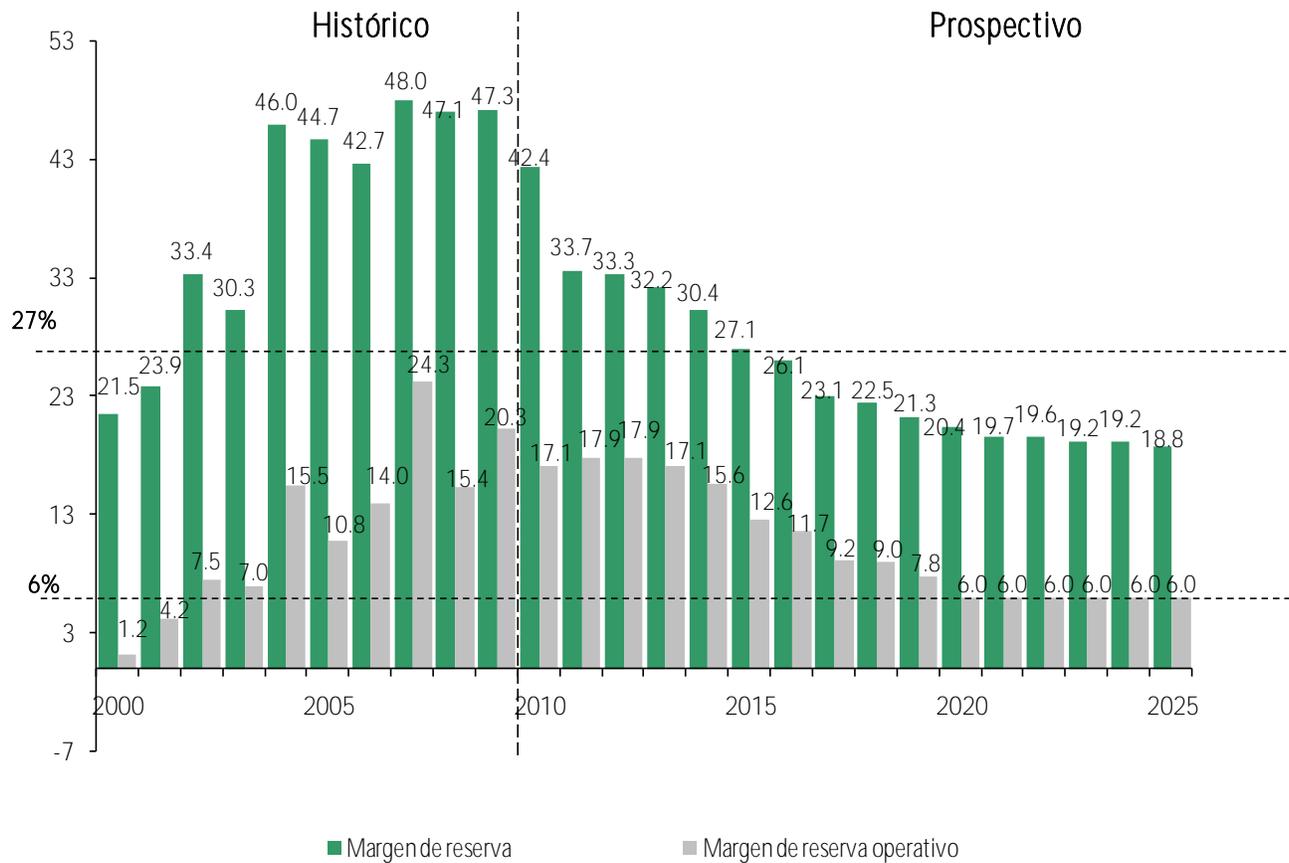
4.7.1 Margen de reserva y margen de reserva operativo, 2010-2025

Al cierre de 2009, el margen de reserva del SIN (incluyendo la capacidad de autoabastecimiento remoto) se ubicó en 47.3% y el margen de reserva operativo en 20.3%. Se estima que el MR se mantendrá alto hasta 2015, año en que se ubicaría alrededor de 27% y seguiría descendiendo hasta alcanzar en 2025 un valor cercano a 19%. Mientras que, el MRO, alcanzará valores por debajo de 10% para establecerse en un nivel de 6.0% desde 2020 en adelante (véase gráfica 51). El ajuste del margen de reserva se dificulta por el tiempo que requiere un proyecto de generación desde su planeación hasta el inicio de operaciones, así como por la vida útil de las plantas y los enlaces de transmisión existentes. Para ajustar paulatinamente el margen de reserva al valor deseado, se ha reprogramado la fecha de inicio de operación de los proyectos que aún no están en proceso de licitación o construcción.

Con base en las estimaciones del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, es prioritario contar con la capacidad requerida en el programa de expansión, dado que existen regiones en las que durante ciertos periodos del año (generalmente en verano), la demanda máxima supera a la capacidad instalada, lo que podría generar requerimientos de flujos de potencia y soporte de voltaje desde otras regiones mediante los correspondientes enlaces de transmisión. Sin embargo, independientemente del nivel del margen de reserva del SIN, también existen

restricciones de capacidad de transmisión en dichos enlaces, lo cual podría generar cuellos de botella. En el caso de Baja California, por encontrarse aislado del SIN en ocasiones se recurre a la importación de energía.

Gráfica 51
Sistema Interconectado: Margen de reserva y margen de reserva operativo¹
 (%)



¹ Considera la capacidad del servicio público y autoabastecimiento remoto.
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

En el caso de las centrales con tecnología de ciclo combinado y turbogás, su capacidad se ve afectada por las condiciones de temperatura ambiente. En las áreas del norte este efecto es mayor debido a las altas temperaturas que se registran durante los periodos de verano, época en la que se presenta la demanda máxima. Por esta razón, para el cálculo del MR y MRO, se han considerado degradaciones estacionales de capacidad por temperatura de 8.6% y 5.6% para el parque de generación a base de gas de las áreas del norte y áreas del sur, respectivamente.

En los estudios de planificación se desarrollan planes conjuntos de expansión para los sistemas de generación y transmisión, con el fin de utilizar generación remota de otras áreas. El indicador de margen de reserva global supone la disponibilidad de capacidad de transmisión a fin de llevar la potencia y la energía a cualquier lugar del sistema. En áreas deficitarias en capacidad de generación, se realizan estudios para asegurar la reserva de generación y transmisión regional. Cuando la puesta en operación de las centrales generadoras en áreas deficitarias se retrasa por algún motivo, la confiabilidad del suministro depende de la capacidad de transmisión disponible en los enlaces con otros sistemas.

En estos casos, los indicadores de reserva global no son aplicables y se debe calcular el margen de reserva local. En este tipo de análisis se considera la capacidad de generación local y la capacidad de importación de energía proveniente del resto del sistema.

Por otro lado, respecto a los sistemas aislados como es el caso 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. En el sistema Baja California se admite como valor mínimo de capacidad de reserva (después de descontar la capacidad no disponible por mantenimiento) lo que resulte mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor o, b) 15% de la demanda máxima (véase Cuadro 32). En lo concerniente al sistema Baja California Sur, se asume como valor mínimo de capacidad de reserva, el total de la capacidad de las dos unidades generadoras mayores.

Cuadro 32
Margen de reserva del Sistema Baja California, 2010-2025

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Capacidad instalada (MW)	2,326	2,402	2,398	2,518	3,041	3,046	3,037	3,057	3,024	3,541	3,496	3,737	3,722	4,268	4,266	4,266
Interconexión al SIN (MW) ¹					-277	-165	-27	81	259	-113	88	37	240	-106	94	271
Importación de EUA (MW)	237	171	184	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54
Capacidad total (MW) ²	2,563	2,573	2,582	2,669	2,764	2,882	3,011	3,139	3,283	3,428	3,585	3,775	3,962	4,162	4,360	4,591
Demanda (MW) ³	2,229	2,237	2,246	2,321	2,404	2,506	2,618	2,729	2,855	2,981	3,117	3,282	3,446	3,619	3,791	3,992
Reserva de capacidad (MW)	334	336	337	348	361	376	393	409	428	447	468	492	517	543	569	599
Margen de reserva (%) ⁴	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0

¹ A partir de 2014, el sistema Baja California se interconectará al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante un enlace de transmisión de 300 MW de capacidad.

² Considera importación de energía en periodos de verano, así como degradaciones estacionales.

³ No incluye exportación. La demanda de 2010 corresponde a la real.

⁴ Criterio de reserva: 15% de la demanda máxima.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Como parte del proceso de planeación y de manera sistemática, anualmente se revisan las fechas de operación programadas para los proyectos de generación, con base las demandas y consumos observados, así como en los cambios de las expectativas económicas del país y de la evolución regional en materia de desarrollo urbano e industrial. En este sentido, se han efectuado ajustes a las adiciones de capacidad para cumplir en lo posible con los criterios de reserva de capacidad.

4.7.2 Consideraciones básicas para la planeación del sistema eléctrico

El programa de expansión del SEN se determina seleccionando las obras de generación y transmisión que minimizan costos actualizados de inversión, operación y energía no servida en el periodo de planificación (programa de expansión óptimo). También se analizan sistemáticamente diversas configuraciones de proyectos, que se evalúan técnica y económicamente en el marco del sistema eléctrico. Para este proceso se utilizan modelos de optimización y simulación.

Los elementos principales que intervienen en estos estudios son los siguientes:

- Demanda máxima y energía necesaria
- Autoabastecimiento y cogeneración
- Sistema de generación existente
- Capacidad por retirar
- Disponibilidad del parque de generación
- Costos de inversión en generación y transmisión
- Precio de combustibles

Una de las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión 2010-2025 radica en considerar la diversificación de las fuentes de generación, con una especial orientación hacia las fuentes renovables. En lo que concierne a los combustibles fósiles, con objeto de diversificar las fuentes de suministro de gas natural para las centrales eléctricas y con ello asegurar el abastecimiento, CFE ha implementado como alternativa la importación de gas natural licuado (GNL), con lo que ha impulsado la instalación de las terminales para su almacenamiento y regasificación en las costas del Golfo de México, del Occidente del país y de la península de Baja California.

Para el Centro del país, caracterizado como área importadora de energía, se han programado proyectos de ciclo combinado para iniciar operaciones a partir de 2013. Estos tienen un carácter estratégico en la expansión del SEN, ya que mejorarán sustancialmente la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en esta región.

Dentro de las estrategias para diversificar las fuentes de generación de electricidad se ha programado la construcción de nueva capacidad eoloeléctrica por 2,023 MW, que iniciará operaciones entre 2010 y 2016. Adicionalmente, se licitará capacidad geotermoeléctrica por 357 MW, que iniciará operaciones durante 2011 y 2020. Asimismo, se licitará un proyecto solar de 5 MW en escala piloto que entrará en operación en 2012.

Hacia los últimos años del horizonte de planeación 2010-2025, se considera la incorporación de proyectos denominados como de Nueva Generación Limpia¹⁹, los cuales, contribuirán a diversificar la canasta de generación del SEN. Asimismo, en el actual programa de centrales generadoras se ha incluido el concepto de Nuevas Tecnologías de

¹⁹ Algunas opciones posibles son: ciclo combinado y carboeléctrica con captura y secuestro de CO₂, nucleoeeléctrica, eoloeléctrica, solar o importación de capacidad.

Generación donde se consideran proyectos de ciclo combinado con eficiencias mejoradas y nuevas tecnologías para la generación distribuida.

En este contexto, es importante mencionar que en el Cuarto Informe de Labores de la Secretaría de Energía, se publicó la evolución reciente de la participación de las fuentes primarias de energía que se utilizan para generación de electricidad, en la cual se da seguimiento a la composición del parque de generación en congruencia con los indicadores y metas establecidas en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (véase cuadro 33).

CUADRO 33

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA, 2007-2010
(Porcentaje)

Concepto	Datos anuales				Enero-junio		
	Observado			Meta 2010	2009	2010 ^{1/}	Variación ^{2/}
	2007	2008	2009				
Total	100	100	100	100	100	100	-
Combustóleo	28	28	26	26	26	25	-1
Gas natural	37	38	38	38	38	38	-
Carbón	9	7	9	9	9	11	2
Grandes hidroeléctricas ^{1/}	18	19	19	18	19	19	-
Pequeñas hidroeléctricas	4	3	3	4	3	3	-
Otros renovables	2	2	2	3	2	2	-
Nuclear	3	3	3	3	3	3	-

^{1/} Las grandes hidroeléctricas tienen una capacidad de generación igual o mayor a 70 megawatts.

^{2/} Cifras reales.

^{3/} Calculado como diferencia en puntos porcentuales.

FUENTE: Secretaría de Energía. Comisión Federal de Electricidad.

4.7.3 Programa de expansión

El programa de expansión del SEN se integra por la planeación del servicio público y la proyección de adiciones de capacidad de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración. Por una parte, las adiciones de capacidad de permisionarios permiten, dentro del marco regulatorio vigente, el aprovechamiento del potencial de generación de electricidad en varios sectores y ramas industriales que por las características de sus procesos, ofrecen posibilidades de ahorro de energía y mitigación de costos. Por otra parte, abre la posibilidad para que diferentes tipos de usuarios contribuyan a diversificar las fuentes de suministro de energía eléctrica.

Durante el periodo 2010-2025, el programa de expansión del servicio público requerirá adiciones de capacidad bruta por 37,655 MW de los cuales, 5,218 MW son de capacidad terminada en 2010, en construcción o licitación, 32,041 MW de capacidad adicional en proyectos que aún no se han licitado y 396 MW en proyectos de rehabilitación y modernización (véase cuadro 34). Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 4,968 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que

el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex con 260 MW de capacidad para porteo, así como proyectos eólicos del Istmo de Tehuantepec y un paquete de 3,000 MW de capacidad programada para el aprovechamiento de energías renovables a partir de 2015 (véase cuadro 35).

Cuadro 34
Programa de adiciones de capacidad en el SEN, 2010-2025
(MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Total¹	1,886	1,870	1,596	3,588	583	2,465	2,315	2,239	2,427	2,157	3,468	4,130	1,951	5,812	3,310	2,826	42,623
Servicio Público	1,624	923	1,299	3,142	567	2,115	2,215	1,889	2,127	1,957	3,168	3,880	1,651	5,562	3,010	2,526	37,655
Comisión Federal de Electricidad	1,624	923	1,299	3,142	567	2,115	2,215	1,889	2,127	1,957	3,168	3,880	1,651	5,562	3,010	2,526	37,655
Capacidad en construcción o licitación ²	1,277	903	1,294	1,743													5,218
Capacidad adicional			5	1,399	537	2,115	2,215	1,889	2,127	1,957	3,168	3,880	1,651	5,562	3,010	2,526	32,041
Rehabilitaciones y modernizaciones (RM) ³	346	20			30												396
Autoabastecimiento remoto	262	947	297	446	17	350	100	350	300	200	300	250	300	250	300	300	4,968

¹ Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.

² Incluye 32 MW de tecnología turbogás en el área Central.

³ Incluye proyectos de rehabilitación y modernización (RM) de Laguna Verde, Río Bravo, Francisco Pérez Ríos (Tula), Central Hidroeléctrica (CH) Villita y CH Infiernillo (396.2 MW).

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

El programa de autoabastecimiento a 2014 considera aquellos proyectos para autoabastecimiento y/o cogeneración, con alta probabilidad de realización. Posterior a ese año se consideran bloques de autoabastecimiento a base de fuentes renovables, de los cuales aun no se cuenta con ubicación precisa en el territorio nacional, pero que podrían desarrollarse por particulares con base en el marco legal aplicable para el aprovechamiento de las energías renovables. La capacidad estimada que se podría instalar asciende en total a 3,000 MW durante el periodo 2015-2025 (véase cuadro 35). Con la incorporación de esta capacidad y las adiciones programadas para el servicio público durante todo el periodo 2010-2025, será posible alcanzar, hacia el final del mismo, las metas de participación de fuentes renovables de energía y generación limpia planteadas en la Estrategia Nacional de Energía.

En el caso del bloque de capacidad eoloeleéctrica, esta pudiera instalarse principalmente en la región del Istmo de Tehuantepec. La capacidad solar podría aprovechar los altos niveles de radiación solar en el norte del país. El desarrollo de proyectos de biomasa se asocia a su vez con la posible realización de proyectos de cogeneración particularmente en ingenios azucareros, donde es posible aprovechar las necesidades de vapor y electricidad conjuntamente. Asimismo, se prevé la realización de proyectos minihidráulicos en la zona del Golfo de México y el sureste del país, zonas con los recursos hídricos más importantes.

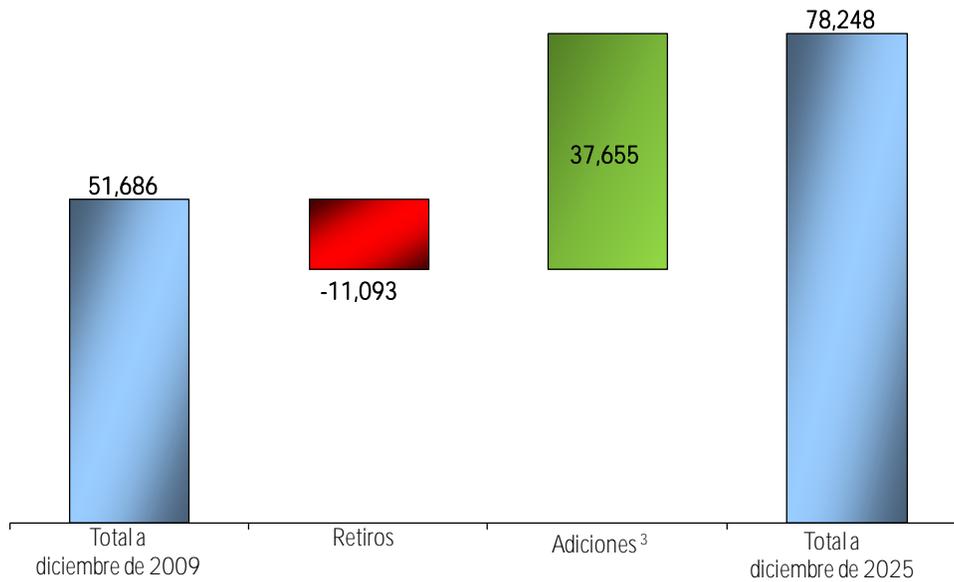
Cuadro 35
Programa de autoabastecimiento y cogeneración¹
2010-2025

2010				2011					
PROYECTO	TIPO	MW	MES	ÁREA	PROYECTO	TIPO	MW	MES	ÁREA
Municipio de Mexicali	EO	10.0	Ene	BC	Eoliatec del Pacifico	EO	160.0	Sep	ORI
Eólica Sta Catarina	EO	17.5	Ene	NES	Eoliatec del Istmo (2° etapa)	EO	142.0	Sep	ORI
BII NEE STIPA Energía Eólica	EO	26.4	Abr	ORI	Fuerza Eólica del Istmo (2° etapa)	EO	50.0	Sep	ORI
Eléctrica del Valle de México	EO	67.5	Abr	ORI	Desarrollos Eólicos Mexicanos	EO	228.0	Oct	ORI
Energía San Pedro	CI	1.6	Ago	NES	Genermex	CC	140.2	Nov	NES
Electricidad del Istmo	HID	19.8	Sep	ORI	Fuerza y Energía BII HIOXO (UF)	EO	226.8	Dic	ORI
Hidroeléctrica Arco iris	HID	0.8	Nov	OCC					
Bioeléctrica de Occidente	BIO	24.1	Nov	OCC					
Eoliatec del Istmo (1 ra etapa)	EO	21.3	Dic	ORI					
Fuerza Eólica del Istmo (1ra etapa)	EO	30.0	Dic	ORI					
Plasa Cogeneración	TC	13.4	Dic	ORI					
Compañía de Energía Mexicana	HID	29.7	Dic	ORI					
Subtotal		262.1			Subtotal		947.0		
2012				2013					
PROYECTO	TIPO	MW	MES	ÁREA	PROYECTO	TIPO	MW	MES	ÁREA
Gamesa Energía	EO	288.0	May	ORI	Pemex Lázaro Cárdenas	TG	-5.2	Ene	ORI
Hidroatlilco	HID	8.5	Dic	ORI	Pemex Independencia	TG	-54.0	Ene	ORI
					Pemex Cactus	TG	-27.0	Ene	ORI
					Pemex Cosoleacaque	TG	-17.0	Ene	ORI
					Pemex Pajaritos	TG	-15.5	Ene	ORI
					Pemex Escolin	TG	-28.0	Ene	ORI
					Pemex La Venta	TG	-14.0	Ene	ORI
					Pemex Petroquímica Morelos	TG	-25.6	Ene	ORI
					Nuevo Pemex	CC	260.0	Ene	ORI
					CD Pemex	TG	-20.3	Ene	ORI
					Pemex Ref A. Dov.	TG	-2.1	Ene	ORI
					Pemex Salamanca	TG	-1.5	Ene	OCC
					Vientos del Istmo	EO	180.0	Ago	ORI
					Energía Alterna Istmeña	EO	215.9	Ago	ORI
Subtotal		296.5			Subtotal		445.7		
2014				2015					
PROYECTO	TIPO	MW	MES	ÁREA	BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
Electricidad de Oriente	HID	16.6	Ene	ORI	Energía Eólica I	EO	300.0	Sep	ORI
					Mini Hidro I	HID	50.0	Sep	ORI
Subtotal		16.6			Subtotal		350.0		
2016				2017					
BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
Mini Hidro II	HID	50.0	Sep	ORI	Energía Eólica II	EO	300.0	Sep	ORI
Biomasa I	BIO	50.0	Nov	OCC	Mini Hidro III	HID	50.0	Sep	ORI
Subtotal		100.0			Subtotal		350.0		
2018				2019					
BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
Energía Eólica III	EO	300.0	Sep	ORI	Solar I	SOLAR	100.0	Abr	NOR
					Mini Hidro IV	HID	50.0	Sep	ORI
					Biomasa II	BIO	50.0	Nov	OCC
Subtotal		300.0			Subtotal		200.0		
2020				2021					
BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
Energía Eólica IV	EO	300.0	Sep	ORI	Solar II	SOLAR	150.0	Abr	NOR
					Mini Hidro V	HID	50.0	Sep	ORI
					Biomasa III	BIO	50.0	Nov	OCC
Subtotal		300.0			Subtotal		250.0		
2022				2023					
BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
Energía Eólica V	EO	300.0	Sep	ORI	Solar III	SOLAR	150.0	Abr	NOR
					Mini Hidro VI	HID	50.0	Sep	ORI
					Biomasa IV	BIO	50.0	Nov	OCC
Subtotal		300.0			Subtotal		250.0		
2024				2025					
BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	BLOQUES DE CAPACIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
Energía Eólica VI	EO	300.0	Sep	ORI	Solar IV	SOLAR	200.0	Abr	NOR
					Biomasa V	BIO	100.0	Nov	OCC
Subtotal		300.0			Subtotal		300.0		
TOTAL					4,967.9				

¹ Capacidad de autoabastecimiento remoto. Incluye los bloques de capacidad para fuentes renovables a partir de 2015.
Fuente: Sener, CFE y Pemex.

Hacia 2025 se prevé realizar retiros de capacidad obsoleta e ineficiente del servicio público de energía eléctrica por 11,093 MW (véase gráfica 52).

Gráfica 52
Sistema Eléctrico Nacional: programa de expansión 2010-2025^{1,2}
(MW)



¹ No incluye autoabastecimiento

² Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.

³ Incluye proyectos de rehabilitación y modernización (RM) de Laguna Verde, Río Bravo, Francisco Pérez Ríos (Tula), Central Hidroeléctrica (CH) Villita y CH Infiernillo (396.2 MW), así como 32 MW de turbogás en el Área Central.

Fuente: CFE.

4.7.3.1 Capacidad terminada, en construcción o en proceso de licitación

La capacidad terminada, en construcción o licitación considerada en esta prospectiva asciende a 5,218 MW, que consiste en centrales programadas para iniciar operaciones durante el periodo 2010-2013. Este programa está integrado por: 2,616 MW de tecnología de ciclo combinado, la central Carboeléctrica del Pacífico con 678 MW que inició operaciones en 2010, las centrales eólicas La Venta III y Oaxaca I-IV que en conjunto adicionan 507 MW, 54 MW de capacidad geotermoeléctrica correspondiente a las fases A y B de la central Humeros, programadas para iniciar operaciones en 2011 y 2012, respectivamente y la central hidroeléctrica La Yesca con 750 MW que iniciará operaciones en 2012 (véase cuadro 36).

Con relación al tipo de financiamiento, 1,726 MW de capacidad en construcción o licitación corresponden al esquema de Productor Independiente de Energía (PIE) y 3,492 MW como Obra Pública Financiada (OPF).

La distribución geográfica de la capacidad terminada, en construcción o licitación de CFE, se presenta en el Mapa 7. En la costa del Estado de Guerrero, la Carboeléctrica del Pacífico tiene una capacidad bruta de 678 MW; en el Istmo de Tehuantepec se construyen las centrales eólicas La Venta III, Oaxaca I y Oaxaca II-IV, que contribuirán a diversificar el parque de generación en nuestro país al aportar 507 MW de capacidad de energía renovable, así como las fases A y B del proyecto geotermoeléctrico Humeros, en Puebla y la central hidroeléctrica La Yesca en Nayarit.

Durante el año en curso inició operaciones la central de ciclo combinado Norte, en Durango, con capacidad bruta de 466 MW y además, para 2011 y 2012 se tiene programado el inicio de operación de las unidades 1 y 2 repotenciadas de la central Manzanillo I, respectivamente, que en conjunto representarán 920 MW de ciclo combinado. Otras centrales de ciclo combinado que se encuentran en construcción son: Norte II en Chihuahua, con 459 MW y Agua Prieta II en Sonora, de 477 MW. Esta última integrará un campo termosolar que aportará 10 MW eléctricos a la capacidad de la central.

