

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2015 - 2029



PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO

2015-2029



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2015

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Cesar Emilio Hernández Ochoa
Subsecretaria de Electricidad

María de Lourdes Melgar Palacios
Subsecretario de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández
Oficial Mayor

Rafael Alexandri Rionda
Director General de Planeación e Información Energéticas

Víctor Manuel Avilés Castro
Director General de Comunicación Social

ELABORACIÓN Y REVISIÓN:

Rafael Alexandri Rionda

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

Luis Gerardo Guerrero Gutiérrez

Director de Integración de Prospectivas del Sector
(lguerrero@energia.gob.mx)

Fabiola Rodríguez Bolaños

Subdirector de Integración de Política Energética
(frodriguez@energia.gob.mx)

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera

Subdirectora de Políticas de Combustibles
(aubaldo@energia.gob.mx)

Ana Lilia Ramos Bautista

Jefa de Departamento de Política Energética
(aramos@energia.gob.mx)

Portada:

Torres de alta tensión, Aguascalientes, Aguascalientes.
Angostura, Chiapas.
Campos Eólicos, Juchitán Oaxaca.

Diseño de portada: Karimi Anabel Molina Garduño. (Jefa del Departamento de Diseño Gráfico).

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

2015. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

Centro Nacional de Control de Energía

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Comisión Reguladora de Energía

Dirección Corporativa de Operaciones de PEMEX

PEMEX Corporativo

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Subsecretaría de Hidrocarburos

Subsecretaría de Electricidad

Instituto Mexicano del Petróleo

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

ÍNDICE

Índice	5
Índice de Cuadros	8
Índice de Figuras	10
Índice Anexo Estadístico	14
Presentación	15
Introducción	16
Resumen Ejecutivo	17
1. Marco Legal y Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.....	20
1.1. Disposiciones legales y regulatorias del Sistema Eléctrico Nacional	20
1.2. El Sector Eléctrico y sus instituciones	21
1.2.1. Principales Facultades de la SENER	23
1.2.2. Creación del CENACE	24
1.2.3. La reestructuración de CFE	24
1.2.4. Las nuevas atribuciones de la CRE	26
1.3. Bases del Mercado Eléctrico.....	27
1.3.1. Estructura de las Reglas del Mercado	27
1.3.2. Componentes de las Bases del Mercado.....	28
1.3.3. Participantes del Mercado	29
1.3.4. Subasta de Largo Plazo para energías limpias y potencia	31
1.4. Lineamientos de los Certificados de Energías Limpias	31
1.5. Criterios de Interconexión	32
2. El Sector Eléctrico en América del Norte	34
2.1. Consumo de Energía Eléctrica	34
2.2. Capacidad eléctrica neta.....	36

2.3.	Generación de energía eléctrica en América del Norte.....	37
2.3.1.	Fuentes de energía para la generación	38
2.4.	El mercado de gas natural en América del Norte y su vínculo con el mercado eléctrico.....	41
2.5.	Tendencias Internacionales de Electricidad.....	43
2.5.1.	Demanda mundial esperada de electricidad	44
2.5.2.	Capacidad neta de Generación Eléctrica Mundial	44
2.5.3.	Generación prospectiva mundial de electricidad.....	46
2.5.4.	Tendencia mundial de emisiones de CO ₂ al 2040.....	48
3.	Evolución del Mercado Eléctrico Nacional, 2004-2014	50
3.1.	Usuarios de energía eléctrica.....	50
3.1.1.	Tarifas de energía eléctrica	51
3.2.	Consumo Nacional de Energía Eléctrica	53
3.2.1.	Ventas por sector	54
3.2.2.	Ventas por región	55
3.2.3.	Ventas por usuario	58
3.3.	Demanda del Sistema Interconectado Nacional	59
3.3.1.	Demanda máxima coincidente.....	60
3.3.2.	Demanda máxima bruta.....	60
3.3.3.	Comportamiento horario y estacional.....	61
3.4.	Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional.....	63
3.4.1.	Capacidad instalada.....	63
3.4.2.	Adiciones, modificaciones y retiros de capacidad.....	69
3.4.3.	Generación de energía eléctrica.....	71
3.4.4.	Evolución del Margen de Reserva	76
3.4.5.	Transmisión y Distribución	77
3.5.	Comercio Exterior	79
3.5.1.	Interconexiones para comercio exterior	79

3.6.	Balance Nacional de Energía Eléctrica.....	81
4.	Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional, 2015-2029	82
4.1.	Variables y supuestos del Escenario de Planeación	82
4.1.1.	Pronósticos Macroeconómicos	83
4.1.2.	Pronósticos de los precios de combustibles.....	85
4.1.3.	Requerimientos de combustibles.....	85
4.1.4.	Programas de ahorro de energía eléctrica.....	86
4.1.5.	Pronósticos de demanda máxima bruta y consumo bruto de energía eléctrica	86
4.2.	Evolución esperada de la demanda de energía eléctrica.....	88
4.2.1.	Consumo bruto de energía eléctrica	88
4.2.2.	Demanda máxima	90
4.2.3.	Demanda coincidente.....	92
4.2.4.	Demanda máxima integrada	93
4.3.	Expansión del Sistema Eléctrico Nacional.....	94
4.3.1.	Capacidad Instalada.....	94
4.3.2.	Generación de electricidad	100
4.3.3.	Expansión de la Red de Transmisión y Distribución del SEN.....	105
5.	Ejercicios de sensibilidad	112
5.1.	Ventaja de la diversificación de la matriz de generación, caso Gas Natural.	112
5.2.	Impacto de la no realización de proyectos clave de generación limpia en la emisión de GEI, estudio sobre centrales nucleoeeléctricas.....	117
5.3.	Evaluación de las distintas opciones tecnológicas para la expansión de capacidad considerando los límites en las emisiones asociadas a la generación de electricidad.	121
	Anexo Estadístico	131
	Glosario	149
	Abreviaturas, acrónimos y siglas.....	158
	Referencias	162

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2. 1. Fuentes de energía para generación de electricidad para América del Norte, 2013.....	38
Cuadro 2. 2. Generación Prospectiva Mundial de Electricidad, Escenario NPS.....	46
Cuadro 2. 3. Generación Prospectiva Mundial de Electricidad, Escenarios cps y 450 s.	47
Cuadro 2. 4. Emisiones de CO ₂ Mundial al 2040, Escenario CPS Y 450 S.....	48
Cuadro 2. 5. Emisiones de CO ₂ de electricidad Mundial al 2040, Escenario NPS	49
Cuadro 3. 1. Ventas internas de energía eléctrica por sector, 2004-2014.....	55
Cuadro 3. 2. Ventas de energía eléctrica del servicio público por entidad federativa y región, 2004-2014	58
Cuadro 3. 3. Demanda máxima coincidente del SIN, 2004-2014	60
Cuadro 3. 4. Demanda bruta por área operativa en el SEN, 2004-2014	61
Cuadro 3. 5. Evolución de la capacidad efectiva instalada del servicio público por región y tecnología, 2004-2014.....	66
Cuadro 3. 6. Capacidad por permiso de generación eléctrica otorgado	67
Cuadro 3. 7. Adiciones, modificaciones y retiros del Servicio Público, 2014.....	70
Cuadro 3. 8. Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 2004-2014.....	74
Cuadro 3. 9. Generación bruta anual de energía eléctrica de permisionarios por modalidad, 2004-2014	75
Cuadro 3. 10. Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 2004-2014.....	77
Cuadro 3. 11. capacidad instalada en subestaciones de transmisión y distribución, 2004-2014	78
Cuadro 3. 12. Comercio exterior de energía eléctrica, 2004-2014.....	79
Cuadro 3. 12. Balance de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, 2004-2014.....	81
Cuadro 4. 1. Demandas coincidentes, Escenario de Planeación, 2015-2029	93
Cuadro 4. 2. Demanda Máxima Integrada.....	93
Cuadro 4. 3. Capacidad adicional por modalidad y tecnología, 2015-2029	96
Cuadro 4. 4. Resumen del programa de líneas de transmisión 2015-2029	108
Cuadro 4. 5. Resumen del Programa de Obras de Transformación, 2015-2029.....	108
Cuadro 4. 6. Resumen del Programa de Obras de Compensación, 2015-2029	109

Cuadro 4. 7. Obras de transmisión del Programa de desarrollo del SEN, 2015-2029	110
Cuadro 4. 8. Metas Físicas 2015-2019	111
Cuadro 5. 1. Programa Indicativo de centrales eléctricas en Baja California Sur	124
Cuadro 5. 2. Análisis de planta de ciclo combinado en Baja California Sur	127
Cuadro 5. 3. Análisis del reactor nuclear SMART en Baja California Sur.....	128
Cuadro 5. 4. Análisis del reactor nuclear como cogenerador en Baja California Sur.....	129
Cuadro 5. 5. Análisis del reactor nuclear como cogenerador en Baja California Sur, producción de agua potable	129
Cuadro 5. 6. Evaluación Económica.....	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1. La Nueva Industria Eléctrica, sus Leyes y Reglamentos.....	21
Figura 1. 2. Transformación del Sector Eléctrico.....	22
Figura 1. 3. Proceso de Transformación del Sector Eléctrico.....	22
Figura 1. 4. Facultades de la Secretaría de Energía.....	23
Figura 1. 5. Principales Atribuciones del Cenace.....	24
Figura 1. 6. Reestructuración de CFE.....	25
Figura 1. 7. Nuevas Atribuciones de la CRE.....	26
Figura 1. 8. Estructura de las Reglas del Mercado.....	27
Figura 1. 9. Mercados.....	29
Figura 1. 10. Participantes del Mercado.....	30
Figura 1. 11. Características de las Centrales Eléctricas.....	30
Figura 1. 12. Lineamientos para la obtención de Certificados de Energías Limpias.....	32
Figura 1. 13. Objetivos Específicos de los Criterios de Interconexión.....	33
Figura 2. 1. Población Total América del Norte, 2003-2013.....	34
Figura 2. 2. Consumo de Electricidad en América del Norte, 2003-2013.....	35
Figura 2. 3. Consumo de Electricidad por sector en América del Norte.....	35
Figura 2. 4. Composición del consumo de electricidad por sector, 2013.....	36
Figura 2. 5. Capacidad eléctrica neta en América del Norte, por tipo de fuente de energía, 2013.....	37
Figura 2. 6. Generación de electricidad por fuente de energía para América del Norte, 2013.....	38
Figura 2. 7. Generación de Electricidad por fuentes renovables ¹ en América del Norte, 2013.....	39
Figura 2. 8. Reactores nucleares en operación comercial y en construcción en América del Norte.....	40
Figura 2. 9. Pronósticos de precios del gas, 2015-2040.....	42
Figura 2. 10. Demanda de Electricidad por región del Mundo, Escenario NPS.....	44
Figura 2. 11. Capacidad Instalada mundial por fuente de energía, 2013-2040.....	45
Figura 2. 12. Generación mundial de Electricidad por fuente y escenario.....	47

Figura 3. 1. Composición de Clientes de CFE por Sector	50
Figura 3. 2. Regionalización Estadística del Mercado Nacional de Energía Eléctrica	51
Figura 3. 3. Precio Medio de Energía Eléctrica por tipo de usuario, 2004-2014.....	52
Figura 3. 4. Evolución del PIB y el Consumo Nacional de Energía Eléctrica, 2004-2014.....	53
Figura 3. 5. Ventas Internas y Autoabastecimiento, 2004-2014	54
Figura 3. 6. Ventas Internas de Energía Eléctrica por Sector, 2014.....	54
Figura 3. 7. Evolución Sectorial de las Ventas Internas de Energía Eléctrica, 2004-2014.....	55
Figura 3. 8. Ventas Internas por Región y Entidad Federativa, 2014	56
Figura 3. 9. Ventas por Usuario y Entidad Federativa, 2014.....	59
Figura 3. 10. Curvas Típicas de Carga Horaria respecto a la Demanda Máxima	62
Figura 3. 11. Curvas Típicas de Carga Horaria respecto a la Demanda Máxima	62
Figura 3. 12. Capacidad instalada del SEN por modalidad.....	63
Figura 3. 13. Distribución de la capacidad instalada nacional del servicio público por región y por tecnología, 2014.....	65
Figura 3. 14. Distribución porcentual de los permisos autorizados y la capacidad autorizada por modalidad.....	67
Figura 3. 15. Participación de los permisionarios en la capacidad en operación.....	68
Figura 3. 16. Evolución de la capacidad autorizada en operación de los permisionarios por modalidad, 2004-2014.....	68
Figura 3. 17. Generación Bruta por modalidad.....	71
Figura 3. 18. Generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional por fuente de energía.....	72
Figura 3. 19. Evolución de la Generación Bruta en el Sistema Eléctrico Nacional, por fuente de energía, 2004-2014.....	73
Figura 3. 20. Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 2014	74
Figura 3. 21. Generación bruta del servicio público por fuente de energía utilizada, 2014.....	75
Figura 3. 22. Evolucion del Margen de Reserva y Margen de Reserva Operativo del SIN, 2004-2014.....	76
Figura 3. 23. Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 2014.....	78
Figura 3. 24. Enlaces e interconexiones, 2014.....	80
Figura 4. 1. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica y Producto Interno Bruto, 2004-2029	83
Figura 4. 2. Población de México, 2004-2029	84

Figura 4. 3. Pronóstico de tipo de cambio,.....	84
Figura 4. 4. Escenario medio de los Precios del crudo y gas natural, 2004-2029.....	85
Figura 4. 5. Evolución esperada de los combustibles requeridos para la generación eléctrica.....	86
Figura 4. 6. Escenarios de crecimiento anual esperado de demanda máxima, 2015-2029	87
Figura 4. 7. Escenarios de crecimiento anual esperado del consumo bruto, 2015-2029	87
Figura 4. 8. Crecimiento medio anual del consumo bruto de energía en el SEN, por área.....	89
Figura 4. 9. Consumo bruto por región, 2014 y 2028.....	90
Figura 4. 10. Crecimiento medio anual de la demanda máxima de energía eléctrica por área.....	91
Figura 4. 11. Demanda máxima bruta por región, 2014 y 2029	92
Figura 4. 12. Adiciones de capacidad, 2015-2029	95
Figura 4. 13. Participación en la capacidad adicional de generación por tipo de tecnología, 2015 – 2029	95
Figura 4. 14. Capacidad adicional por modalidad, 2015-2029.....	96
Figura 4. 15. Retiro de capacidad, 2015-2029	97
Figura 4. 16. Retiros de capacidad por tecnología, 2015-2029	98
Figura 4. 17. Participación de tecnologías en la capacidad de generación 2014 y 2029.....	99
Figura 4. 18. Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología, 2015-2029	100
Figura 4. 19. Participación de tecnologías en la generación de electricidad, 2014 y 2029	101
Figura 4. 20. Participación por modalidad en la generación de electricidad, 2014 y 2029	102
Figura 4. 21. Evolución de la generación de electricidad por área del SIN, 2015-2029.....	103
Figura 4. 22. Evolución de la generación de electricidad en sistemas aislados, 2015-2029	104
Figura 4. 23. Generación de electricidad por área operativa, 2024	104
Figura 4. 24. Generación de electricidad por área operativa, 2029	105
Figura 4. 25. Evolución y meta de pérdidas de energía en distribución, 2002-2018.....	111
Figura 5. 1. Producción Nacional, Importación y Demanda del Sector Eléctrico.....	113
Figura 5. 2. Precios del gas natural. Escenarios Medio y alto.....	114
Figura 5. 3. Costo de Generación con base en gas natural, Escenario Medio.....	115
Figura 5. 4. Costo de Generación con base en gas natural, Escenario Alto.....	115

Figura 5. 5. Comparativo de los costos de Generación con base en gas natural, Escenario Medio y Alto	116
Figura 5. 6. Capacidad acumulada de generación de electricidad del SEN, Escenario PRODESEN, 2026-2029	117
Figura 5. 7. Capacidad acumulada de generación de electricidad del SEN, Escenario sin adiciones de plantas nucleares, 2026-2029	118
Figura 5. 8. Incremento de Gas Natural, 2015-2029	118
Figura 5. 9. Evolución de la capacidad de generación para los escenarios PRODESEN y Sin Proyectos Nucleares	119
Figura 5. 10. Emisiones totales de CO ₂ con escenario PRODESEN y escenario sin proyectos nucleares	120
Figura 5. 11. Red de transmisión asociada al proyecto de interconexión BCS-SIN	122
Figura 5. 12. Gasoducto en BCS	123
Figura 5. 13. Comparación de costos nivelados de generación	125
Figura 5. 14. Modelos considerados para el análisis	126

ÍNDICE ANEXO ESTADÍSTICO

Cuadro 3 A. Usuarios atendidos por el servicio público por entidad federativa, 2004-2014.....	131
Cuadro 3 B. Consumo nacional de energía eléctrica, 2004-2014	132
Cuadro 3 C. Situación de los permisos vigentes de generación eléctrica, 2014	132
Cuadro 3 D. Permisos otorgados bajo la modalidad PIE al cierre de 2014.....	133
Cuadro 4 A. Crecimiento medio anual del consumo bruto de energía eléctrica por área	134
Cuadro 4 B. Demanda máxima bruta por región	135
Cuadro 4 C. Adiciones de capacidad por tecnología, 2015-2029	135
Cuadro 4 D. Programa Indicativo de Instalación de centrales eléctricas 2015-2029	136
Cuadro 4 E. Programa de retiros de centrales eléctricas, 2015-2029	142
Cuadro 4 F. Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología, 2015,2029.....	145
Cuadro 4 G. Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa, 2015-2029.....	145
Cuadro 4 H. Evolución de la generación por entidad federativa, 2015-2029	146
Cuadro 4 I. Obras de transformación del PRODESEN.....	147
Cuadro 4 J. Obras de compensación del PRODESEN	148

PRESENTACIÓN

Tras la Reforma Energética, el Sector Eléctrico presenta una nueva estructura que se considera dentro de la planeación a mediano y largo plazo. El nuevo sistema eléctrico traerá mayores inversiones, impulsará la creación de nuevos empleos, se tendrán tarifas más accesibles para los hogares y para las industrias y oportunidades de desarrollo para las empresas, además de fomentar la transición hacia un sector más responsable con el medio ambiente.

Los cambios profundos y trascendentes derivados de la reestructuración, como la apertura en materia de generación, además de brindar fuertes incentivos para el desarrollo de las energías limpias, impulsa una mayor eficiencia y establece las condiciones para aprovechar las ventajas competitivas del país. La consolidación del renovado sector eléctrico mexicano tiene objetivos claros de modernización, competitividad y seguridad energética.

El nuevo paradigma del Sector Eléctrico es solucionar el gran problema que presentaban la mayoría de las industrias y los comercios, al asumir altos costos de las tarifas eléctricas, incidiendo en su competitividad. Así, el nuevo modelo enmienda esta deficiencia, al crear un Mercado Eléctrico en el que los generadores competirán en igualdad de condiciones, para vender electricidad a menores costos y en el que los distribuidores y los grandes usuarios podrán elegir al suministrador.

Con el fortalecimiento del Sector Eléctrico mediante la modernización de las plantas de generación y las redes de transmisión y distribución, no sólo se democratizará el acceso a la electricidad, también se reducirán las brechas económicas regionales buscando la integración eficiente del territorio nacional y reflejando un mayor dinamismo económico e industrial, comercial, agropecuario y de servicios.

La Prospectiva del Sector Eléctrico provee toda la información necesaria que refleja las necesidades futuras de electricidad del país para el periodo 2015-2029. Además, se enriquece con ejercicios de sensibilidad que responden al panorama cambiante de los energéticos, y brindar opciones para reducir la exposición al riesgo y lograr el menor impacto ambiental. Se apoya de información de las tendencias internacionales e históricas nacionales que permiten ubicar el contexto en el que se encuentra el Sector Eléctrico y entender así, las políticas públicas encaminadas al fortalecimiento del mismo y el aseguramiento del abasto de electricidad para toda la sociedad.