Cuadro 36
Proyectos de generación terminados, en construcción o en proceso de licitación, 2010-2013

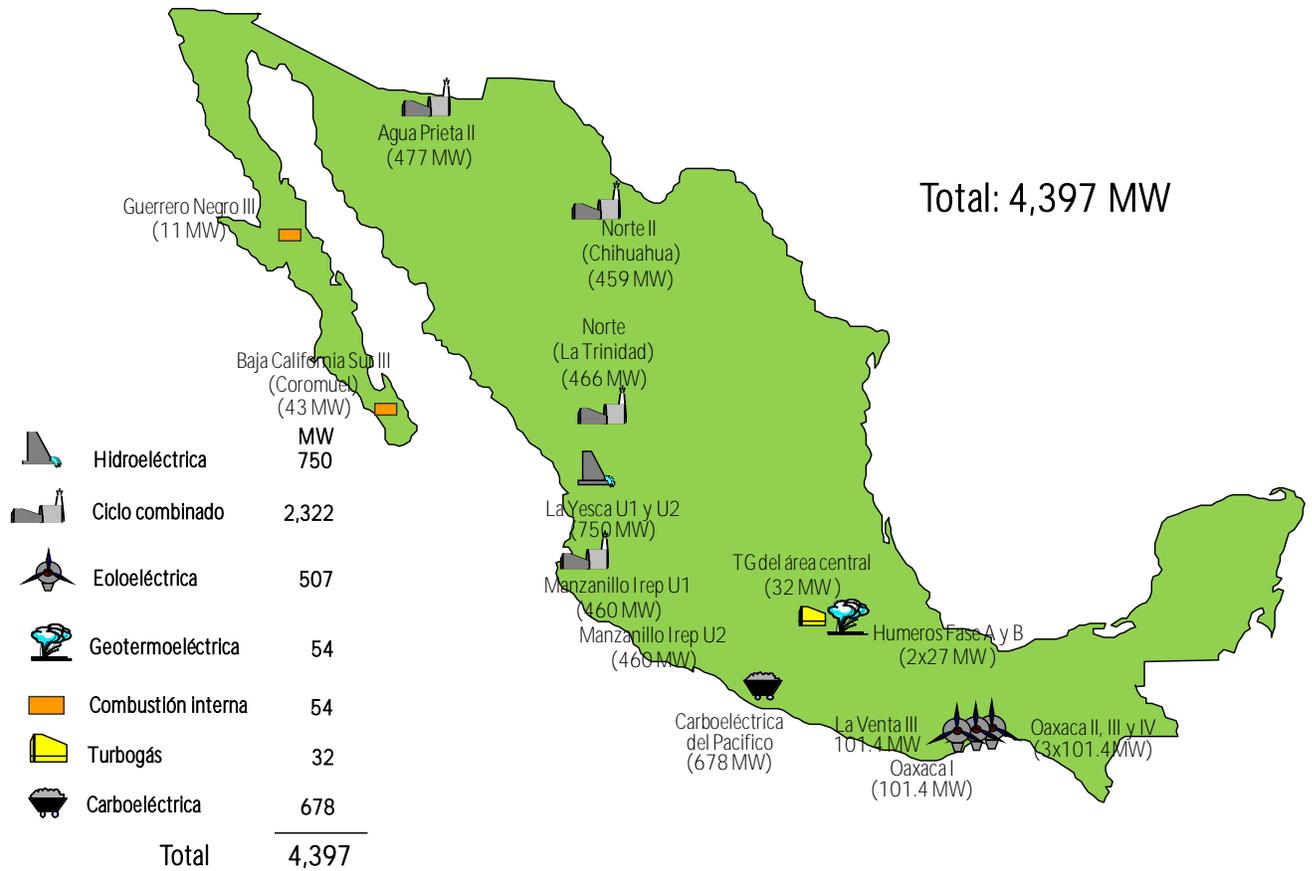
Proyecto	Ubicación	Tecnología	Fecha del concurso	Modalidad de licitación o financiamiento	Capacidad bruta (MW)			
					2010	2011	2012	2013
Total anual					1,277	903	1,294	1,743
Acumulado					1,277	2,181	3,475	5,218
Proyectos terminados en 2010								
TG área central	Central	TG	2005	OPF	32			
Carboeléctrica del Pacífico	Guerrero	CAR	2003	OPF	678			
Norte (La Trinidad)	Durango	CC	2005	PIE	466			
Subtotal					1,176	-	-	-
Proyectos en construcción								
Oaxaca I	Oaxaca	EOL	2008	PIE	101			
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	EOL	2009	PIE		304		
Manzanillo I rep U1	Colima	CC	2009	OPF		460		
Manzanillo I rep U2	Colima	CC	2009	OPF			460	
La Yesca U1 y U2	Nayarit	HID	2007	OPF			750	
Guerrero Negro III	Baja California Sur	CI	2009	OPF		11		
Baja California Sur III (Coromuel)	Baja California Sur	CI	2009	OPF			43	
La Venta III	Oaxaca	EOL	2008	PIE		101		
Humeros fase A	Puebla	GEO	2008	OPF		27		
Humeros fase B	Puebla	GEO	2009	OPF			27	
Norte II (Chihuahua)	Chihuahua	CC	2008	PIE				459
Agua Prieta II ¹	Sonora	CC	2009	OPF				477
Subtotal					101	903	1,280	936
Proyectos en proceso de licitación								
Santa Rosalía II	Baja California Sur	CI	2010	OPF			15	
Salamanca Fase I	Guanajuato	TG	2010	OPF				470
Baja California III (La Jovita)	Baja California	CC	2010	PIE				294
Baja California Sur IV (Coromuel)	Baja California Sur	CI	2010	OPF				43
Subtotal					-	-	15	807

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

¹ Tercera convocatoria, incluye 10 MW de campo solar.

Nota: Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

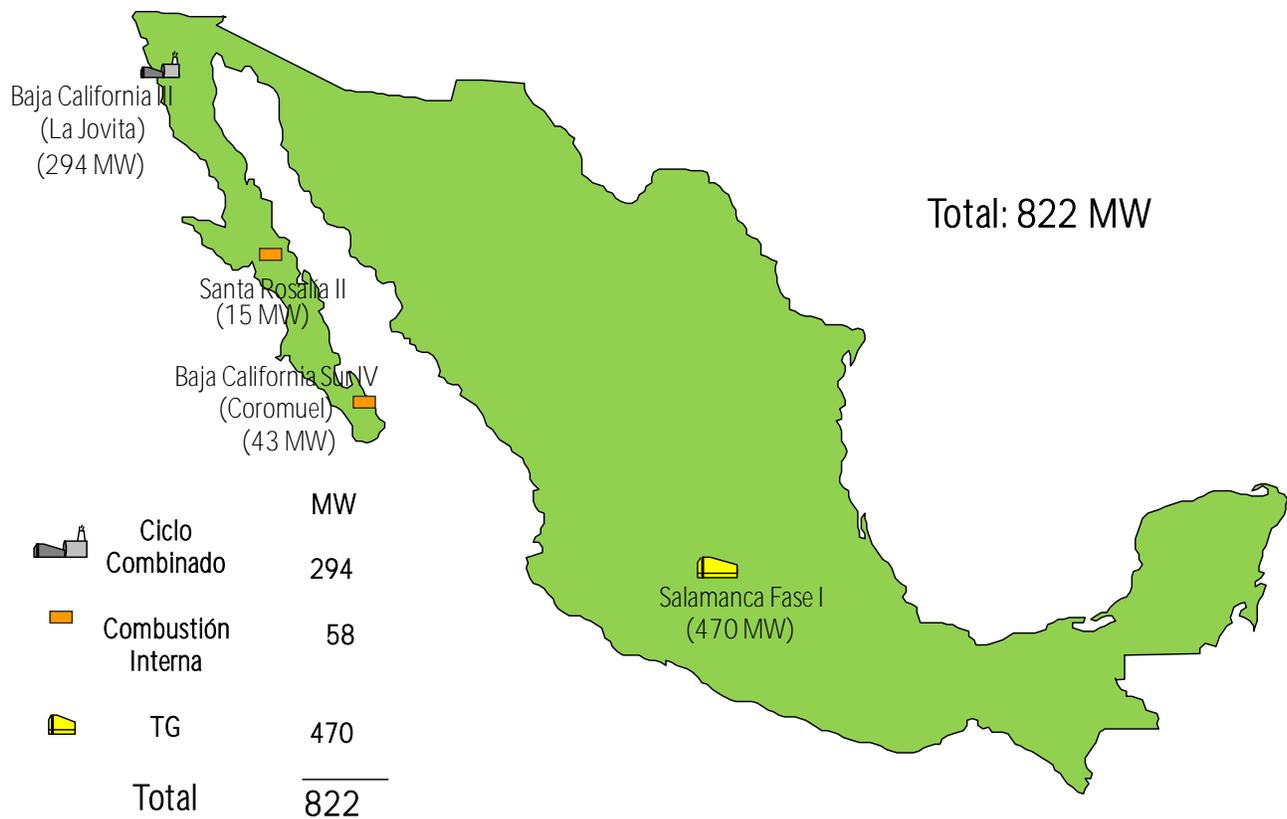
Mapa 7
Centrales terminadas o en construcción, 2010-2013



Nota: Debido al redondeo de cifras, las sumas y los totales podrían no coincidir exactamente.
 Fuente: CFE.

Hasta finales de noviembre de 2010 en que se concluyó la elaboración del plan de expansión 2010-2025, la capacidad en proceso de licitación quedó integrada por 822 MW, de los que destacan los proyectos Salamanca Fase I cuya licitación culminó en diciembre de 2010 y que iniciará su construcción el mismo año, y Baja California III (La Jovita), con capacidades esperadas de 470 MW y 294 MW, respectivamente, programados para iniciar operaciones en 2013 (véase Mapa 8).

Mapa 8
Centrales en proceso de licitación, 2010



Nota: Debido al redondeo de cifras, las sumas y los totales podrían no coincidir exactamente.
Fuente: CFE.

4.7.3.2 Capacidad adicional

En cada ejercicio de planeación, los proyectos del plan de expansión que no han sido licitados, representan la mayor proporción de la nueva capacidad programada para el servicio público durante los próximos años. Estos proyectos saldrán a licitación en función de la fecha programada de entrada en operación.

Para el ejercicio de planeación 2010-2025, en lo que se refiere a la capacidad adicional para licitación futura, se considera la instalación de 32,041 MW durante el periodo 2012-2025 (véase cuadro 37). Esta capacidad es susceptible de instalarse mediante diversos esquemas de inversión, siendo factible la participación privada bajo licitaciones en las modalidades de producción independiente de energía y obra pública financiada.

En la ubicación y el tipo de tecnología de estos proyectos, la ley prevé la posibilidad de que los particulares puedan proponer una ubicación diferente a la programada y el tipo de tecnología a utilizar en los proyectos de generación, aún cuando esto involucre transmisión adicional para llegar al punto de interconexión preferente, y a los de interconexión alternativos especificados por CFE en las bases de licitación. Con lo anterior, se da apertura a otras opciones para aprovechar la energía eléctrica cuyo costo total de largo plazo sea el menor, con la calidad y confiabilidad que requiere el servicio público, conforme a lo establecido en la ley.

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. Específicamente, para aquellos incluidos en el programa actual, que por su naturaleza contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, se buscará obtener 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.

En lo que se refiere a las tecnologías consideradas en los requerimientos de capacidad adicional, los ciclos combinados²⁰ representan 63.2% del total a instalarse durante 2012-2025, con 20,243 MW, la capacidad que se identifica como nueva generación limpia²¹ 21.5% con 6,899 MW, hidroeléctrica 8.2% con 2,641 MW, eololéctrica 4.7% con 1,516 MW, geotermoeléctrica 0.9% con 304 MW, mientras que el restante 1.5 % se asignará a diversos proyectos turbogás, combustión interna y un proyecto solar de 5 MW en escala piloto (véanse mapas 9 y 10).

²⁰ Incluye nuevas tecnologías de generación, como ciclos combinados con eficiencia mejorada y nuevas tecnologías para generación distribuida.

²¹ Algunas opciones posibles son: ciclo combinado y carboeléctricas con captura y secuestro de CO₂, nucleoléctrica, eololéctrica, solar o importación de capacidad.

Cuadro 37
Requerimientos de capacidad adicional, 2012-2025
(proyectos con esquema financiero por definirse)

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad bruta (MW)													
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total anual			5	1,399	537	2,115	2,215	1,889	2,127	1,957	3,168	3,880	1,651	5,562	3,010	2,526
Acumulado			5	1,404	1,941	4,056	6,271	8,160	10,286	12,244	15,412	19,292	20,943	26,505	29,515	32,041
Piloto Solar		PD	SOLAR	5												
Sureste I y II	Oaxaca		EOL		608											
Baja California II TG Fase I	Baja California		TG		124											
Guerrero Negro IV	Baja California Sur		CI		7											
Centro	Morelos		CC		660											
Santa Rosalia III	Baja California Sur		CI			11										
Baja California II (Mexicali)	Baja California		CC			276										
Azufres III Fase I	Michoacan		GEO			50										
Rumorosa I y II	Baja California		EOL			200										
Norte III (Juárez)	Chihuahua		CC				954									
Baja California Sur V (Coromuel)	Baja California Sur		CI				43									
Sureste III	Oaxaca		EOL				304									
Humeros III	Puebla		GEO				54									
Rumorosa III	Baja California		EOL				100									
Centro II	Morelos		CC				660									
Noreste (Escobedo)	Nuevo León		CC					1,034								
Los Cabos TG I	Baja California Sur		TG					105								
Sureste IV	Oaxaca		EOL					304								
Noroeste (El Fresnal)	Sonora		CC					772								
Baja California Sur VI (Coromuel)	Baja California Sur		CI						43							
Occidental I (Bajo)	Aguascalientes		CC						470							
Mexicali	Baja California		GEO						100							
Valle de México II	Estado de México		CC						601							
La Parota U1	Guerrero		HID						225							
La Parota U2	Guerrero		HID						225							
Copainalá	Chiapas		HID						225							
Manzanillo II rep U1	Colima		CC							460						
Noreste II (Monterrey)	Nuevo León		CC							520						
Azufres III Fase II	Michoacan		GEO							25						
Noreste III (Monterrey)	Nuevo León		CC/NTG							520						
Valle de México III	Estado de México		CC							601						
Baja California IV (Ensenada)	Baja California		CC								565					
Norte IV (Chihuahua)	Chihuahua		CC								918					
El Pescado (Balsas)	Guerrero		HID								17					
Sistema Pescados (La Antigua)	Veracruz		HID								120					
Baja California Sur VII (La Paz)	Baja California Sur		CI								86					
Xuchiles (Metlac)	Veracruz		HID								54					
Guerrero Negro V	Baja California Sur		CI								7					
Rio Moctezuma	Hidalgo, Querétaro		HID								190					
Merida	Yucatán		CC									567				
Manzanillo II rep U2	Colima		CC									460				
Azufres IV	Michoacan		GEO									75				
Salamanca	Guajuato		CC									629				
Hermosillo	Sonora		CC									836				
Jorge Luque	Estado de México		CC/NTG									601				
Noreste IV (Sabinas)	Coahuila		NGL									700				
Baja California V (SLRC)	Sonora		CC									591				
Baja California Sur VIII (Todos Santos)	Baja California Sur		NGL									86				
Guadalajara I	Jalisco		CC/NTG									453				
Occidental II (Bajo)	San Luis Potosí		CC									470				
Central (Tula)	Hidalgo		CC/NTG									1,160				
Tenosique	Chiapas-Tabasco		HID									420				
Santa Rosalia IV	Baja California Sur		CI										7			
Norte V (Torreón)	Coahuila		CC										944			
Noreste V (Sabinas)	Coahuila		NGL										700			
Mazatlán	Sinaloa		CC/NTG											867		
Baja California VI (Mexicali)	Baja California		CC/NTG											554		
Oriental I y II	Veracruz		NGL											1,400		
Baja California Sur IX (Todos Santos)	Baja California Sur		NGL											86		
Pacífico II y III	Guerrero		NGL											1,400		
Central II (Tula)	Hidalgo		CC/NTG											580		
Paso de la Reina	Oaxaca		HID											540		
Acala	Chiapas		HID											135		
Noroeste II y III	Sonora		NGL												1,400	
Cruces	Nayarit		HID											490		
Valladolid	Yucatán		CC											540		
Central III (Tula)	Hidalgo		CC/NTG											580		
Noreste VI	Tamaulipas		NGL													1,041
Norte VI (Juárez)	Chihuahua		CC/NTG													459
Baja California Sur X (Todos Santos)	Baja California Sur		NGL													86
Occidental III (Bajo)	Aguascalientes		CC/NTG													940

HID: Hidroeléctrica; CC: Ciclo combinado; CI: Combustión interna tipo diesel; EOL: Eoloeléctrica; GEO: Geotermoeléctrica; TG: Turbina de gas; CC/NTG: Ciclo combinado/Nueva tecnología de generación; NGL: Nueva generación limpia; SOLAR: Solar fotovoltaico.

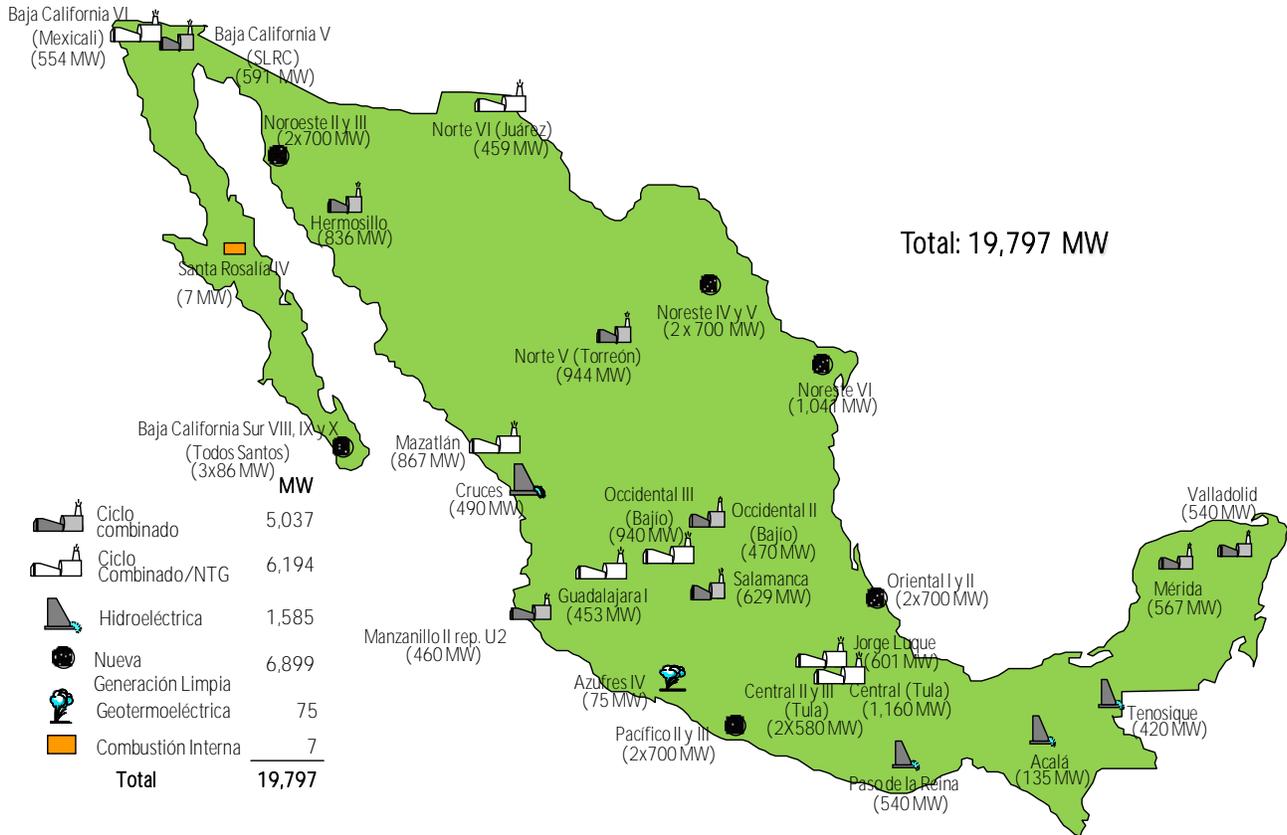
Nota: Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Mapa 9
Requerimientos de capacidad adicional, 2012-2019



NTG: Nueva tecnología de generación. Ciclos combinados con eficiencia mejorada y nuevas tecnologías para generación distribuida.
 Nota: Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.
 Fuente: CFE.

Mapa 10
Requerimientos de capacidad adicional, 2020-2025



NTG: Nueva tecnología de generación. Ciclos combinados con eficiencia mejorada y nuevas tecnologías para generación distribuida.
 Nota: Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.
 Fuente: CFE.

Como parte del proceso de planeación del sector, continuamente se revisan los programas de requerimientos de capacidad y las fechas de entrada en operación de cada central, lo cual, con base en los criterios de reserva de capacidad, así como en las expectativas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y en función de las correspondientes autorizaciones presupuestales, determina si los proyectos deben diferirse, modificarse o en su caso, cancelarse (véase cuadro 38). Además, los resultados de las licitaciones también determinan la fecha de entrada en operación de los proyectos.

Cuadro 38
Proyectos de generación diferidos, 2010

PRC del 27 de noviembre de 2009				PRC del 24 de noviembre de 2010			
Proyecto	MW	Mes	Año	Proyecto	MW	Mes	Año
Norte (La Trinidad)	466	Ene	2010	Norte (La Trinidad)	466	Ago	2010
Carboeléctrica del Pacífico	678	Feb	2010	Carboeléctrica del Pacífico	678	Mar	2010
Baja California II TG Fase I	124	Jun	2011	Baja California II TG Fase I	124	Abr	2013
Cerro Prieto V	107	Jun	2012	Mexicali	100	Abr	2017
Río Moctezuma	92	Abr	2014	Río Moctezuma	190	Abr	2019
Occidental I (Bajío)	470	Abr	2015	Occidental I (Bajío)	470	Abr	2017
Occidental II (Bajío)	470	Abr	2016	Occidental II (Bajío)	470	Abr	2021
Salamanca Fase II	629	Abr	2017	Salamanca	629	Abr	2020
Mérida	567	Abr	2018	Mérida	567	Abr	2020
Norte IV (Chihuahua)	918	Abr	2018	Norte IV (Chihuahua)	918	Abr	2019
Tenosique	420	Sep	2018	Tenosique	420	Sep	2021
Hermosillo	836	Abr	2019	Hermosillo	836	Jul	2020
Manzanillo II rep U2	460	Abr	2019	Manzanillo II rep U2	460	Abr	2020
Guadalajara I	453	Abr	2020	Guadalajara I	453	Abr	2021
Norte V (Torreón)	944	Abr	2020	Norte V (Torreón)	944	Abr	2022
Oriental I y II	1,400	Abr	2020	Oriental I y II	1,400	Abr	2023
Paso de la Reina	510	Sep	2020	Paso de la Reina	540	Sep	2023
Carboeléctrica del Pacífico II	700	Abr	2021	Pacífico II y III	1400	Abr	2023
Carboeléctrica del Pacífico III	700	Abr	2021				
Mazatlán	867	Ago	2021	Mazatlán	867	Abr	2023
Occidental III (Bajío)	940	Abr	2022	Occidental III (Bajío)	940	Abr	2025
Valladolid	540	Ago	2022	Valladolid	540	Abr	2024
Cruces	475	Abr	2023	Cruces	490	Abr	2024
Noroeste II y III	1,400	Abr	2023	Noroeste II y III	1,400	Abr	2024
Central II (Tula)	580	Sep	2023	Central III (Tula)	580	Sep	2024

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.7.3.3 Programa de retiros de capacidad

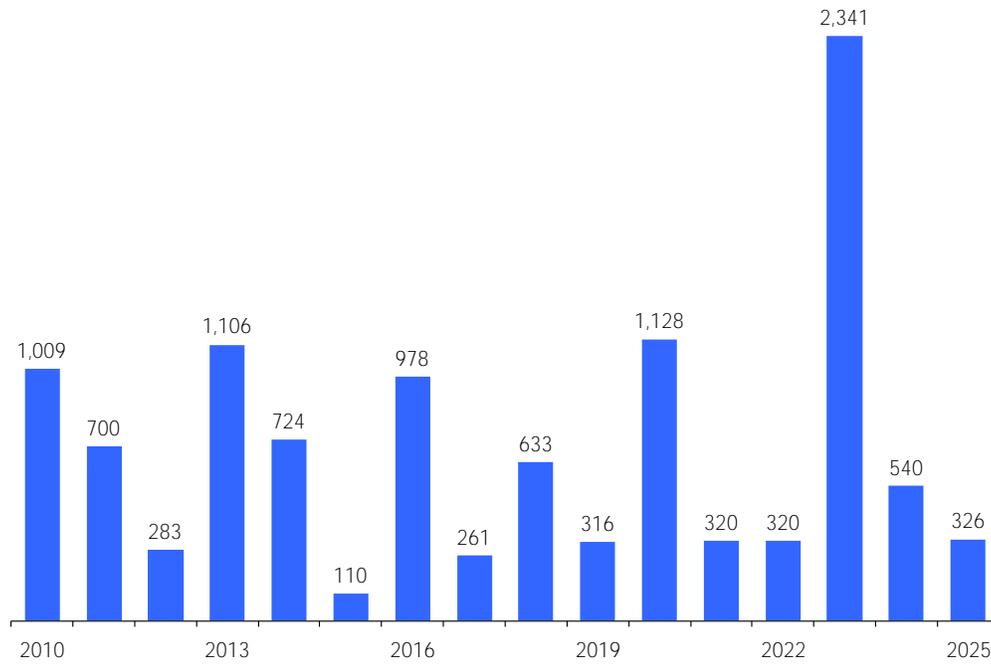
El programa de retiros de capacidad se basa en los costos de operación y en la vida útil de las unidades generadoras. Estos criterios permiten evaluar la conveniencia de mantener o retirar de operación algunas centrales. También se debe considerar la eficiencia y los niveles de emisiones de las centrales de mayor antigüedad. En este sentido, en la presente planeación se consideró el retiro de 11,093 MW de capacidad del servicio público durante el periodo 2010-2025.

Es importante señalar que este programa no es definitivo, pues con la finalidad de operar con mayores márgenes de eficiencia y competitividad, la CFE evalúa, en función de los criterios que se acaban de mencionar, así como de la problemática específica en cada caso, qué unidades y cuáles centrales deben salir de operación, rehabilitarse o modernizarse, así como las fechas para dichas acciones.

Los retiros programados de mayor magnitud serán realizados en los siguientes años: 2013, saldrán de operación las unidades 3 (300 MW) y 4 (250 MW) de la central termoeléctrica Salamanca, así como las unidades 1 a 3 de la termoeléctrica Valle de México (450 MW); 2020, se retirarán las unidades 2, 1 y 5 de la termoeléctrica de Tula

(960 MW) y; 2023, cuando se retirarán varias unidades de las termoeléctricas de Tula, Mazatlán, Villa de Reyes y Puerto Libertad (véase cuadro 39 y grafica 53).

Gráfica 53
Programa de retiros de capacidad, 2010-2025
(MW)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 39
Programa de retiros, 2010-2025 (capacidad bruta)
(MW)

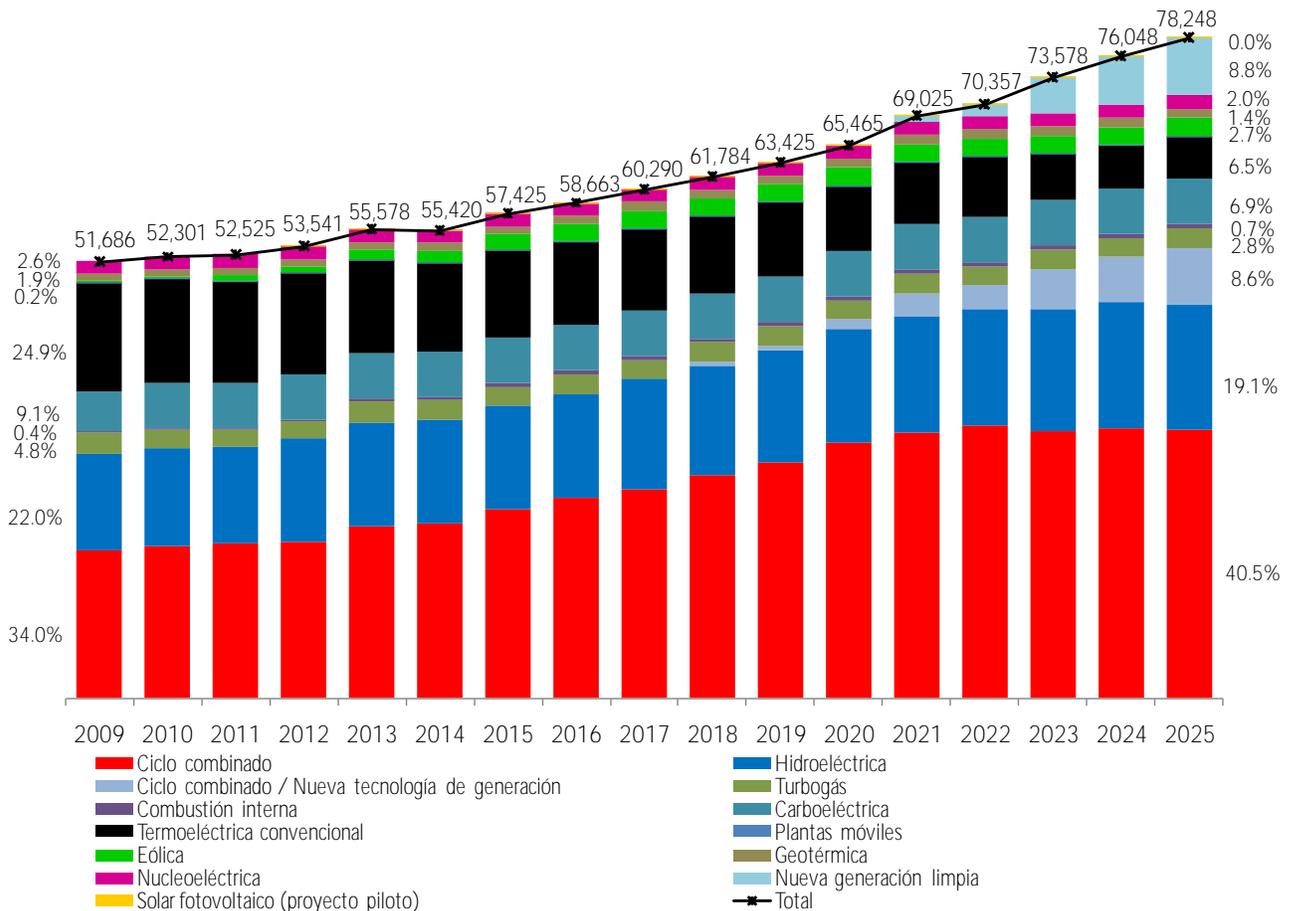
2010					2011					2012							
CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
NACHI-COCOM II	1y2	TC	490	ENE	PENINSULAR	LERMA (CAMPECHE)	2	TC	375	ENE	PENINSULAR	HUMEROS 6	1	GEO	50	ENE	ORIENTAL
SANTA ROSALIA	6	CI	20	ENE	AISLADOS	NONOALCO	2	TG	320	FEB	CENTRAL	HUMEROS 6	2	GEO	50	ENE	ORIENTAL
JORGE LUQUE	1y2	TC	640	NOV	CENTRAL	NONOALCO	1	TG	320	FEB	CENTRAL	HUMEROS 6	5	GEO	50	ENE	ORIENTAL
JORGE LUQUE	3y4	TC	1600	NOV	CENTRAL	LECHERIA	2	TG	320	JUN	CENTRAL	DOS BOCAS	3	CC	630	JUN	ORIENTAL
SALAMANCA	1y2	TC	3160	NOV	OCCIDENTAL	LECHERIA	3	TG	320	JUN	CENTRAL	DOS BOCAS	4	CC	630	JUN	ORIENTAL
LERMA (CAMPECHE)	1	TC	375	NOV	PENINSULAR	LECHERIA	1	TG	320	JUN	CENTRAL	DOS BOCAS	6	CC	1000	JUN	ORIENTAL
LAS CRUCES	1,2y3	DTG	430	NOV	ORIENTAL	NONOALCO	3y4	TG	840	JUN	CENTRAL	CERRO PRIETO I	3	GEO	375	NOV	BC
UNIVERSIDAD	1y2	TG	240	NOV	NORESTE	LECHERIA	4	TG	420	JUN	CENTRAL	SANTA ROSALIA	9	CI	16	NOV	AISLADOS
FUNDIDORA	1	TG	120	NOV	NORESTE	LERMA (CAMPECHE)	3	TC	375	SEP	PENINSULAR	SANTA ROSALIA	10	CI	16	NOV	AISLADOS
CHAVEZ	1y2	TG	280	NOV	NORTE	LERMA (CAMPECHE)	4	TC	375	SEP	PENINSULAR	SANTA ROSALIA	11	CI	16	NOV	AISLADOS
CD. OBREGÓN	1y2	DTG	280	NOV	NOROESTE	FELIPE CARRILLO PUERTO	1y2	TC	750	NOV	PENINSULAR						
LEONA	1y2	TG	240	NOV	NORESTE	DOS BOCAS	1,2y5	CC	2260	NOV	ORIENTAL						
EL VERDE	1	TG	240	NOV	OCCIDENTAL												
TECNOLOGICO	1	DTG	260	NOV	NORESTE												
MONCLOVA	1y2	TG	480	NOV	NORESTE												
PARQUE	2	DTG	180	NOV	NORESTE												
CULIACÁN	1	DTG	300	NOV	NOROESTE												
CERRO PRIETO I	1y2	GEO	750	NOV	BC												
Subtotal retiros			1,008.5			Subtotal retiros			699.5			Subtotal retiros			283.3		
2013					2014					2015							
CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
VALLE DE MEXICO	1	TC	1500	ABR	CENTRAL	VALLE DE MEXICO	4	TG	280	ABR	CENTRAL	HUMEROS 6	3	GEO	50	ABR	ORIENTAL
VALLE DE MEXICO	2	TC	1500	ABR	CENTRAL	VALLE DE MEXICO	3	TG	320	ABR	CENTRAL	HUMEROS 6	4	GEO	50	ABR	ORIENTAL
VALLE DE MEXICO	3	TC	1500	ABR	CENTRAL	VALLE DE MEXICO	2	TG	280	ABR	CENTRAL	HUMEROS 6	7	GEO	50	ABR	ORIENTAL
SALAMANCA	3	TC	3000	MAY	OCCIDENTAL	AZUFRES	3	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL	HUMEROS 6	6	GEO	50	ABR	ORIENTAL
SALAMANCA	4	TC	2500	MAY	OCCIDENTAL	AZUFRES	4	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL	HUMEROS 6	8	GEO	50	MAY	ORIENTAL
MEXICALI	1	DTG	260	NOV	BC	AZUFRES	5	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL	LOS CABOS	2	DTG	274	NOV	BCS
MEXICALI	3	DTG	180	NOV	BC	AZUFRES	2	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL	LOS CABOS	1	DTG	300	NOV	BCS
MEXICALI	2	DTG	180	NOV	BC	FRANCISCO VILLA	4	TC	1500	NOV	NORTE	LOS CABOS	3	DTG	272	NOV	BCS
SANTA ROSALIA	5,8	CI	38	NOV	AISLADOS	FRANCISCO VILLA	5	TC	1500	NOV	NORTE						
CERRO PRIETO I	4	GEO	375	NOV	BC	SAMALAYUCA	1	TC	1580	NOV	NORTE						
SANTA ROSALIA	3,4	CI	24	NOV	AISLADOS	SAMALAYUCA	2	TC	1580	NOV	NORTE						
Subtotal retiros			1,105.7			Subtotal retiros			724.0			Subtotal retiros			109.7		
2016					2017					2018							
CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
M. ALVAREZ M. (MANZANILLO)	3	TC	3000	ABR	OCCIDENTAL	TIJUANA 1 Y 2	1	TG	600	ABR	BC	ALTAMIRA	3y4	TC	5000	ABR	NORESTE
M. ALVAREZ M. (MANZANILLO)	4	TC	3000	ABR	OCCIDENTAL	CD. CONSTITUCION	1	DTG	332	ABR	BCS	AZUFRES	10	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL
HUINALÁ 1	1	CC	62.3	ABR	NORESTE	C. RODRIGUEZ RIVERO (GUAYMAS II)	2	TC	840	JUL	NOROESTE	AZUFRES	9	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL
HUINALÁ 1	2	CC	62.3	ABR	NORESTE	C. RODRIGUEZ RIVERO (GUAYMAS II)	1	TC	840	JUL	NOROESTE	AZUFRES	6	GEO	50	ABR	OCCIDENTAL
HUINALÁ 1	3	CC	62.3	ABR	NORESTE							PUNTA PRIETA II	1	TC	375	NOV	BCS
HUINALÁ 1	4	CC	62.3	ABR	NORESTE							PUNTA PRIETA II	2	TC	375	NOV	BCS
HUINALÁ 1	5	CC	128.3	ABR	NORESTE							LA PAZ	1	DTG	180	NOV	BCS
												LA PAZ	2	DTG	250	NOV	BCS
Subtotal retiros			977.7			Subtotal retiros			261.2			Subtotal retiros			633.0		
2019					2020					2021							
CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
C. RODRIGUEZ RIVERO (GUAYMAS II)	3	TC	1580	NOV	NOROESTE	MERIDA II	1	TC	840	ABR	PENINSULAR	PRESIDENTE JUAREZ	5	TC	1600	ABR	BC
C. RODRIGUEZ RIVERO (GUAYMAS II)	4	TC	1580	NOV	NOROESTE	MERIDA II	2	TC	840	ABR	PENINSULAR	PRESIDENTE JUAREZ	6	TC	1600	ABR	BC
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	2	TC	3300	NOV	CENTRAL						
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	1	TC	3300	NOV	CENTRAL						
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	5	TC	3000	NOV	CENTRAL						
Subtotal retiros			316.0			Subtotal retiros			1,128.0			Subtotal retiros			320.0		
2022					2023					2024							
CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA	CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA
GUADALUPE VICTORIA (LERDO)	1	TC	1600	NOV	NORTE	FCO. PEREZ RIOS (TULA)	1	CC	690	MAR	CENTRAL	PUERTO LIBERTAD	3	TC	1580	MAR	NOROESTE
GUADALUPE VICTORIA (LERDO)	2	TC	1600	NOV	NORTE	FCO. PEREZ RIOS (TULA)	2	CC	690	MAR	CENTRAL	PUERTO LIBERTAD	4	TC	1580	MAR	NOROESTE
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	6	CC	1070	MAR	CENTRAL	EL SAUZ	1	CC	520	ABR	OCCIDENTAL
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	4	CC	720	MAR	CENTRAL	EL SAUZ	2	CC	520	ABR	OCCIDENTAL
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	5	CC	720	MAR	CENTRAL	EL SAUZ	3	CC	520	ABR	OCCIDENTAL
						FCO. PEREZ RIOS (TULA)	3	CC	1000	MAR	CENTRAL	EL SAUZ	4	CC	680	ABR	OCCIDENTAL
						J. ACEVES POZOS (MAZATLÁN II)	2	TC	1580	ABR	NOROESTE						
						J. ACEVES POZOS (MAZATLÁN II)	1	TC	1580	ABR	NOROESTE						
						J. ACEVES POZOS (MAZATLÁN II)	3	TC	3000	ABR	NOROESTE						
						VILLA DE REYES (S. L. P.)	1	TC	3500	ABR	OCCIDENTAL						
						VILLA DE REYES (S. L. P.)	2	TC	3500	ABR	OCCIDENTAL						
						PUERTO LIBERTAD	1	TC	1580	NOV	NOROESTE						
						PUERTO LIBERTAD	2	TC	1580	NOV	NOROESTE						
						FELIPE CARRILLO PUERTO	4	CC	700	NOV	PENINSULAR						
						FELIPE CARRILLO PUERTO	5	CC	700	NOV	PENINSULAR						
						FELIPE CARRILLO PUERTO	3	CC	800	NOV	PENINSULAR						
Subtotal retiros			320.0			Subtotal retiros			2,341.0			Subtotal retiros			540.0		
2025					TOTAL RETIROS												
CENTRAL	UNIDAD	TIPO	MW	MES	ÁREA						11,093.3						
CHANKANAAB	1	DTG	140	ABR	PENINSULAR												
CHANKANAAB	2	DTG	140	ABR	PENINSULAR												
CANCÚN	1	DTG	140	ABR	PENINSULAR												
CANCÚN	2	DTG	140	ABR	PENINSULAR												
GÓMEZ PALACIO	1	CC	73.4	MAY	NORTE												
GÓMEZ PALACIO	2	CC	73.4	MAY	NORTE												
GÓMEZ PALACIO	3	CC	93.0	MAY	NORTE												
CERRO PRIETO I	5	GEO	300	NOV	BC												
Subtotal retiros			326.8														

TC: Termoeléctrica convencional CC: Ciclo combinado TG: Turbogás CI: Combustión interna
 GEO: Geotermoeléctrica DTG: Turbogás diesel.
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.7.3.4 Evolución de la capacidad instalada por región estadística

Se estima que la capacidad de generación eléctrica en el servicio público registrará un incremento neto de 26,562 MW, al pasar en 2009 de 51,686 MW a 78,248 MW²² (véase gráfica 54). La región con el mayor incremento será la Sur-Sureste, donde la capacidad total registrará adiciones netas por 7,252 MW, debido al incremento en la instalación de centrales hidroeléctricas, eólicas, una central carboeléctrica, así como la capacidad denominada como nueva generación limpia, que se asignará a las tecnologías que resulten de mayor conveniencia conforme al marco regulatorio vigente. En el caso de la región Centro, la capacidad instalada aumentará en 3,075 MW en centrales de ciclo combinado y renovables (véase cuadro 40).

Gráfica 54
Evolución de la capacidad instalada por tecnología, 2009-2025 (MW)



Nota: El dato para 2009 es real.
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

²² Dicho incremento es resultado de sumar, a la capacidad existente, la capacidad terminada, en construcción o licitación, la capacidad adicional y los proyectos de rehabilitación y modernización. Finalmente, se restan los retiros programados.

Cuadro 40
Evolución de la capacidad instalada por tecnología y región, 2009-2025
(MW)

Tipo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total¹	51,686	52,301	52,525	53,541	55,578	55,420	57,425	58,663	60,290	61,784	63,425	65,465	69,025	70,357	73,578	76,048	78,248
Subtotal Noroeste	7,025	6,890	6,901	6,921	7,761	8,248	8,306	9,183	9,065	8,947	9,289	10,125	10,482	10,489	11,065	12,149	12,205
Hidroeléctrica	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941
Ciclo combinado	1,997	1,997	1,997	1,997	2,768	3,044	3,044	3,816	3,816	3,816	4,381	5,217	5,808	5,808	5,808	5,808	5,808
Ciclo combinado/NTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,421	1,421	1,421
Turbogás	663	605	605	605	667	667	583	688	594	551	551	551	551	551	551	551	551
Combustión interna	209	207	218	270	314	325	368	368	411	411	505	505	505	512	512	512	512
Eólica	1	1	1	1	1	201	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Termoeléctrica convencional	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,317	2,242	1,926	1,926	1,606	1,606	674	358	358
Geotérmica	730	655	655	618	580	580	580	580	680	680	680	680	680	680	680	680	650
Solar fotovoltaico (piloto)	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nueva generación limpia (NGL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86	86	172	1,572	1,658
Subtotal Noreste	13,222	13,508	13,508	13,508	13,967	13,381	14,335	14,991	14,991	15,532	16,450	16,450	17,150	18,474	18,474	18,474	19,734
Hidroeléctrica	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Ciclo combinado	8,015	8,481	8,481	8,481	8,940	8,940	9,894	10,551	10,551	11,071	11,989	11,989	11,989	12,933	12,933	12,933	12,693
Ciclo combinado/NTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	520	520	520	520	520	520	520	979
Turbogás	445	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630
Termoeléctrica convencional	2,036	2,036	2,036	2,036	2,036	1,420	1,420	1,420	1,420	920	920	920	920	600	600	600	600
Nueva generación limpia (NGL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	700	1,400	1,400	1,400	2,441
Subtotal Centro-Occidente	8,553	8,333	8,813	10,023	9,943	9,973	9,973	9,373	9,843	10,313	10,503	11,667	12,589	12,589	11,889	12,155	13,095
Hidroeléctrica	2,634	2,754	2,774	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,524	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	4,204	4,204
Ciclo combinado	2,233	2,233	2,693	3,153	3,153	3,153	3,153	3,153	3,623	4,083	4,083	5,172	5,642	5,642	5,642	5,418	5,418
Ciclo combinado/NTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	453	453	453	453	1,393
Turbogás	24	-	-	-	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470
Combustión interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Termoeléctrica convencional	3,466	3,150	3,150	3,150	2,600	2,600	2,600	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	1,300	1,300	1,300
Geotérmica	195	195	195	195	195	225	225	225	225	235	235	310	310	310	310	310	310
Subtotal Centro	5,229	5,067	4,808	4,820	5,030	4,942	5,631	5,631	6,232	6,833	6,833	6,474	7,634	7,634	7,725	8,305	8,305
Hidroeléctrica	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729
Ciclo combinado	1,420	1,420	1,420	1,420	2,080	2,080	2,740	2,740	3,341	3,942	3,942	3,942	3,942	3,942	3,453	3,453	3,453
Ciclo combinado/NTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	601	1,761	1,761	2,341	2,921	2,921
Turbogás	790	822	536	536	536	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
Termoeléctrica convencional	2,250	2,056	2,056	2,056	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	646	646	646	646	646	646
Geotérmica	40	40	67	79	79	79	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Subtotal Sur-Sureste	17,654	18,500	18,492	18,266	18,874	18,874	19,178	19,482	20,157	20,157	20,348	20,747	21,167	21,167	24,422	24,962	24,906
Hidroeléctrica	6,953	6,953	6,953	6,953	6,953	6,953	6,953	6,953	7,628	7,628	7,819	7,819	8,239	8,239	8,914	8,914	8,914
Ciclo combinado	3,906	3,906	3,680	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	4,021	4,021	4,021	3,801	4,341	4,341
Turbogás	583	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	484
Combustión interna	3	3	3	3	3	3	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	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Carboeléctrica	-	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678	678
Eólica	85	186	592	592	1,200	1,200	1,504	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808
Termoeléctrica convencional	2,659	2,573	2,385	2,385	2,385	2,385	2,385	2,385	2,385	2,385	2,385	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217
Nucleoeléctrica	1,365	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561	1,561
Nueva generación limpia (NGL)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,800	2,800	2,800
Plantas móviles	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Nota: No incluye autoabastecimiento local ni remoto. Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.

¹ Incluye CFE, PIE y los proyectos de rehabilitación y modernización (RM) de Laguna Verde, Río Bravo, Francisco Pérez Ríos (Tula), Central Hidroeléctrica (CH) Villita y CH Infiernillo (396.2 MW).

² A partir de 2012 se incluye la capacidad de 5 MW asignada a un proyecto solar en escala piloto, cuya ubicación aún no se ha definido.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Noroeste

Se estima que durante el periodo 2009-2025 en la región Noroeste, la capacidad instalada aumentará a 12,200 MW, debido principalmente a la instalación de ciclos combinados de mayor eficiencia (5,232 MW), centrales eoloelectricas (300 MW), así como la realización de proyectos de nueva generación limpia (1,658 MW).

Noreste

En 2009, se mantuvo invariable la capacidad instalada en ciclos combinados la región Noreste, manteniendo así, la mayor participación regional de dicha tecnología con 8,015 MW, lo que a su vez representó 15.5% del total nacional instalado para el servicio público. Para dicha región se proyecta un incremento neto de 6,512 MW durante el periodo 2009-2025, para ubicarse en 19,734 MW hacia el final del mismo. La importante presencia de productores independientes en la región, hace de ésta, un área geográfica estratégica en lo que se refiere a la generación de energía eléctrica y consumo de gas natural.

Asimismo, se ha programado añadir capacidad por 2,441 MW de nueva generación limpia, la cual, como se ha mencionado, implica el desarrollo de fuentes de generación con un impacto mínimo al medio ambiente, particularmente en lo que a emisiones de CO₂ se refiere. En el rubro de la generación carboeléctrica, sólo se tiene contemplado agregar capacidad mediante un proyecto de rehabilitación y modernización en la central termoeléctrica Río Bravo (Emilio Portes Gil). Dicho incremento será de 30 MW en la unidad 3 de la central, mediante la instalación de una caldera de lecho fluidizado que utilizará carbón y entrará en operación en mayo de 2014.

Centro-Occidente

La capacidad en esta región ascenderá a 13,095 MW hacia-2025. El mayor incremento se reflejará en los ciclos combinados, seguido por la generación hidroeléctrica y la geotermia. Asimismo, como resultado del programa de retiros de capacidad, hacia el último año se observará una disminución de 2,166 MW de capacidad en centrales termoeléctricas basadas en combustóleo.

Centro

En la región Centro las adiciones de capacidad se realizarán mediante los proyectos de las centrales Centro, Centro II, Valle de México II y III, la modernización de la central Jorge Luque, así como los proyectos Central, Central II y III en Tula. Estos proyectos iniciarán operaciones en diferentes años y representan una capacidad bruta de 5,443 MW de ciclo combinado de mayor eficiencia. Adicionalmente, se esperan incrementos en la capacidad geotermoeléctrica mediante el proyecto Humeros en Puebla fases A y B, de 27 MW cada uno, programado para iniciar operaciones en 2011 y 2012, respectivamente, así como el proyecto Humeros III con 54 MW en 2015.

Sur-Sureste

La región Sur-Sureste concentra la mayor diversidad de tecnologías de generación eléctrica en el país. La riqueza en recursos naturales tanto renovables como fósiles es una de las principales razones de tal composición. Para esta región se esperan adiciones netas de capacidad por 7,252 MW durante el periodo 2009-2025. Para esta región se ha programado instalar 507 MW de capacidad eoloeléctrica²³ durante el periodo 2010-2011 y 1,216 MW durante 2013-2016. Adicionalmente, se considera el desarrollo de varios proyectos hidroeléctricos en Guerrero, Veracruz, Oaxaca, Chiapas y Tabasco, por una capacidad de 1,961 MW. Hacia el final del periodo de estudio, en 2023, se considera desarrollar 1,400 MW en los proyectos Oriental I y II en Veracruz, bajo el criterio de utilizar tecnologías limpias como podría ser la carboeléctrica con captura y secuestro de CO₂ e incluso, la opción nucleoeeléctrica. En ese mismo año se pondrían en operación los proyectos Pacífico II y III, en Guerrero, con capacidad similar y utilizando tecnologías limpias.

En la península de Yucatán, como parte de las estrategias para un soporte de voltaje más robusto, se han programado las centrales de ciclo combinado Mérida de 567 MW en 2020, así como Valladolid de 540 MW en 2024.