La planeación presentada en este documento respecto de la ampliación y modernización se hace de manera independiente e incluyente, tomando en cuenta lo expuesto en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

El documento de prospectiva sirve como herramienta de análisis en la transición energética hacia un sector más sustentable, donde se incorporarán una mayor participación de energías limpias y promover con esto, una matriz energética más diversificada y eficiente.

INTRODUCCIÓN

La planeación del Sector Eléctrico requiere de priorizar, apoyar y orientar las inversiones que permitan el fortalecimiento de un sector que se había mantenido limitado en su capacidad de invertir. La manera de hacerlo es bajo una sólida conformación de política energética mediante planes, programas y metas específicos que alineados a los objetivos comunes coadyuven al equilibrio del mercado y la sustentabilidad.

El objetivo de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 es servir como un instrumento de planeación que ofrece información confiable de la situación actual del Mercado Eléctrico a nivel nacional e internacional, así como un ejercicio de planeación de la expansión prevista en nuestro país durante los próximos años, representando una visión de los posibles escenarios del Mercado Eléctrico, y sirviendo así como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas que requiere el país.

La Prospectiva del Sector Eléctrico se divide en cinco capítulos. En el primero se presenta tanto el marco legal como regulatorio del Sector Eléctrico Nacional (SEN). Además, se incluye los aspectos más relevantes de la Reforma Energética, su legislación secundaria y las características principales del Mercado Eléctrico Mayorista. Ante el nuevo modelo eléctrico, es importante considerar todos los cambios suscitados para establecer una planeación del sector acorde a las nuevas reglas, donde se beneficie a todos los participantes del sector y se dé una mayor certidumbre e inclusión.

En el capítulo dos se describe la evolución del sector eléctrico en América del Norte con la intención de comprender mejor el mercado de intercambio energético en el que se encuentra el país, dada la tendencia a gasificar el sector eléctrico. En él se profundiza en las tendencias de oferta, consumo, eficiencia y nuevas tecnologías de generación, en el marco del contexto de la sustentabilidad energética. Además, incluye cifras históricas de capacidad instalada, fuentes de energía para la generación eléctrica y consumos de combustibles, con una desagregación por tipo de tecnología, y país.

El tercer capítulo muestra la evolución del Mercado Eléctrico Nacional en la última década, incluyendo la estadística del consumo nacional de electricidad, las ventas sectoriales del servicio público, el comportamiento estacional de la demanda, los permisos de generación y la estructura tarifaria. Asimismo, se detalla la composición de la infraestructura para la generación y transmisión de energía eléctrica dirigida al suministro del servicio público. Esta información es la base principal para la planeación a futuro, pues muestra las tendencias y refleja las principales necesidades que en materia de energía eléctrica, requiere el país.

En el capítulo cuarto se describen tanto las variables que se utilizaron para la determinación de las proyecciones, el comportamiento y efecto que han tenido en los últimos años en el sector eléctrico y, la trayectoria de planeación del consumo, la demanda y la oferta de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional para el periodo 2015-2029.

Finalmente, en el capítulo quinto se muestran tres ejercicios de sensibilidad que permiten un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del Sector Eléctrico, así como para comprender a fondo el impacto que tienen la volatilidad de algunas variables participantes en la planeación del sector.

RESUMEN EJECUTIVO

La Prospectiva sirve como una herramienta de análisis para investigadores, Empresas Productivas del Estado y del sector privado, que requieren información fundamental que permita la toma de decisiones oportunas en sus necesidades de inversión. No sólo cuenta con información histórica y prospectiva, sino que también está enriquecida con ejercicios de sensibilidad realistas al panorama cambiante de los energéticos.

Marco Legal y Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional

En 2015 se solidificó el Sector Eléctrico, con una serie de acontecimientos que son el principio del reforzamiento y mejoramiento de un nuevo Mercado Eléctrico Mexicano. Estos acontecimientos forman parte de una nueva estructura del Sector Eléctrico, que permitirá una planeación estratégica encaminada a la transición de un Sector Eléctrico más competitivo y de escala internacional.

En octubre de 2014 se emitieron los lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de certificados de energías limpias y los requisitos para su adquisición. También se formalizó la transferencia de activos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); el cual ya trabaja como órgano independiente de la CFE. En diciembre del 14, se simplificaron y publicaron los criterios de interconexión para su consulta pública; reduciendo los plazos, los trámites de 47 a solo 9, para facilitar a los generadores privados su interconexión a la red eléctrica nacional.

En julio de 2015 se presentó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), que contiene la planeación del Sector Eléctrico con un horizonte de 15 años, y que es base fundamental para el desarrollo de esta prospectiva. Finalmente, en noviembre, se dio inicio a la Primera Subasta del Mercado Eléctrico y el Funcionamiento de los Certificados de Energías Limpias, y que se espera culmine el proceso con el fallo, en Marzo de 2016.

En Septiembre de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación las bases del Mercado Eléctrico Mayorista, donde se define los derechos y obligaciones de los generadores, comercializadores, transportistas y usuarios calificados del mercado que regula la Comisión Reguladora de Energía y el Centro Nacional de Control de Energía. En Noviembre del mismo año, se presentó la primera subasta del mercado eléctrico y certificados de energías limpias.

El Sector Eléctrico en América del Norte

La producción y comercio de combustibles para la generación de electricidad en América del Norte, es un tema que ha tomado relevancia en los últimos años, por el fuerte intercambio que existe de éstos entre los tres países que la integran. Ante la tendencia de una mayor participación de gas natural en el sector eléctrico, es importante conocer a detalle las condiciones que presenta el mercado energético en la región, así como la evolución que se ha dado de otras tecnologías como son la nucleoelectrica o hidroeléctricas y que influyen en la estructuración de la matriz energética.

Entre 2003 y 2013, la tasa crecimiento media anual del consumo eléctrico en la región fue 0.6%, pasando de 4,258,698.0 a 4,508,913.0 Gigawatt hora (GWh). México presenta la mayor tasa de crecimiento de consumo eléctrico con 3.4%, mientras que Canadá presenta una tendencia contraria, con una menor demanda de electricidad en el período de los diez años, con el -0.3%. Por otra parte, Estados Unidos es el país con mayor consumo dentro de la región, concentrando el 83.9% del total, en 2013.

La capacidad neta de electricidad para la región de América del Norte en el año 2013, fue de 1,261.3 GW, de los cuales el 84.4% se concentró en los Estados Unidos de América (EUA). De manera general, los combustibles fósiles predominan en este región con el 68.9% del total de capacidad (principalmente el gas

natural), dejando en segunda y tercera posición las fuentes de energía hidroeléctrica y nuclear, con 188.8 y 114.0 GW respectivamente. En el caso de Canadá, las centrales hidroeléctricas, representan la mayor capacidad de generación de electricidad con 75.5 GW (equivalente al 56.9% del total), dado que sus condiciones geográficas favorecen la inversión en este tipo de energía limpia. En 2013, la producción de energía eléctrica de América del Norte creció 0.7% con respecto a 2012, para ubicarse en 5,235,790.0 GWh.

Evolución del Mercado Eléctrico Nacional

Para poder elaborar un ejercicio de planeación acorde al panorama actual del Sector Eléctrico, es importante conocer cómo ha evolucionado en la última década y entender el comportamiento que presenta cada una de las variables involucradas. La Prospectiva del Sector Eléctrico, contiene información desglosada que permite establecer las bases para la expansión del Sector Eléctrico Nacional y su estrecha relación con el crecimiento económico.

Entre el período 2004-2014, se incrementó el consumo nacional de energía eléctrica a una tasa promedio de 2.9% anual, para ubicarse en 244,673.1 GWh en 2014, mientras que la economía mexicana presentó un crecimiento de 2.5%. Del total de ventas de energía eléctrica del año 2014, el sector industrial concentró el 58.2% (121,129.6 GWh), vinculado al crecimiento de las grandes y medianas industrias a consecuencia de los impulsos económicos que se han presentado, siendo el sector manufacturero uno de los más favorecidos.

Al final de 2014, el SEN tenía una capacidad instalada eléctrica de 65,451.8 Megawatt (MW). El 83.1% pertenecía a la CFE (54,366.9 MW), 8.9 % por autoabastecimiento, 5.4% cogeneradores y el restante 2.7% por otros auto consumidores.

Los permisionarios, eran una figura vigente hasta antes de la entrada de la Reforma Energética, se refería a los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica, entre otros, que podían autoabastecerse o producir energía para su venta a CFE. Al cierre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) autorizó 558 permisos.

En 2014, la generación total de energía se ubicó en 301,462.0 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisos, de los cuales el 85.6% provino del servicio público. A lo largo de diez años, la generación mediante fuentes fósiles como el carbón, gas natural, combustóleo, entre otros, presentaron una reducción en la participación de generación bruta con tres puntos porcentuales, para concentrar 82.1% del total, mientras que la generación mediante fuentes no fósiles fue de 17.9%.

Al cierre de 2014, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 879,692.0 kilómetros (km), lo que representó un aumento de 14.8 km, respecto al año anterior. Esta red está constituida por líneas de 230-400 kilovolts (kV) con 51,184 km (5.8% del total), 5.8% corresponde a las líneas entre 69 y 161 kV, 12.5% a líneas entre 23 y 34.5 kV y, 35.2% a menores de 13.8 kV.

Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional, 2015-2029

La Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 se elaboró con base en el PRODESEN, donde se consideraron las expectativas de crecimiento económico y de evolución de los precios de los combustibles aprobados en 2014, presenta las estimaciones y la evolución esperada de la demanda y el consumo de energía para el período de interés, por sector económico de consumo, así como por área de control del Sistema Eléctrico Nacional.

Para la elaboración del ejercicio de planeación se partió del análisis de la información histórica sobre el consumo de electricidad, la infraestructura actual del SEN, la evolución de la economía, los pronósticos de los precios de los combustibles, los precios por sector de usuarios y la aplicación de programas específicos en materia de ahorro, entre otros.

El ejercicio de planeación se llevó a cabo con la metodología de expansión de capacidad del sistema, a partir de la combinación óptima de nuevas inversiones en generación y transmisión, que minimicen el valor presente neto de los costos totales del Sistema Eléctrico Nacional.

El resultado fueron varios programas como, el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2015-2029 (PIIRCE), el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) 2015-2029

Así, partiendo de que en 2014, el consumo bruto del SEN pasará de 280.1 Terawatt hora (TWh), a 471.5 TWh. Se tiene que se requerirán 59,985.6 MW de capacidad adicional para satisfacer dicha demanda, de los cuales, 56.9% corresponderá a nuevos proyectos, 37.5% a proyectos en construcción, licitación o por iniciar obras y el restante 5.6% por obras ya terminadas y programas de rehabilitación y modernización. La capacidad adicional al 2029 se integrará en un 54.3% de energías limpias, mientras que el 45.7% restante corresponde a capacidad que emplea combustibles fósiles.

Asimismo, se tiene estimado un retiro de capacidad por 15,584.0 MW, derivado del retiro de 127 unidades ubicadas en 20 entidades del país. Al final del período de proyección esta se ubicará en 110, 223.1 MW.

Para la generación de electricidad se tiene que, en 2014, esta fue de 301,462.0 GWh y se espera que, para el año 2029, se incremente 56.1%, para ubicarse en 470,431.7 GWh. Se observa una disminución en la participación de tecnologías térmico convencional y por consiguiente, un incremento de las tecnologías con energías limpias, para concentrar al final del período de proyección, el 42.6% del total de generación eléctrica.

En materia de la Red General de Transmisión, para el período 2015-2029 se tiene considerado la construcción 24,599.0 km-c de líneas, 64,352.0 MVA de transformación y 12,090.0 MVar de compensación.

Ejercicios de sensibilidad

Para la publicación de esta prospectiva, se realizaron 3 ejercicios de sensibilidad con la intención de brindar un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del Sector Eléctrico, así como para comprender a fondo el impacto que tienen la volatilidad de algunas variables consideradas dentro de la planeación del sector.

El primero parte del supuesto de un incremento del precio del gas natural de importación, y el cambio que tendría con ello los costos de generación asociados a dicho combustible.

El segundo ejercicio, parte de la no realización de los proyectos nucleares considerados a partir de 2026, siendo sustituidos por plantas de ciclo combinado y su impacto en la cantidad de emisiones de CO₂.

Finalmente, el tercer ejercicio fue elaborado por un grupo de investigadores del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), como una propuesta alternativa al proyecto de instalación de una planta de ciclo combinado por un reactor SMART.

MARCO LEGAL Y REGULATORIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La Reforma Energética ha logrado que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se fortalezca con una serie de proyectos de ampliación de gasoductos, reconversiones de centrales, nueva infraestructura en centrales eléctricas y la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Mayorista a iniciar operaciones el 1 de enero de 2016, esto permitirá, que los distintos usuarios gocen de tarifas más competitivas.

Asimismo, se ha complementado el proceso de transformación del sector con el decreto de creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como operador del mercado, el establecimiento de la Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento, los lineamientos de Energías Limpias, el establecimiento de los requisitos de los Certificados de Energías Limpias (CELs) y la formulación de las primeras reglas del Mercado Eléctrico Mayorista. Además, se fortalece a la Secretaría de Energía (SENER) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para establecer un mercado eficiente.

El Nuevo Sector Eléctrico Mexicano abrió la competencia en la generación, conservó el control de la transmisión y distribución permitiendo la posibilidad a la Empresa productiva del Estado el asociarse con privados para la construcción y operación de la nueva infraestructura.

En el presente capítulo se abordará de manera general el marco legal y regulatorio del SEN, que determina el arranque del nuevo Sector Eléctrico Mexicano, apoyado en las nuevas reglas del mercado y la reestructuración de las instituciones participantes.

1.1. Disposiciones legales y regulatorias del Sistema Eléctrico Nacional

La estructura legal del Sector Eléctrico se establece en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), que es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual tiene por objeto principal regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, entre otras.

Por otra parte, la LIE tiene por objeto: promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y la reducción de emisiones contaminantes.

Un punto importante, es que esta Ley garantiza el otorgar acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios (artículo 4, fracción I).

Así, con la promulgación de la Reforma Energética en 2013, se dio inicio a varias modificaciones en la estructura legal y regulatoria del SEN, que consistieron en una serie de nuevas leyes, revisiones y reglamentos derivados de éstas, para facilitar la eficiencia y eficacia del sector eléctrico. Esta nueva estructura se presenta a continuación:

FIGURA 1. 1. LA NUEVA INDUSTRIA ELÉCTRICA, SUS LEYES Y REGLAMENTOS



Fuente: SENER

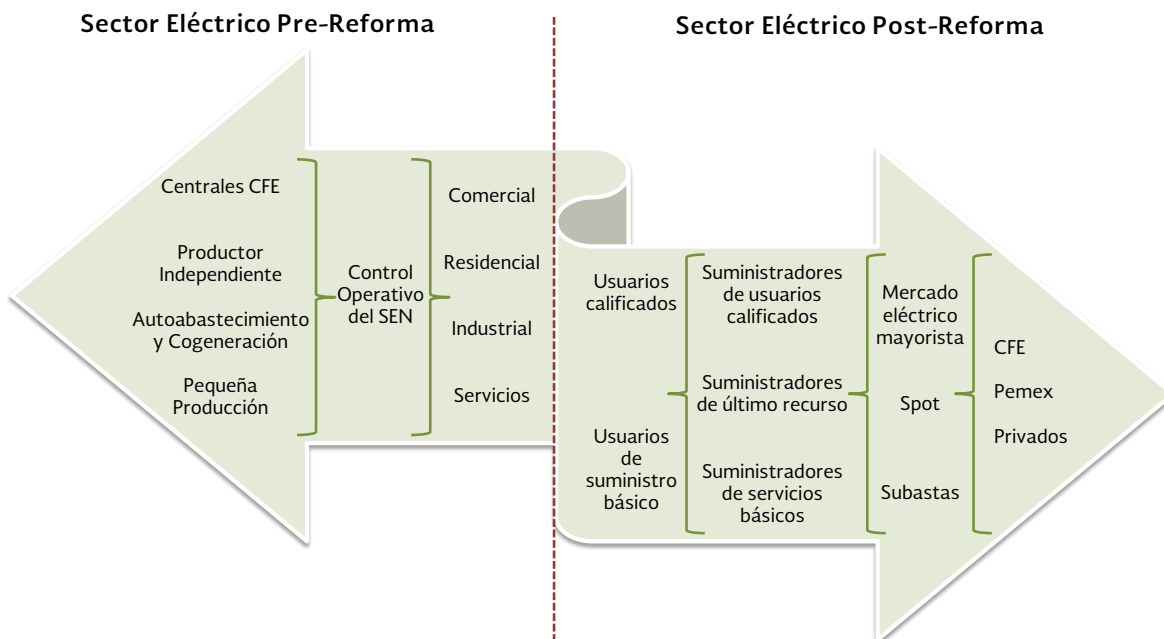
Por su parte, la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de esta empresa productiva del Estado, así como establecer su régimen especial en materia de empresas productivas subsidiarias y filiales, remuneraciones, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, responsabilidad y dividendo estatal, presupuesto y deuda.

1.2. El Sector Eléctrico y sus instituciones

La Reforma Energética establece un nuevo modelo eléctrico con múltiples generadores, acceso universal y operación eficiente de las redes de transmisión y distribución (véase Figura 1.2).

La reestructuración del sector responde a las necesidades de la población en general, que exige electricidad más barata, eficiente y de calidad. Para el sector industrial y comercial es vital la reducción de los precios de la energía que disminuya sus costos, permitiendo un crecimiento en su producción o los servicios proporcionados, incrementando así la productividad de la economía mexicana. Con esta transformación se busca la igualdad de condiciones de las empresas públicas y privadas, creando mayor competencia que ofrezca electricidad a precios competitivos y que impulse el uso de energías limpias.

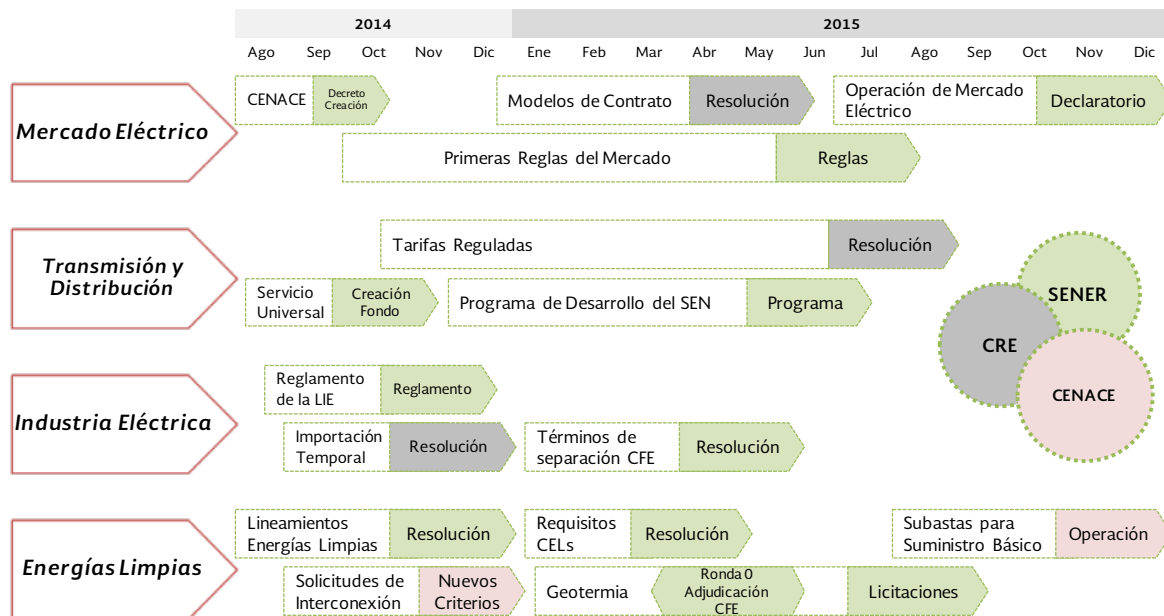
FIGURA 1. 2. TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO



Fuente: SENER.

A la fecha de la publicación de esta Prospectiva, el proceso de transformación del Sector Eléctrico se encuentra en las etapas más avanzadas como se puede observar en la siguiente Figura.

FIGURA 1. 3. PROCESO DE TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO



Fuente: SENER.

Este proceso requiere de mayor integración de todas las instituciones involucradas en el Sector Eléctrico, que coadyuven a su buen funcionamiento y, que con apoyo de los diversos ordenamientos jurídicos, se desarrolle un nuevo modelo de Mercado Eléctrico Mexicano moderno, eficaz y competitivo.

La SENER, la CRE y el CENACE son organismos públicos clave en el sector eléctrico, que cuentan con las facultades y atribuciones para llevar a cabo una planeación del Sector acorde a los requerimientos de la población.

1.2.1. Principales Facultades de la SENER

La Secretaría de Energía tiene a su cargo la política energética nacional y en particular en materia de energía eléctrica, dentro de sus principales atribuciones se encuentra el dirigir el proceso de planeación y la elaboración del PRODESEN. Esto con el fin de garantizar que la energía eléctrica sea suficiente, de calidad, competitiva, económicamente rentable y sustentable ambientalmente, de modo que se cubran todos los requerimientos del país (véase Figura 1.4).

Asimismo, debe elaborar y publicar anualmente un informe pormenorizado que permita conocer el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional, información que se encuentra contenida en esta prospectiva por ser un documento de apoyo y herramienta para diversos actores del sector eléctrico.

FIGURA 1. 4. FACULTADES DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA



Fuente: SENER.

El Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional

Es un documento expedido por la Secretaría que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución. Es elaborado en la Secretaría de Energía, por la Subsecretaría de Electricidad en colaboración del CENACE y sustituye al Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) que elaboraba la CFE. La principal característica del documento es el contar con indicadores de demanda y necesidades regionales, que sirvan para definir rutas a seguir tanto por parte de la empresa estatal como de la oferta privada.

1.2.2. Creación del CENACE

Con el decreto de creación del CENACE, y mediante la transferencia de los recursos humanos, financieros y materiales por parte de la CFE, se materializa uno de los principales objetivos de la reforma. Con ello, se cumple con el mandato constitucional para la conformación del organismo como un ente público descentralizado de la Administración Pública Federal y sectorizado de la Secretaría de Energía.

El CENACE como operador independiente debe garantizar que la electricidad esté disponible a precios competitivos y de calidad, mediante la operación de un mercado eléctrico mayorista eficiente, confiable y transparente.

Así, con la creación y puesta en operación del CENACE, se asegura que las empresas de la industria eléctrica tengan la certeza jurídica necesaria para sus operaciones y desarrollo. Por otra parte, el CENACE desempeña un papel importante en la creación y operación del mercado eléctrico y la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (véase Figura 1.5).

FIGURA 1. 5. PRINCIPALES ATRIBUCIONES DEL CENACE



Fuente: SENER.

Una actividad importante del CENACE es el llevar a cabo subastas para la celebración de contratos de cobertura eléctrica entre los generadores de energía eléctrica y los representantes de los centros de carga. Además, deberá instruir a transportistas y distribuidores en la celebración del contrato de interconexión de las centrales eléctricas o conexión de los centros de carga.

El CENACE no sólo determinará la asignación y despacho de las centrales eléctricas, de la demanda controlable, también de los programas de importación y exportación con base en criterios de seguridad de despacho y eficiencia económica.

1.2.3. La reestructuración de CFE

La CFE deja de ser organismo público descentralizado y se convierte en una empresa productiva del estado, bajo un régimen completamente competitivo y donde podrá participar en las distintas actividades del mercado a través de empresas subsidiarias y filiales.

La CFE continúa siendo el suministrador del servicio básico de electricidad para usuarios residenciales, así como de pequeños y medianos usuarios bajo el esquema de tarifas

Para lograr el desarrollo de sus actividades como empresa, que generen el valor económico y rentable al Estado, requiere de nuevas normas de administración y organización, con una nueva estructura corporativa, reglas de gestión y una clara rendición de cuentas.

Con la Ley de la CFE, esta empresa contará con una mayor certeza jurídica, para la implementación de los nuevos mecanismos de contratación, adquisición, arrendamiento, servicios, obras y deudas públicas, y responsabilidades administrativas que promuevan la competitividad (véase Figura 1.6).

FIGURA 1. 6. REESTRUCTURACIÓN DE CFE

	← PRE-REFORMA	POST-REFORMA →
GENERACIÓN Se eliminan las barreras de entrada y se fortalece la competencia	 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD + PERMISIONARIOS	 +  COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD + PRIVADOS
CONTROL/DESPACHO El CENACE se independiza de la CFE para operar el SEN y el mercado SPOT	 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	 CENACE Centro Nacional de Control de Energía
TRANSMISIÓN/DISTRIBUCIÓN Áreas estratégicas exclusivas del Estado, con posibilidad de contratar con particulares	 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	OPERARIO:  COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
COMERCIALIZACIÓN Los usuarios calificados pueden pactar precios libremente con los generadores mediante contratos bilaterales. La CRE fija las tarifas de usuarios de suministro básico y la CFE provee el servicio	 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	Usuarios Básicos  COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Usuarios Calificados  Mercado Eléctrico Mayorista

Fuente: SENER.

La CFE, a raíz de la Reforma Energética, estableció un Consejo de Administración que lleve a la empresa a establecer las mejores prácticas internacionales de Gobierno Corporativo. Este consejo será responsable de definir las políticas, lineamientos y la visión estratégica que requiere CFE, sus empresas subsidiarias y filiales. El Consejo está integrado por diez consejeros, siendo el Secretario de Energía, quien lo preside y tiene el voto de calidad.

Las principales funciones del Consejo, son la conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de la CFE, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Así como aprobar, revisar y, en su caso, actualizar anualmente el Plan de Negocios de la CFE y sus empresas subsidiarias, con base en una proyección a cinco años y, conforme a éste, el desarrollar el Programa Operativo y Financiero Anual.

Con respecto al Plan de Negocios de la CFE, éste contendrá los objetivos, líneas y oportunidades de negocio de la empresa; las principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, los proyectos de gran

magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; un diagnóstico de su situación operativa y financiera, así como los resultados e indicadores de desempeño, y los principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales de la empresa, considerando, entre otros aspectos, el comportamiento de la economía a largo plazo, innovaciones tecnológicas, y tendencias en la oferta y demanda.

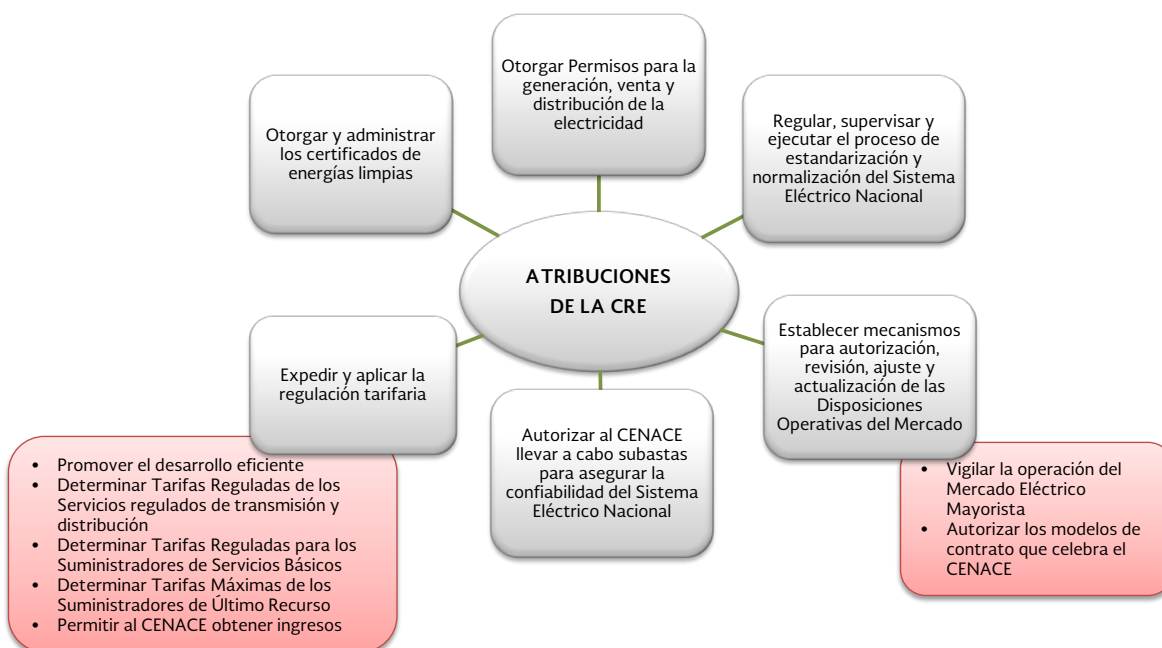
1.2.4. Las nuevas atribuciones de la CRE

Es un órgano desconcentrado de la SENER con autonomía técnica y operativa y está encargada de la regulación de las industrias del gas natural y energía eléctrica en México. Las facultades de la CRE incluyen, por un lado, el otorgamiento y la revocación de permisos para las actividades de generadores privados, incluida la cogeneración y, por otro, la aprobación de los instrumentos de regulación y metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que preste la CFE a los permisionarios, además de elaborar los modelos de convenios y contratos a celebrar con la CFE.

Este órgano regulador se fortalece dada su estabilidad y seguridad presupuestal, lo que le permite beneficiarse de los aprovechamientos y derechos que cobre en el ejercicio de sus funciones.

Asimismo, mediante el fomento de la libre competencia, la CRE garantiza que las licitaciones, contratos y permisos que realicen sean transparentes con acuerdos y resoluciones de carácter público (véase Figura 1.7).

FIGURA 1. 7. NUEVAS ATRIBUCIONES DE LA CRE



Fuente: SENER.

1.3. Bases del Mercado Eléctrico

El martes 24 de Febrero de 2015, se publicó en el portal de internet de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) el proyecto de Bases del Mercado Eléctrico. Por medio de este documento se busca conformar un mercado sólido y estable, con reglas claras y precios acotados.

En el artículo 95 de la LIE se establece que el Mercado Eléctrico Mayorista deberá promover el desarrollo del SEN en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

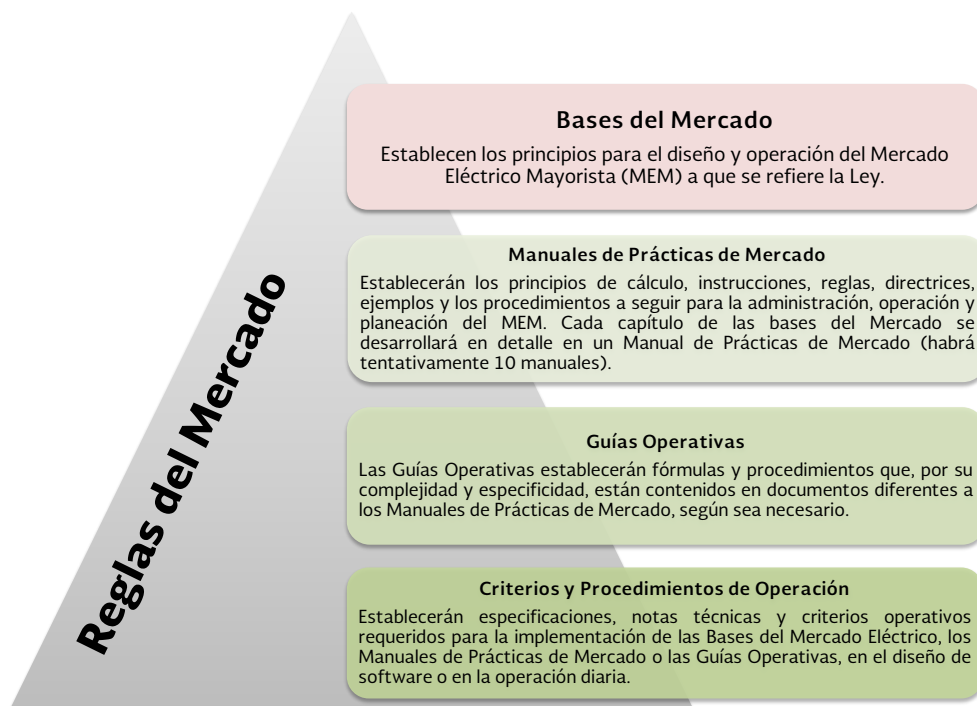
Estas bases son el cimiento para un nuevo mercado eléctrico, donde se busca que exista la libre competencia entre generadores, diversificación de fuentes de energía que resulten en la disminución de costos, reducción de emisiones contaminantes y mayores beneficios para los usuarios agrícolas, domésticos, comerciales e industriales. Aunado a esto, se mantiene el control y operación de la red eléctrica por parte de una empresa productiva del estado.

Las bases del Mercado Eléctrico constan de diez capítulos, en los cuales se define como el CENACE y los participantes del Mercado llevarán a cabo las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

1.3.1. Estructura de las Reglas del Mercado

Las reglas del Mercado se estructuran con la siguiente prelación jerárquica, cada una de las disposiciones que integran las Reglas deberá ser consistente con aquella de la jerarquía superior que le corresponda (véase Figura 1.8).

FIGURA 1. 8. ESTRUCTURA DE LAS REGLAS DEL MERCADO



Fuente: SENER.

La SENER emitirá las primeras Reglas de Mercado, para ello podrá emitir por separado los documentos que integran dichas Reglas, donde se incluirán las bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría determine.

Después de la emisión de las primeras Reglas de Mercado, la CRE estará facultada para emitir las Bases del Mercado Eléctrico y para establecer los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado. Ningún elemento de dichas Reglas limitará las facultades de la CRE.

1.3.2. Componentes de las Bases del Mercado

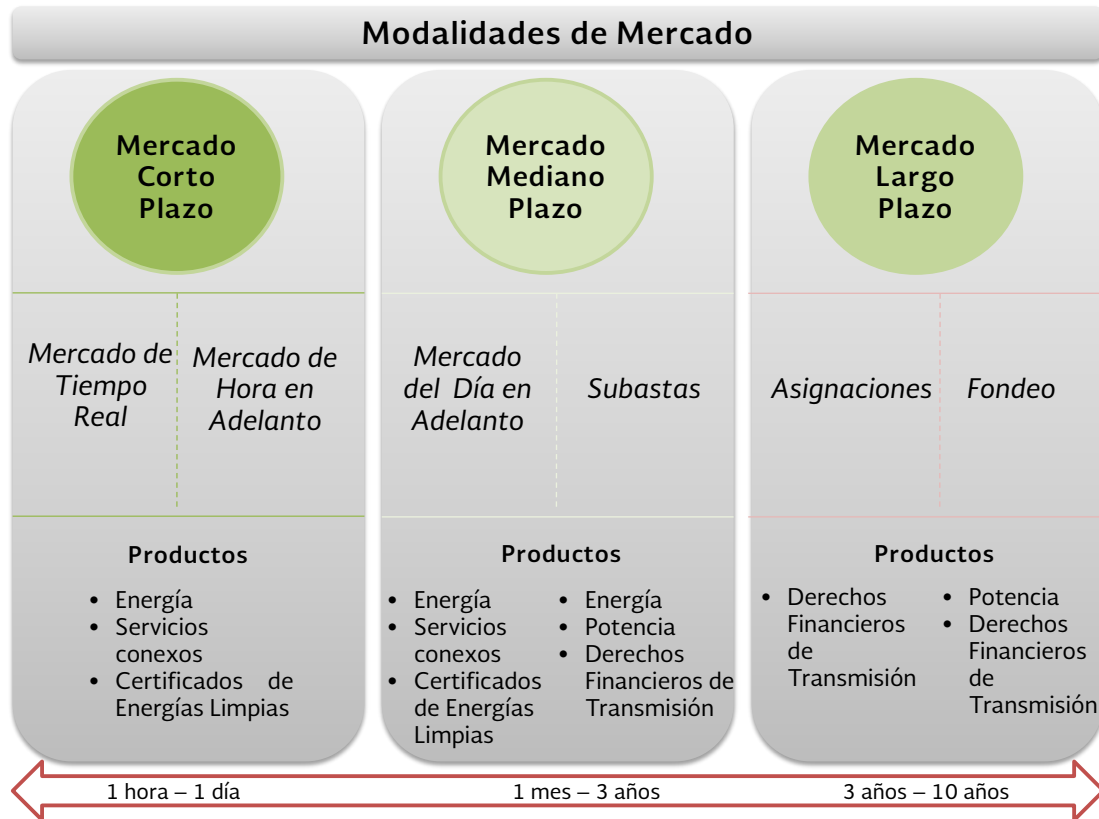
El Mercado Eléctrico Mayorista consta de los siguientes componentes que operarán de manera independiente:

- Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real para energía y Servicios Conexos.
- Mercado de Potencia.
- Mercado de Certificados de Energías Limpias.
- Subastas de Mediano Plazo para energía.
- Subastas de Largo Plazo para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias.
- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

El contenido de estas bases parte de las etapas de implementación; las disposiciones generales que deberán observar los participantes del mercado y el CENACE, destacando los criterios de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga; las normas que rigen el mantenimiento de la confiabilidad del sistema, los procedimientos operativos a ser usados en un estado operativo de emergencia, los requisitos mínimos para la comunicación entre el CENACE y los Participantes del Mercado, así como las obligaciones y responsabilidades relativas a la Confiabilidad que deberán llevar a cabo los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas, Generadores exentos, Participantes del Mercado y el CENACE.

En dichas bases, se describen las operaciones del mercado, desde el modelo de red física que representa los parámetros eléctricos y la topología de los elementos de la red, el modelo comercial del mercado, el despacho de generación hasta la operación del Mercado Eléctrico. Una vez recibidas las ofertas de compra y venta de energía, el CENACE realizará el despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados en los cuales las inyecciones y retiros de energía en cada nodo deberán estar balanceados, además de cumplir los requisitos de reservas establecidos en cada uno de los mercados (véase Figura 1.9).

FIGURA 1. 9. MERCADOS



Fuente: SENER.

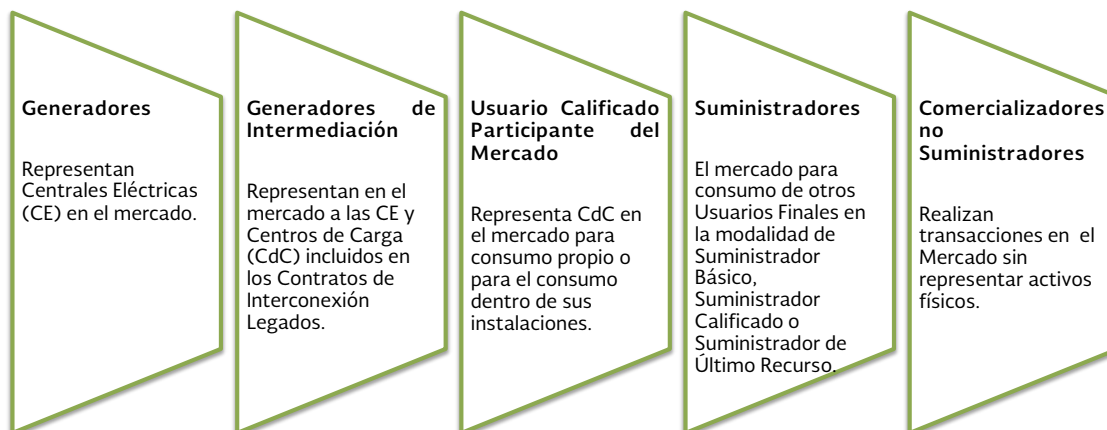
En materia de la Planeación Operativa, las Bases del Mercado Eléctrico estipulan que los participantes del Mercado están obligados a proporcionar al CENACE la información necesaria para la realización de dicha planeación en el mediano plazo con un horizonte de un mes a tres años. Para la planeación a largo plazo las Bases describen los mercados que ayudarán a garantizar la eficiencia y continuidad del SEN y a promover la estabilidad de precios.