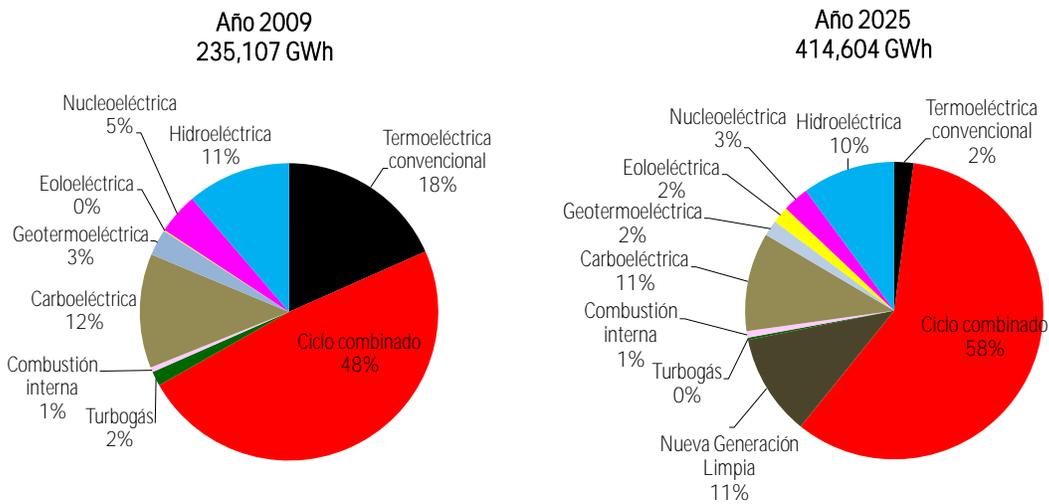
Finalmente, están por concluir las obras de rehabilitación y modernización de las dos unidades de la central nucleoeeléctrica Laguna Verde en Veracruz. Con dicha repotenciación se previó un incremento en la capacidad de la planta en 196 MW, con lo que se alcanzaría una capacidad de 1,561 MW el cierre de 2010, sin embargo dicha capacidad se confirmará o modificará como resultado de las pruebas que se realicen para la aceptación de las unidades 1 y 2 de la central.

4.7.4 Generación bruta del servicio público, 2009-2025

Al cierre de 2009, la generación de energía eléctrica del servicio público ascendió a 235,107 GWh, lo cual representó una variación de -0.3% respecto al año previo. Se estima que la generación de electricidad del servicio público aumentará a una tasa promedio anual de 3.6% durante el periodo 2009-2025, para ubicarse en 414,604 GWh hacia el último año (véase gráfica 55).

²³ Proyectos La Venta III (101.4 MW) y Oaxaca I-IV (405.6 MW).

Gráfica 55
Generación bruta del servicio público por tipo de tecnología, 2009¹ y 2025
(GWh)



¹ Real.
Fuente: CFE.

En la gráfica 55, hacia 2025 se observa un incremento de diez puntos porcentuales en la participación de la tecnología de ciclo combinado. Esto se debe a la incorporación de nuevos ciclos combinados con una eficiencia de conversión mejorada y a una mayor sustitución del combustóleo por el gas natural en los procesos de generación. Asimismo, para los años finales del periodo se ha programado la entrada en operación de centrales con procesos de generación limpia, las cuales incorporarán los sistemas de captura y secuestro de carbono.

4.7.5 Consumo de combustibles para generación de electricidad

Para el cálculo de los requerimientos de combustibles para generación de electricidad en el servicio público, se considera la eficiencia térmica de las plantas, los precios de los combustibles, valores mínimos operativos, así como la normatividad ambiental aplicable, entre otros factores. La canasta de tecnologías consideradas en el PRC es el criterio que define el tipo de combustible requerido.

El combustible con el mayor crecimiento en su utilización será el gas natural, con 3.2% en promedio anual, el carbón se incrementará en 2.1% mientras que el combustóleo mostrará la mayor disminución anual con -8.3%, seguido por el diesel con -5.1% (véase cuadro 41). Se prevé que la utilización del coque de petróleo como combustible para la generación del servicio público inicie en 2013, como resultado de un cambio de tecnología en la central Altamira unidades 1 y 2 de 150 MW (de combustóleo a coque). Otra central que será repotenciada en ese mismo año es Río Bravo unidad 3, de 300 MW (de combustóleo a carbón, e incremento de capacidad a 330 MW). En ésta última, se considera utilizar la tecnología de caldera de lecho fluidizado para obtener una combustión limpia del coque de petróleo.

Cuadro 41
Proyección del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica¹, 2009-2025

Combustible	Unidades	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustóleo	Mm ³ / día	26.5	23.6	20.1	18.0	17.8	17.8	17.3	16.6	15.6
Gas natural	MMm ³ / día	76.6	74.3	72.7	75.2	75.6	74.7	80.0	84.9	90.6
Nacional	MMm ³ / día	38.8	37.2	34.7	33.6	29.5	28.6	28.7	30.7	33.3
Importación	MMm ³ / día	23.7	20.2	20.1	19.7	18.3	17.4	19.5	22.5	25.5
GNL	MMm ³ / día	14.1	16.9	17.9	22.0	27.8	28.6	31.7	31.7	31.8
Diesel	Mm ³ / día	1.1	0.9	0.8	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3
Carbón	MM ton / año	13.7	15.9	18.0	17.8	18.4	19.0	19.0	19.0	19.0
Nacional	MM ton / año	8.5	9.1	10.0	9.8	10.4	11.0	11.0	11.0	11.0
Importado	MM ton / año	5.2	6.8	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Coque de petróleo	MM ton / año	-	-	-	-	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4

Combustible	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	tmca % 2009-2025
Combustóleo	Mm ³ / día	14.5	14.3	10.8	9.8	9.7	7.9	6.8	6.7	-8.3
Gas natural	MMm ³ / día	97.8	103.1	113.3	117.7	122.3	124.0	123.0	127.4	3.2
Nacional	MMm ³ / día	40.5	45.7	53.4	57.5	62.7	61.5	60.7	63.7	3.2
Importación	MMm ³ / día	25.5	24.6	26.5	27.7	27.6	30.5	30.6	31.8	1.8
GNL	MMm ³ / día	31.9	32.8	33.4	32.5	32.0	32.0	31.8	31.9	5.3
Diesel	Mm ³ / día	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	-5.1
Carbón	MM ton / año	19.1	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.1	19.0	2.1
Nacional	MM ton / año	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.1	11.0	1.6
Importado	MM ton / año	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	2.8
Coque de petróleo	MM ton / año	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	n.a.

¹ No incluye el consumo asociado a los proyectos de centrales clasificados como nueva generación limpia.

* Observado.

MM: millones; M: miles.

Fuente: CFE.

Como ya se ha mencionado en anteriores apartados de este capítulo, para el programa de expansión 2010-2025 se ha establecido un bloque de capacidad llamado "nueva generación limpia" (NGL), cuya capacidad total en 2025 sería de 6,899 MW. En este bloque se agrupan diversas opciones tecnológicas para la expansión del sistema de generación, con la importante característica de tratarse de una canasta tecnológica que produciría niveles de emisiones de CO₂ prácticamente nulos. En consecuencia, la demanda de combustibles asociada a la generación de electricidad de dicho bloque se ha simulado para cada proyecto en específico y para uno o más posibles combustibles, quedando de la siguiente manera:

- Capacidad de 1,041 MW utilizando gas natural, con eficiencia bruta de conversión a energía eléctrica de 52%, correspondiente a la tecnología de los nuevos ciclos combinados
- 5,600 MW utilizando carbón
- 258 MW utilizando combustóleo

Los resultados de las simulaciones de generación de electricidad y consumo de combustibles para los proyectos programados como NGL se presentan en el cuadro 42.

Cuadro 42
Generación, consumo de combustibles y opciones tecnológicas para los proyectos de centrales clasificadas como nueva generación limpia, 2021-2025

Proyecto	Tecnologías probables /	Ubicación	Capacidad (MW)	Generación / Consumo		2021	2022	2023	2024	2025
				Combustibles	Máximo					
Noreste IV (Sabinas) ^{A/,B/,C/,D/}		Rio Escondido, Coahuila	700	GWh		2,674	4,807	4,807	4,821	4,807
				Carbón (MMt/año) ^{1/}	2.6	1.1	2.0	2.0	2.0	2.0
				Gas (MMm ³ /día)	3.2	1.4	2.5	2.5	2.5	2.5
Baja California Sur VIII (Todos Santos) ^{A/,C/,F/}		Los Cabos, BCS	86	GWh		511	623	619	616	619
				Combustóleo (m ³ /día) ^{1/}	2.5	1.7	2.1	2.0	2.0	2.0
				GWh			1,379	4,807	4,821	4,807
Noreste V (Sabinas) ^{A/,B/,C/,D/}		Rio Escondido, Coahuila	700	Carbón (MMt/año) ^{1/}	2.6		0.6	2.0	2.0	2.0
				Gas (MMm ³ /día)	3.2		0.7	2.5	2.5	2.5
				GWh				5,347	9,642	9,614
Oriental I y II ^{A/,B/,D/,E/}		Veracruz	1,400	Carbón (MMt/año) ^{1/}	3.9			1.7	3.1	3.1
				Uranio (t/año)	33.1			14.4	26.1	26.0
				Gas (MMm ³ /día)	6.4			2.8	5.0	5.0
Baja California Sur IX (Todos Santos) ^{A/,C/,F/}		Los Cabos, BCS	86	GWh				507	616	619
				Combustóleo (m ³ /día) ^{1/}	2.5			1.7	2.0	2.0
				GWh				6,003	10,824	10,793
Pacífico II y III ^{A/,B/,D/}		Lázaro Cárdenas, Michoacán	1,400	Carbón (MMt/año) ^{1/}	3.9			1.9	3.4	3.4
				Gas (MMm ³ /día)	6.0			3.0	5.3	5.3
				GWh					6,556	9,609
Noroeste II y III ^{A/,B/,C/,D/,E/}		Hermosillo, Sonora	1,400	Carbón (MMt/año) ^{1/}	3.9				2.1	3.0
				Uranio (t/año)	33.1				17.7	26.0
				Gas (MMm ³ /día)	6.2				3.3	4.8
Noreste VI ^{A/,B/,C/}		Matamoros, Tamaulipas	1,041	GWh						4,427
				Gas (MMm ³ /día) ^{1/}	4.8				0.1	2.3
				GWh						488
Baja California Sur X (Todos Santos) ^{A/,C/,F/}		Los Cabos, BCS	86	GWh						488
				Combustóleo (m ³ /día) ^{1/}	2.5					1.6
				GWh						488
Total			6,899	Generación (GWh)		3,185	6,808	22,090	37,896	45,781

Tecnologías probables:

A: Gasificación, B: Ciclo combinado, C: Importación, D: Carboeléctrica, E: Nucleoeléctrica, F: Combustión interna

^{1/} Combustible utilizado en la simulación

Fuente: CFE.

Al considerar el consumo de combustibles correspondiente a los resultados de la simulación reportados en el cuadro 42, la proyección queda como se ilustra en el cuadro 43.

Cuadro 43
Proyección del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica¹, 2009-2025

Combustible	Unidades	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustóleo	Mm ³ / día	26.5	23.6	20.1	18.0	17.8	17.8	17.3	16.6	15.6
Gas natural	MMm ³ / día	76.6	74.3	72.7	75.2	75.6	74.7	80.0	84.9	90.6
Nacional	MMm ³ / día	38.8	37.2	34.7	33.6	29.5	28.6	28.7	30.7	33.3
Importación	MMm ³ / día	23.7	20.2	20.1	19.7	18.3	17.4	19.5	22.5	25.5
GNL	MMm ³ / día	14.1	16.9	17.9	22.0	27.8	28.6	31.7	31.7	31.8
Diesel	Mm ³ / día	1.1	0.9	0.8	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3
Carbón	MM ton / año	13.7	15.9	18.0	17.8	18.4	19.0	19.0	19.0	19.0
Nacional	MM ton / año	8.5	9.1	10.0	9.8	10.4	11.0	11.0	11.0	11.0
Importado	MM ton / año	5.2	6.8	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
NGL	MM ton / año									
Coque de petróleo	MM ton / año	-	-	-	-	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4

Combustible	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	tmca % 2009-2025
Combustóleo	Mm ³ / día	14.5	14.3	10.8	10.1	10.0	8.5	7.5	7.6	-7.5
Gas natural	MMm ³ / día	97.8	103.1	113.3	117.7	122.3	124.0	123.1	130.4	3.4
Nacional	MMm ³ / día	40.5	45.7	53.4	57.5	62.7	61.5	60.7	66.7	3.4
Importación	MMm ³ / día	25.5	24.6	26.5	27.7	27.6	30.5	30.6	31.8	1.8
GNL	MMm ³ / día	31.9	32.8	33.4	32.5	32.0	32.0	31.8	31.9	5.3
Diesel	Mm ³ / día	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	-4.6
Carbón	MM ton / año	19.1	19.0	19.0	20.1	21.6	26.7	31.7	32.6	5.6
Nacional	MM ton / año	11.1	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.1	11.0	1.6
Importado	MM ton / año	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	2.8
NGL	MM ton / año				1.1	2.6	7.7	12.6	13.6	n.a.
Coque de petróleo	MM ton / año	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	n.a.

¹ Incluye el consumo asociado a los proyectos de centrales clasificados como nueva generación limpia.

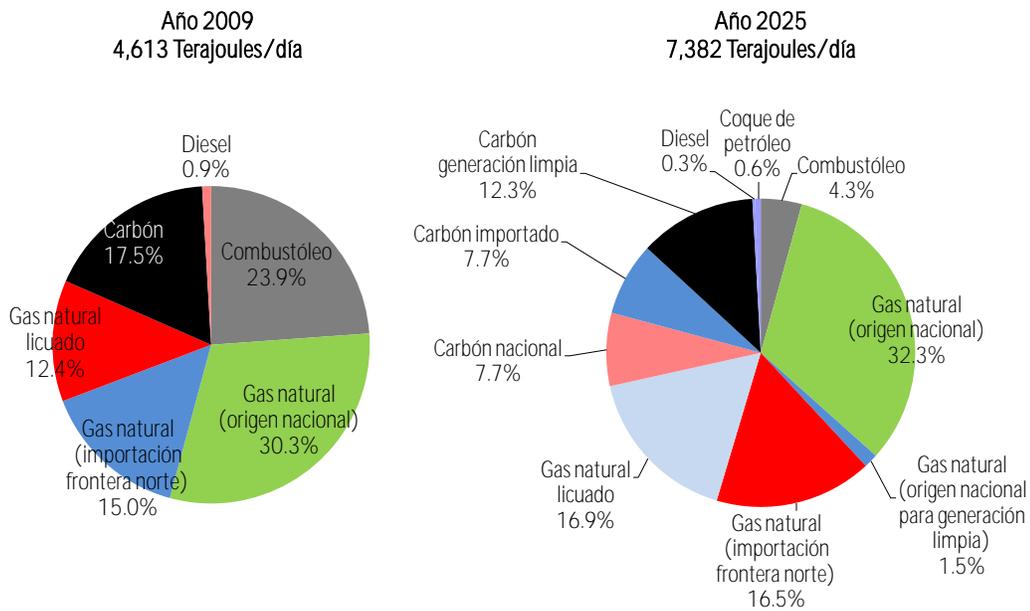
* Observado.

MM: millones; M: miles.

Fuente: CFE.

Se estima que entre 2009 y 2025 la participación del gas natural en la mezcla de combustibles fósiles para generación eléctrica en México aumente de 57.7% a 67.2%, mientras que el carbón tendría el mayor incremento en su participación al pasar de 17.5% a 27.6%. La utilización del combustóleo se reducirá de 23.9% en el total de combustibles fósiles en 2009 a 4.3% en 2025 (véase gráfica 56).

Gráfica 56
Participación por combustible fósil en la canasta para generación de energía eléctrica, 2009 y 2025 (%)

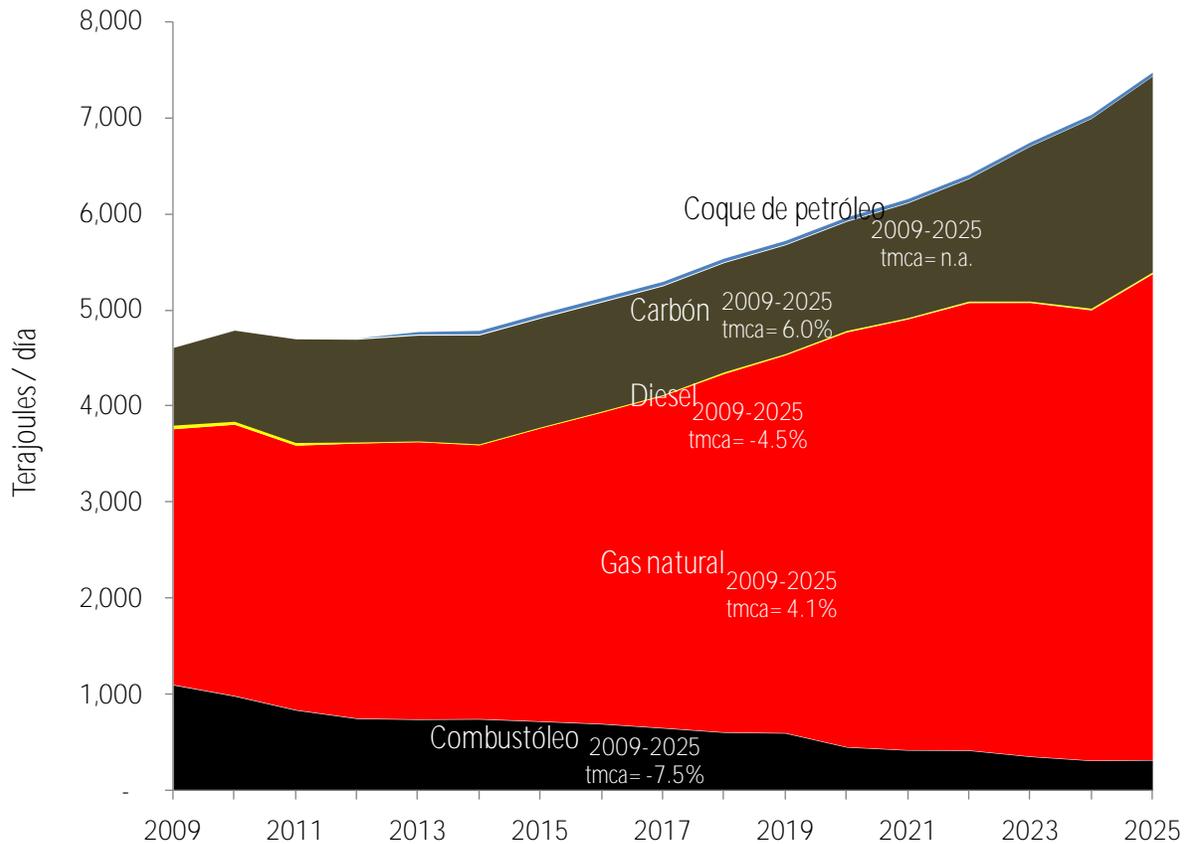


Nota: Para el año 2009 las cifras son reales.
Fuente: CFE.

Vista a lo largo del horizonte de planeación, la proyección del uso de combustibles fósiles en el parque de generación indica una importante disminución en los volúmenes del combustóleo requerido, esto es, una baja de -7.5% en promedio anual. Por el contrario, el carbón y el gas natural registrarán los mayores incrementos promedio anuales con 6.0% y 4.1%, respectivamente. Estas tendencias estarán impulsadas por los cambios que se experimentarán en la generación termoeléctrica al recurrir cada vez menos a centrales convencionales que usan combustóleo y orientar la generación de electricidad hacia procesos más eficientes y con menor impacto ambiental²⁴. En la gráfica 57 se pueden observar dichas tendencias para cada combustible durante todo el periodo.

²⁴ En el caso del carbón, se prevé licitar las nuevas centrales considerando incluir la opción de captura y secuestro de CO₂. En lo que se refiere al gas natural, deberá recurrirse a la importación de gas en fase líquida (GNL) y utilizarlo en centrales de ciclo combinado de alta eficiencia.

Gráfica 57
Proyección del consumo de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica, 2009-2025
(Terajoules/día)



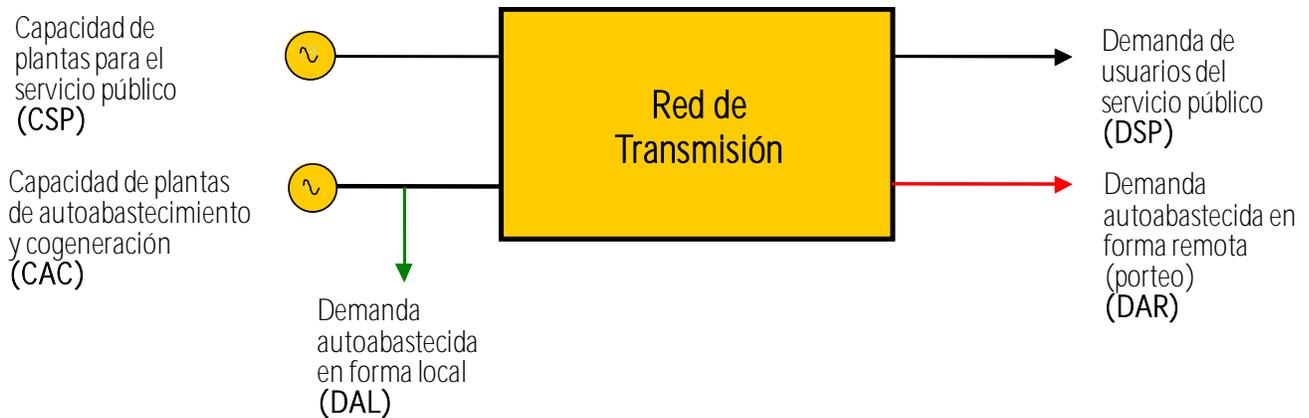
Nota: Para el año 2009 las cifras son reales.
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.7.6 Autoabastecimiento y cogeneración

Los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración han incrementado su participación en los últimos años, por lo que representan una capacidad importante en el SEN. 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.

Esquemáticamente (véase figura 2), el análisis y planeación del SEN incluye las centrales de autoabastecimiento y cogeneración para valorar su impacto en la expansión del sistema de generación, dado que la localización geográfica de las nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración, así como la de sus cargas locales y remotas, tiene una incidencia importante sobre el margen de reserva regional y la expansión de la red de transmisión.

Figura 2
Esquematación del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

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

- 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 y/o distribución del servicio público.

Desde 2004 la mayor capacidad instalada por parte de permisionarios se concentra en sociedades de autoabastecimiento y cogeneración, tales como: Iberdrola Energía Monterrey, Tractebel, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, Energía Azteca VIII y Enertek. Asimismo, Pemex tiene una importante capacidad autorizada para autoabastecimiento y cogeneración destinada para la satisfacción de una parte de sus necesidades de energía eléctrica.

En términos de capacidad instalada para autoabastecimiento remoto, destacan los permisos de Iberdrola Energía Monterrey con 530 MW, Termoeléctrica Peñoles y del Golfo con 230 MW cada una, así como Tractebel Energía de Monterrey, con 229 MW. En el caso de Pemex, se encuentra en construcción el proyecto de cogeneración del CPG Nuevo Pemex, que cubrirá la totalidad de las necesidades de energía eléctrica del complejo y dispondrá de 260 MW de capacidad para porteo. En los cuadros 44 y 45 se presenta la proyección de capacidad de autoabastecimiento remoto y la capacidad total de autoabastecimiento, respectivamente, tanto del sector privado como Pemex. Cabe mencionar que, en dicho cuadro, no se incluye la capacidad estimada como bloques de generación con energía renovable a partir de 2015, dado que para esa oferta de capacidad aún no se cuenta con permisos ni trámites de registro ante la CRE.

Cuadro 44
Evolución de la capacidad de autoabastecimiento remoto¹, 2009-2025
(MW)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total	2,077	2,339	3,286	3,582	4,028	4,045											
Subtotal Existentes	2,077	2,077	2,077	2,077	1,867												
Arancia	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Enertek	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Micase	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Iberdrola Energía Monterrey	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
Energía Azteca VIII	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Energía y Agua Pura de Cozumel	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Termoeléctrica del Golfo	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Termoeléctrica Peñoles	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Hidroeléctricidad del Pacífico	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Impulsora Mexicana de Energía	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Bioenergía de Nuevo León	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tractebel (Enron)	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Agrogen	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Proveedora de Electricidad de Occidente (Chilatan)	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Italaise	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pemex Cosoleacaque	17	17	17	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Lázaro Cárdenas	5	5	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Independencia	45	45	45	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Petróleos Mexicanos (Independencia)	10	10	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Petroquímica Morelos	26	26	26	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Pajaritos	16	16	16	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Escolin	28	28	28	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex La Venta	14	14	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Cactus	27	27	27	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CD Pemex	20	20	20	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Salamanca	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex Ref Antonio Dovalí	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexicana de Hidroeléctricidad Mexhidro	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Generadora Pondercel	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
BSM Energía de Veracruz	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hidroeléctrica Cajón de Peña	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Proenrmax	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Procter and Gamble	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Parques Ecológicos de México	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Eurus	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Hidrorizaba	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Subtotal Eólicos Red Existente	-	145															
Eoliatec del Istmo (1a Etapa)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Eléctrica del Valle de México		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
BII NEE STIPA Energía Eólica		26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Fuerza Eólica del Istmo (1ra. Etapa)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Subtotal Eólicos Temporada Abierta	-	-	807	1,095	1,491												
Fuerza Eólica del Istmo (2da. Etapa)			50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Eoliatec del Istmo (2a Etapa)			142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
Eoliatec del Pacífico, SAPI de CV			160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Desarrollos Eólicos Mexicanos			228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
Fuerza y Energía BII HIOXO (Unión Fenosa)			227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
Gamesa Energía				288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
Energía Alterna Istmeña (Preneal)				216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
Vientos del Istmo (Preneal)				180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Subtotal Pemex	-	-	-	-	260												
Nuevo Pemex					260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Subtotal Permisos Varlos	-	117	257	265	265	282											
Eólica Santa Catarina		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Municipio de Mexicali		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Energía San Pedro		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Electricidad del Istmo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Bioeléctrica de Occidente		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Hidroeléctrica Arco Iris		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Compañía de Energía Mexicana		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Plasa Cogeneración		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Genermex			140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Hidroatlilco				9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Electricidad de Oriente						17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17

¹ No incluye los bloques de nueva capacidad de fuentes renovables a desarrollarse por el sector privado durante 2015-2025 (3,000 MW). Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.

Fuente: Sener, CFE, Pemex y CRE.

Cuadro 45
Evolución de la capacidad de autoabastecimiento¹, 2009-2025
(MW)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total	7,228	7,582	8,535	8,922	9,697	9,716											
Subtotal Existentes	7,228																
Proyectos existentes (sin Pemex)	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778	2,778
Pemex	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124	2,124
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Enertek	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Micase	11	11	11	11	11	11	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	619	619	619	619	619	619
Energía Azteca VIII	131	131	131	131	131	131	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	32	32	32	32	32	32
Termoeléctrica del Golfo	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Termoeléctrica Peñoles	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Hidroelectricidad del Pacífico	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Impulsora Mexicana de Energía	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Bioenergía de Nuevo León	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tractebel (Enron)	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
Agrogen	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Proveedora de Electricidad de Occidente (Chilatan)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Italaise	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Generadora Pondercel	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
BSM Energía de Veracruz	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Hidroeléctrica Cajón de Peña	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Proenrmax	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Procter and Gamble	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Parques Ecológicos de México	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Eurus	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Hidrorizaba	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Subtotal Eólicos Red Existente	-	145															
Eoliatec del Istmo (1a Etapa)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Eléctrica del Valle de México		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
BII NEE STIPA Energía Eólica		26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Fuerza Eólica del Istmo (1ra. Etapa)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Subtotal Eólicos Temporada Abierta	-	-	807	1,095	1,491												
Fuerza Eólica del Istmo (2da. Etapa)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Eoliatec del Istmo (2a Etapa)		142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
Eoliatec del Pacífico, SAPI de CV		160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Desarrollos Eólicos Mexicanos		228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
Fuerza y Energía BII HIOXO (Unión Fenosa)		227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
Gamesa Energía		288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
Energía Alterna Istmeña (Preneal)		216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
Vientos del Istmo (Preneal)		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Subtotal Pemex	-	45	45	115	494												
Reconfiguración Minatitlán		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Madero Nuevo				25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Combustibles Limpios Minatitlán			45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Nuevo Pemex				314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
Combustibles Limpios Cadereyta				30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Combustibles Limpios Madero				35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Subtotal Permisarios Varios	-	164	310	340	340	359											
Eólica Santa Catarina		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Municipio de Mexicali		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Industria Papelera Mexicana (Planta Uruapan)		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Energía San Pedro		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Electricidad del Istmo		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Bioeléctrica de Occidente		35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Hidroeléctrica Arco Iris		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Compañía de Energía Mexicana		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Piasa Cogeneración		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Genermex			146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Comisión Estatal del Agua de Baja California				20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Hidroatlilco				9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Electricidad de Oriente						19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19

Notas:

¹ No incluye los bloques de nueva capacidad de fuentes renovables a desarrollarse por el sector privado durante 2015-2025 (3,000 MW).

Incluye autoabastecimiento local, usos propios, autoabastecimiento remoto y excedentes.

Debido al redondeo de cifras, las sumas podrían no coincidir con los totales.

Fuente: Sener, CFE, Pemex y CRE.

En el Mapa 11 se muestra la ubicación geográfica de las nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración.

Mapa 11
Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que utilizarán la red de transmisión, 2010-2025¹
(capacidad de autoabastecimiento remoto)



¹ En el mapa únicamente se ilustran los proyectos con alta probabilidad de realización y que cuentan con un plan de obras definido. No se incluyen los bloques de nueva capacidad de fuentes renovables a desarrollarse por el sector privado durante 2015-2025 (3,000 MW), cuya distribución estimada es la siguiente: eoloeleétrica (1,800 MW), solar (600 MW), biomasa (300 MW) y minihidráulica (300 MW). Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.7.7 Evolución 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.- Capacidad para mantener operando en sincronismo las unidades generadoras, inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o de transmisión.

Calidad.- Posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.

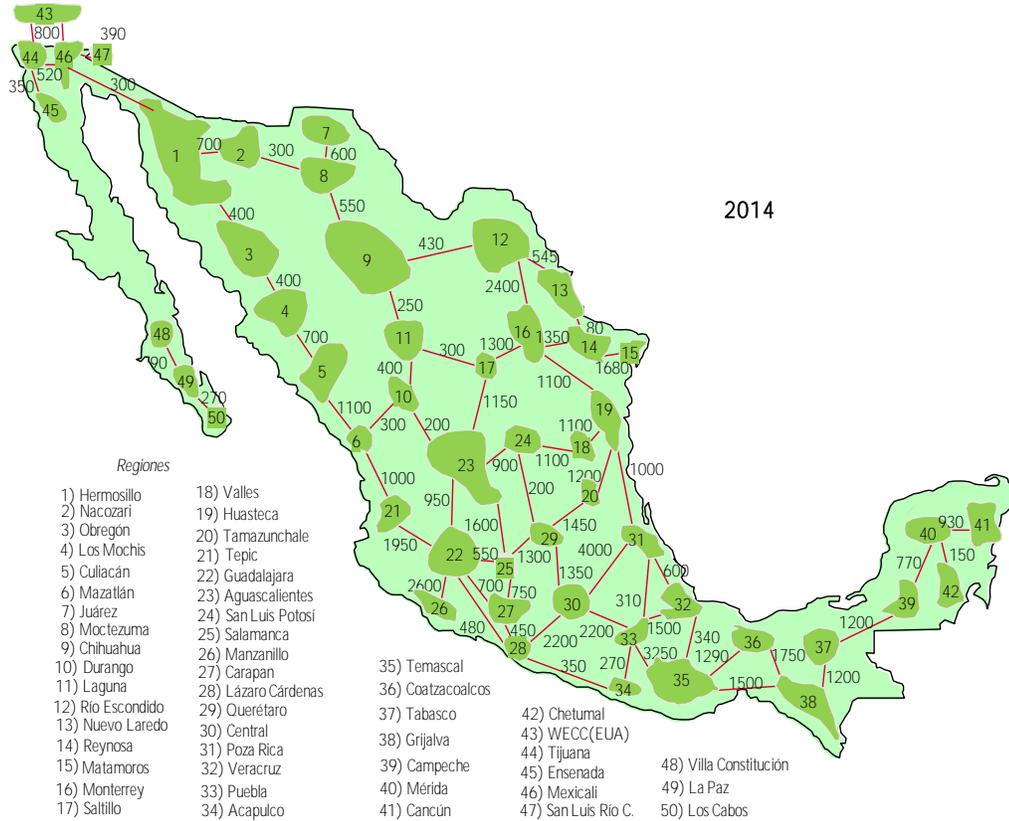
Confiabilidad.- Reducción del riesgo esperado de la energía que no es posible suministrar debido a posibles fallas de los elementos del sistema.

Economía.- Disminución de los costos de operación del sistema eléctrico.

Los proyectos a incorporar a la red de transmisión se evalúan mediante modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular los costos de producción y los parámetros del comportamiento eléctrico de la red en régimen estable y dinámico, así como los índices de confiabilidad.

Con base en el estado actual de la red de transmisión y el programa de expansión del sistema de generación, se ha conformado un plan de transmisión para 2010-2025, en el cual se pretenden incorporar al sistema –en niveles de tensión de 69 kV a 400 kV– 24,750 km de líneas, 78,013 MVA en subestaciones reductoras y 13,903 MVar de compensación reactiva. El programa de transmisión contiene proyectos ya definidos con estudios de factibilidad técnica y económica para los próximos cinco años. Para 2015-2025, la definición de este plan tiene asociada una mayor incertidumbre, ya que existe la posibilidad de cambios relativos en el crecimiento de la demanda regional, así como ajustes en la ubicación de centrales. En el Mapa 12 se muestra la capacidad de los enlaces entre regiones, incluyendo los refuerzos de transmisión programados hasta 2014.

Mapa 12
SEN: Capacidad de transmisión entre regiones, 2014
(MW)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

En lo que se refiere al SIN, como se ha mencionado, se han realizado estudios que determinaron la conveniencia de interconectar el área Baja California al SIN. Dicha interconexión se realizará con un enlace asíncrono de 300 MW de capacidad como primera etapa y se ha programado su entrada en operación hacia 2014. No obstante y de acuerdo con información de CFE, está pendiente verificar si se trata de un enlace en corriente alterna o directa, con lo que la capacidad de transmisión podría modificarse.

En el cuadro 46, se presenta un resumen de la expansión de la capacidad de transmisión de los principales enlaces internos y externos a las áreas de control integrantes del SEN, que incrementan la capacidad de transmisión entre las mismas y la confiabilidad de suministro hacia los principales centros de consumo, para el periodo 2010-2014. En este contexto, las principales líneas de transmisión en construcción (400 kV y 230 kV) suman un total de 3,171 km-circuito (véase cuadro 47)

Cuadro 46
SEN: Expansión de la capacidad de transmisión 2010-2014
(MW)

ENLACE			Capacidad inicial	Aumento de	Capacidad total
Región	Región	Tensión kV	2010 MW	capacidad MW	2014 MW
Total			18,265	4,940	23,205
Nacozari	Moctezuma	400 ^{1/} , 230	180	120	300
Nacozari	Hermosillo	400 ^{1/} , 230	150	550	700
Los Mochis	Culiacán	400 ^{2/} , 230	500	200	700
Mazatlán	Culiacán	400, 230	900	200	1,100
Mazatlán	Tepic	400	850	50	900
Moctezuma	Chihuahua	400 ^{1/} , 230	500	50	550
Río Escondido	Chihuahua	400	350	80	430
Río Escondido	Nuevo Laredo	400, 230	380	165	545
Matamoros	Reynosa	400, 230, 138	1,340	340	1,680
Manzanillo	Guadalajara	400, 230	1,700	900	2,600
Veracruz	Temascal	230	250	90	340
Temascal	Puebla	400	3,015	235	3,250
Poza Rica	Central	400	3,500	500	4,000
Puebla	Central	400, 230	1,800	400	2,200
Tabasco	Campeche	400 ^{3/} , 230	780	420	1,200
Campeche	Mérida	400 ^{3/} , 230, 115	580	190	770
Mérida	Cancún	400 ^{3/} , 230, 115	770	160	930
Tijuana	Ensenada	230, 115, 69	230	120	350
Mexicali	S. Luis R. Colorado	230, 161	250	140	390
La Paz	Los Cabos	230, 115	240	30	270

^{1/} Línea de Transmisión (LT) aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV.

^{2/} LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV. Cambio de tensión en 2011.

^{3/} LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV. Cambio de tensión en 2014.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 47
SEN: Principales líneas de transmisión programadas 2010-2014

Línea de transmisión	Tensión (kV)	Número de circuitos	Longitud (km-c)	Inicio de operación
Total			3,171.0	
Sabancuy II - Concordia	230	2	87.0	Ene-10
La Venta II - Juchitán II	230	2	17.8	Jun-10
Seis de Abril - PI Puerto Peñasco	230	2	109.7	Jun-10
Cárdenas II - Comalcalco Oriente	230	2	48.0	Jul-10
Deportiva Entq Estadio - San Bernabe	230	2	8.0	Sep-10
Tecamac Entq Tizayuca - Texcoco	230	2	18.0	Sep-10
Tapeixtles Potencia - Tecomán	230	2	46.1	Sep-10
Juile - Cerro de Oro	400	2	154.2	Sep-10
Ixtepec Potencia - Juile	400	2	271.6	Sep-10
Malpaso - Macuspana II	400	2	103.3	Sep-10
Tabasco Entq. Malpaso - Macuspana L1	230	2	8.2	Sep-10
Tabasco Entq. Malpaso - Macuspana L2	230	2	9.2	Sep-10
Tabasco - Escárcega	400	2	177.1	Oct-10
Laguna Verde - Manlio Fabio Altamirano	400	2	169.4	Dic-10
Las Glorias Entq. - Villa de García - Aeropuerto	400	2	34.2	Dic-10
Tula CT - Nochistongo	230	2	44.0	Mar-11
Edzna Entq. - Escárcega - Ticul	230	2	61.0	May-11
Choacahui - PI Guamúchil Dos	400	2	117.0	Jun-11
Cerro Prieto II - Parque Industrial San Luis	230	2	54.1	Nov-11
Tula CT - Teotihuacan	230	2	66.0	Dic-11
Mezcalapa Switchco - Cárdenas II	230	1	44.9	Jul-12
El Fresnal - Cananea	230	2	150.8	Oct-12
Encino II Entq. - Francisco Villa - Chihuahua Norte	230	2	15.6	Oct-12
Encino II Entq. - Francisco Villa - Ávalos (L1)	230	2	15.6	Oct-12
La Jovita Entq. - Presidente Juárez - Ciprés	230	4	18.4	Oct-12
Regiomontano Entq. - Huinalá - Lajas	400	2	26.8	Abr-13
La Paz Entq. - Tuxpan - Texcoco (L3)	400	2	66.0	May-13
La Ciénega - Oaxaca Potencia	230	1	26.5	May-13
Temascal II - Oaxaca Potencia	230	2	132.9	May-13
Lago Entq. - Madero - Esmeralda	230	2	28.8	Mar-14
Teotihuacan - Lago	400	2	52.2	Mar-14
Tesistan - Zapopan	230	2	47.2	Mar-14
Niños Heroes - Tesistan	230	2	9.4	Mar-14
Nacozari - Hermosillo 5	400	2	201.0	Abr-14
Seis de Abril - Cucapah	400	2	390.0	Abr-14
Nacozari - Hermosillo 5	400	2	201.0	Abr-14
Santa Ana Nogales - Aeropuerto	230	2	100.0	Jun-14
El Llano Entq Aguascalientes Pot - Cañada L1	400	2	40.0	Oct-14

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

En el cuadro 48 se muestra la evolución de la capacidad de transmisión entre enlaces bajo condiciones de demanda máxima. El mayor uso de dichos enlaces se presenta debido a operaciones de mantenimiento en las unidades generadoras, a la salida forzada de elementos de generación y/o transmisión, así como a condiciones de demanda máxima del sistema.

Cuadro 48
SEN: Capacidad de transmisión de enlaces entre regiones, en condiciones de demanda máxima del sistema, 2010-2014, (MW)

Región	Enlace Región	Tensión kV	2010	2011	Capacidad		
					2012	2013	2014
			MW				
Nacozari	Moctezuma	400 ^{1/} , 230	180	180	250	300	300
Nacozari	Hermosillo	400 ^{1/} , 230	150	150	300	500	700
Hermosillo	Obregón	230	400	400	400	400	400
Obregón	Los Mochis	400 ^{1/} , 230	400	400	400	400	400
Los Mochis	Culiacán	400 ^{2/} , 230	500	700	700	700	700
Mazatlán	Culiacán	400, 230	900	1,100	1,100	1,100	1,100
Mazatlán	Tepic	400	850	900	900	900	900
Juárez	Moctezuma	230	600	600	600	600	600
Moctezuma	Chihuahua	400 ^{1/} , 230	500	500	500	550	550
Chihuahua	Laguna	230	250	250	250	250	250
Laguna	Durango	400 ^{1/} , 230	400	400	400	400	400
Durango	Aguascalientes	230	200	200	200	200	200
Mazatlán	Durango	400, 230	350	350	350	350	350
Laguna	Saltillo	400, 230	300	300	300	300	300
Rio Escondido	Chihuahua	400	350	350	350	430	430
Rio Escondido	Nuevo Laredo	400, 230	380	380	380	380	545
Reynosa	Nuevo Laredo	138	80	80	80	80	80
Matamoros	Reynosa	400, 230, 138	1,340	1,340	1,680	1,680	1,680
Rio Escondido	Monterrey	400, 230	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
Reynosa	Monterrey	400, 230	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350
Monterrey	Huasteca	400	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
Saltillo	Aguascalientes	400	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150
Huasteca	Poza Rica	400, 230	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Valles	San Luis Potosi	400	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
Tamazunchale	Querétaro	400	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Huasteca	Valles	400	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
Huasteca	Tamazunchale	400	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Monterrey	Saltillo	400, 230	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Tepic	Guadalajara	400	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950
Manzanillo	Guadalajara	400, 230	1,700	2,150	2,600	2,600	2,600
Guadalajara	Aguascalientes	400	950	950	950	950	950
Guadalajara	Salamanca	400	550	550	550	550	550
Guadalajara	Carapan	400, 230	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	400, 230	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
San Luis Potosi	Aguascalientes	400, 230	900	900	900	900	900
Querétaro	San Luis Potosi	230	200	200	200	200	200
Salamanca	Querétaro	400, 230	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Lázaro Cárdenas	Acapulco	400 ^{1/} , 230, 115	350	350	350	350	350
Acapulco	Puebla	230	270	270	270	270	270
Veracruz	Puebla	400	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Veracruz	Temascal	230	250	250	340	340	340
Veracruz	Poza Rica	400	600	600	600	600	600
Grijalva	Temascal	400	1,870	1,500	1,500	1,500	1,500
Grijalva	Coatzacoalcos	400	1,850	1,750	1,750	1,750	1,750
Coatzacoalcos	Temascal	400	1,425	1,290	1,290	1,290	1,290
Poza Rica	Puebla	230	310	310	310	310	310
Temascal	Puebla	400	3,015	3,250	3,250	3,250	3,250
Grijalva	Tabasco	400, 230	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Querétaro	Central	400, 230	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350
Lázaro Cárdenas	Central	400, 115	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Poza Rica	Central	400	3,500	4,000	4,000	4,000	4,000
Puebla	Central	400, 230	1,800	2,200	2,200	2,200	2,200
Tabasco	Campeche	400 ^{3/} , 230	780	780	780	780	1,200
Campeche	Mérida	400 ^{3/} , 230, 115	580	580	580	580	770
Mérida	Cancún	400 ^{3/} , 230, 115	770	770	770	770	930
Mérida	Chetumal	230, 115	150	150	150	150	150
Tijuana	Mexicali	230	520	520	520	520	520
Tijuana	Ensenada	230, 115, 69	230	250	250	350	350
CFE-ACBC	WECC (EUA)	230	800	800	800	800	800
Mexicali	San Luis Rio Colorado	230, 161	250	390	390	390	390
Mexicali	Hermosillo	400					300
Villa Constitución	La Paz	115	90	90	90	90	90
La Paz	Los Cabos	230, 115	240	240	240	270	270

^{1/} Línea de Transmisión (LT) aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV.

^{2/} LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV. Cambio de tensión en 2011.

^{3/} LT aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV. Cambio de tensión en 2014.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 49
SEN: Principales equipos de transformación programados 2010-2014

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad (MVA)	Relación de transformación	Inicio de operación
Total			11,483		
Mazatlán II Banco 8	4	T	500	400 /115	Abr-10
Chapultepec Banco 2	1	T	50	230 /34.5	Jun-10
Cañada Banco 3	4	T	500	400 /115	Sep-10
Tabasco Bancos 1 y 2	7	AT	875	400 /230	Sep-10
Ticul II Bancos 2 y 3	7	AT	875	400 /230	Oct-10
Jardín Banco 1 (SF6)	4	AT	300	230 /115	Dic-10
Las Glorias Banco 1 (SF6)	4	T	500	400 /115	Dic-10
Tesistán Banco 5	4	T	500	400 /69	May-11
Edzna Banco 1	4	AT	300	230 /115	May-11
Choacahui Banco 1	4	AT	500	400 /230	Jun-11
Guaymas Cereso Banco 1	4	AT	133	230 /115	Jul-11
Hermosillo Cuatro Banco 4	3	AT	225	230 /115	Nov-11
Valle de Puebla Banco 1	1	T	40	230 /13.8	Nov-11
Centenario Banco 1	1	T	40	230 /13.8	Abr-12
Amatlán II Banco 3	3	AT	100	230 /115	May-12
Anáhuac Potencia Banco 2	3	T	225	400 /115	May-12
Dos Bocas Banco 7 (SF6)	4	AT	300	230 /115	May-12
Papantla Banco 1	4	T	500	400 /115	Jun-12
Cerro de Oro Banco 1	4	T	500	400 /115	Jun-12
Guadalajara Industrial Banco 1	1	T	60	230 /23	Jul-12
El Mayo Banco 1	4	AT	300	230 /115	Jul-12
Comalcalco Potencia Banco 1	4	AT	300	230 /115	Jul-12
Pantepec Banco 2	3	AT	100	230 /115	Abr-13
Guerreño Banco 1	4	T	500	400 /138	Abr-13
Regiomontano Banco 1	4	T	500	400 /115	Abr-13
La Malinche Banco 1	4	AT	300	230 /115	May-13
Tepic II Banco 5	3	AT	100	230 /115	Sep-13
Huatulco Potencia Banco 1	4	AT	300	230 /115	Dic-13
Lago Bco 1 y 2	6	AT	660	400/230	Mar-14
Playa del Carmen Banco 3	3	AT	100	230 /115	Abr-14
Seis de Abril Bco 3	4	AT	500	400 /230	Abr-14
Torreón Sur Bco 5	3	T	375	400/115	May-14
Niños Heroes Bco 3 (SF6)	1	T	100	230/69	Jun-14
Querétaro I Banco 1 (Sustitución)	3	AT	225	230 /115	Jun-14
Valle de Tecomán Banco 1	3	AT	100	230 /115	Sep-14

^{1/} T: Transformador; AT: Autotransformador.
Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 50
SEN: Principales equipos de compensación reactiva programados 2010-2014

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Inicio de operación
El Palmar CEV	Compensador Estático de VAr ^{1/}	230	50.0/150.0	May-10
Ixtepec Potencia CEV	Compensador Estático de VAr ^{1/}	400	300.0/300.0	Sep-10
Juile MVar	Reactor	400	75.0	Sep-10
Escárcega CEV	Compensador Estático de VAr ^{1/}	400	300.0/300.0	Oct-10
Escárcega MVar	Reactor	400	233.3	Oct-10
Ticul II MVar	Reactor	400	175.0	Oct-10
Tecnológico CEV	Compensador Estático de VAr ^{1/}	230	75.0/200.0	Ene-11
Choacahui MVar	Reactor	400	175.0	Jun-11
La Paz CEV	Compensador Estático de VAr ^{1/}	400	300.0/300.0	Sep-11
Huatulco Potencia MVar	Reactor	230	18.0	Dic-13
Hermosillo 5 MVar	Reactor	230	28.0	Abr-14
Seis de Abril MVar	Reactor	400	133.3	Abr-14
Hermosillo 5 MVar	Reactor	230	28.0	Abr-14
Compensación 45 MVar ^{2/}	Capacitor	115	315.0	2010-2014
Compensación 36 MVar ^{2/}	Capacitor	138	36.0	2010-2014
Compensación 31.5 MVar ^{2/}	Capacitor	161	31.5	2010-2014
Compensación 30 MVar ^{2/}	Capacitor	138	30.0	2010-2014
Compensación 30 MVar ^{2/}	Capacitor	115	420.0	2010-2014
Compensación 22.5 MVar ^{2/}	Capacitor	115	225.0	2010-2014
Compensación 15 MVar ^{2/}	Capacitor	115	465.0	2010-2014
Compensación 7.5 MVar ^{2/}	Capacitor	115	180.0	2010-2014
Compensación 6 MVar ^{2/}	Capacitor	115	6.0	2010-2014

^{1/} Inductivo/capacitivo.

^{2/} Estos valores consideran la compensación capacitiva en derivación a instalarse en las diferentes subestaciones del SEN.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.8 Redes de fibra óptica y redes inteligentes (smart grid)

Como parte de las acciones necesarias para garantizar la seguridad, integridad y confiabilidad del SEN, CFE ha implementado una red de telecomunicaciones con fibra óptica instalada sobre la red troncal de potencia, cuyo

principal objetivo es incrementar la seguridad del sistema eléctrico al permitir su operación en “tiempo real”, particularmente a través de los sistemas de tele-protección y tele-control²⁵.

El uso principal de la red de fibra óptica es como medio de comunicación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, con dos objetivos primordiales:

- Operar la generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo;
- Incrementar la disponibilidad, confiabilidad, y seguridad del SEN y mitigar riesgos asociados.

Actualmente, y desde hace más de diez años, la CFE cuenta con una red nacional de fibra óptica, que proporciona a la propia empresa los servicios de comunicación digital de alta capacidad, confiabilidad y calidad que se requieren para la seguridad y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como para los sistemas de información técnico-administrativos de los procesos sustantivos de generación, transmisión, distribución, control y construcción. Hoy en día, se aprovechan más de 22 mil kilómetros de la red de fibra óptica con que cuenta CFE.

Las redes inteligentes o *smart grid*, permiten incorporar tecnología digital (sistemas de información y de comunicaciones) en cada etapa de la generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica con varios objetivos como reducir costos, mejorar eficiencias, minimizar impactos ambientales, expandir mercados y brindar mejores servicios. Al implementar los sistemas de generación con aplicaciones inteligentes de transmisión, distribución y consumo, la red inteligente resultante puede hacer posible el logro de importantes beneficios en capacidad, confiabilidad, gestión de la demanda así como ofrecer un valor agregado a los usuarios.

La CFE contempla que en un tiempo razonablemente corto realizará una incorporación masiva de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC) a la operación eléctrica, lo cual le permitirá mejorar la eficiencia de sus procesos mediante la implementación de plataformas tecnológicas que permitan integrar y automatizar su cadena de valor. Algunas de las aplicaciones de las redes inteligentes son las siguientes:

- **Generación**
 - Captura y secuestro de CO₂
 - Gasificación integrada con ciclo combinado
 - Diseño nuclear avanzado (reactores generación IV)
 - Gestión de activos (monitoreo remoto, sistemas expertos, mantenimiento predictivo, gestión tecnológica, ubicación geo-referenciada)
 - Gestión de riesgo
 - Energías renovables
- **Transmisión**
 - Medición sincronizada de fasores
 - Sistemas inteligentes de protección
 - Subestaciones inteligentes
 - Cable de alta temperatura

²⁵ Sistemas que deben ser capaces de actuar, verificando ambos extremos de la línea de conducción de energía y el estado de las subestaciones, en lapsos de tiempo medidos en milisegundos, asegurando de esta manera el suministro de energía eléctrica.