Para asegurar un adecuado funcionamiento del mercado eléctrico, las Bases describen los parámetros que deberán registrar los representantes de Centrales Eléctricas a fin de que la unidad de vigilancia del mercado pueda verificar las ofertas realizadas en el MEM. Y, finalmente establece los lineamientos generales para la medición con calidad de facturación la cual es parte fundamental para llevar a cabo las liquidaciones de todas las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista. Así como los procedimientos que deberá llevar a cabo el CENACE para emitir las liquidaciones respectivas a cada uno de los Participantes del Mercado, manteniendo siempre la contabilidad del Mercado Eléctrico en una base de equilibrio.

1.3.3. Participantes del Mercado

Las Bases del Mercado establecen los principios del diseño y operación del MEM y definen las reglas y procedimientos que sus participantes realizarán para comercializar energía, servicios conexos, CELs, potencia, Derechos Financieros de Transmisión, entre otros, en las diferentes modalidades. Los participantes de Mercado representarán Centrales Eléctricas y/o Centros de Carga, según sea su contrato con el CENACE (véase Figura 1.10).

FIGURA 1. 10. PARTICIPANTES DEL MERCADO

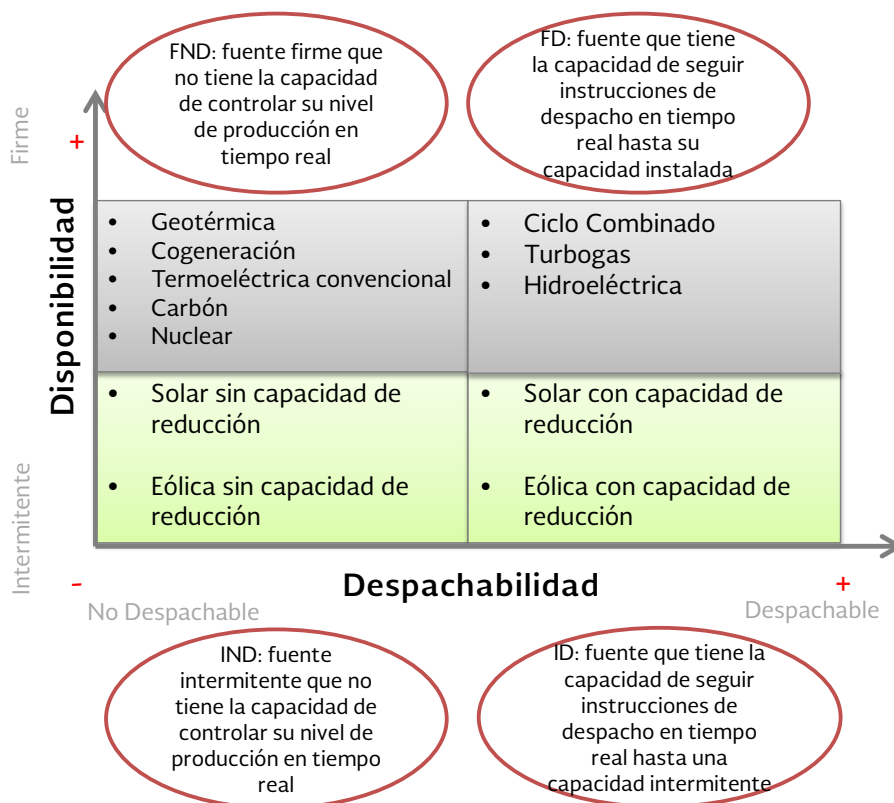


Fuente: SENER.

Cada contrato del participante deberá especificar una sola modalidad de participación en el mercado; sin embargo, podrá tener múltiples cuentas contables para su registro con el CENACE, compartiendo la misma línea de crédito pero siendo un solo participante.

Las Centrales Eléctricas deberán registrarse con un estatus según su grado de capacidad (firme o intermitente) y su despachabilidad (véase Figura 1.11).

FIGURA 1. 11. CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS



Fuente: SENER.

1.3.4. Subasta de Largo Plazo para energías limpias y potencia

En noviembre de 2015, la CRE, junto con la Subsecretaría de Electricidad, se dio inicio a la primera subasta de largo plazo para energías limpias y potencia. Se presentó el calendario de ejecución descrito a continuación:

- 10 noviembre 2015 – Manual: Dictamen Final COFEMER
- 11 noviembre 2015 – Manual: Enviado a Diario Oficial
- 18 noviembre 2015 – Manual: Publicación en Diario Oficial
- 19 noviembre 2015 – Publicación Convocatoria
- 30 noviembre 2015 – Publicación Bases de Licitación
- 20 enero 2016 – Recepción de Ofertas de Compra
- 26 enero 2016 – Notificación de Cantidades a Subastar
- 29 enero 2016 – Ofertas de Venta: precalificación
- 29 marzo 2016 – Ofertas de Venta: ofertas económicas
- 31 marzo 2016 – Fallo

De este modo, la primera subasta, cuya convocatoria fue abierta en noviembre de 2015, iniciará contratos de 2017 al 2020. En esta primera subasta, los requisitos de los CELs en 2018 son de 5.0% de consumo de fuentes limpias, y se espera que la capacidad equivalente sea entre 1,500.0 y 2,500.0 MW.

Para la segunda subasta, a realizarse en abril de 2016, se considerarán los contratos a iniciar a partir de 2019 al 2021, cuya cuota será mayor al 5.0% del consumo de electricidad por fuentes limpias.

1.4. Lineamientos de los Certificados de Energías Limpias

Los artículos 121 y 126, fracción II, de la LIE señalan, respectivamente, que la Secretaría establecerá las obligaciones para adquirir Certificados de Energías Limpias e instrumentará los mecanismos que se requieran para dar cumplimiento a la política en la materia, así como los criterios para su adquisición en favor de los Generadores y Generadores Exentos que produzcan electricidad por medio de Energías Limpias.

Los Certificados de Energías Limpias son títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias, y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga y, así, las metas nacionales se convertirán en obligaciones individuales.

Los CELs son un instrumento para promover nuevas inversiones en la generación de energía limpia, ya que competirán diferentes tecnologías entre sí para cumplir las metas del sector eléctrico a un menor costo, fomentando el desarrollo del SEN y la diversificación de la matriz energética. Se podrán comprar o vender por los generadores y distribuidores en proporción a su consumo en caso de no cubrir el porcentaje mínimo que el Estado establece, es decir, el 5.0% de generación de energía a partir de fuentes limpias, a partir de 2016. De no hacerlo, el productor o el distribuidor deberán pagar la multa que impondrá la autoridad, la cual representará el precio máximo de los certificados.

De esta manera, los generadores de energías renovables pueden obtener beneficios al vender dos bienes:

1. La electricidad que generan y venden a la red o a consumidores fuera de la red.
2. Los CELs materializados en bonos comerciales.

FIGURA 1. 12. LINEAMIENTOS PARA LA OBTENCIÓN DE CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS

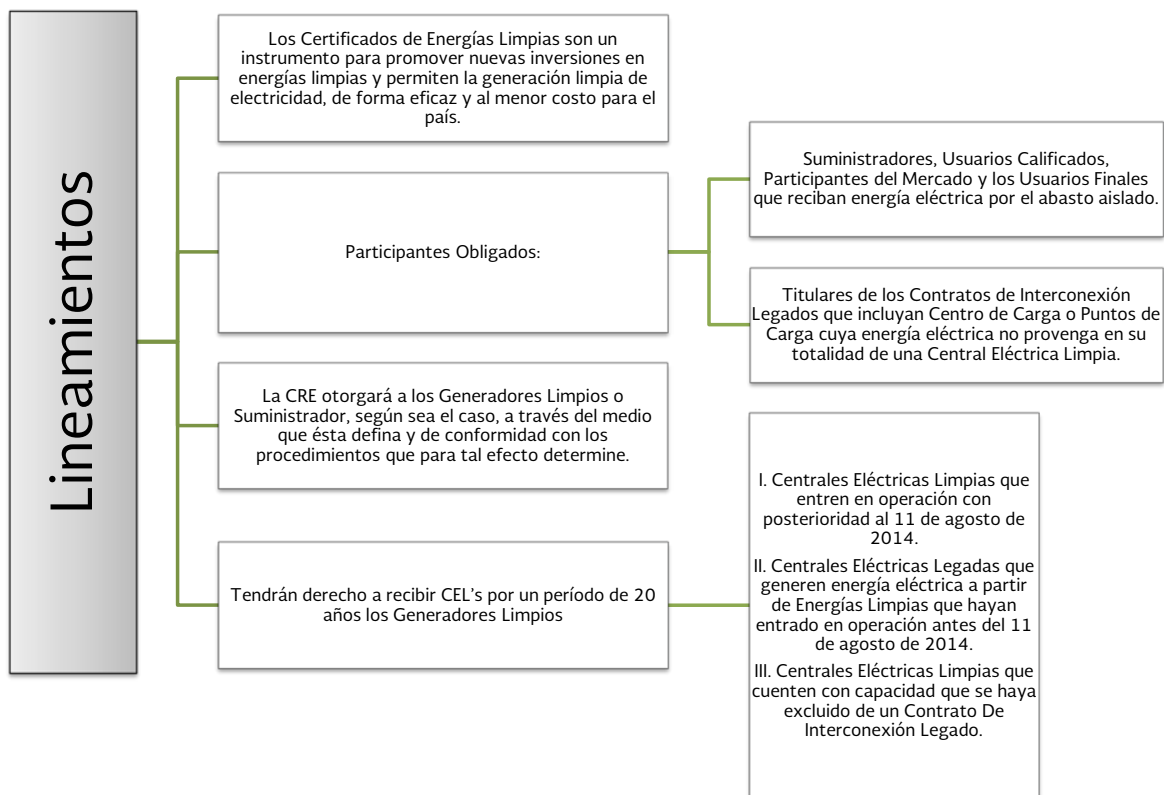


Figura: SENER.

En el primer trimestre de 2015 la Secretaría estableció los Requisitos de los CELs, 5.0%, que serán exigibles en 2018, año a partir del cual se otorgarán CELs a Generadores Limpios. Los requisitos de CELs exigibles para los años 2016 y 2017 serán cero.

1.5. Criterios de Interconexión

El CENACE publicó en el mes de Junio de 2015, en el Diario Oficial de la Federación, los Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga, los cuales tienen por objetivo establecer los requisitos, tiempos y reglas que debe cumplir un interesado al solicitar conectarse a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o a las Redes Generales de Distribución (RGD). Dichos criterios se sometieron a consulta mediante la COFEMER y fueron autorizados por la CRE, con el fin de cumplir con los principios de transparencia, certidumbre e integración de los participantes del SEN.

Dentro de los criterios se puede determinar el alcance de los estudios de viabilidad, así como los aspectos operativos del proceso de atención y seguimiento a las solicitudes de conexión por parte del CENACE y el total de días hábiles y los costos que deberán ser cubiertos por el interesado.

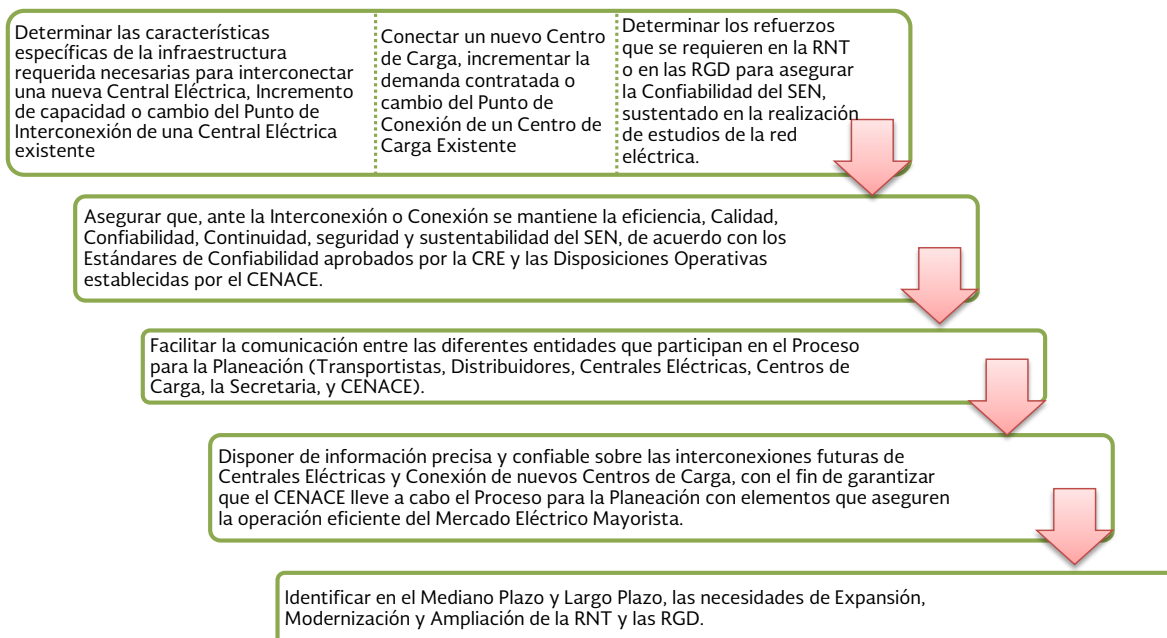
El objetivo general de los criterios, como se muestra en la Figura 1.13, es establecer los tipos de estudios que podrá solicitar el representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, a fin de que el CENACE defina

las características específicas de la infraestructura y requerimientos necesarios para llevar a cabo la Interconexión o Conexión a la RNT o RGD de:

I. Nuevas Centrales Eléctricas, incremento de la capacidad o cambio del Punto de Interconexión de una Central Eléctrica existente.

II. Nuevos Centros de Carga, incremento en la demanda contratada o cambio del Punto de Conexión de un Centro de Carga existente.

FIGURA 1. 13. OBJETIVOS ESPECÍFICOS DE LOS CRITERIOS DE INTERCONEXIÓN



Fuente: SENER.

Con el establecimiento de los criterios, los interesados cuentan con transparencia y un acceso no discriminatorio a las redes de transmisión y distribución, para continuar con certidumbre en sus proyectos de inversión. Siendo estas garantías plasmadas en la LIE y a partir de las cuales se da un paso más en la consolidación del marco normativo que permita asegurar la eficiencia, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

EL SECTOR ELÉCTRICO EN AMÉRICA DEL NORTE

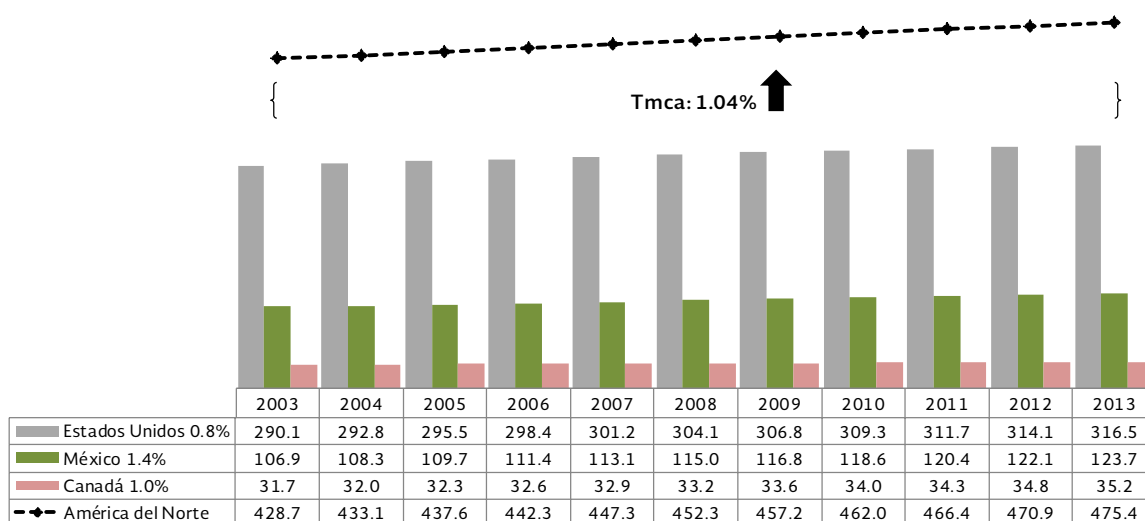
A nivel mundial, el sector eléctrico tiene un compromiso claro: la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI). Ante esto, las políticas de todos los países deben impulsar una transición energética hacia un sector sustentable, eficiente y menos dependiente de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.

Este capítulo muestra el comportamiento de los mercados eléctricos en los tres países que componen la región de América del Norte. Aun cuando hoy en día no existe un intercambio considerable de energía eléctrica entre México y los Estados Unidos de América (EUA),¹ si hay una fuerte dependencia en materia de fuentes primarias, como es el caso del gas natural, para la producción de electricidad en México.

2.1. Consumo de energía eléctrica

El crecimiento de la población en la región ha sido moderado, con una tasa anual de 1.04% en el período de 2003-2013. En la Figura 2.1 se observa que el país con menor crecimiento poblacional es EUA, que por otro lado concentra el 66.5% del total de la región, lo que se traduce en una mayor demanda de energéticos.

FIGURA 2. 1. POBLACIÓN TOTAL AMÉRICA DEL NORTE, 2003-2013
(Millones de personas)

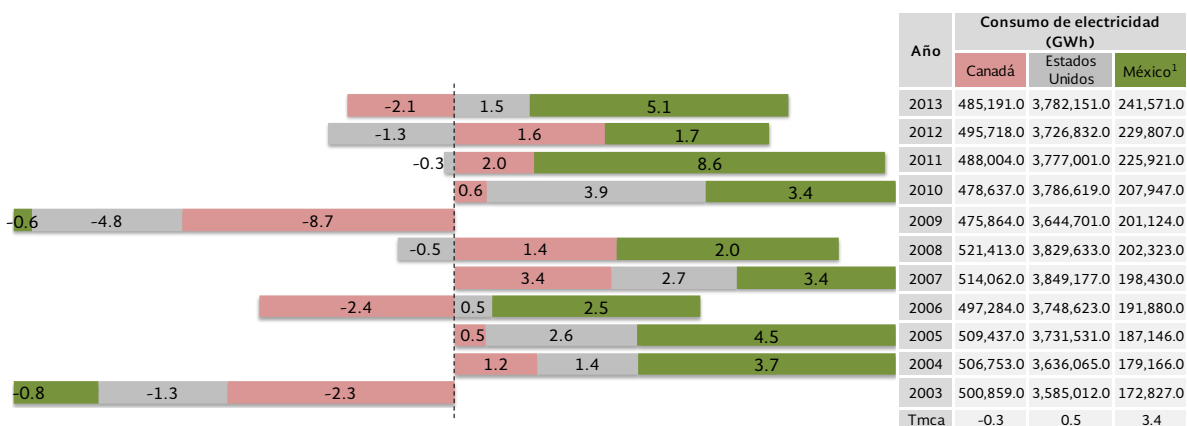


Fuente: SENER con información del Banco Mundial.

El crecimiento del consumo de electricidad de América del Norte ha tenido fluctuaciones en torno a diversos momentos económicos de la región. EUA concentró el mayor consumo de electricidad, con el 84.2% en promedio a lo largo de la década, por efecto de la creciente demanda de recursos energéticos necesarios para su expansión económica. Por otra parte, México presenta la tasa de crecimiento anual más alta entre los tres países 3.4%, derivado del rápido crecimiento y al incremento de la actividad industrial, que consumen mayores cantidades de electricidad (véase Figura 2.2).