- Transmisión flexible de Corriente Alterna (automatización de compensación de reactivos y regulación de tensión)
- Corriente Directa en alta tensión
- Gestión de activos
- Gestión de riesgo
- **Distribución**
 - **Subtransmisión**
 - Automatización de equipos
 - Medición de calidad de la energía
 - Monitoreo de transformadores
 - Otras aplicaciones
 - **Media tensión**
 - Monitoreo de interrupción de servicio
 - Manejo de fallas
 - Balanceo de cargas
 - Lectura centralizada
 - Otras aplicaciones
 - **Baja tensión**
 - Validación de consumo
 - Desconexión remota
 - Balanceo de cargas
 - Otras aplicaciones
 - **Usuario final**
 - Redes locales domésticas
 - Administración de la demanda
 - Electrodomésticos inteligentes
 - Integración de controles de edificios
 - Vehículos eléctricos híbridos
 - Micro-almacenes de energía
 - Generación distribuida con recursos renovables
 - Tarifas horarias a petición del cliente
 - Etc.

4.9 Requerimientos de inversión del sector eléctrico

Para el periodo 2011-2025, los recursos estimados para cumplir con el programa de expansión del sistema eléctrico nacional, ascienden a 1,264,838 millones de pesos de 2010 (véase cuadro 51). Esta cantidad considera los rubros de inversión en generación, transmisión, distribución, mantenimiento y otras inversiones. Incluye la

inversión a realizarse por medio de los esquemas de obra pública financiada, producción independiente de energía, así como la inversión presupuestaria de CFE.

La composición de la inversión total es la siguiente: 50.9% para generación, 16.0% para transmisión, 20.4% para distribución, 12.1% para mantenimiento y 0.6% para otras inversiones. Del total requerido, 22.1% corresponde a Obra Pública Financiada; 10.7% a Producción Independiente de Energía; 40.8% a obras presupuestales y el restante 26.4% a esquemas financieros aún por definir.

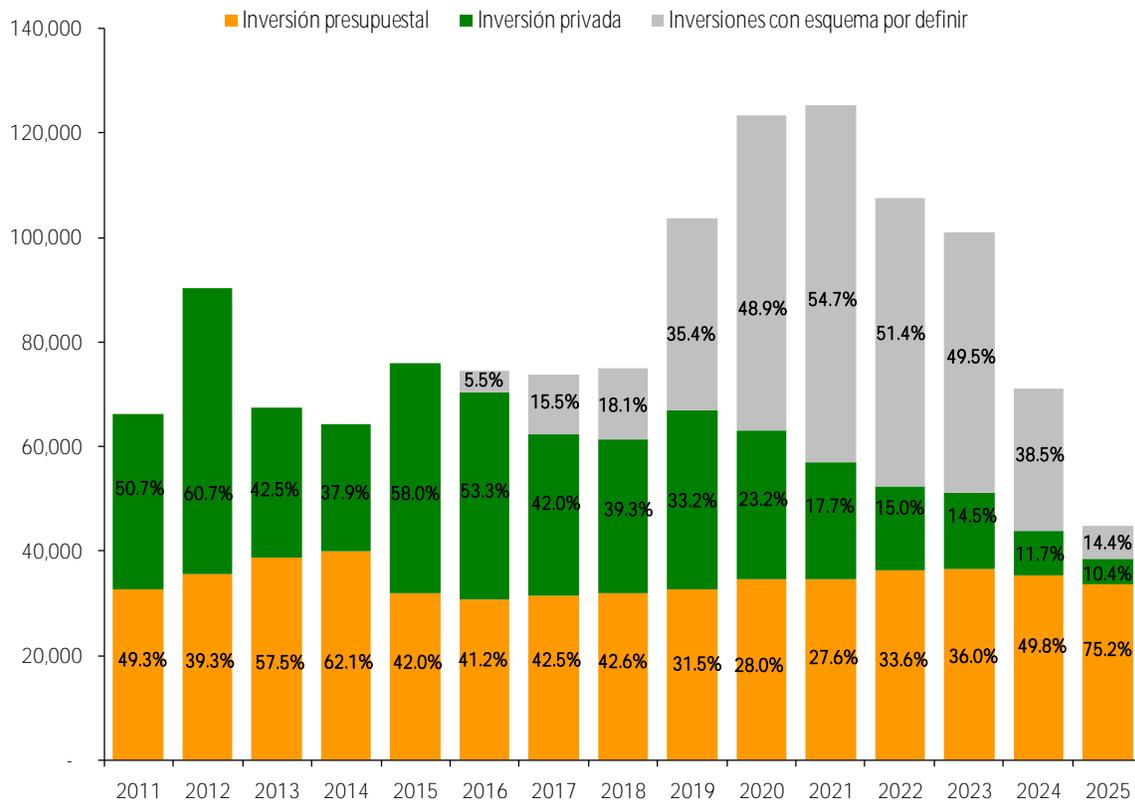
Cuadro 51
Sistema Eléctrico Nacional
Requerimientos de inversión del servicio público 2011-2025 (millones de pesos de 2010)¹
(Inversión presupuestaria, obra pública financiada y producción independiente)

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Total	66,270	90,359	67,436	64,159	76,037	74,440	73,773	75,019	103,624	123,555	125,501	107,609	101,096	71,100	44,860	1,264,838
Generación	28,455	47,069	22,419	21,108	35,120	35,508	34,500	36,240	64,021	81,299	83,819	62,376	57,388	28,959	5,353	643,634
Ciclos Combinados (PIE)	2,504	8,066	10,097	4,440	14,541	8,007	5,923	4,964	1,052	-	-	-	-	-	-	59,594
Centrales eólicas (PIE)	7,162	12,244	2,102	5,188	10,481	7,886	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,063
Inversión Privada (OPF)	17,207	25,313	8,641	10,467	8,897	14,374	16,034	16,642	25,093	19,807	14,038	6,534	7,086	2,327	-	192,460
Hidroeléctricas	2,161	1,077	1,531	3,734	4,518	4,481	4,612	4,699	6,083	5,029	5,094	4,115	3,267	1,322	-	51,723
Geotermoelectricas	495	106	656	1,488	435	1,155	1,037	434	945	1,304	-	-	-	-	-	8,055
Ciclos Combinados	9,160	13,350	5,504	4,667	3,850	8,178	10,244	10,120	17,919	13,455	8,676	2,405	3,819	1,005	-	112,352
Unidades Combustión Interna	1,679	1,640	456	578	94	560	141	1,389	146	19	268	14	-	-	-	6,984
Rehabilitación y modernización	3,712	9,140	494	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,346
Inversión Presupuestal	1,582	1,446	1,579	1,013	1,201	1,137	1,083	1,082	1,327	1,201	1,377	1,120	940	774	696	17,558
Hidroeléctricas	160	272	415	383	563	523	435	433	686	482	633	454	273	64	-	5,776
Rehabilitaciones y Modernizaciones	1,422	1,174	1,164	630	638	614	648	649	641	719	744	666	667	710	696	11,782
Obras con Esquema por definir	-	-	-	-	-	4,104	11,460	13,552	36,549	60,291	68,404	54,722	49,362	25,858	4,657	328,959
Nueva generación limpia	-	-	-	-	-	232	3,704	11,859	31,705	49,238	64,223	41,901	41,324	16,170	2,230	262,586
Nuevas tecnologías	-	-	-	-	-	3,872	7,756	1,693	4,844	11,053	4,181	12,821	8,038	9,688	2,427	66,373
Transmisión	8,361	12,088	13,647	13,857	14,966	12,159	11,218	10,014	11,265	13,924	15,932	18,540	16,495	15,079	14,286	201,831
Inversión Privada (OPF)	2,684	4,430	4,073	2,129	6,490	5,362	4,305	3,012	3,540	5,105	6,136	7,533	5,436	3,758	2,522	66,515
Programa de Transmisión	2,684	4,430	4,073	2,129	6,490	5,362	4,305	3,012	3,540	5,105	6,136	7,533	5,436	3,758	2,522	66,515
Inversión Presupuestal	5,677	7,658	9,574	11,728	8,476	6,797	6,913	7,002	7,725	8,819	9,796	11,007	11,059	11,321	11,764	135,316
Programa de Transmisión	944	1,235	2,911	4,855	2,164	1,787	1,435	1,004	1,180	1,702	2,045	2,512	1,812	1,253	840	27,679
Modernización de Transmisión (S T y T)	3,456	4,843	4,994	5,128	4,604	3,458	3,789	4,156	4,557	4,998	5,483	6,016	6,606	7,252	7,965	77,305
Modernización de sistemas de control (CENACE)	586	611	670	719	787	860	931	1,011	1,077	1,119	1,171	1,276	1,320	1,366	1,366	14,870
Modernización Área Central	691	969	999	1,026	921	692	758	831	911	1,000	1,097	1,203	1,321	1,450	1,593	15,462
Distribución	20,369	22,083	22,049	19,531	16,291	16,781	17,843	18,280	17,593	17,303	14,369	14,710	14,994	14,295	12,030	258,521
Inversión Privada (OPF)	2,093	2,820	1,768	127	1,654	2,024	2,683	2,835	2,653	1,676	45	33	51	208	100	20,770
Programa de subtransmisión	2,093	2,820	1,768	127	1,654	2,024	2,683	2,835	2,653	1,676	45	33	51	208	100	20,770
Inversión Presupuestal	18,276	19,263	20,281	19,404	14,637	14,757	15,160	15,445	14,940	15,627	14,324	14,677	14,943	14,087	11,930	237,751
Programa de subtransmisión	1,920	2,754	4,102	3,303	551	675	894	945	884	559	15	11	16	69	34	16,732
Programa de distribución	6,354	6,156	6,021	6,056	6,157	6,203	6,347	6,649	6,306	6,870	6,723	6,614	6,898	6,703	6,761	96,818
Modernización de distribución	5,500	5,408	5,514	5,442	3,453	3,453	3,453	3,453	3,453	3,453	3,453	3,453	3,453	3,000	503	56,444
Programa de distribución Área Central	4,502	4,945	4,644	4,603	4,476	4,426	4,466	4,398	4,297	4,745	4,133	4,599	4,576	4,315	4,632	67,757
Mantenimiento	8,654	8,675	8,864	9,192	9,175	9,492	9,697	9,955	10,199	10,467	10,802	11,387	11,605	12,135	12,540	152,839
Unidades Generadoras (PIE)	1,952	1,952	1,974	1,989	2,013	2,024	2,036	2,038	2,040	2,040	2,040	2,040	2,040	2,040	2,040	30,258
Obra presupuestal	6,702	6,723	6,890	7,203	7,162	7,468	7,661	7,917	8,074	8,342	8,578	8,769	8,872	8,599	8,675	117,635
Unidades Generadoras (CFE)	6,702	6,723	6,890	7,203	7,162	7,468	7,661	7,917	8,074	8,342	8,578	8,769	8,872	8,599	8,675	117,635
Obras con Esquema por definir	-	-	-	-	-	-	-	-	85	85	184	578	693	1,496	1,825	4,946
Otras Inversiones Presupuestales	431	444	457	471	485	500	515	530	546	562	579	596	614	632	651	8,013

¹ Costos instantáneos de las obras (se excluyen los costos financieros) a precios constantes, considerando un tipo de cambio de 12.9 pesos/dólar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gráfica 58
Requerimientos de inversión en el sector eléctrico nacional, 2011-2025
 (millones de pesos de 2010)¹



¹ Costos instantáneos de las obras (se excluyen los costos financieros) a precios constantes, considerando un tipo de cambio de 12.9 pesos/dólar.
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.10 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:

- a) Proyectos típicos, con capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente, como es el caso de las centrales termoeléctricas y de ciclo combinado.
- b) Proyectos específicos, los cuales requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios. Es el caso de los proyectos hidroeléctricos, eolieléctricos y geotermoeleéctricos.

Las principales características físicas y económicas de los proyectos típicos considerados en el análisis de la expansión del SEN se muestran en el cuadro 52.

Cuadro 52
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	37.58	30	0.75	5.8
	2 x 160	36.39	30	0.65	6.2
	2 x 84	32.45	30	0.65	6.4
	2 x 37.5	30.69	30	0.65	8.3
Turbogás ¹					
Aeroderivada gas	41.9	37.67	30	0.125	1.3
Aeroderivada gas	102.2	40.67	30	0.125	2.2
Industrial gas	84.4	29.85	30	0.125	1.2
Industrial gas F	186.9	33.14	30	0.125	1.2
Industrial gas G	266.3	35.57	30	0.125	1.1
Aeroderivada diesel	39.4	37.67	30	0.125	1.6
Ciclo combinado gas ¹					
1Fx1	281.9	51.08	30	0.80	2.2
2Fx1	565.5	51.24	30	0.80	2.2
3Fx1	849.2	51.30	30	0.80	2.2
1Gx1	400	52.76	30	0.80	2.0
2Gx1	799.8	52.86	30	0.80	2.1
Combustión interna ²					
	42.2	45.07	25	0.65	3.9
	2 x 18.4	44.19	20	0.65	7.3
	3 x 3.6	37.81	20	0.65	9.1
Carboeléctrica					
2 x 350	2 x 350	37.87	30	0.80	7.2
C. supercrítica s/desulfurador	700	43.09	30	0.80	6.4
C. supercrítica c/desulfurador	700	43.09	30	0.80	10.6
Nuclear (ABWR)	1400	34.54	60	0.90	3.5

¹ La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones ISO: temperatura ambiente de 15°C, humedad relativa de 60% y presión atmosférica a nivel del mar.

² La potencia y eficiencia están determinadas bajo condiciones ISO 15550:2002; ISO 3046-1:2002: temperatura ambiente de 25°C, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Asimismo, se incluyen los proyectos termoeléctricos actualmente en evaluación (véase cuadro 53). Estos representan una capacidad adicional de 9,130 MW.

Para hacer factible su construcción, se requieren varios estudios a fin de seleccionar el sitio así como el posible impacto ambiental. Con objeto de ubicar las centrales, se realiza la evaluación técnica de los insumos principales (disponibilidad del predio, interconexión al SEN, suministro de agua, combustible, e infraestructura de acceso); la evaluación económico-financiera (costos de inversión y operación); la evaluación social; así como los aspectos legales y la normatividad ambiental aplicable a cada sitio candidato, considerando siempre la mejor opción para el país.

Cuadro 53
Proyectos termoeléctricos con estudios de sitio terminado o en proceso

Área	Proyecto	Número de unidades	Capacidad total factible (MW)	Observaciones
Total SEN			9,130	
Baja California	CC Baja California III (Ensenada)	1 x 294	294.0	Sitio La Jovita
Baja California Sur	CI Baja California Sur III (Coromuel)	1 x 43	43.0	Sitio San Francisco
	CI Baja California Sur IV (Coromuel)	1 x 43	43.0	Sitio San Francisco
	CI Guerrero Negro III	2 x 5.5	10.8	Sitio Vizcaíno
	CI Guerrero Negro IV		7.0	Sitio Vizcaíno, estudios en proceso
	CI Santa Rosalía II	4 x 3.63	15.0	Sitio Mina
	CI Santa Rosalía III		11.0	En proceso
Noreste	CC Noreste (Escobedo)	2 x 517	1,034.0	Escobedo, Nuevo León
Noroeste	CC Agua Prieta II (hibrido) 1/	1 x 477	477.0	Sitio Ejido Agua Prieta
Norte	CC Norte II (Chihuahua)	1 x 459	459.0	Sitio El Encino
	CC Norte III (Juárez)	2 x 477	954.0	En proceso
Occidental	Manzanillo I Repotenciación U1		760.0	CT Manuel Álvarez
	Manzanillo I Repotenciación U2		760.0	CT Manuel Álvarez
	Manzanillo II Repotenciación U1		760.0	CT Manzanillo II
	Manzanillo II Repotenciación U2		760.0	CT Manzanillo II
	Cogeneración Salamanca fase I		470.0	Sitio Refinería Salamanca
	Occidental I	1 x 470	470.0	En proceso
Central	Valle de México II	1 x 601	601.0	CT Valle de México
	Valle de México III	1 x 601	601	CT Valle de México
	Centro	1x600	600	En proceso

^{1/} Incluye 10 MW de campo solar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Por otra parte, de los proyectos hidroeléctricos, La Parota (450 MW) se encuentra en etapa de diseño y los proyectos de Ixtayutla (530 MW) y Paso de la Reina (540 MW), en Oaxaca, se encuentran en etapa de estudio de factibilidad (véase cuadro 54). En el cuadro 55 se presentan los proyectos de ampliaciones de capacidad en centrales hidroeléctricas.

Cuadro 54
Proyectos hidroeléctricos con estudio de prefactibilidad, factibilidad y diseño, o en proceso

Área	Proyecto	Ubicación	Número de unidades x potencia por unidad ¹	Capacidad total ¹ (MW)	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio ⁴
Total				5,229	15,398	
Noreste	PAEB Monterrey ⁵	Nuevo León	2 x 100	200	292	F
Noroeste	Guatenipa	Sinaloa	2 x 50	100	263	P
Norte	Urique	Chihuahua	2 x 42	84	242	P
Norte	La Muralla	Durango	2 x 68	136	296	P
Norte	Madera	Chihuahua	2 x 200	400	700	F
Occidental	Jilapan	Querétaro / Hidalgo	2 x 40	80	536	F
Occidental	San Cristóbal	Jalisco	2 x 37	74	146	P
Occidental	Mascota Corrinchis	Jalisco	2 x 17	34	51	P
Occidental	Mascota El Carrizo	Jalisco	2 x 85	170	446	P
Occidental	Amuchiltite	Jalisco	1 x 18	18	97	P
Occidental	Puerto Vallarta	Jalisco	1 x 14	14	76	P
Occidental	Pinihuán	San Luis Potosí	1 x 3	3	24	P
Occidental	El Meco	San Luis Potosí	1 x 3	3	23	P
Occidental	Arroyo Hondo	Jalisco	2 x 38	76	220	F
Occidental	Las Cruces	Nayarit	2 x 240	480	796	F
Oriental	La Parota ²	Guerrero	2 x 225	450	1,313	D
Oriental	Sistema Xúchiles	Veracruz		54	436	F
Oriental	Reforma	Oaxaca	2 x 67.5	135	197	P
Oriental	Colorado	Oaxaca	2 x 30	60	263	P
Oriental	Cuanana	Oaxaca	2 x 40	80	350	P
Oriental	El Tigre	Oaxaca	2 x 19	38	166	P
Oriental	Independencia	Oaxaca	2 x 35	70	307	P
Oriental	Atoyaquillo	Oaxaca	2 x 17	34	149	P
Oriental	Tenosique (Kaplan)	Tabasco/Chiapas	3 x 140	420	1,930	F
Oriental	Copainalá (Kaplan) ³	Chiapas	3 x 75	225	489	F
Oriental	Omitlán	Guerrero	2 x 115	230	789	F
Oriental	Acala (Bulbo)	Chiapas	3 x 45	135	277	F
Oriental	Ixtayutla	Oaxaca	2 x 265	530	1,596	F
Oriental	Paso de la Reina	Oaxaca	2 x 270	540	1,572	F
Oriental	Rehabilitación Bombaná	Chiapas			66	RM
Oriental	Cosautlán	Veracruz/Puebla	2 x 6.5	13	100	F
Oriental	Sistema Hidroeléctrico Pescados	Veracruz		120	401	F
Oriental	El Pescado	Guerrero	2 x 8.5	17	99	F
Oriental	Ostutla	Guerrero	2 X 103	206	690	F

¹ Potencia expresada a la salida del generador.

² La potencia y generación incluyen la minicentral de la presa reguladora Los llamos.

³ Considera las condiciones actuales de la C. H. Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén) con 2,400 MW instalados.

⁴ P: Prefactibilidad; F: Factibilidad; D: Diseño; RM: Rehabilitación y Modernización.

⁵ Para el caso de energía de base excedente, se proponen proyectos que puedan transformar esta energía en energía de punta.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 55
Ampliación de capacidad instalada en proyectos hidroeléctricos

Área	Proyecto	Ubicación	Número de unidades x potencia por unidad ¹	Capacidad ¹ (MW)	Generación media anual ¹ (GWh)	Nivel de estudio ³
Total				778	864	
Central	Villita Ampliación	Michoacán	2 x 75	150.0	49.0	D
Noroeste	Ampliación Mocúzari	Sonora	1 x 7	6.7	41.6	F
Noroeste	Ampliación Oviáchic	Sonora	1 x 6	6.0	26.3	F
Occidental	Ampliación Zimapán ²	Hidalgo	2 x 283	566.0	706.4	D
Occidental	Ampliación Santa Rosa	Jalisco	1 x 49	49.0	41.0	F

¹ La potencia y generación corresponden a la ampliación.

² La generación corresponde a horas punta; la CH Ing. Fernando Hiriart Balderrama (presa Zimapán) reduce su factor de planta de 0.53 a 0.14.

³ D: diseño F: factibilidad.

Fuente: CFE.

Finalmente, en el cuadro 56 se presentan los proyectos geotermoeléctricos, eoloeléctricos y solares que se encuentran en etapa de estudio por parte de CFE. Dependiendo de su viabilidad, estos proyectos podrían incorporarse en los programas de expansión de capacidad en el corto plazo.

Cuadro 56
Catálogo de proyectos geotermoeléctricos, eoloeléctricos y solares

Área	Proyecto	Número de unidades	Potencia por unidad (MW)	Capacidad (MW)	Entidad federativa	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio ¹
Total				725.1		2,800.5	
Geotermoeléctricos				434.1		2,149.7	
Occidental	Los Azufres III (Fase I)	1	50.0	50.0	Michoacán	398.4	F
Occidental	Los Azufres III (Fase II)	1	25.0	25.0	Michoacán	186.2	P
Oriental	Los Humeros III	2	2 x 27	54.0	Puebla	396.1	F
Baja California	Nuevo León I	1	53.5	53.5	Baja California	398.4	P
Baja California	Nuevo León II	1	26.6	26.6	Baja California	186.2	P
Baja California	Saltillo I	1	53.5	75.0	Baja California	398.4	P
Occidental	Cerritos Colorados 1a etapa	1	26.6	75.0	Jalisco	186.2	P
Occidental	Cerritos Colorados 2a etapa	2	26.6	75.0	Jalisco	372.3	P
Eoloeléctricos				230.0		534.4	
Noroeste	Eólico Noroeste	n.d.	n.d.	100.0	Sonora-Chihuahua	219.0	P
Sur	Eólico Sur	n.d.	n.d.	100.0	Chiapas - Oaxaca	262.8	P
BCS	Baja California Sur	n.d.	n.d.	30.0	Baja California Sur	52.6	P
Solares				61.0		116.5	
Noroeste	Campo Solar CC Agua Prieta II	n.d.	n.d.	10.0	Sonora	26.3	L
Noroeste	Fotovoltaico Santa Rosalía	n.d.	n.d.	1.0	Baja California Sur	2.6	F
Noroeste	Termosolar - geotérmico Cerro Prieto	n.d.	n.d.	50.0	Baja California	87.6	P

¹ F: factibilidad; P: prefactibilidad; L: En proceso de licitación.

n.d.: No disponible.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Escenario macroeconómico y supuestos básicos

a) Escenario macroeconómico

Para el periodo de pronóstico, el escenario de Planeación se caracteriza por una tasa media de crecimiento anual (tmca) del Producto Interno Bruto (PIB) de 3.5%. Los escenarios Alto y Bajo por tasas medias de crecimiento anual de 4.2% y 2.8%.

b) Precios de la energía eléctrica

En 2009, las tarifas eléctricas continuaron sujetas a ajustes mensuales. Las residenciales (excepto la doméstica de alto consumo (DAC)), las agrícolas, las de bombeo de aguas potables y negras, y las de alumbrado público, se incrementaron mediante factores fijos para recuperar la inflación. Las tarifas industriales de alta y media tensión (HT, HTL, HS, HSL, HM, HMC y OM), las comerciales (2, 3 y 7) y en el sector Residencial, la tarifa DAC, lo hacen automáticamente con factores variables que se determinan mensualmente, como función de las variaciones en el costo de suministro.

En todos los casos, la proyección para el periodo de pronóstico 2010 – 2025 del precio medio de los diferentes sectores de usuarios, se realiza con la proyección de ajustes anuales. En un caso — tarifas sujetas a movimientos derivados de la inflación — el ajuste anual depende de las previsiones inflacionarias del periodo, expresadas en el Índice Nacional de Precios al Consumidor. En este caso se ha considerado una ligera racionalización de los subsidios sin que se alcance el equilibrio de su relación precio/costo. En este grupo se encuentran básicamente las tarifas del sector Residencial 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, y del sector Agrícola 9CU y 9N. Asimismo la tarifa 6 de bombeo de aguas potables y negras.

En el otro caso — tarifas sujetas a ajustes automáticos mensuales vinculados a los movimientos del costo de suministro — el ajuste anual resulta de esas mismas previsiones inflacionarias del periodo y de los movimientos de los precios de combustibles. Ambos determinantes provienen de los escenarios económicos y de precios de combustibles preparados por la SENER.