¹ Si existe un intercambio de energía eléctrica entre México y Estados Unidos, más se detalla en el siguiente capítulo.

FIGURA 2. 2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN AMÉRICA DEL NORTE, 2003-2013
(GWh, variación anual)

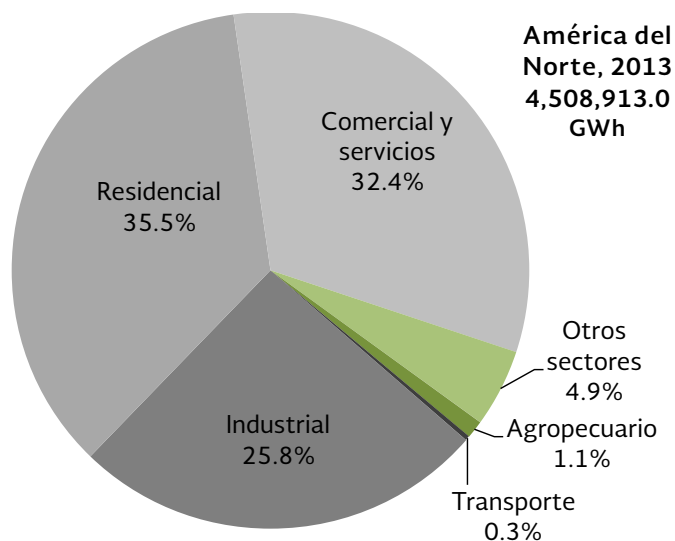


¹ Servicio Público

Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

Del total del consumo de electricidad en la región, el sector con mayor participación es el sector residencial con el 35.5%, el equivalente a 1,600,735.0 GWh (véase Figura 2.3.)

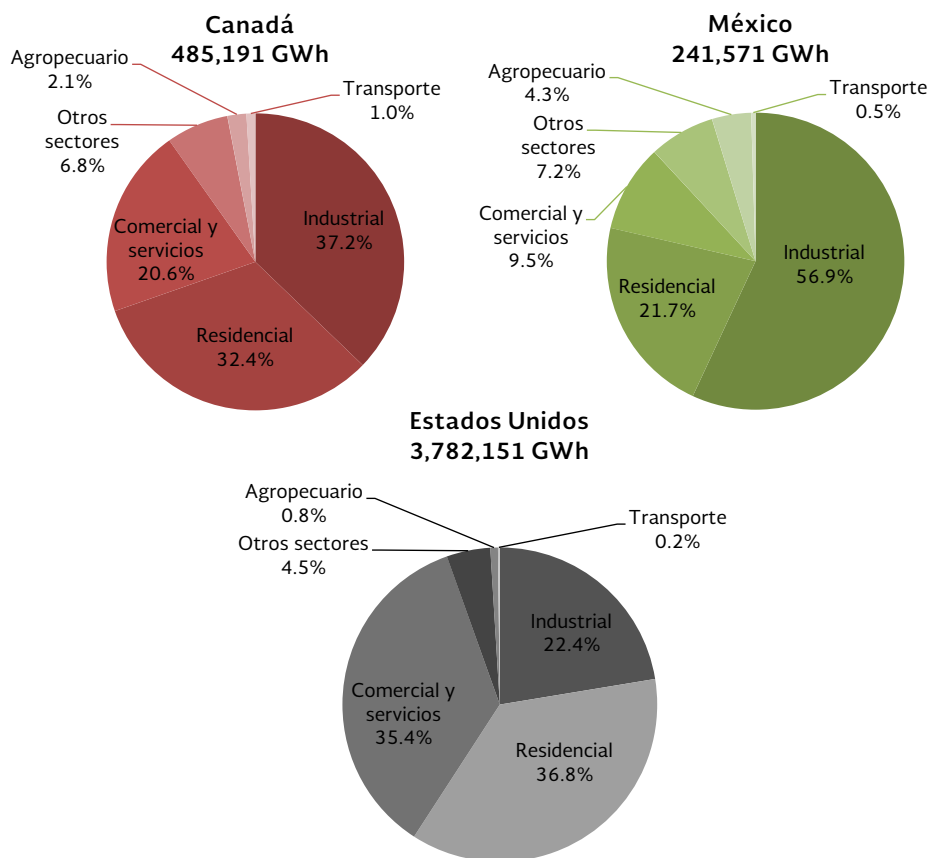
FIGURA 2. 3. CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR EN AMÉRICA DEL NORTE
(Porcentaje)



Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

De manera desglosada, se puede observar como la composición del consumo final de electricidad varía para cada país. En México el sector industrial es el mayor consumidor con más del 50% del total de la demanda, para Canadá, aun cuando este sector sigue siendo el principal demandante, su consumo es muy similar el del sector residencial, en EUA, el mayor consumidor es el sector residencial (véase Figura 2.4).

FIGURA 2. 4. COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR, 2013
(GWh, porcentaje)



Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

2.2. Capacidad eléctrica neta

Ante el creciente consumo de electricidad, es necesario expandir la infraestructura para que responda a tales necesidades. El incrementar la capacidad para la generación eléctrica, requiere de considerar varios factores que influyen en las decisiones de inversión, como lo son la disponibilidad de combustible en el área donde se instalarán las centrales, los costos de las diversas tecnologías a elegir, los efectos contaminantes, entre otros.

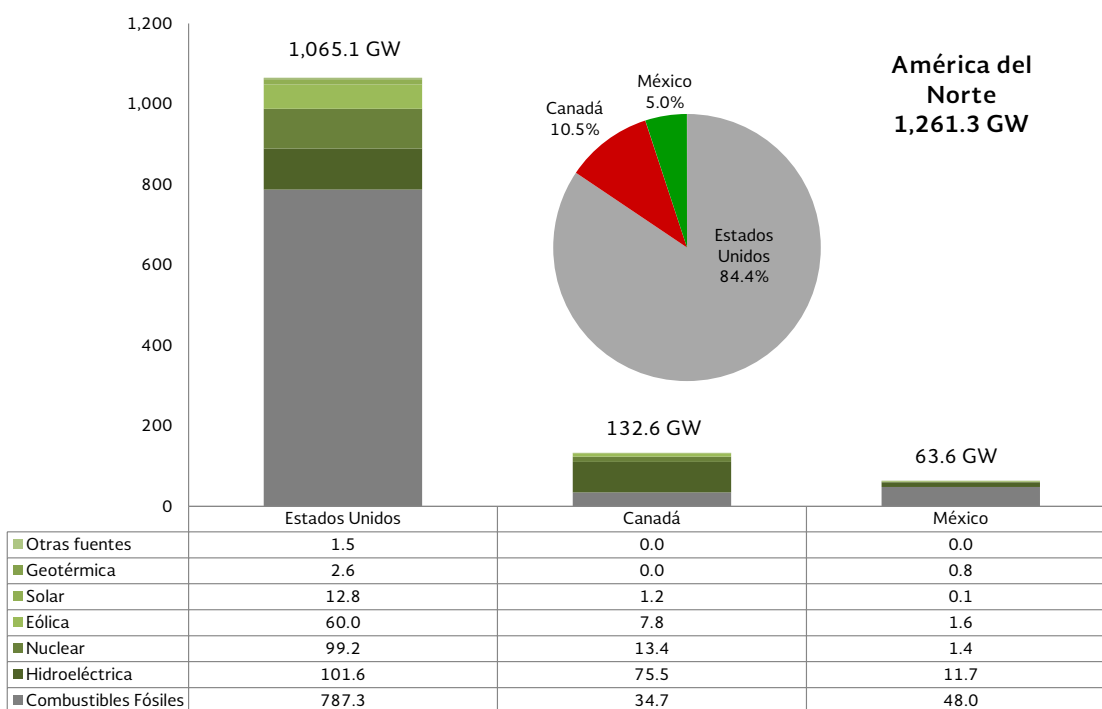
La capacidad de electricidad para la región de América del Norte en el año 2013, fue de 1,261.3 GW, de los cuales el 84.4% se concentró en EUA (véase Figura 2.5). De manera general, los combustibles fósiles predominan en esta región con el 68.9% (870.0 GW) del total de capacidad (principalmente el gas natural), dejando en segunda y tercera posición las fuentes de energía hidroeléctrica y nuclear, con 188.8 y 114.0 GW respectivamente.

EUA es también el país con mayor capacidad eléctrica a nivel mundial, con un total de 1,065.1 GW en 2013. De esta capacidad, el 73.9% corresponde a los combustibles fósiles, mientras que de las fuentes limpias se destaca la participación de la energía nuclear y la hidroeléctrica con el 9.3% y 9.5% respectivamente, de la capacidad instalada total.

En el caso de Canadá, las centrales hidroeléctricas, representan la mayor capacidad eléctrica con 75.5 GW (equivalente al 56.9% del total), dado que sus condiciones geográficas favorecen la inversión en este tipo de energía limpia.

FIGURA 2. 5. CAPACIDAD ELÉCTRICA NETA EN AMÉRICA DEL NORTE, POR TIPO DE FUENTE DE ENERGÍA, 2013

(GW, participación porcentual)



¹ Incluye generación centralizada y autogeneración de energía eléctrica.
Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

Aun cuando México mantiene una importante capacidad de generación² con base en combustibles fósiles, ha buscado mecanismos para promover la diversificación de su matriz energética. En este sentido, se busca impulsar el desarrollo de fuentes como la energía geotérmica y eólica que buscan incrementar su participación en el total de la capacidad eléctrica neta.

A nivel regional, se busca que la nueva capacidad de generación eléctrica a introducir sustituya a plantas con alto nivel de contaminantes o ineficientes, de ahí que exista un constante intercambio entre estos países de información tecnológica que contribuya al mejoramiento del parque de generación en la región de América del Norte.

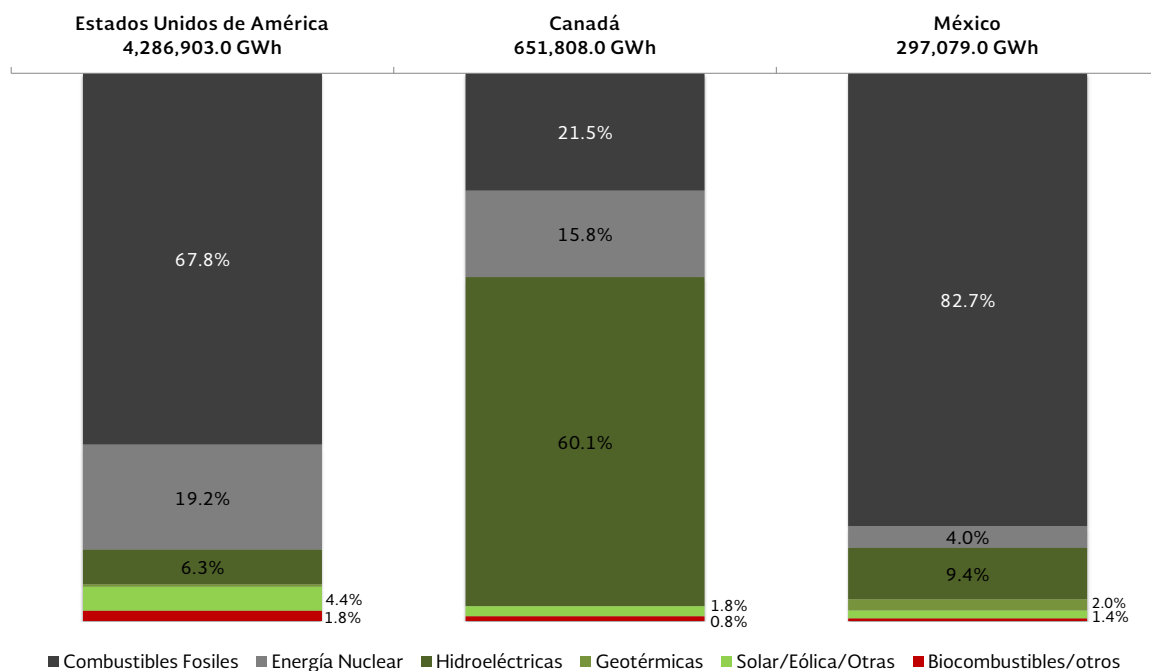
2.3. Generación de energía eléctrica en América del Norte

En 2013, la producción de energía eléctrica de América del Norte creció 0.7% con respecto a 2012, para ubicarse en 5,235,790.0 GWh. Este incremento en comparación al crecimiento mundial, que fue de 2.9% producto del crecimiento constante de la región Asiática, es inferior entre esos mismos años.

El país con mayor participación del total de la generación de América del Norte fue EUA con el 81.9%, el equivalente a 4,286,903.0 GWh (Véase Figura 2.6).

² Ver 3.4.1 Capacidad Instalada en el Capítulo 3 de esta prospectiva

FIGURA 2. 6. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE DE ENERGÍA PARA AMÉRICA DEL NORTE, 2013
(GWh)



Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

2.3.1. Fuentes de energía para la generación

Generación por Combustibles Fósiles

En la región de América del Norte el combustible fósil con mayor uso para la generación de electricidad fue el carbón. Tuvo un incremento de 3.8% entre 2012 y 2013, para ubicar la generación a partir de dicho combustible en 1,809,528.0 GWh. Sin embargo, el panorama está cambiando y se espera que el gas natural, se convierta en la principal fuente de energía para la generación de esta región, misma que en 2013 se situó en 1,391,377.0 GWh (véase Cuadro 2.1).

CUADRO 2. 1. FUENTES DE ENERGÍA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA AMÉRICA DEL NORTE, 2013.
(GWh)

País	Carbón	Derivados del Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Hidráulica	Geotermia	Solar/Eólica	Biocombustibles	Total
América del Norte	1,809,528.0	92,251.0	1,391,377.0	936,593.0	690,608.0	24,492.0	205,994.0	84,947.0	5,235,790.0
Estados Unidos	1,712,408.0	36,858.0	1,158,454.0	822,004.0	270,856.0	18,422.0	189,730.0	78,171.0	4,286,903.0
Canadá	65,158.0	7,512.0	67,172.0	102,789.0	391,750.0	0.0	11,973.0	5,454.0	651,808.0
México	31,962.0	47,881.0	165,751.0	11,800.0	28,002.0	6,070.0	4,291.0	1,322.0	297,079.0

Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

En EUA, el 67.8% del total de generación eléctrica es con base en combustibles fósiles, dentro de los cuales destaca el carbón con una generación de 1,712,408.0 GWh, 1,158,454.0 GWh de gas natural y 36,858.0 GWh de generación los derivados del petróleo o petrolíferos.

En Canadá por su parte, sólo el 21.5% de su generación proviene de combustibles fósiles, siendo el gas natural y el carbón los que mayor participan en casi la misma proporción.

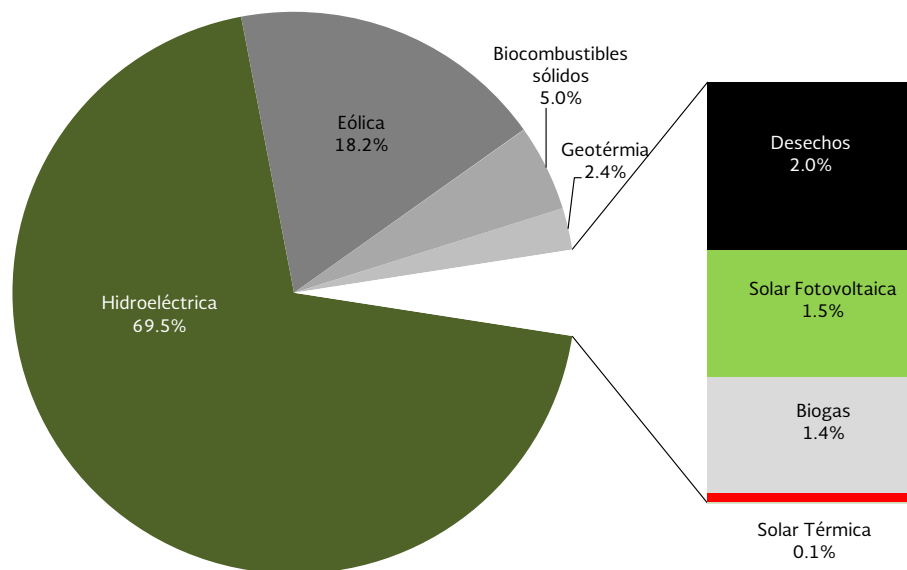
Finalmente, para el caso de México, en el año 2013, del 82.7% de su generación proveniente de combustibles fósiles, el gas natural concentró la mayor participación no sólo dentro de los fósiles, sino de toda la matriz de generación eléctrica. La participación dentro de la generación de cada fuente de energía se desglosará con mayor detalle en el siguiente capítulo.

Generación por Combustibles no Fósiles

La generación a partir de energía renovable y fuentes limpias, avanza rápidamente en la región de América del Norte, incrementando su participación en la matriz de energía eléctrica. En 2013, la generación por combustibles no fósiles fue de 37.1%, 1,942,634.0 GWh. Asimismo, la región ha presentado un fuerte crecimiento en años recientes en la generación hidroeléctrica y a partir de fuentes eólicas, 69.5% y 18.2% respectivamente, (véase Figura 2.7). Para el primer caso, Canadá es el mayor usuario de esta fuente de energía con una generación de 391,750.0 GWh para el año 2013, cifra que representa 56.7% del total de generación toda partir de esta fuente en América del Norte.

Para el caso del aprovechamiento de la energía eólica, existen muchos proyectos en toda la región que buscan incrementar la participación de esta fuente de generación, aprovechando las ventajas del creciente desarrollo tecnológico que se ha tenido en los últimos años que han resultado en una disminución de los costos de generación. EUA concentra el 91.4% del total de generación proveniente de dicha fuente (169,713.0 GWh).

FIGURA 2. 7. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTES RENOVABLES¹ EN AMÉRICA DEL NORTE, 2013.
(Porcentaje)



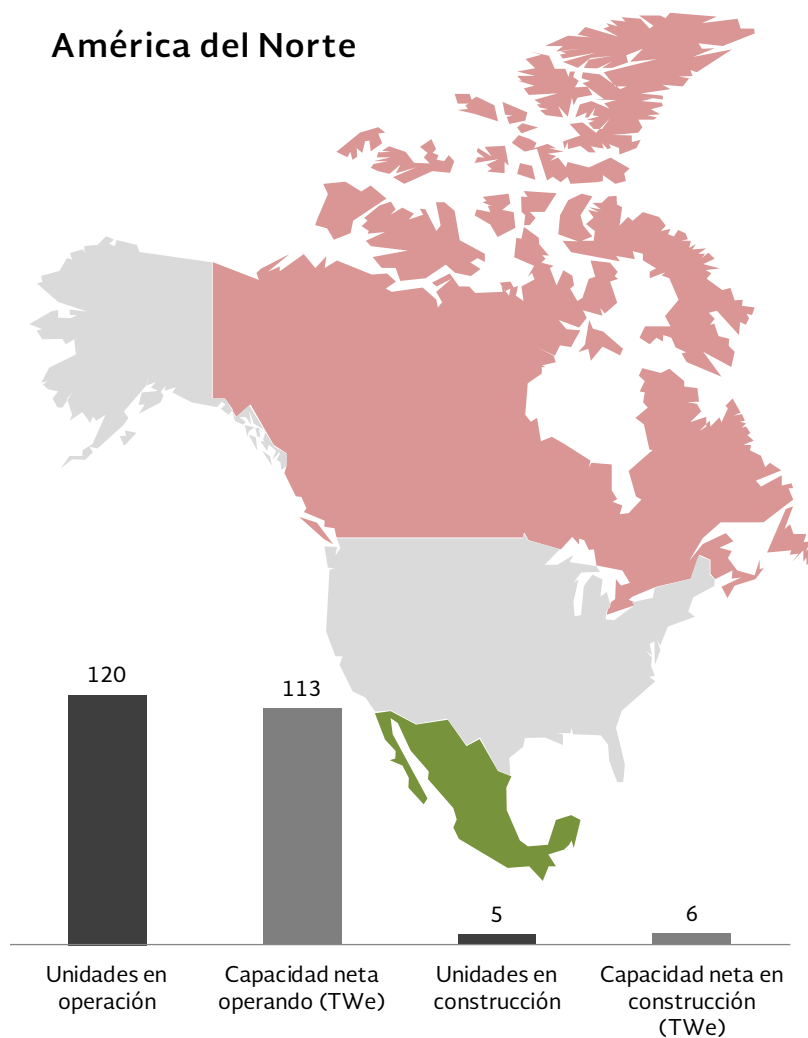
¹ No se consideró Energía Nuclear
Fuente: Electricity Information 2015, International Energy Agency.