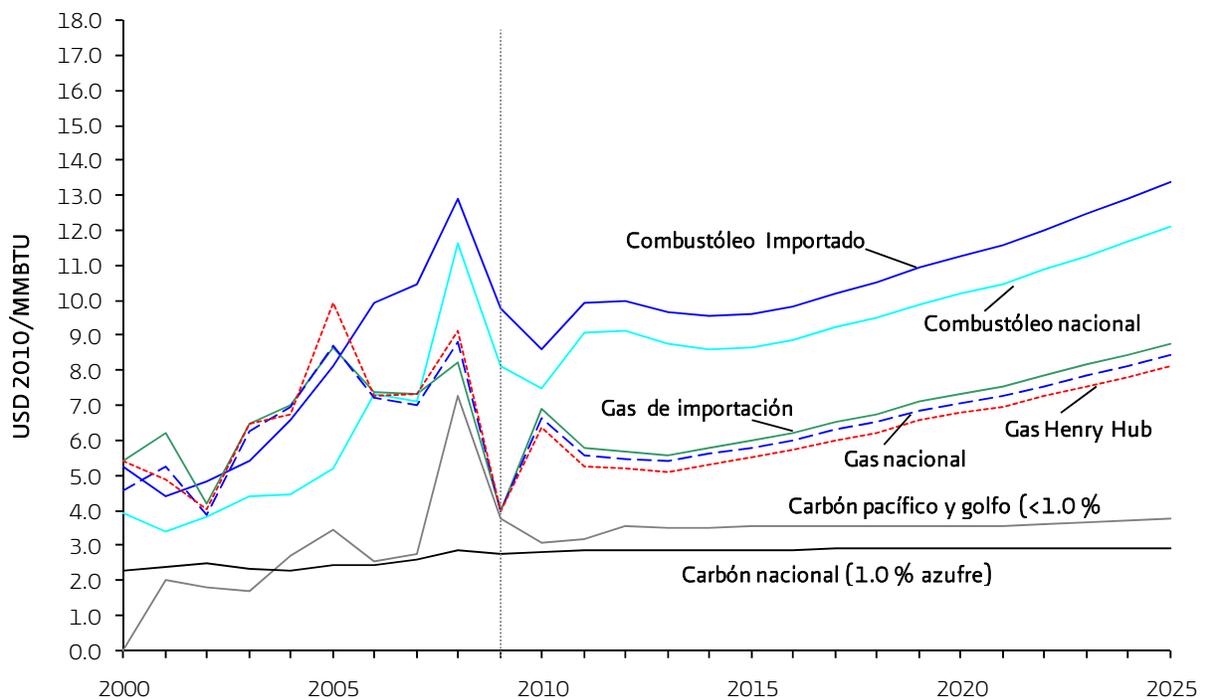
Para los tres escenarios, los precios sectoriales tienen comportamientos vinculados a la trayectoria de cada escenario económico y a los precios de los combustibles. En consecuencia, en los tres casos las relaciones precio/costo se modifican como resultado de los diferentes movimientos de esos escenarios.

Como consecuencia de las diversas trayectorias de precios — tanto del de los sectores subsidiados y el de los sectores sujetos al mecanismo de ajuste automático — el precio medio total aumenta en los tres escenarios para el periodo 2010-2025 con tasas medias anuales de 0.7%, 1.3% y 0.2%, en los escenarios de Planeación, Alto y Bajo, respectivamente.

c) Precios de los combustibles

En la gráfica 59 se muestran los precios en dólares constantes de 2010 para el escenario de Planeación. Con relación al 2009, el precio del combustóleo nacional crece a una tasa media anual de 2.5% y el importado de 2.0%. Por su parte el gas natural aumenta 4.8% en promedio al año en el caso nacional y 5.0% el importado. Para los precios del carbón nacional, se estima un pequeño incremento medio anual del orden de 0.4% y para el importado un decremento anual medio de 0.1%.

Gráfica 59
Precios promedio de los combustibles, 2010-2025
(Dólares de 2010 por millón de BTU)



Fuente: Sener y CFE.

d) Población y vivienda

Se utilizaron las cifras de población y vivienda particular habitada más recientes, elaboradas por el Consejo Nacional de Población (CONAPO). A partir de estas proyecciones y con datos oficiales del Instituto Nacional de

Estadística y Geografía (INEGI), se estimó la trayectoria de vivienda total, suma de viviendas individuales y colectivas, así como viviendas ocupadas o desocupadas.

La proyección para el crecimiento de la población presenta una tmca de 0.6% durante el periodo de pronóstico. Y de 2.2% y 2.4% anual en promedio para las viviendas totales y las viviendas particulares habitadas. Estos supuestos implican un descenso paulatino del tamaño promedio de las familias: de 3.4 miembros en el 2009 a sólo 2.5 habitantes por vivienda particular habitada en el 2025.

e) Proyección de autoabastecimiento y cogeneración

Las proyecciones de autogeneración se determinaron de acuerdo con los trabajos que realiza año con año el Grupo de Trabajo de Autoabastecimiento y Cogeneración coordinado por la Sener. En este Grupo se analizaron los proyectos de autogeneración con mayor probabilidad de llevarse a cabo, tanto de empresas públicas como del sector privado, destacando por su capacidad e importancia estratégica, los proyectos de Nuevo Pemex, GDC Generadora y los proyectos eólicos de temporada abierta en el Istmo de Tehuantepec.

Adicionalmente, por parte de CFE se propuso un programa de adiciones de capacidad de autoabastecimiento con energías renovables a partir de 2015. Dicho programa considera bloques anuales de capacidad que se agregan al programa establecido en el Grupo de Trabajo, los cuales sólo consideran los proyectos con permiso ante la CRE y que en su evaluación arrojaron una alta probabilidad de realización. Las adiciones de los bloques de energía renovable representan una capacidad de 3,000 MW.

f) Ahorro de energía eléctrica derivado de las acciones y estrategias establecidas en el Pronase

A partir de la estimación del consumo nacional de energía eléctrica, se descuenta de éste la energía correspondiente al ahorro estimado por la implementación de las acciones y estrategias de abatimiento establecidas en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2007-2012 (Pronase). El cálculo de tal ahorro está fundamentado en una hipótesis del nivel de éxito en las áreas de oportunidad en las que se pretende capturar el potencial de ahorro en el consumo de electricidad. En ese sentido, se plantearon tres escenarios de ahorro que consideran los cinco usos de la energía eléctrica indicados en Pronase: iluminación, equipos de hogar y de inmuebles, acondicionamiento de edificaciones, motores industriales y bombas de agua agrícolas y de servicio público. Asimismo, se considera su participación en los diversos sectores de consumo eléctrico: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria.

Como resultado, en el escenario de planeación la trayectoria del ahorro representaría 37.5 TWh en el año 2025, correspondiente al 9.2% de una suma total de ventas más autoabastecimiento sin ahorro de 408.4 TWh estimada inicialmente para ese año 2025.

g) Reducción de pérdidas no técnicas

Bajo el supuesto de un éxito significativo en el desarrollo de las acciones establecidas en la Estrategia Nacional de Energía para la reducción de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, a saber: 1.) asignación oportuna de recursos

financieros y físicos; 2) incorporación gradual de tecnologías avanzadas para la administración de la demanda como redes y medidores inteligentes; y 3) modificación del marco legal para tipificar el robo de energía eléctrica como delito federal grave; en el Escenario de Planeación se ha estimado que en 2025 se alcanzará un total de energía recuperada en la facturación de 29.8 TWh.

h) Atención a cargas deprimidas en el Área Central

En el caso de las cargas reprimidas, es decir, solicitudes de servicio no atendidas por la extinta LyFC, a las que se les proporcionará el servicio en un plazo máximo de dos años, para los tres escenarios se estiman alrededor de 4 TWh para los tres escenarios.

Modelos econométricos sectoriales para la proyección del mercado eléctrico

A. Desarrollo Normal

A.1 Residencial

Modelo de saturación de usuarios: $RSAT_t = f (RSAT_{t-1}, RSAT_{t-2}, T, VI_{SAT})$

Donde:

UR = Número de usuarios del sector residencial

VT = Número de viviendas totales (particulares y colectivas; ocupadas y desocupadas)

SAT = Coeficiente de saturación de usuarios = UR_t / VT_t

$RSAT = (1 - SAT_t) / SAT_t$

T = Tiempo

VI_{SAT} = Variable indicadora de un ajuste de error

Modelo de ventas por usuario: $VU_t = f (VU_{t-1}, SAT_t, CP_t / V_t, P_t, PRED_t, T)$

Donde:

VU = Ventas por usuario del sector residencial

SAT = Coeficiente de saturación de usuarios = UR_t / VT_t

CP/VT = Consumo privado por vivienda total

P = Precio de la electricidad en el sector residencial

PRED = Relación del índice de precios de los electrodomésticos del INPC respecto al INPC global (2003=100)

T = Tiempo

A.2 Comercial

Modelo de número de usuarios: $U_t = f (U_{t-1}, U_{t-2}, UR_t, UR_{t-1}, CP_t / VT_t, T)$

Donde:

U = Número de usuarios del sector comercial

UR = Número de usuarios del sector residencial

CP/VT = Consumo privado por vivienda total

T = Tiempo

Modelo de ventas por usuario $VU_t = f (VU_{t-1}, CP_t/VT_t, CP_{t-1}/VT_{t-1}, P_t, T)$

Donde:

VU = Ventas por usuario del sector comercial

CP/VT = Consumo privado por vivienda total

P = Precio de la electricidad en el sector comercial

T = Tiempo

A.3 Alumbrado público

Modelo de ventas totales $V_t = f (V_{t-1}, V_{t-2}, PIB_t, P_t, UR_t)$

Donde:

V = Ventas del sector alumbrado público

PIB = Producto Interno Bruto global

P = Precio de la electricidad en el sector alumbrado público

UR = Número de usuarios del sector residencial

A.4 Bombeo de aguas negras y potables

Modelo de número de usuarios: $U_t = f (U_{t-1}, PREL_t, UR_t, T)$

Donde:

U = Usuarios del sector bombeo de aguas negras y potables

PREL = Precio de la electricidad en el sector bombeo/precio de la electricidad en el sector de empresa mediana

UR = Número de usuarios del sector residencial

1/T = Recíproco del tiempo

Modelo de ventas por usuario: $VU_t = f (V_{t-1}, V_{t-2}, CP_t/V_t, P_t, T, VI_{VUB})$

Donde:

VU = Ventas por usuario del sector bombeo de aguas negras y potables

CP/VT = Consumo privado por vivienda total

P = Precio del bombeo de aguas negras y potables

T = Tiempo

VI_{VUB} = Variable indicadora por migración de usuarios

A.5 Servicio temporal

Modelo de ventas totales: $V_t = f (V_{t-1}, FBKF_t, FBKF_{t-1}, P_t, P_{t-1})$

Donde:

V = Ventas en el sector temporal

FBKF = Formación bruta de capital fijo
 P = Precio en el sector temporal

B. Industria

B.1 Mediana empresa

Modelo de intensidad energética eléctrica: $V/PIB_t = f (V_{t-1}/PIB_{t-1}, PIMA_t/PIB_t, PEC_t, T)$

Donde:

V = Ventas totales

PIB = Producto Interno Bruto global

PIMA = PIB de la industria manufacturera

PEC = Precio en el sector empresa mediana/precio del combustóleo

T = Tiempo

B.2 Gran industria

Modelo de Intensidad Energética Eléctrica

$CE/PIB_t = f (CE_{t-1}/PIB_{t-1}, PIB_t/K_t, PIBMQ_t/PIB_t, PIBDI_t/PIB_t, PEG_t, PEC_t, T)$

Donde:

CE = Consumo del modelo del sector de gran industria = ventas del sector público de Gran Industria (GI) + autoabastecimiento – cargas importantes GI

Cargas importantes = Sersiinsa, Hylsa y los acueductos Cutzamala y Tijuana – Mexicali

PIB = Producto Interno Bruto global

PIBDI = PIB de los giros económicos intensivos en el consumo de electricidad

PIBMQ = PIB de los giros económicos de maquinaria y equipo

K = Acervo de capital fijo bruto (total Banxico 59 ramas de actividad)

PIB/K = Relación producto/capital

PEG = Precio en el sector gran industria/precio del gas natural

PEC = Precio en el sector gran industria/precio del combustóleo

T = Tiempo

C. Bombeo agrícola

Modelo de número de usuarios: $U_t = f (U_{t-1}, SCR_t, P_t, T, VI_{VUG})$

Donde:

U = Usuarios del sector bombeo agrícola

P = Precio en el sector bombeo agrícola

SCR = Superficie cosechada de riego

T = Tiempo

VI_{VUG} = Variable indicadora de reclasificación de usuarios

Modelo de ventas por usuario: $VU_t = f (VU_{t-1}, PLU_t, SCR/U_t, P_t)$

Donde:

VU = Ventas por usuario del sector bombeo agrícola

PLU = Precipitación pluvial en el primer semestre del año

P = Precio medio real del kWh en el sector de bombeo agrícola

SCR/U = Superficie cosechada de riego por usuario del sector bombeo agrícola

Fuente: CFE.

Tablas regionales

Tabla 1
Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional

Área	Reglón	Principales localidades	Área	Reglón	Principales localidades				
Noroeste	Hermosillo	Pto. Peñasco Nogales Hermosillo	Central	Central	Cd. de México Toluca Cuernavaca Tula Pachuca				
	Nacozari	Cananea Nacozari							
	Obregón	Guaymas Cd. Obregón							
	Los Mochis	Navojoa El Fuerte Los Mochis							
	Culiacán Mazatlán	Guasave Culiacán Mazatlán							
Norte	Juárez	Cd. Juárez	Oriental	Poza Rica	Poza Rica Xalapa Tuxpan Veracruz Boca del Río Puebla Tehuacán San Martín Texmelucan Tlaxcala Cuautla				
	Moctezuma	Moctezuma							
	Chihuahua	Nvo. Casas Grandes Chihuahua Cuahtemoc Delicias Camargo Parral							
	Laguna	Torreón							
	Durango	Gómez Palacio Durango							
Noreste	Rio Escondido	Piedras Negras Nueva Rosita Rio Escondido	Acapulco	Acapulco	Acapulco Chilpancingo Zihuatanejo				
	Nuevo Laredo	Nuevo Laredo							
	Monterrey	Monterrey Monclova Cerralvo Saltillo							
	Reynosa	Reynosa Rio Bravo							
	Matamoros	Matamoros							
	Tamazunchale	Tamazunchale							
	Huasteca	Altamira Tampico Cd. Victoria Cd. Valles Mante Rio Verde							
	Occidental	Guadalajara				Guadalajara Cd. Guzman	Temascal	Orizaba	Orizaba Oaxaca Juchitán Huatulco Puerto Escondido Salina Cruz Coatzacoalcos Minatitlán San Cristóbal Tuxtla Gutiérrez Tapachula Cárdenas Macuspana Villahermosa
		Tepic				Tepic Puerto Vallarta			
		Manzanillo				Manzanillo Colima			
Aguascalientes		Zacatecas Aguascalientes León							
San Luis Potosí		San Luis Potosí Matehuala							
Salamanca		Irapuato Guanajuato Salamanca							
Querétaro		Celaya Querétaro San Luis de la Paz San Juan del Río							
Carapan		Uruapan Morelia Zamora Apatzingán Pátzcuaro							
Lázaro Cárdenas		Lázaro Cárdenas Infiernillo							
Baja California				Peninsular	Lerma	Escárcega Champotón Campeche Cd. del Carmen Mérida Motul Ticul Cancún Valladolid Cozumel Tizimin Chetumal			
	Merida								
							Cancún		
	Chetumal								
	Baja California								
San Luis Río Colorado									
		Tijuana							
BCS				Ensenada	Ciudad Constitución La Paz Cabo San Lucas San José del Cabo				
						Villa Constitución			
							La Paz		

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Mapa 13
Áreas de control operativo del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 2
SEN: ventas totales por área operativa¹, 1999-2009
(GWh)

Área	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca 1999-2009 (%)
Total	145,127	155,544	157,475	160,547	161,337	164,515	171,048	176,670	181,920	185,365	183,767	2.4
Variación (%)	5.7	7.2	1.2	2.0	0.5	2.0	4.0	3.3	3.0	1.9	-0.9	
Noroeste	10,541	11,015	11,259	11,229	11,699	12,312	12,974	13,356	13,907	13,959	14,131	3.0
Variación (%)	5.2	4.5	2.2	-0.3	4.2	5.2	5.4	2.9	4.1	0.4	1.2	
Norte	11,701	12,651	13,197	13,576	13,882	13,413	14,112	14,427	14,833	14,784	15,260	2.7
Variación (%)	5.3	8.1	4.3	2.9	2.3	-3.4	5.2	2.2	2.8	-0.3	3.2	
Noreste	25,629	27,565	27,773	28,633	27,006	27,975	29,085	30,464	30,753	31,435	30,832	1.9
Variación (%)	7.9	7.6	0.8	3.1	-5.7	3.6	4.0	4.7	0.9	2.2	-1.9	
Occidental	31,724	34,049	33,758	34,858	35,454	36,205	37,585	38,884	40,538	41,318	40,138	2.4
Variación (%)	6.7	7.3	-0.9	3.3	1.7	2.1	3.8	3.5	4.3	1.9	-2.9	
Central - CFE	2,645	2,669	2,684	2,762	2,768	2,759	3,017	2,959	2,967	3,004	3,079	1.5
Variación (%)	4.7	0.9	0.6	2.9	0.2	-0.3	9.4	-1.9	0.3	1.2	2.5	
Central - Extinta LFC	27,563	29,422	29,611	29,233	28,859	29,036	29,474	29,693	30,012	30,361	30,115	0.9
Variación (%)	4.0	6.7	0.6	-1.3	-1.3	0.6	1.5	0.7	1.1	1.2	-0.8	
Subtotal Central	30,208	32,091	32,295	31,995	31,627	31,795	32,491	32,652	32,979	33,365	33,194	0.9
Variación (%)	4.1	6.2	0.6	-0.9	-1.2	0.5	2.2	0.5	1.0	1.2	-0.5	
Oriental	22,983	24,439	24,742	25,576	25,628	25,976	27,304	28,163	29,161	29,864	29,728	2.6
Variación (%)	2.9	6.3	1.2	3.4	0.2	1.4	5.1	3.1	3.5	2.4	-0.5	
Peninsular	4,169	4,525	4,869	5,125	5,431	5,741	5,893	6,341	6,952	7,462	7,675	6.3
Variación (%)	5.3	8.5	7.6	5.3	6.0	5.7	2.6	7.6	9.6	7.3	2.9	
Baja California	7,020	7,939	8,195	8,115	8,519	8,868	8,981	9,622	9,755	9,944	9,720	3.3
Variación (%)	10.6	13.1	3.2	-1.0	5.0	4.1	1.3	7.1	1.4	1.9	-2.2	
Baja California Sur	944	995	1,026	1,007	1,052	1,131	1,239	1,365	1,481	1,665	1,719	6.2
Variación (%)	9.4	5.4	3.2	-1.9	4.5	7.5	9.5	10.2	8.5	12.4	3.2	
Pequeños Sistemas ²	77	80	90	89	86	93	93	97	110	118	120	4.6
Variación (%)	8.0	4.0	12.9	-1.4	-3.4	8.1	0.0	4.3	13.4	6.8	2.5	
Exportación	131	195	271	344	953	1,006	1,291	1,299	1,451	1,452	1,249	25.3

¹ No incluye autoabastecimiento.

² Sistemas aislados que abastecen a pequeñas o poblaciones alejadas de la red nacional.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 3
Ventas totales por región y entidad federativa 1999-2009
(GWh)

Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	tmca (%) 1999-2009
Noroeste												
Baja California	7,020	7,939	8,195	7,678	8,050	8,391	8,496	9,105	9,223	9,409	9,155	2.7
Baja California Sur	944	995	1,026	1,007	1,051	1,130	1,239	1,365	1,481	1,665	1,717	6.2
Sonora	7,167	7,497	7,546	7,783	8,089	8,514	9,022	9,073	9,489	9,305	9,207	2.5
Sinaloa	3,374	3,518	3,713	3,886	4,080	4,276	4,438	4,802	4,952	5,188	5,486	5.0
Subtotal Noroeste	18,505	19,949	20,480	20,354	21,270	22,311	23,195	24,345	25,145	25,567	25,566	3.3
Noreste												
Chihuahua	6,847	7,493	7,609	7,783	8,053	8,132	8,772	9,120	9,330	9,188	9,145	2.9
Coahuila	7,748	8,299	8,753	8,958	8,741	8,229	8,373	8,552	8,690	8,929	9,119	1.6
Durango	2,155	2,289	2,269	2,334	2,347	2,461	2,599	2,549	2,723	2,740	2,712	2.3
Nuevo León	13,000	13,946	13,880	14,421	12,806	13,034	13,702	14,537	14,718	15,084	14,935	1.4
Tamaulipas	6,654	7,209	7,478	7,367	7,288	7,565	7,775	8,085	8,183	8,219	8,287	2.2
Subtotal Noreste	36,404	39,236	39,989	40,863	39,235	39,421	41,221	42,843	43,644	44,160	44,198	2.0
Centro-Occidente												
Aguascalientes	1,898	2,092	2,138	1,817	1,792	1,826	2,043	2,152	2,210	2,187	2,147	1.2
Colima	1,284	1,345	1,249	1,289	1,163	1,215	1,340	1,426	1,482	1,516	1,529	1.8
Guanajuato	5,668	6,278	6,335	6,818	6,817	7,023	7,575	7,914	8,252	8,637	9,103	4.9
Jalisco	7,945	8,492	8,711	9,520	9,554	9,625	10,049	10,462	10,752	10,955	11,135	3.4
Michoacán	6,537	6,891	6,074	6,320	6,913	7,402	7,072	7,274	7,590	7,657	5,974	-0.9
Nayarit	549	577	614	818	850	910	972	1,039	1,098	1,181	1,253	8.6
Querétaro	3,921	4,178	4,313	3,184	3,106	3,265	3,375	3,409	3,581	3,651	3,632	-0.8
San Luis Potosí	3,624	3,920	3,985	4,124	4,355	4,693	4,821	4,934	5,050	5,044	4,656	2.5
Zacatecas	1,375	1,419	1,490	1,680	1,692	1,492	1,596	1,639	1,693	1,727	1,994	3.8
Subtotal Centro-Occidente	32,801	35,192	34,909	35,570	36,242	37,451	38,843	40,249	41,708	42,555	41,424	2.4
Centro												
Distrito Federal	12,496	13,251	13,638	13,187	13,252	13,296	13,367	13,376	13,551	13,945	14,037	1.2
Hidalgo	2,523	2,742	2,731	3,247	3,274	3,014	2,959	3,105	3,141	3,151	3,067	2.0
México	14,477	15,349	15,162	15,201	14,732	14,868	15,441	15,449	15,649	15,557	15,241	0.5
Morelos	1,731	1,965	1,970	1,973	1,993	2,015	2,117	2,161	2,252	2,336	2,370	3.2
Puebla	5,783	6,068	6,075	6,203	6,244	6,218	6,462	6,636	6,909	7,236	6,803	1.6
Tlaxcala	1,229	1,358	1,417	1,469	1,474	1,595	1,765	1,821	1,848	1,770	1,614	2.8
Subtotal Centro	38,239	40,733	40,993	41,280	40,969	41,006	42,111	42,548	43,350	43,995	43,131	1.2
Sur-Sureste												
Campeche	583	627	692	737	815	846	889	918	966	1,032	1,114	6.7
Chiapas	1,306	1,397	1,522	1,759	1,820	1,912	2,038	2,116	2,241	2,381	2,530	6.8
Guerrero	1,896	2,018	2,127	2,291	2,399	2,469	2,574	2,622	2,733	2,660	2,719	3.7
Oaxaca	1,273	1,377	1,482	1,995	2,014	2,083	2,142	2,171	2,180	2,304	2,397	6.5
Quintana Roo	1,658	1,859	2,010	2,170	2,288	2,457	2,473	2,770	3,220	3,540	3,596	8.0
Tabasco	1,650	1,870	2,017	2,056	2,138	2,301	2,399	2,481	2,605	2,724	2,952	6.0
Veracruz	8,676	8,974	8,727	8,824	8,780	8,721	9,248	9,559	9,802	9,979	9,798	1.2
Yucatán	1,928	2,039	2,167	2,214	2,328	2,438	2,531	2,652	2,765	2,898	2,974	4.4
Subtotal Sur-Sureste	18,970	20,160	20,744	22,046	22,582	23,227	24,294	25,289	26,512	27,518	28,080	4.0
Total Regiones	144,919	155,269	157,114	160,114	160,298	163,416	169,664	175,274	180,359	183,795	182,397	2.3
Pequeños Sistemas												
Norte	70	72	82	80	76	82	82	86	98	107	109	4.5
Sur	1	1	1	2	3	3	3	3	3	4	5	13.2
Importación	6	6	7	7	7	8	8	8	8	7	7	2.1
Total pequeños sistemas	77	80	90	89	86	93	93	97	110	118	120	4.6
Total Nacional	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	182,518	2.3

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 4
Estructura tarifaria del servicio público de energía eléctrica, 2010