La energía nuclear es una fuente energética limpia cuyas características permiten el suministro de energía eléctrica de manera confiable y con un bajo impacto ambiental. Esto se debe a que este tipo de tecnología no

requiere de combustión para su funcionamiento, sino que la energía se obtiene a partir de la fisión de átomos en donde se producen grandes cantidades de ésta que se emplean para generar electricidad. Esta energía, dentro de las energías limpias, es la fuente energética con mayor participación en la generación de electricidad (véase Cuadro 2.1), para el bloque de América del Norte con 936,593.0 GWh, es decir, 40.0% del total de generación eléctrica.

En la región hay 120 unidades en operación, de las cuales 99 se sitúan en EUA, 19 en Canadá y 2 en México (véase Figura 2.8). En EUA se encuentran en construcción cinco unidades con una capacidad neta de 6.0 TWe (véase Figura 2.8).

FIGURA 2. 8. REACTORES NUCLEARES EN OPERACIÓN COMERCIAL Y EN CONSTRUCCIÓN EN AMÉRICA DEL NORTE.



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

Cabe mencionar que durante el proceso de generación eléctrica con este tipo de energía, no se generan emisiones de gases efecto invernadero que posteriormente se liberen a la atmósfera. Asimismo, reduce la dependencia energética hacia el exterior y produce electricidad de forma constante con precios estables y predecibles ya que, a diferencia de las tecnologías que emplean combustibles fósiles para la generación eléctrica, el Uranio empleado no representa una alta proporción dentro de los costos de generación. Estas ventajas relativas resultan en que cada vez más gobiernos apuesten por el mantenimiento de las centrales nucleares en sus países y la construcción de nuevas plantas.

2.4. El mercado de gas natural en América del Norte y su vínculo con el mercado eléctrico

El gas natural ofrece muchas ventajas sobre el carbón. Las centrales de ciclo combinado con base en gas natural tienen mayor eficiencia térmica y emiten la mitad de CO₂ en comparación con las centrales termoeléctricas con base en carbón. Además, son más rápidas de construir, poseen menor oposición o resistencia de las localidades aledañas y su costo de capital es inferior. Las plantas de generación de gas también ofrecen mayor flexibilidad que las plantas de carbón en términos de adaptar su nivel de producción a la variabilidad existente en el sistema eléctrico, asociada con el aumento en el uso de fuentes intermitentes de generación (eólica y fotovoltaica).

La relación entre los precios del carbón, el gas y CO₂ es un factor determinante en la sustitución de estos combustibles en el sector eléctrico. A nivel mundial, desde 2010, los cambios relativos en el precio del gas y del carbón han dado lugar a una pérdida de competitividad para gas, reforzada por el colapso de los precios del CO₂.

Lo anterior se explica, en parte, por la contracción del mercado interno de carbón en los EUA, en donde la demanda por este combustible se redujo 20% entre 2008 y 2013. Ante esto, las empresas mineras recurrieron a los mercados externos, y en particular Europa. La afluencia de carbón de EUA, en un mercado internacional que ya está bien abastecido, ha creado un excedente de la oferta, resultando en una caída de los precios. El precio del carbón importado en Europa se redujo un 32% entre agosto de 2011 y diciembre 2013. Por el contrario, el precio medio del gas importado en Europa, que se encuentra estrechamente relacionado con los precios de petróleo, aumentó en un 42% entre 2010 y 2013, situación que puede aprovechar los países de la región para exportar sus excedentes a mercados como el descrito, que presentan precios superiores, en forma de gas natural licuado.

A nivel regional, América del Norte presenta una situación opuesta a la de la mayor parte de las regiones. Debido a que en EUA, el gas de lutitas representa una fuerte competencia para el carbón en la matriz de generación eléctrica del país. De hecho, entre 2008 y 2013, la proporción de carbón en el mix eléctrico de EUA se redujo de 48.0% a 39.0% (a pesar de una recuperación de la demanda de carbón en 2013). Un punto a destacar es que, por primera vez, en abril del presente año, EUA generó más electricidad a partir de gas que a partir del carbón, situación que muestra como el gas de lutitas está imponiendo una creciente presión sobre la industria minera del país. La transición del carbón al gas natural está ocurriendo rápidamente a lo largo de toda la región Este de EUA, pero se encuentra relativamente estancada en las regiones centrales y occidentales. Este cambio desigual se genera debido a las diferencias en los costos de los precios del combustible, metas de energía renovable, limitaciones de infraestructura, la regulación y otros factores que difieren entre los diferentes estados.

Aun cuando en ese país, el sector eléctrico experimenta actualmente el mayor crecimiento en la demanda de gas natural, seguido por la industria y el transporte, no todos los sectores que utilizan gas natural están creciendo con el mismo dinamismo, ni todas las regiones en EUA experimentan un rápido cambio en la demanda de gas natural para generación eléctrica.

La revolución del gas de lutitas ha ido acompañada de un impulso al sector manufacturero de EUA, que aprovecha el suministro de gas abundante a precios relativamente bajos y estables. De hecho, en la industria, la demanda de gas natural presentaba una tendencia a la baja durante la década de 1990 y principios de 2000, pero comenzó a incrementarse a partir de la reducción en los precios provocadas por la abundante oferta interna. Sin embargo, se estima que el futuro crecimiento de la demanda en el sector industrial sea relativamente bajo, especialmente comparado al del sector eléctrico, en donde se espera que la demanda se incremente en los próximos 5-10 años asociada a estimaciones de precios bajos y a que las nuevas regulaciones ambientales favorecen una menor generación a partir de fuentes intensiva en emisiones de CO₂.

Otro destino de la oferta de gas de EUA serán los mercados internacionales, es decir, las exportaciones de gas natural a través de gasoductos y GNL. Los EUA son actualmente el mayor productor de gas natural en el mundo, pero sigue siendo un importador neto del mismo, principalmente de Canadá. Se espera que esto

cambie en los siguientes años, conforme entren en operación las terminales de exportación de GNL y los nuevos gasoductos hacia México,

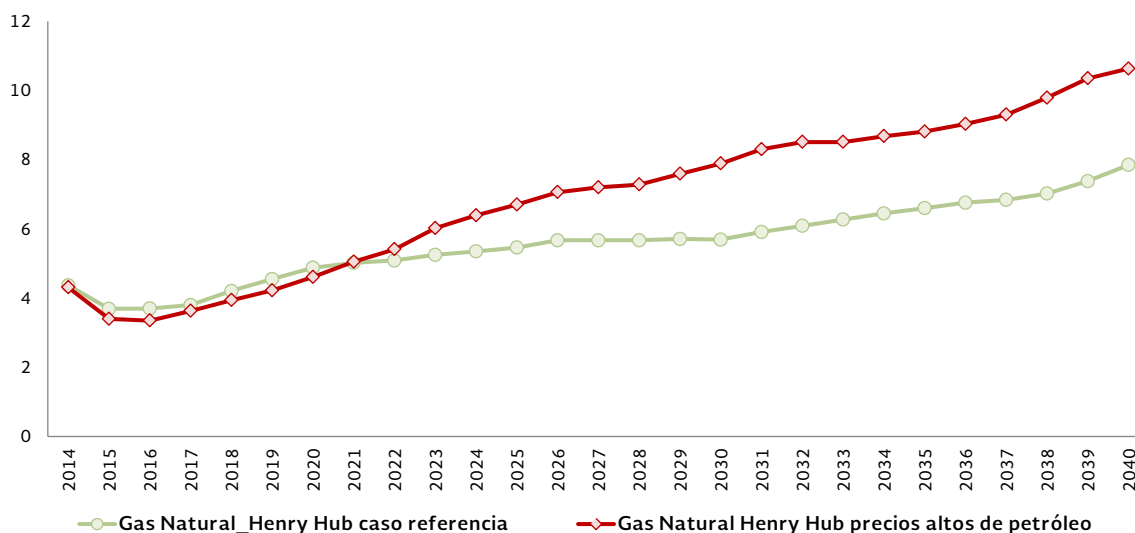
Este crecimiento en las exportaciones podría afectar los precios de gas natural en México, y alterar la inversión y operación de centrales de ciclo combinado, modificando las decisiones en el sector. Aun así, se estima que existe abundante oferta lista para entrar en el mercado, en cuanto los precios de gas se incrementen.

En este sentido, es claro el impacto en los precios del gas en la matriz energética de generación. Por ello, es necesario prestar atención y estudiar sobre cuáles son las posibles trayectorias del precio de este combustible. Los precios del gas natural se verán influidos por una serie de factores, incluyendo los precios del petróleo, la disponibilidad de recursos, y la demanda de gas natural. En el caso de la referencia de la *Energy Information Administration* (EIA por sus siglas en inglés), el precio spot del gas natural Henry Hub (en dólares de 2013) se eleva de 3.6 dólares por millón de BTU's (USD/mm BTU) en 2015 a 4.8 USD/mmBTU en 2020 y a 7.8 USD/mm BTU2040, como resultado del aumento en la demanda del sector residencial y a que en los mercados internacionales la producción proviene de recursos cada vez más caros.

Otro escenario de la EIA considera precios más altos para el mercado spot de gas natural en Henry Hub relacionado con precios de petróleo más elevados. Este escenario supone el mismo nivel de disponibilidad de recursos que en el Caso de Referencia, pero diferentes precios del crudo. Los altos precios del crudo tienen un impacto en las exportaciones de GNL de Estados Unidos, ya que este tipo de contratos internacionales están, en su mayoría, ligados a los precios del crudo, haciendo más atractiva la exportación de gas.

En este escenario, se espera que el precio spot del gas natural Henry Hub se mantenga en niveles cercanos al precio de caso de la referencia hasta 2020; sin embargo, el incremento en las exportaciones de GNL eleva el precio medio del Henry Hub hasta 10.6 USD/mmBTU hacia el final del periodo de estudio, es decir, 35% más alto en comparación con el Caso de Referencia. Las exportaciones acumuladas de GNL de 2015 a 2040 en este escenario son más del doble en comparación con el Caso de Referencia (véase Figura 2.9).

FIGURA 2. 9. PRONÓSTICOS DE PRECIOS DEL GAS, 2015-2040
(2013 USD/mmBTU)



Fuente: SENER con información de U.S. Energy Information Administration

2.5. Tendencias internacionales de electricidad

Ante el compromiso en todas las regiones del mundo de reducir las emisiones de CO₂, los países buscan diversificar la matriz energética. De igual manera, el incremento en la participación de fuentes de energía que aprovechen los recursos locales, como las energías renovables, ayudan a la seguridad energética, minimizando a su vez el impacto de los precios de los combustibles fósiles y de su volatilidad

Hoy en día, las políticas están favoreciendo a las opciones energéticas de bajas emisiones de CO₂, como es la propuesta de incrementar los impuestos en las emisiones, que provienen principalmente de combustibles fósiles, como medida de mitigación. Por otra parte, la transición energética mundial también considera el incremento de la eficiencia energética en los sectores industriales, comercial y residencial como otra medida para disminuir dichas emisiones. Además del pronto retiro de centrales de combustibles fósiles, como el carbón y el combustóleo, menos eficientes y la factibilidad de una prohibición para su construcción.

Finalmente, otra medida importante para la reducción de emisiones de CO₂, es el incrementar las inversiones en tecnologías renovables en el sector eléctrico y eliminar subsidios a los combustibles fósiles.

Para los pronósticos a 2040, el presente documento emplea el World Energy Outlook 2015 (WEO)³ el cual considera diferentes tipos de escenarios:

- Escenario con Políticas Actuales (CPS por sus siglas en inglés),
- Escenario con Nuevas Políticas (NPS por sus siglas en inglés), que es el central y,
- Escenario 450. Para los tres escenarios se considera 2013 como el año de referencia para las proyecciones de largo plazo.

El primer escenario, sólo toma en consideración aquellas políticas que, como medidas de ejecución, habían sido adoptadas formalmente a mediados de 2015 y que toman el supuesto de que se mantienen sin cambios. En este escenario se visualiza como evolucionaría los mercados energéticos globales sin intervención política alguna, proporcionando así un punto de referencia para valorar las medidas a considerar y evitar las consecuencias del cambio climático.

El segundo, considera que la relación entre el crecimiento económico mundial, la demanda de energía y las emisiones se debilita; países como China, que están presentando una propuesta a un nuevo esquema de comercio de carbono, ya que está programando cambios estructurales en su economía, principalmente enfocadas al sector energético; algunos países Europeos, alcanzan un punto de saturación en la demanda de servicios de energía; la mayoría de los países adoptan tecnologías más eficientes y existe un fuerte esfuerzo para combatir el cambio climático. También considera políticas como programas de apoyo para las energías renovables, promoción de combustibles fósiles alternativos, fijación de precios del carbono y la ampliación, reducción o eliminación gradual de la energía nuclear.

En el Escenario 450 se consideran premisas a partir de las cuales, se busca limitar el calentamiento global a 2°C y que será posible de alcanzar mediante el fomento de tecnologías limpias que están cerca de convertirse en fuentes disponibles a escala comercial y mundial, con el abaratamiento de sus costos. En dicho escenario, se establece un límite a la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera a cerca de 450 partes por millón (450 ppm) de CO₂, equivalente.

Tanto la demanda como la capacidad se mostrarán con el escenario NPS, esto es porque las acciones consideradas en los supuestos del escenario son realmente compromisos hechos en la COP 21. Y a modo de comparativo, en generación se muestran los escenarios CPS y 450 S, para comprender el impacto que se tendría en caso de no llevar a cabo las nuevas medidas de política energética en todo el mundo.

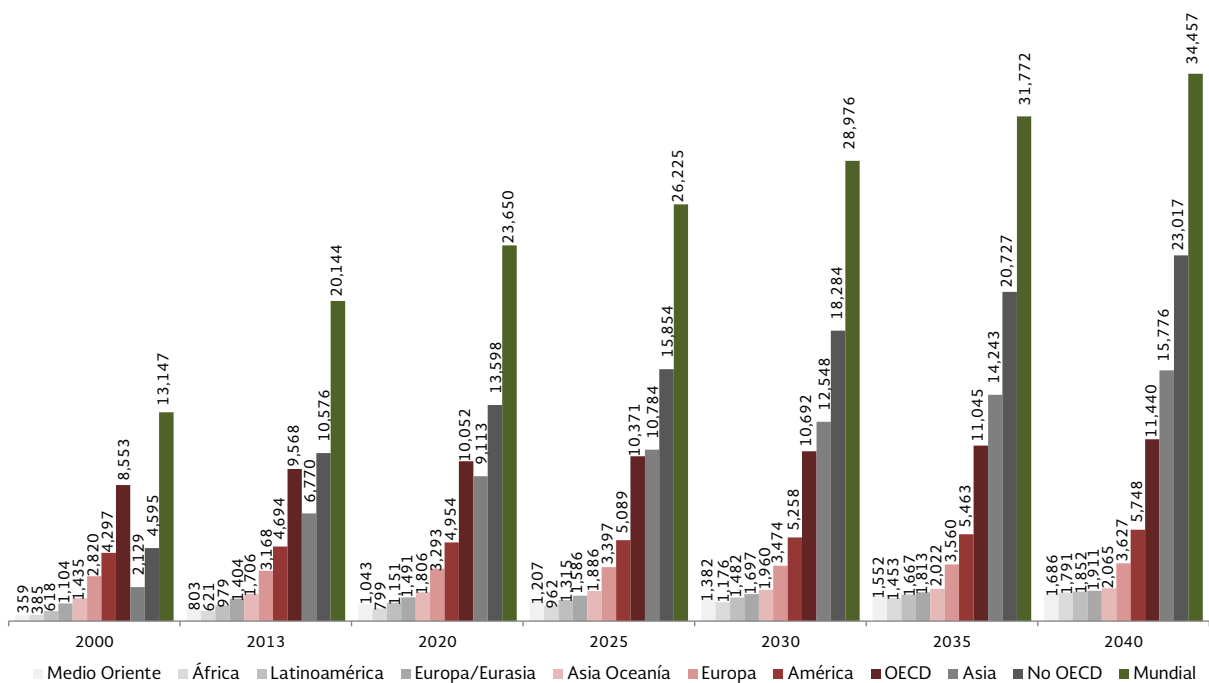
³ <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>

2.5.1. Demanda mundial esperada de electricidad

A lo largo de los años se ha demostrado que el crecimiento económico está estrechamente relacionado con una creciente demanda de electricidad, pero el alcance de la vinculación depende del nivel de desarrollo económico de cada país. Sin embargo, en los últimos años estas variables han empezado a distanciarse o desacoplarse, derivado de las mejoras de eficiencia energética y el declive de la industria de alto consumo energético que han disminuido la intensidad del uso de energía eléctrica.

Según cifras publicadas en el WEO, se espera que la demanda de electricidad a nivel mundial, se incremente en más del 71.1% entre 2013 y 2040, de unos 20,144.0 TWh en 2013 a casi 34,457.0 TWh en 2040, lo que representa una tasa media de crecimiento anual de 2.0%. Este fuerte incremento de la demanda de electricidad, se deriva del crecimiento acelerado de la demanda de Asia (No miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, por sus siglas OCDE), de cerca de 133.0% para el mismo período (véase Figura 2.10).

FIGURA 2. 10. DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR REGIÓN DEL MUNDO, ESCENARIO NPS
(TWh)



Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

En el caso de las regiones miembros de la OCDE con mayor crecimiento en la demanda de electricidad prevista, se encuentra América⁴, con un incremento de 22.4% de 2013 a 2040.

2.5.2. Capacidad neta de generación eléctrica mundial

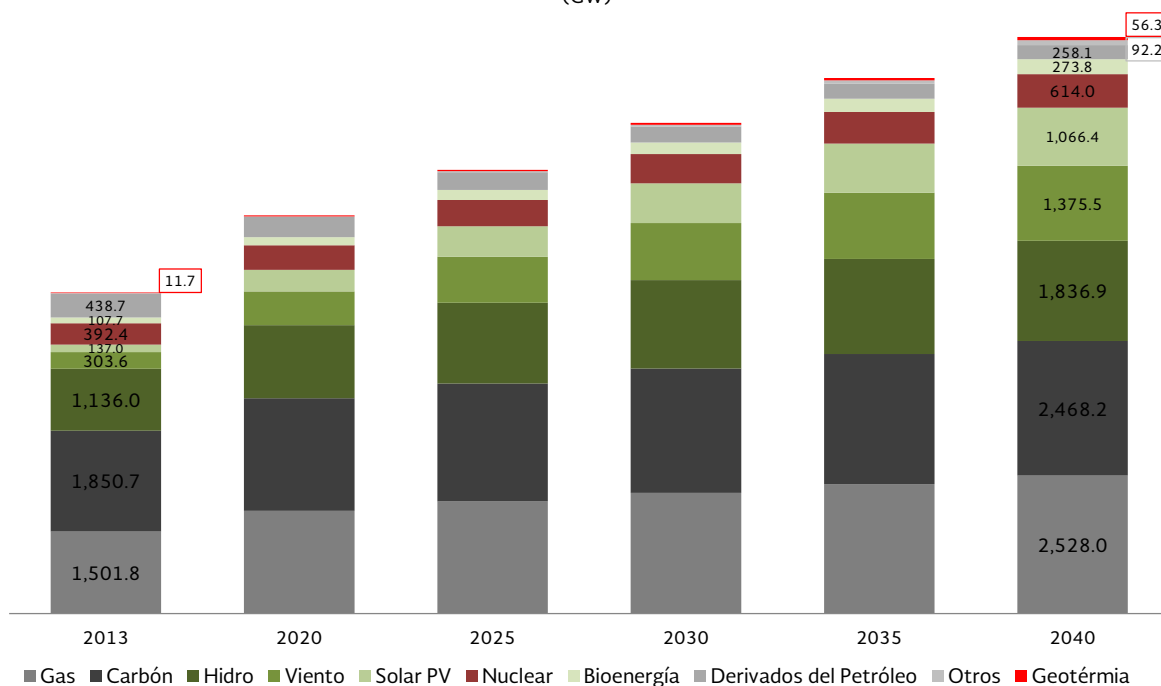
La capacidad de generación eléctrica instalada a nivel mundial en 2040 se ubicará en los 10,569.6 GW, lo que equivale a un aumento de 4,685.6 GW con respecto al nivel de 2013. Este ritmo de crecimiento se encuentra vinculado al incremento de la capacidad instalada de países como China (que se duplica) y la India (donde la capacidad se cuadruplica).

⁴ Para la región de América se considera a Canadá, Estados Unidos, México y Chile.

Bajo el escenario NPS, el carbón es desplazado por el gas natural como el combustible fósil más empleado hacia el final del periodo de análisis. Aun cuando su capacidad de generación aumenta, la tasa media de crecimiento anual se ubica en 1.1%, inferior a la de la capacidad con base en gas natural. Esta tendencia resulta en una disminución de la participación del carbón dentro de la capacidad total instalada, pasando de 31.5% en 2013 a 23.4% en 2040.

El gas natural, que actualmente es el segundo combustible fósil más empleado, aumenta su capacidad instalada en 1,026.2 GW entre 2013 y 2040, con una tasa de crecimiento anual de 1.9%. Al final del período concentrará el 23.9% del total de capacidad instalada mundial, lo que se traduce en una tendencia en el mundo de conversión de plantas hacia este combustible (desplazando al carbón), dada su eficiencia, su menor producción de contaminantes, los bajos precios del combustible, menor costo de capital y sus menores tiempos de construcción (véase Figura 2.11).

FIGURA 2. 11. CAPACIDAD INSTALADA MUNDIAL POR FUENTE DE ENERGÍA, 2013-2040
(GW)



Otros: energía solar térmica y energía mareomotriz.

Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

Para las energías limpias, gracias a las políticas existentes a nivel mundial en las cuáles se busca aumentar su capacidad, se instalarán poco más de 5,300.0 GW hacia 2040, de los cuales el 17.4% proviene de energía hidroeléctrica, seguido de energía eólica con el 5.2% y la energía solar fotovoltaica con el 2.3% del total de la capacidad instalada mundial.

Por otra parte, la instalación de plantas nucleares se incrementará en 221.6 GW, para ubicarse en 614.0 GW en 2040, creciendo a una tasa de 1.7%. Hoy en día, China, India y Estados Unidos son países que están construyendo más reactores nucleares (con un total de 26, 6 y 5 respectivamente⁵), lo que muestra una clara tendencia a conservar e incluso, incrementar la capacidad instalada de energía nuclear.

⁵ Información de Power Reactor Information System (PRIS), International Atomic Energy Agency (IAEA).

2.5.3. Generación prospectiva mundial de electricidad.

En 2040, la generación de electricidad a nivel mundial en el escenario NPS, aumenta en casi un 69.1%, para ubicarse en 39,444.4 TWh, a un ritmo de crecimiento de 2.0% anual.

La generación proveniente de derivados del petróleo presenta una tendencia negativa con un decrecimiento de -2.5%, mientras que el carbón presenta una tasa media de crecimiento de 0.8% en el período 2013-2040, la segunda más baja de todos los combustibles, y que pasará de una participación de 41.0% en 2013 a 30.0% al final del período.

La generación con energías renovables aumenta más de dos y media veces, para llegar alrededor de 18,035.1 TWh en 2040. Así, más de la mitad de la generación adicional total a partir de 2013 a 2040 viene de tecnologías de energía renovable, ya que sus costos se reducen y el apoyo de los gobiernos continúa. La generación por energía solar fotovoltaica presenta el mayor crecimiento entre 2013 y 2040, con 9.3% anual. Sin embargo la generación hidroeléctrica mantiene el mayor nivel de participación mundial con el 16.0% del total generación (véase cuadro 2.2).

CUADRO 2. 2. GENERACIÓN PROSPECTIVA MUNDIAL DE ELECTRICIDAD, ESCENARIO NPS.
(TWh)

	1990	2013	2020	2025	2030	2035	2040	Tmca 2013- 2040
Total	11,825.8	23,318.3	27,222.0	30,090.1	33,213.7	36,393.9	39,444.4	2.0
Carbón	4,423.5	9,612.5	10,171.0	10,443.4	10,866.8	11,361.9	11,868.0	0.8
Derivados del Petróleo	1,311.2	1,043.6	835.9	709.5	613.3	566.0	532.8	-2.5
Gas	1,760.4	5,079.1	5,798.0	6,612.9	7,385.1	8,228.3	9,008.5	2.1
Nuclear	2,012.9	2,478.2	3,186.2	3,540.0	3,998.1	4,324.9	4,606.4	2.3
Hidro	2,144.5	3,788.6	4,456.4	4,951.3	5,425.4	5,843.4	6,179.9	1.8
Bioenergía	131.7	463.9	728.1	902.0	1,074.1	1,264.5	1,454.3	4.3
Viento	3.9	635.0	1,406.6	1,987.6	2,534.9	3,052.3	3,568.3	6.6
Geotermia	36.4	71.7	115.9	162.5	228.6	308.5	391.7	6.5
Solar PV	0.0	139.5	494.4	724.6	975.5	1,244.1	1,521.4	9.3
Otros	1.2	6.4	29.3	56.4	111.6	200.0	313.1	15.0

Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

En cuanto al análisis por escenarios, destaca como un impulso en las políticas de distintos países que no sólo busquen la diversificación de la matriz energética, sino impulsar la eficiencia en el uso de la energía, esto resulta en menores requerimientos de energía y, por consiguiente, una disminución de producción de la misma. Lo antes mencionado se refleja en el siguiente cuadro, donde se puede observar en cuanto ascendería la generación si todo siguiera igual (CPS vs. 450 S). Asimismo, es posible observar un cambio en la composición de la matriz de generación, al compararse con el Cuadro 2.2, los combustibles no fósiles, en todos los escenarios, cubren cerca del 40% del total de generación.

CUADRO 2. 3. GENERACIÓN PROSPECTIVA MUNDIAL DE ELECTRICIDAD, ESCENARIOS CPS Y 450 S.
(TWh)

	Historia		CPS			450 S			Tmca (%)	
	1990	2013	2020	2030	2040	2020	2030	2040	CPS	450
Total	11,825.8	23,318.3	27,988.1	35,544.9	43,120.4	26,206.5	29,682.2	33,909.8	2.3	1.4
Carbón	4,423.5	9,612.5	10,917.7	13,689.6	16,533.8	9,185.3	5,775.9	4,106.5	2.0	-3.1
Derivados del Petróleo	1,311.2	1,043.6	848.7	669.2	590.5	760.2	403.0	279.3	-2.1	-4.8
Gas	1,760.4	5,079.1	6,005.6	8,235.6	10,534.4	5,658.3	6,451.4	5,464.7	2.7	0.3
Nuclear	2,012.9	2,478.2	3,173.9	3,679.0	3,974.4	3,217.6	4,860.9	6,242.9	1.8	3.5
Hidro	2,144.5	3,788.6	4,423.2	5,221.0	5,901.5	4,463.9	5,698.6	6,835.9	1.7	2.2
Bioenergía	131.7	463.9	717.0	992.6	1,258.5	731.7	1,318.4	2,077.1	3.8	5.7
Viento	3.9	635.0	1,318.6	2,055.5	2,778.0	1,507.4	3,324.9	5,100.7	5.6	8.0
Geotermia	36.4	71.7	110.3	189.4	299.4	118.6	313.6	541.2	5.4	7.8
Solar PV	0.0	139.5	445.6	738.8	1,065.6	528.9	1,297.2	2,231.8	7.8	10.8
Otros	1.2	6.4	27.5	74.1	184.5	34.7	238.2	1,029.6	13.0	21.0

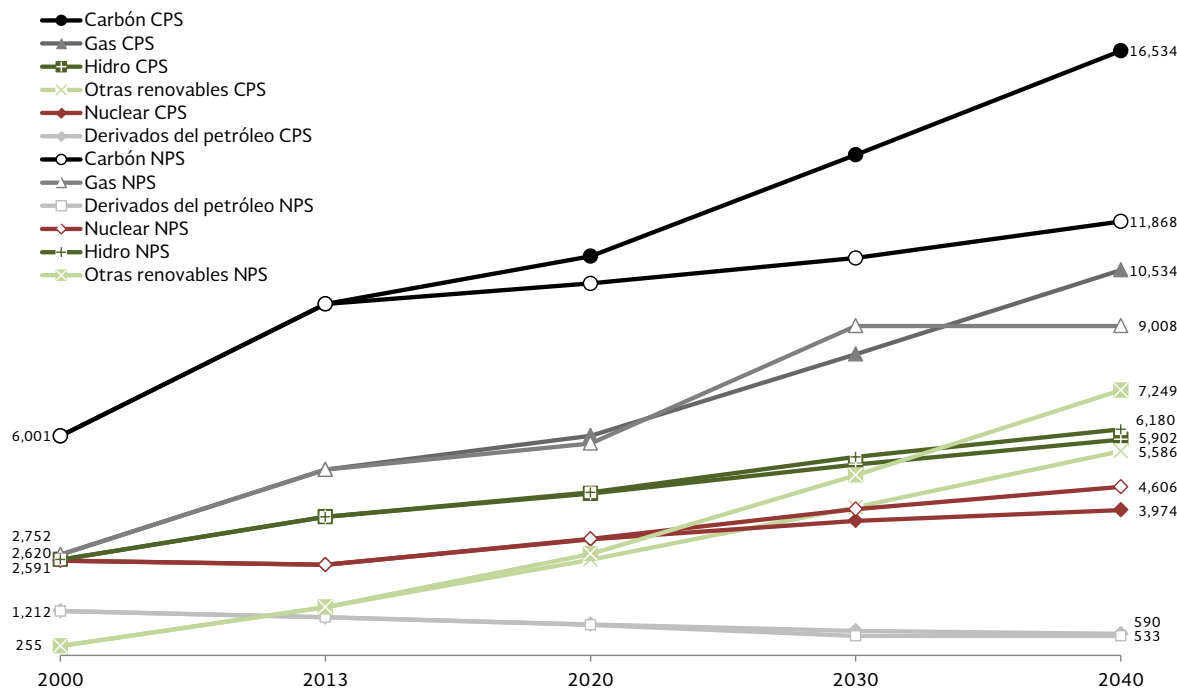
Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

Al comparar los tres escenarios, se observa que la energía hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente de generación de energías renovables, mientras que la energía eólica y energía solar fotovoltaica se expande rápidamente, pero desde una base mucho menor.

La generación por energía nuclear, pese a que no presenta un aumento considerable en su tasa de crecimiento, si presenta una diferencia positiva entre los escenarios, lo que representa que cada vez más países están recurriendo a dicha tecnología.

En la siguiente figura, se observa a mayor detalle las diferencias entre los escenarios futuros con nuevas y sin políticas energéticas.

FIGURA 2. 12. GENERACIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD POR FUENTE Y ESCENARIO
(TWh)



Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

Cabe destacar que la diversificación de la matriz de generación eléctrica, varía según la región. En países no miembros de la OCDE, como son China, India y Sudáfrica, mantienen una fuerte dependencia al uso de carbón para la generación de energía eléctrica en cualquiera de los escenarios descritos y que, a pesar de que existe una creciente preocupación por la contaminación local, el carbón es visto como una forma segura, asequible y fiable para satisfacer la demanda de electricidad.

En los países miembros de la OCDE, existe una mayor diversificación en la matriz de generación pero con una clara tendencia al uso de gas, como es el caso de EUA, México y algunos países de la Unión Europea que tienen acceso al combustible. La disminución del uso del carbón se debe principalmente a las políticas que limitan su uso y al efecto sustitutivo que tiene con el gas (impulsado por la economía comercial derivado de los bajos precios).

2.5.4. Tendencia mundial de emisiones de CO₂ al 2040

La generación de energía eléctrica, después del sector transporte, es el mayor emisor de dióxido de carbono (CO₂) y que se ha incrementado con el aumento de la demanda de electricidad.

En 2013, las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad, ascendió a 13,440.9 Millones de toneladas (Mt), siendo el carbón el combustible más contaminante (véase cuadro 2.4). Con las políticas energéticas actuales, se espera un incremento de 6,551.0 Mt, alcanzando en 2040, 19,992.0 Mt.

Bajo el mismo escenario de políticas actuales CPS, en el rubro de consumo final total, los derivados del petróleo, principalmente empleados en el sector transporte, emiten más contaminantes al ambiente que el carbón y el gas en conjunto. Se espera que se mantenga esta tendencia al final del período de proyección, ubicándose en 12,539.6 Mt de CO₂. Contrario al escenario 450 S que espera se emitan al 2040, 6,978.8 Mt por derivados del petróleo.

CUADRO 2. 4. EMISIONES DE CO₂ MUNDIAL AL 2040, ESCENARIO CPS Y 450 S

	(Mt)									
	Historia		CPS			450 S			Tmca (%)	
	1990	2013	2020	2030	2040	2020	2030	2040	CPS	450
Total CO₂	20,578.7	31,645.8	34,209.4	39,153.3	44,140.9	31,458.1	24,872.1	18,777.2	1.2	-1.9
Carbón	8,397.6	14,412.8	15,488.3	17,962.5	20,191.4	13,562.4	8,219.2	4,564.2	1.3	-4.2
Derivados del Petróleo	8,504.5	10,775.1	11,488.4	12,508.9	13,671.2	10,947.5	9,458.8	7,574.4	0.9	-1.3
Gas	3,676.6	6,457.8	7,232.8	8,681.9	10,278.4	6,948.2	7,194.1	6,638.6	1.7	0.1
Por Generación	7,579.2	13,440.9	14,403.8	17,114.3	19,992.0	12,466.8	7,601.1	3,968.2	1.5	-4.4
Carbón	5,000.8	9,780.5	10,715.3	12,881.0	15,000.3	8,983.0	4,367.7	1,536.0	1.6	-6.6
Derivados del Petróleo	1,211.7	900.6	733.0	570.9	502.0	665.8	367.8	263.9	-2.1	-4.4
Gas	1,366.8	2,759.8	2,955.4	3,662.4	4,489.7	2,818.1	2,865.6	2,168.3	1.8	-0.9
Consumo Final total	12,036.3	16,566.8	18,005.5	20,128.7	22,105.7	17,272.0	15,828.1	13,646.2	1.1	-0.7
Carbón	3,253.6	4,250.5	4,431.2	4,726.1	4,831.8	4,257.2	3,601.4	2,833.9	0.5	-1.5
Derivados del Petróleo	6,775.0	9,317.3	10,138.2	11,320.8	12,539.6	9,691.2	8,636.3	6,978.8	1.1	-1.1
Transporte	4,430.6	7,097.5	7,845.3	9,023.9	10,242.2	7,509.9	6,769.7	5,354.2	1.4	-1.0
del cual: Bunkers	630.2	1,102.3	1,222.0	1,452.7	1,742.8	1,144.9	1,111.3	1,088.5	1.7	0.0
Gas	2,007.7	2,999.0	3,436.1	4,081.8	4,734.3	3,323.7	3,590.4	3,833.5	1.7	0.9

Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

En el Escenario de Nuevas Políticas, la generación de electricidad y las emisiones de CO₂ presentan una tendencia a desacoplarse, resultado, tanto de las políticas puestas en marcha para descarbonizar el sector eléctrico, como del aumento en la eficiencia de las plantas de combustibles fósiles. Mientras que la

generación de electricidad se incrementa al 2040 en 69.1%, las emisiones solo crecerán 12.0% (véase cuadro 2.5).

CUADRO 2. 5. EMISIONES DE CO₂ DE ELECTRICIDAD MUNDIAL AL 2040, ESCENARIO NPS
(Mt)

	1990	2013	2020	2025	2030	2035	2040	Tmca 2013- 2040
Total CO₂	20,578.7	31,645.8	33,080.5	33,905.6	34,837.0	35,772.2	36,673.0	0.5
Carbón	8,397.6	14,412.8	14,711.6	14,860.1	15,068.1	15,241.6	15,418.9	0.3
Derivados del Petróleo	8,504.5	10,775.1	11,260.7	11,385.8	11,515.9	11,652.0	11,814.0	0.3
Gas	3,676.6	6,457.8	7,108.1	7,659.7	8,253.0	8,878.6	9,440.0	1.4
Por Generación	7,579.2	13,440.9	13,617.5	13,833.6	14,171.6	14,623.0	15,059.7	0.4
Carbón	5,000.8	9,780.5	10,023.1	10,104.6	10,264.3	10,452.8	10,655.6	0.3
Derivados del Petróleo	1,211.7	900.6	722.0	611.8	526.1	483.9	456.5	-2.5
Gas	1,366.8	2,759.8	2,872.4	3,117.2	3,381.2	3,686.3	3,947.6	1.3
Consumo Final total	12,036.3	16,566.8	17,695.6	18,295.4	18,876.4	19,345.5	19,794.5	0.7
Carbón	3,253.6	4,250.5	4,353.0	4,421.0	4,472.3	4,464.8	4,445.8	0.2
Derivados del Petróleo	6,775.0	9,317.3	9,931.7	10,182.3	10,413.3	10,602.7	10,801.7	0.5
Transporte	4,430.6	7,097.5	7,693.1	8,003.8	8,288.8	8,516.8	8,746.9	0.8
del cual: Bunkers	630.2	1,102.3	1,198.9	1,265.7	1,348.2	1,440.0	1,552.5	1.3
Gas	2,007.7	2,999.0	3,410.9	3,692.1	3,990.7	4,278.0	4,546.9	1.6

Fuente: SENER con información de *World Energy Outlook 2015*.

Por región⁶, se espera que para el año 2040 China mantenga su emisión de CO₂, a los niveles actuales como resultado de las políticas implementadas en materia de eficiencia de las plantas de carbón. Mientras que la India incrementará sus emisiones en 143.8%, y ubicarse en 2040, en 2,300.0 Mt de CO₂.

Por su parte Japón, disminuirá sus niveles de contaminantes a 328 Mt de CO₂, provenientes de la generación eléctrica, al igual que la Unión Europea que disminuirá 685 Mt, alcanzando en el 2,040, 531.0 Mt de CO₂.

⁶ Para mayor información consulte www.worldenergyoutlook.org

EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, 2004-2014

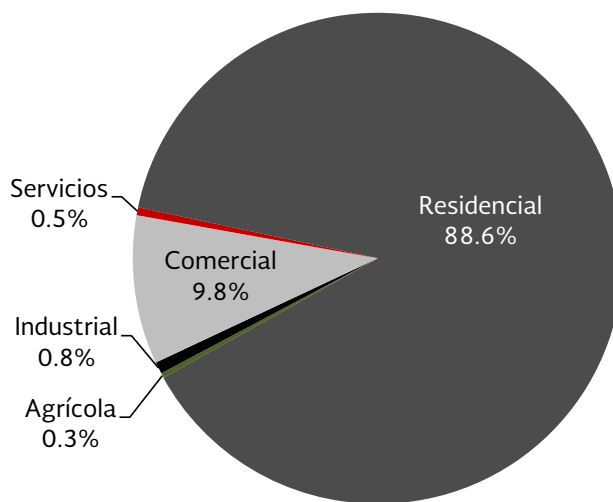
Históricamente, el Sector Eléctrico ha sido un factor importante de impulso a la economía nacional. Con la Reforma Energética se ha establecido el objetivo de brindar al país un servicio eléctrico de mayor calidad, menor costo y más amigable al medio ambiente.