Tipo de Usuario	Tarifa	Tensión de suministro	Cargos	Aplicación				Ajuste mensual	Servicio al que se aplica	Particularidades	
				Regional	Estacional	Horaria	Interrumpible ⁴				
Residencial ¹	1	Baja	Por energía en tres niveles: - Básico ² - Intermedio ² - Excedente ²					Política de precios administrados	Uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo con la tarifa DAC, conectadas individualmente a cada vivienda.	Localidades con tmmmv ³ de 25°C ² .	
	1A	Baja		X	X					Localidades con tmmmv de 28°C	
	1B	Baja		X	X					Localidades con tmmmv de 30°C	
	1C	Baja		X	X					Localidades con tmmmv de 31°C	
	1D	Baja		X	X					Localidades con tmmmv de 32°C	
	1E	Baja		X	X					Localidades con tmmmv de 33°C	
	1F	Baja	X	X							
	DAC	Baja	Fijo y por energía	X	X			Ajuste mensual automático que considera las variaciones en los precios de los combustibles, así como la variación de un índice de precios productor que se construye como promedio ponderado de seis divisiones seleccionadas de la industria manufacturera y la división construcción.	Uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada vivienda considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera.		
Comercial	2	Baja	Fijo y por energía en tres niveles					Política de precios administrados.	Cualquier uso, excepto aquellos para los cuales se fija específicamente su tarifa.	Demanda hasta de 25 kW	
	3	Baja							Demanda de más de 25 kW		
Temporal	7	Baja	Por demanda y energía						Cualquier uso temporal, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador permitan prestar el servicio.		
Servicios públicos	5	Baja/media	Por energía	X				Política de precios administrados.	Servicio a semáforos, alumbrado público y ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos	En las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.	
	5-A	Baja/media		X						En todo el país excepto las circunscripciones que rige la tarifa 5.	
	6	Baja/media	Fijo y por energía						Servicio público de bombeo de agua potable y aguas negras.		
Agrícola ⁵	9	Baja	Por energía con cuatro niveles	X				Política de precios administrados.	Bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y alumbrado local		
	9M	Media		X						Tarifa de estímulo, a solicitud del usuario.	
	9-CU	Baja/media							Operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios.	Tarifa de estímulo nocturna, a solicitud del usuario.	
	9-N	Baja/media	Por energía	X							
Industrial	O-M	Media	Por demanda y energía	X	X			Ajuste mensual automático que considera las variaciones en los precios de los combustibles así como la variación de un índice de precios productor de siete divisiones económicas.	Servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW.		
	H-M	Media		X	X	X			Cualquier uso, suministrado en media tensión y con demanda de 100 kW o más.		
	H-MC	Media		X	X	X			Servicio general en media tensión para corta utilización. Aplica en las regiones Baja California y Noroeste, con demanda de 100 kW o más.		
	O-MF	Media		X	X				n.a.	Servicio general en media tensión con cargos fijos, con demanda menor a 100 kW. Aplica sólo para los usuarios que soliciten inscribirse en este servicio.	
	H-MF	Media		X	X	X			n.a.	Servicio general en media tensión con cargos fijos, con demanda de 100 kW o más. Aplica sólo para los usuarios que soliciten inscribirse en este servicio.	
	H-MCF	Media		X	X	X			n.a.	Servicio general en media tensión para corta utilización. Aplica en las regiones Baja California y Noroeste, con demanda de 100 kW o más, siempre que el usuario solicite este servicio.	
	H-S ³	Alta, nivel subtransmisión		X	X	X	X		Ajuste mensual automático que considera las variaciones en los precios de los combustibles así como la variación de un índice de precios productor de siete divisiones económicas.	Servicios que por las características de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.	
	H-SL ³	Alta, nivel subtransmisión		X	X	X	X				
	H-T ³	Alta, nivel transmisión		X	X	X	X				
	H-TL ³	Alta, nivel transmisión		X	X	X	X				
	H-SF ³	Alta, nivel subtransmisión		X	X	X					n.a.
	H-SLF ³	Alta, nivel subtransmisión		X	X	X					n.a.
	H-TF ³	Alta, nivel transmisión	X	X	X		n.a.				
	H-TLF ³	Alta, nivel transmisión	X	X	X		n.a.				
	HM-R	Media	X	X	X		Ajuste mensual automático que considera las variaciones en los precios de los combustibles, así como la variación de un índice de precios productor que se construye como promedio ponderado de seis divisiones seleccionadas de la industria manufacturera y la división construcción.	Servicios de respaldo a productores externos, que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio			Falla y mantenimiento, con demanda de 500 kW o más
	HM-RF ³	Media	X	X	X						Falla, con demanda de 500 kW o más
	HM-RM	Media	X	X	X						Mantenimiento programado, con demanda de 500 kW o más
	HS-R	Alta, nivel subtransmisión	X	X	X						Falla y mantenimiento
	HS-RF ³	Alta, nivel subtransmisión	X	X	X				Falla		
	HS-RM ³	Alta, nivel subtransmisión	X	X	X				Mantenimiento programado		
HT-R ³	Alta, nivel transmisión	X	X	X		Falla y mantenimiento					
HT-RF ³	Alta, nivel transmisión	X	X	X		Falla					
HT-RM ³	Alta, nivel transmisión	X	X	X		Mantenimiento programado					

¹ La aplicación de estas tarifas en cada región depende de la temperatura mínima promedio en verano. En el caso de la tarifa 1, ésta se aplica a nivel nacional todo el año, mientras que la tarifa DAC se aplica únicamente cuando el consumo mensual promedio del usuario es superior a al límite superior de alto consumo definido para cada localidad y para cada tarifa doméstica contratada.

² Cuando el consumo mensual es mayor a 1,200 kWh, en la tarifa 1F se aplican cuatro niveles, al dividirse el rango intermedio en bajo y alto.

³ En la región Baja California durante el verano (del 1º de mayo al sábado previo al último domingo de octubre), se aplican los siguientes periodos horarios: intermedio, semipunta y punta.

⁴ Tarifas I-15 e I-30 para bonificación de demanda interrumpible.

⁵ El 21 de diciembre de 2007 se publicó en el Diario Oficial de la Federación un acuerdo que establece un cargo de 40 centavos por kWh en la tarifa 9-CU, así como cargos de 40 y 20 centavos por kWh para los consumos diurnos y nocturnos, respectivamente, en la tarifa 9-N.

⁶ Temperatura media mensual mínima en verano.

⁷ Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Fuente: CFE.

Mapa 14
Distribución geográfica de las principales centrales generadoras en operación, 2009



Fuente: CFE.

Tabla 6
Evolución de la generación bruta por tecnología y región, 2009-2025
(GWh)

Tipo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total	235,107	244,139	249,720	251,562	257,434	264,143	273,382	284,851	296,389	308,646	321,282	334,403	348,802	364,290	380,191	396,977	414,604
Noroeste	30,241	29,007	28,682	28,733	30,726	34,163	34,931	37,108	39,197	40,682	42,036	41,626	44,430	45,454	49,378	58,055	62,543
Hidroeléctrica	2,858	2,575	2,045	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476
Ciclo combinado	11,649	12,275	12,800	12,363	14,472	17,107	17,185	18,908	20,604	21,659	23,026	26,626	29,595	30,487	35,180	38,115	39,304
Turbogás	330	197	223	150	82	108	69	129	312	379	252	316	221	330	242	347	350
Combustión interna	1,235	1,368	1,367	1,612	1,910	1,966	2,191	2,269	2,546	2,619	3,075	3,194	3,123	3,110	3,081	3,104	2,958
Eólica	0	2	2	2	2	437	960	1,104	1,077	1,077	1,079	1,083	1,079	1,079	1,080	1,083	1,080
Nueva generación limpia (NGL)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	511	623	1,126	7,788	11,334
Termoeléctrica convencional	9,250	8,283	8,161	7,854	7,698	7,751	7,656	7,812	7,267	7,157	7,012	3,858	3,281	3,249	2,295	1,085	1,009
Geotermoeléctrica	4,918	4,306	4,083	4,263	4,068	4,300	4,377	4,391	4,896	5,296	5,097	4,055	4,124	4,081	3,880	4,038	4,015
Piloto solar	0	0	0	14	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Noreste	75,561	81,504	87,218	85,125	82,483	81,438	85,337	89,945	95,352	97,051	101,797	106,052	106,125	110,686	113,802	110,297	114,097
Hidroeléctrica	287	265	213	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271
Ciclo combinado	53,215	56,575	62,587	60,714	56,608	53,893	59,131	63,658	69,073	71,318	76,430	81,116	78,554	79,682	79,933	76,329	75,800
Turbogás	302	1	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva generación limpia (NGL)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,427
Carboeléctrica	16,886	20,115	19,835	19,415	20,631	21,839	21,839	21,896	21,839	22,029	21,839	21,897	21,839	21,846	21,846	21,911	21,846
Lecho fluidizado	0	0	0	0	1,464	2,098	2,138	2,145	2,138	2,138	2,138	2,145	4,812	8,324	11,752	11,787	11,752
Termoeléctrica convencional	4,870	4,549	4,583	4,667	3,509	3,337	1,958	1,975	2,030	1,295	1,119	623	648	562	0	0	0
Centro-Occidente	33,129	31,418	30,863	38,552	42,782	42,661	44,788	43,726	45,263	48,755	50,560	57,039	65,608	67,405	66,286	63,755	67,712
Hidroeléctrica	4,339	7,978	6,234	9,063	9,078	9,740	9,955	9,941	9,941	9,941	9,941	9,941	9,943	9,943	9,943	9,943	9,943
Ciclo combinado	16,509	12,671	14,775	20,733	22,650	21,105	23,144	23,207	26,100	30,676	33,025	40,053	48,476	50,195	50,198	47,910	51,953
Turbogás	0	0	0	0	2,858	3,638	3,638	3,648	3,638	3,638	3,638	3,648	3,638	3,638	3,638	3,700	3,638
Combustión interna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Termoeléctrica convencional	10,783	9,411	8,471	7,404	6,837	6,621	6,488	5,354	4,008	2,840	2,317	1,349	1,345	1,461	360	0	0
Geotermoeléctrica	1,498	1,358	1,382	1,352	1,358	1,558	1,563	1,576	1,576	1,661	1,639	2,046	2,206	2,168	2,147	2,203	2,178
Centro	19,685	17,362	14,583	15,132	13,728	17,937	19,333	23,610	24,616	29,571	33,268	34,138	36,649	43,193	42,049	45,569	49,509
Hidroeléctrica	2,373	3,038	2,259	2,374	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088	2,088
Ciclo combinado	6,479	5,249	4,966	5,149	5,183	9,590	10,707	15,007	15,963	20,690	24,604	25,674	30,864	38,285	37,179	40,678	44,601
Turbogás	191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación distribuida	1,717	1,253	737	986	559	554	558	559	697	774	548	695	775	548	548	550	548
Termoeléctrica convencional	8,600	7,482	6,080	6,038	5,224	5,046	5,122	5,058	4,962	5,125	5,133	4,771	2,028	1,352	1,352	1,356	1,352
Geotermoeléctrica	325	340	541	584	676	659	859	898	908	895	895	910	895	921	882	898	921
Sur-Sureste	76,491	84,848	88,373	84,019	87,715	87,944	88,993	90,462	91,961	92,586	93,620	95,549	95,990	97,554	108,677	119,301	120,743
Hidroeléctrica	16,587	23,264	19,490	17,043	19,103	19,839	19,833	19,673	20,009	21,177	21,864	22,469	23,370	24,824	25,390	26,906	27,076
Ciclo combinado	26,048	25,785	27,066	25,910	25,517	24,556	25,486	25,439	26,253	26,129	25,973	27,702	27,870	27,531	26,729	27,069	28,092
Turbogás	1,195	212	419	130	129	129	129	129	129	129	128	129	129	130	133	131	115
Combustión interna	6	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9
Carboeléctrica	12,299	18,548	20,442	20,503	20,442	20,420	20,443	20,458	20,405	20,405	20,405	20,465	20,443	20,442	20,442	20,502	20,442
Eólica	249	331	1,268	2,138	3,828	4,304	4,885	5,992	6,486	6,486	6,486	6,505	6,492	6,486	6,498	6,505	6,486
Nueva generación limpia (NGL)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,350	20,466	20,406
Termoeléctrica convencional	9,607	9,522	7,423	6,902	6,882	6,882	6,857	6,924	6,864	6,898	6,948	6,430	6,325	6,325	6,319	6,325	6,310
Nucleoeléctrica	10,501	7,180	12,261	11,387	11,807	11,807	11,354	11,841	11,807	11,354	11,807	11,841	11,354	11,807	11,807	11,387	11,807

Fuente: CFE.

Tabla 7
Proyección de las ventas totales de energía eléctrica por región estadística, 2010-2025
(GWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	tmca (%)*
Total nacional	190,714	195,970	198,369	204,410	211,602	221,205	233,053	245,161	257,970	271,362	285,365	300,290	316,218	333,191	351,254	370,226	4.5
Noroeste	26,134	26,941	27,956	29,052	30,196	31,623	33,248	34,801	36,516	38,311	40,216	42,292	44,504	46,882	49,420	52,107	4.6
Noreste	46,069	46,703	47,139	48,733	50,862	53,452	56,548	59,522	62,597	65,848	69,102	72,479	76,012	79,635	83,421	87,396	4.4
Centro-Occidente	44,353	44,414	44,111	44,860	46,313	48,443	50,924	53,509	56,199	58,955	61,855	64,938	68,225	71,747	75,489	79,415	4.2
Centro	44,801	47,834	48,991	50,760	52,326	54,376	57,125	60,146	63,378	66,839	70,528	74,447	78,631	83,130	87,955	93,023	4.9
Sur-Sureste	29,233	29,950	30,041	30,869	31,764	33,165	35,055	37,023	39,112	41,234	43,480	45,942	48,642	51,582	54,743	58,045	4.6
Pequeños sistemas	125	128	131	136	141	146	153	160	167	175	184	193	203	214	226	239	4.4

Nota: Considera las acciones en materia de ahorro de energía derivadas del Pronase, así como los programas de reducción de pérdidas no técnicas y de atención de cargas deprimidas en el Área Central.

* Tasa media de crecimiento anual, referenciada a 2009.

Fuente: CFE.

LISTA DE NORMAS OFICIALES MEXICANAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA ELÉCTRICA

Clave	Fecha	Descripción
NOM-028-ENER-2010	06/12/2010	EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LÁMPARAS PARA USO GENERAL. LÍMITES Y MÉTODOS DE PRUEBA.
NOM-016-ENER-2010	20/10/2010	EFICIENCIA ENERGÉTICA DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA, TRIFÁSICOS, DE INDUCCIÓN, TIPO JAULA DE ARDILLA, EN POTENCIA NOMINAL DE 0,746 A 373 KW. LÍMITES, MÉTODO DE PRUEBA Y MARCADO.
NOM-005-ENER-2010	03/02/2010	EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAVADORAS DE ROPA ELECTRODOMÉSTICAS. LÍMITES, MÉTODO DE PRUEBA Y ETIQUETADO.
NOM-019-ENER-2009	02/07/2009	EFICIENCIA TÉRMICA Y ELÉCTRICA DE MÁQUINAS TORTILLADORAS MECANIZADAS. LÍMITES, MÉTODO DE PRUEBA Y MARCADO.
NOM-022-ENER/SCFI-2008	11/12/2008	EFICIENCIA ENERGÉTICA Y REQUISITOS DE SEGURIDAD AL USUARIO PARA APARATOS DE REFRIGERACIÓN COMERCIAL AUTOCONTENIDOS. LÍMITES, MÉTODOS DE PRUEBA Y ETIQUETADO.
NOM-017-ENER/SCFI-2008	26/08/2008	EFICIENCIA ENERGÉTICA Y REQUISITOS DE SEGURIDAD DE LÁMPARAS FLUORESCENTES COMPACTAS AUTOBALASTRADAS. LÍMITES Y MÉTODOS DE PRUEBA.
NOM-021-ENER/SCFI-2008	04/08/2008	EFICIENCIA ENERGÉTICA Y REQUISITOS DE SEGURIDAD AL USUARIO EN ACONDICIONADORES DE AIRE TIPO CUARTO. LÍMITES, MÉTODOS DE PRUEBA Y ETIQUETADO.
NOM-004-ENER-2008	25/07/2008	EFICIENCIA ENERGÉTICA DE BOMBAS Y CONJUNTO MOTOR-BOMBA, PARA BOMBEO DE AGUA LIMPIA, EN POTENCIAS DE 0,187 KW A 0,746 KW. LÍMITES, MÉTODOS DE PRUEBA Y ETIQUETADO.
NOM-011-ENER-2006	22/06/2007	EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ACONDICIONADORES DE AIRE TIPO CENTRAL, PAQUETE O DIVIDIDO. LÍMITES, MÉTODOS DE PRUEBA Y ETIQUETADO.
NOM-001-SEDE-2005	13/03/2006	Instalaciones Eléctricas (utilización).
NOM-013-ENER-2004	19/04/2005	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas.
NOM-014-ENER-2004	19/04/2005	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 kW a 1,500 kW. Límites, método de prueba y marcado.
NOM-010-ENER-2004	18/04/2005	Eficiencia energética del conjunto motor bomba sumergible tipo pozo profundo. Límites y método de prueba.
NOM-007-ENER-2004	15/04/2005	Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.
NOM-015-ENER-2002	15/01/2003	Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
NOM-016-ENER-2002	13/01/2003	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado.
NOM-008-ENER-2001	25/04/2001	Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales.
NOM-001-ENER-2000	01/09/2000	Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Límites y método de prueba.
NOM-002-SEDE-1999	13/07/1999	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
NOM-018-ENER-1997	24/10/1997	Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba.
NOM-006-ENER-1995	09/11/1995	EFICIENCIA ENERGÉTICA ELECTROMECAÁNICA EN SISTEMAS DE BOMBEO PARA POZO PROFUNDO EN OPERACIÓN- LÍMITES Y MÉTODOS DE PRUEBA.
NOM-009-ENER-1995	08/11/1995	Eficiencia energética en aislamientos térmicos.

Fuente: Secretaría de Economía

Glosario de términos

Adiciones de capacidad por modernización	de por	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 total	adicional	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	de	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.
Cogeneración		Producción de electricidad conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas

Consumo	Energía entregada a los usuarios con recursos de generación del servicio público, (CFE, LFC y PIE), proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, y a través de contratos de importación.
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 almacenada	Energía potencial susceptible de convertirse a energía eléctrica en una central hidroeléctrica, en función del volumen útil de agua almacenado y del consumo específico para la conversión de energía.
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.
Energía solar fotovoltaica	La energía solar fotovoltaica se define a partir del "efecto fotovoltaico", que ocurre cuando los fotones de la luz del sol excitan a niveles de energía más altos a los electrones "suelos" de los átomos del material semiconductor sobre el cual incide. Cuando esta propiedad de la luz es combinada con las propiedades de dichos materiales, los electrones fluyen a través de una interfaz y se crea una diferencia de potencial.
Energía solar térmica	La tecnología termosolar produce electricidad concentrando la radiación solar para calentar y producir vapor de agua y hacerlo pasar por una turbina de la misma forma que se realiza en una central termoeléctrica o de ciclo combinado.
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 (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 causas ajenas	por	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 degradación	por	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 fallas	por	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 mantenimiento	por	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 efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
Margen de reserva operativo		Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima. 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 (MWh)	hora	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.
Voltaje	Potencia electromotriz medida en voltios entre dos puntos.

Abreviaturas y siglas

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
APF	Administración Pública Federal
AT	Alta tensión
BP	British Petroleum
bpc	Billones de pies cúbicos
BWR	Boiling Water Reactor
CAR	Carboeléctrica
CAC	Capacidad de plantas de autoabastecimiento y cogeneración
CAT	Construcción Arrendamiento-Transferencia
CC	Ciclo combinado
Cenace	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión Interna
CNA	Comisión Nacional del Agua
CO ₂	Dióxido de carbono
Conuee	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
Conapo	Consejo Nacional de Población
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSP	Capacidad de plantas para el servicio público
CTCP	Costo Total de Corto Plazo
DAC	Tarifa Doméstica de Alto Consumo

DAL	Demanda autoabastecida de forma local
DAR	Demanda autoabastecida de forma remota
DOE	Department of Energy
DOF	Diario Oficial de la Federación
DSP	Demanda de usuarios del servicio público
EDF	Électricité de France
EIA	Energy Information Administration
EMA	Entidad Mexicana de Acreditación
EOL	Eoloeléctrica
EPE	El Paso Electric Company
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EUA	Estados Unidos de América
FBR	Fast Breeder Reactor
Fide	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GCR	Gas Cooled Reactor
GEO	Geotermoeléctrica
GNL	Gas Natural Licuado
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
HID	Hidroeléctrica
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEA	International Energy Agency
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo

km-c	Kilómetro-circuito
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LWGR	Light Water Graphite Reactor
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MR	Margen de Reserva
MRO	Margen de Reserva Operativo
MT	Media tensión
MVA	Megavolt ampere
MW	Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico
MWh	Megawatt-hora
n.a.	No aplica
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NGL	Nueva Generación Limpia
NOM	Norma Oficial Mexicana
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NTG	Nuevas Tecnologías de Generación
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPF	Obra Pública Financiada
Pronase	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación

Pemex	Petróleos Mexicanos
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
PRC	Programa de Requerimientos de Capacidad
PRIS	Power Reactor Information System
PWR	Pressurized Water Reactor
R/P	Relación reservas-producción
SE	Secretaría de Economía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Sener	Secretaría de Energía
SERC	Southeastern Electric Reliability Council
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPP	Southwest Power Pool
SO _x	Óxidos de azufre
TA	Temporada Abierta
TC	Termoeléctrica Convencional
TG	Turbogás
TGM	Turbogás Móvil
Tmca	Tasa media de crecimiento compuesto anual
TWh	Terawatt-hora
VFT	Variable Frequency Transformer
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Consulta base para la elaboración de la Prospectiva

Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión "COPAR" (tomo de generación) 2010.

Comisión Federal de Electricidad.

México D.F., 2010.

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.

Catálogo de Unidades Generadoras en Operación, 2009

Comisión Federal de Electricidad.

México D.F., 2010.

En este documento se presenta la información relativa a la capacidad efectiva de generación actualizada al 31 de diciembre de 2009. La información contenida está organizada con amplio nivel de detalle, específicamente en lo que se refiere a capacidad instalada (de placa y efectiva) para todas las centrales de generación de energía para servicio público.

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2010-2024

Comisión Federal de Electricidad.

México D.F., 2010.

En el documento se describe la evolución del mercado eléctrico y la expansión de la capacidad de generación y transmisión para atender la demanda de electricidad futura. Asimismo, se detallan las inversiones necesarias en nuevas centrales generadoras, redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como para el mantenimiento de la infraestructura, a fin de brindar un servicio público de electricidad seguro y eficiente.

International Energy Outlook 2010

Office of Integrated Analysis and Forecasting. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

Washington, D.C., 2010.

Este documento presenta una evaluación de las perspectivas energéticas internacionales hacia 2035, elaborada por la EIA. Las proyecciones del International Energy Outlook 2010 (IEO) están divididas de acuerdo a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), entre países miembros y no miembros. El IEO se enfoca exclusivamente sobre la energía comercializada y, por tanto, las fuentes de energía que no están siendo comercializadas no están incluidas en las proyecciones.

International Energy Statistics

Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

Washington, D.C., 2010.

El International Energy Statistics es un portal de internet donde se encuentran disponibles las principales estadísticas energéticas por país y por fuente de energía. Las principales series corresponden a: reservas, producción, consumo, comercio exterior, así como indicadores de intensidades energéticas y de emisiones por el uso de la energía en más de 200 países. Esta información se puede descargar en archivos en formato de Excel[®] a través del siguiente link: <http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

Electricity Information 2010, Energy Balances of OECD Countries 2010, Energy Balance of Non-OECD Countries 2010

International Energy Agency (IEA).

Paris Cedex 15-France, 2010.

Diversas publicaciones y bases de datos de estadísticas energéticas internacionales. La IEA es una agencia autónoma vinculada con la OCDE y establecida en París, Francia. La junta directiva de la agencia está integrada por los representantes de los ministerios de energía de cada país miembro.

Power Reactor Information System (PRIS)

International Atomic Energy Agency (IAEA).

Viena, Austria. 2010.

El Power Reactor Information System (PRIS) es un sistema de información que cubre dos tipos de datos: información general y de diseño sobre reactores nucleares e información relativa a la experiencia operacional en plantas nucleares en todo el mundo. El PRIS hace posible la identificación de reactores nucleares y sus principales características. Asimismo, permite determinar el estatus y tendencias mundiales, regionales o por cada país en el desarrollo de la energía nuclear.

Direcciones electrónicas nacionales de interés sobre el sector energético:

http://www.energia.gob.mx	Secretaría de Energía
http://www.cfe.gob.mx	Comisión Federal de Electricidad
http://www.pemex.gob.mx	Petróleos Mexicanos
http://www.conuee.gob.mx	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
http://www.cre.gob.mx	Comisión Reguladora de Energía
http://www.fide.org.mx	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
http://www.iie.org.mx	Instituto de Investigaciones Eléctricas
http://www.imp.mx	Instituto Mexicano del Petróleo
http://www.inin.mx	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
http://www.cnsns.gob.mx/	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias

Direcciones electrónicas internacionales de interés general y específico:

http://www.energy.gov/	U.S. Department of Energy
http://www.eia.gov/	U.S. Energy Information Administration
http://www.nrel.gov/	National Renewable Energy Laboratory
http://www.ieej.or.jp/aperc/	Asia Pacific Energy Research Centre
http://www.iea.org/	International Energy Agency
http://www.iaea.org/	International Atomic Energy Agency
http://www.imf.org/external/index.htm	Fondo Monetario Internacional
http://www.oecd.org/	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
http://www.worldenergy.org/	Consejo Mundial de Energía
http://www.olade.org.ec/intro	Organización Latinoamericana de Energía
http://www.wwindea.org/home/index.php	World Wind Energy Association
http://www.gwec.net/	Global Wind Energy Council
http://www.geothermal-energy.org/	International Geothermal Association
http://www.solarpaces.org/inicio.php	Solar Power and Chemical Energy Systems

NOTAS ACLARATORIAS

- La suma de los datos numéricos o porcentuales en el texto, cuadros, tablas, gráficas o figuras, podría no coincidir con exactitud con los totales, debido al redondeo de cifras.
- La información correspondiente al último año histórico (2009) está sujeta a revisiones posteriores.
- De manera análoga al caso de suma de cifras, el cálculo manual de tasas de crecimiento promedio anual podría no coincidir en forma precisa con los valores reportados debido al redondeo de cifras.
- En la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE), las cifras reportadas bajo el concepto *capacidad autorizada* y *capacidad en operación* no necesariamente deben coincidir con las cifras reportadas bajo el concepto de *capacidad neta contratada por CFE*.

Referencias para la recepción de comentarios

Los lectores 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

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

Dirección General de Promoción de Inversiones

Secretaría de Energía
Tel: 50 00 60 00 / 2281