Gracias al creciente desarrollo y disponibilidad de gas natural, se han disminuido los costos de generación de energía eléctrica, sustituyendo combustibles como el combustóleo que es más caro y altamente contaminante. En el presente capítulo se muestra como se han dado estos cambios en la infraestructura del Sector, contribuyendo a la reducción de las tarifas de energía eléctrica del país y beneficiando a la industria, el comercio y a los hogares.

3.1. Usuarios de energía eléctrica

En los últimos diez años el número de usuarios tuvo una tasa de crecimiento medio anual de 5.8%, con lo que, en 2014, la CFE abasteció de energía eléctrica a aproximadamente 39 millones de usuarios, siendo el sector doméstico o residencial, el de mayor participación dentro de dicho total. Este incremento es derivado de la estabilidad en las tarifas de energía eléctrica, lo que permite un mayor acceso al servicio a precios asequibles (véase Figura 3.1).

FIGURA 3. 1. COMPOSICIÓN DE CLIENTES DE CFE POR SECTOR
(Porcentaje)



Fuente: SENER con Información de CFE.

Como se muestra en la Figura 3.2, el país se encuentra dividido en cinco regiones establecidas por la Presidencia de la República. Identificar cada una de las zonas, permite comprender el comportamiento regional de los usuarios de energía eléctrica, pues están relacionados con su desarrollo industrial-comercial o sus necesidades climáticas.

FIGURA 3. 2. REGIONALIZACIÓN ESTADÍSTICA DEL MERCADO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: SENER con información de Presidencia.

Del total de usuarios atendidos⁷ la región Centro concentra el mayor porcentaje de aquellos abastecidos mediante el servicio público con el 29.0% (11,143, 758 usuarios); lo cual se asocia a la alta concentración demográfica al ser la zona urbana más grande del país. En segundo lugar se encuentra la región Centro-Occidente con 9,525, 018 usuarios, equivalente al 24.4% del total. Esta región, además de que contiene importantes centros urbanos, se caracteriza por un alto índice de industrialización por manufacturas entre otras.

La región Sur-Sureste se ha caracterizado por tener un crecimiento económico menor que otras regiones, sin embargo, esto no ha impedido que el número de usuarios se incremente año con año, ubicándose en 2014 en 8,751, 148 usuarios (22.8%). En esta región, el estado de Veracruz es el que mayor número de usuarios posee con 2,606, 369 usuarios. La Noreste concentra el 14.6% de los usuarios de energía eléctrica, estados como Nuevo León y Tamaulipas tienen una alta participación dentro del total de usuarios de electricidad en esta región. Finalmente, la región con menor cantidad de usuarios es la Noroeste con 3,414, 842 usuarios, el 8.9% del total de usuarios a nivel nacional, esto se debe a la menor concentración de población en estos estados en comparación con el resto del país.

3.1.1. Tarifas de energía eléctrica

La tarifa de electricidad depende de distintos factores, entre ellos los costos asociados con generación, transmisión y distribución de electricidad. En éstas, también se incluye los costos operativos, de mantenimiento y depreciación de las centrales de generación y, forman parte de la tasa de retorno, o ganancia, que sirve para la obtención de nuevos ingresos que activarán la reinversión en los sistemas de electricidad.

Los precios de los combustibles utilizados para la operación de las centrales de generación influyen de manera directa en las tarifas de energía, por lo que es importante considerar el efecto de la volatilidad en los precios de los combustibles ya que su impacto dentro de los costos de generación y, por ende, en las tarifas

⁷ Véase Cuadro 3.A en el anexo estadístico

es considerable. Asimismo, la inflación y el tipo de cambio, son variables que, aunque en menor proporción, también impactan a las tarifas en los distintos sectores.

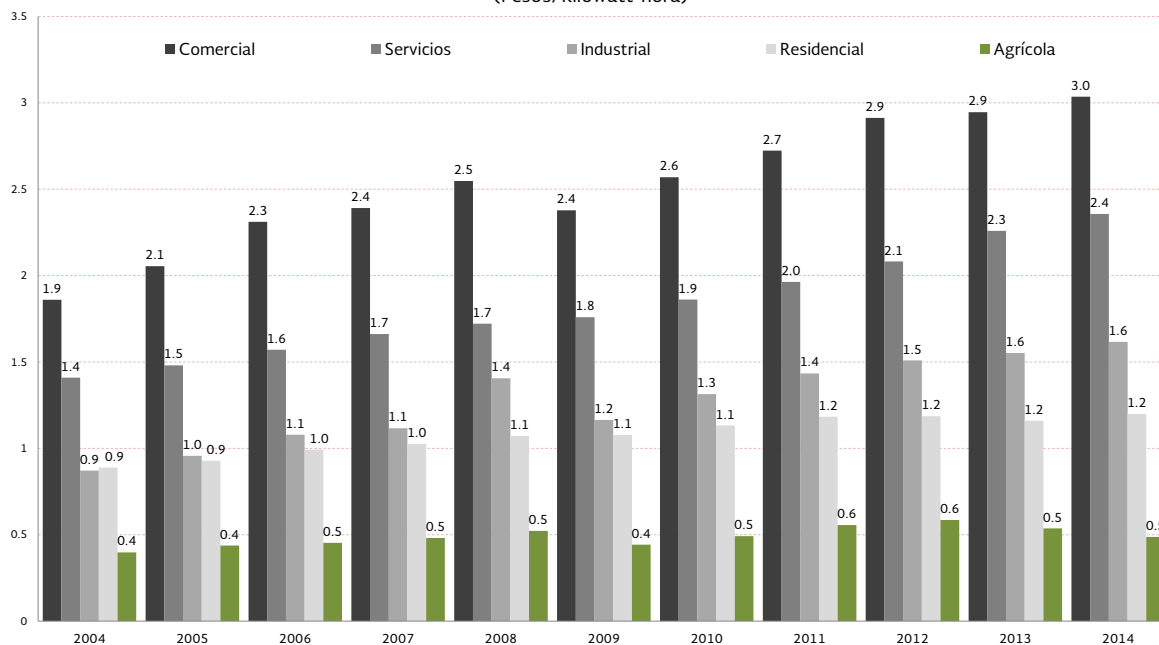
Hasta el año 2014, las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se agrupaban de acuerdo al uso que se le daba a la energía, siendo:

- Tarifas de uso específico: domésticas, agrícolas, bombeo de aguas potables y alumbrado público.
- Tarifas de uso general: son las que se aplicaban para la industria en general y, a su vez, se clasifican de acuerdo a la tensión en la que se suministran.
 - Baja Tensión
 - Media Tensión
 - Alta tensión
- Tarifas interrumpibles
- Para los autoabastecedores existían las tarifas de respaldo por falla y mantenimiento, así como los convenios de transmisión.

Precio medio de energía eléctrica

En México, en los últimos años, los precios de electricidad se han mantenido sin fuertes fluctuaciones, en el caso específico de los sectores residencial y agrícola, esto es en gran medida debido al otorgamiento de subsidios. Al cierre de 2014, sólo los precios medios del sector servicios y comercial, presentaron un incremento de 0.1 mayor que el año anterior.

FIGURA 3. 3. PRECIO MEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE USUARIO, 2004-2014
(Pesos/kilowatt-hora)



Fuente: SENER.

Sin embargo, con la incorporación de nuevas tecnologías para la generación de electricidad, se espera diversificar la producción de electricidad, contar con centrales más eficientes, sustituir los combustibles con mayor precio relativo y, con ello, disminuir las tarifas de electricidad.

3.2. Consumo nacional de energía eléctrica

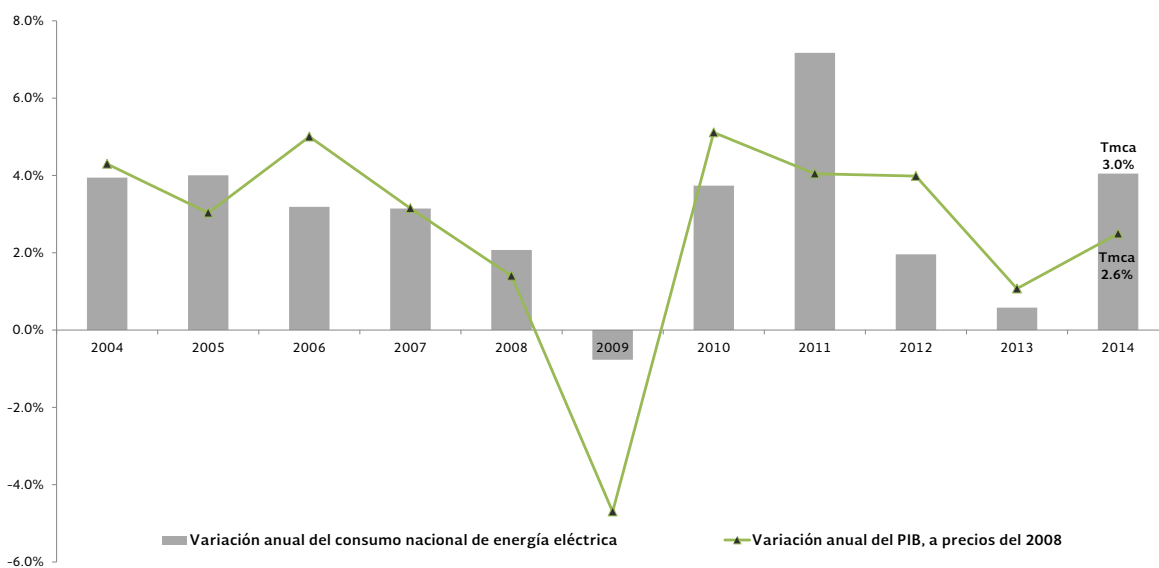
Existe una fuerte correlación entre la economía mexicana y el consumo de energía eléctrica. Esto se debe a que el desempeño económico de un país está directamente relacionado con las actividades productivas que se desarrollan, y en todos los casos, actividades industriales, comerciales, servicios requieren de electricidad.

En los últimos años el crecimiento económico ha presentado una modesta recuperación, luego de crecimientos de 1.1% y 2.5% en 2013 y 2014, respectivamente. Este crecimiento se debió en gran medida al impulso en las exportaciones de manufactura, derivado de la industria automovilística.

La Reforma Energética dará un impulso al crecimiento económico del país, dado que se espera un aumento en la producción de petróleo y gas, además de proveer de insumos energéticos más baratos a las industrias mexicanas, con ello se espera un incremento en la demanda de electricidad.

Entre el período 2004-2014, se incrementó el consumo nacional de energía eléctrica a una tasa promedio de 3.0% anual, para ubicarse en 244,673.1 GWh en 2014. Por otra parte, el PIB presentó una tasa media de crecimiento anual (Tmca) de 2.6%, en el mismo período, como se muestra en la figura 3.4, a continuación.

FIGURA 3. 4. EVOLUCIÓN DEL PIB Y EL CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004-2014
(Variación anual porcentual)



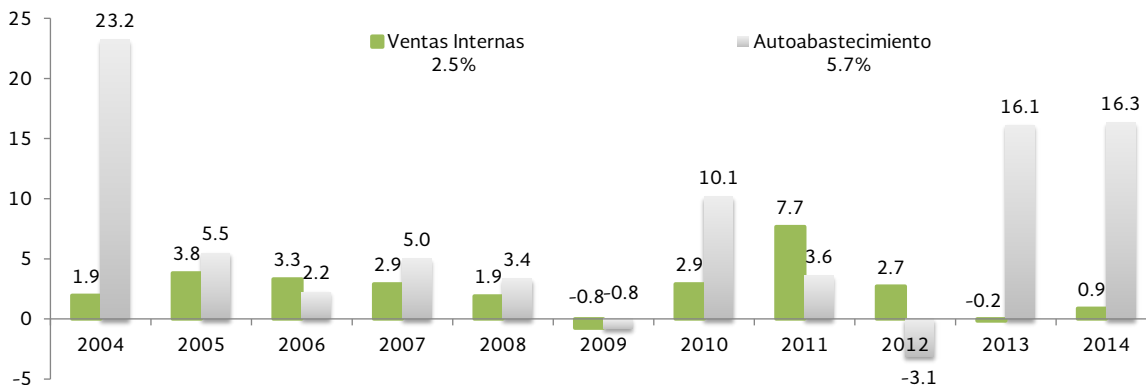
No incluye autoabastecimiento local
Fuente: SENER con información de CFE e INEGI.

El consumo nacional de energía eléctrica se compone por la suma de las ventas internas y la energía generada por los autoabastecedores, que son en mayoría, compañías que generan electricidad para su propio consumo. Durante el período 2004-2014 las ventas de electricidad en México crecieron a una tasa promedio de 2.5% anual, para ubicarse en 209,211.1⁸ GWh al final del período (incluyendo el concepto de energía vendida a carta cero a los empleados de CFE), y con un incremento de 1,830.8 GWh entre 2013 y 2014. Por otra parte la energía asociada al autoabastecimiento, ha presentado un tasa media de crecimiento

⁸ Véase cuadro 3.B en el anexo estadístico.

cercana a 5.7%. Entre 2013 y 2014 presentó una variación de 16.3 %, es decir, 4,978.0 más que en 2013 alcanzando los 35,462.0 GWh (véase Figura 3.5).

FIGURA 3. 5. VENTAS INTERNAS Y AUTOABASTECIMIENTO, 2004-2014
(Variación anual porcentual)

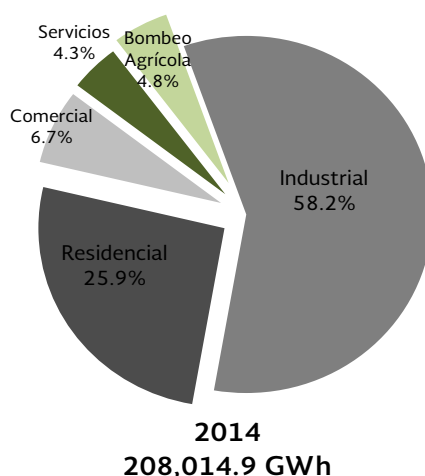


Fuente: SENER con información de CFE.

3.2.1. Ventas por sector

Del total de ventas de energía eléctrica del año 2014, el sector Industrial concentró el 58.2% (121,129.6 GWh), vinculado al crecimiento de las grandes y medianas industrias a consecuencia de los impulsos económicos que se han presentado, siendo el sector manufacturero uno de los más favorecidos (véase Figura 3.6).

FIGURA 3. 6. VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, 2014
(Porcentaje)



Fuente: SENER con Información de CFE.

Por su parte, el sector residencial registró 53,914.0 GWh en ventas (25.9%), seguido del sector comercial con 13,959.7 GWh (6.7%). Uno de los factores que influyeron en el incremento de los registros de las ventas de estos sectores ha sido el apoyo brindado al facilitar esquemas de pago y apoyos por parte de la CFE y los gobiernos estatales.

El restante 9.1% correspondió a los sectores servicios y bombeo agrícola, que presentaron una disminución en su nivel de ventas de 276.9 GWh y 254.5 GWh respectivamente, entre 2013 y 2014, como se muestra en el siguiente Cuadro 3.1.

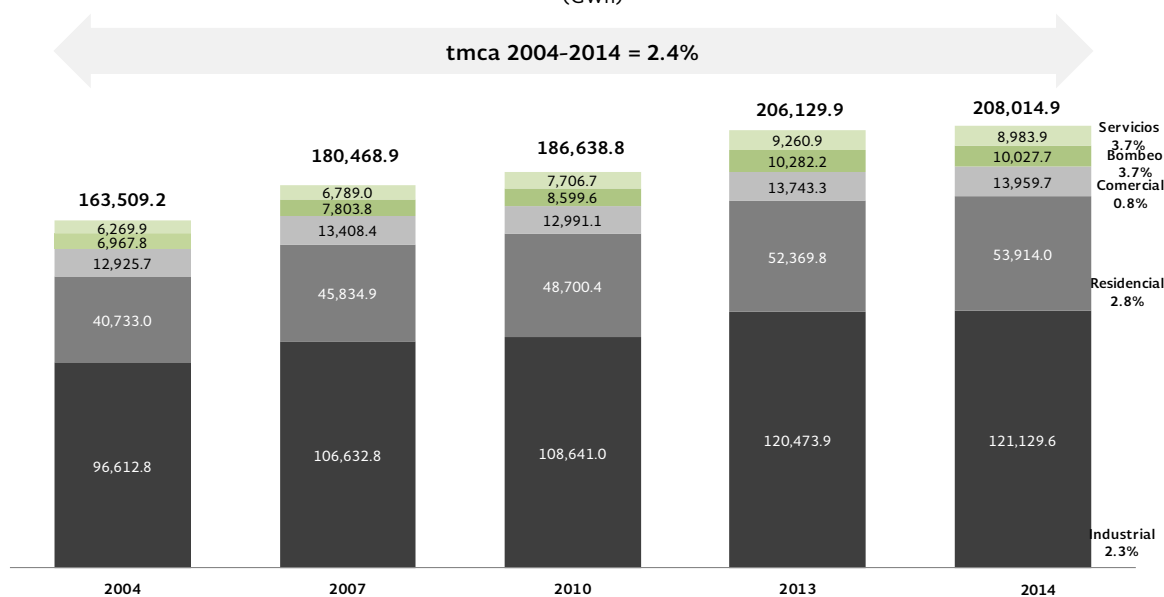
CUADRO 3.1. VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, 2004-2014
(GWh)

Sector	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Total Nacional	163,509.2	169,756.9	175,370.6	180,468.9	183,912.6	181,465.4	186,638.9	200,945.9	206,480.3	206,130.0	208,014.9	2.4
Residencial	40,733.0	42,531.5	44,452.4	45,834.9	47,451.2	48,539.5	48,700.4	51,771.4	52,029.9	52,369.8	53,914.0	2.8
Comercial	12,925.7	13,007.1	13,229.3	13,408.4	13,644.7	13,416.6	12,991.1	13,590.7	13,920.4	13,743.3	13,959.7	0.8
Servicios	6,269.9	6,431.4	6,576.7	6,789.0	7,056.9	7,786.7	7,706.7	8,067.8	8,371.1	9,260.9	8,983.9	3.7
Bombeo Agrícola	6,967.8	8,067.1	7,959.5	7,803.8	8,108.6	9,298.8	8,599.6	10,972.8	10,816.5	10,282.2	10,027.7	3.7
Industrial	96,612.8	99,719.8	103,152.7	106,632.8	107,651.2	102,423.8	108,641.0	116,543.0	121,342.3	120,473.9	121,129.6	2.3
Empresa mediana	59,148.2	61,920.5	65,266.0	67,799.3	69,100.1	67,629.7	70,024.4	73,431.2	75,835.6	76,378.4	78,226.0	2.8
Gran industria	37,464.6	37,799.2	37,886.8	38,833.4	38,551.1	34,794.2	38,616.7	43,111.9	45,506.8	44,095.4	42,903.6	1.4

Fuente: SENER.

A lo largo del período, los sectores servicios y bombeo agrícola son los que han presentado una tasa media de crecimiento anual mayor de 3.7%, mientras que el sector comercial presenta un crecimiento moderado de 0.8% (véase Figura 3.7)

FIGURA 3.7. EVOLUCIÓN SECTORIAL DE LAS VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004-2014
(GWh)

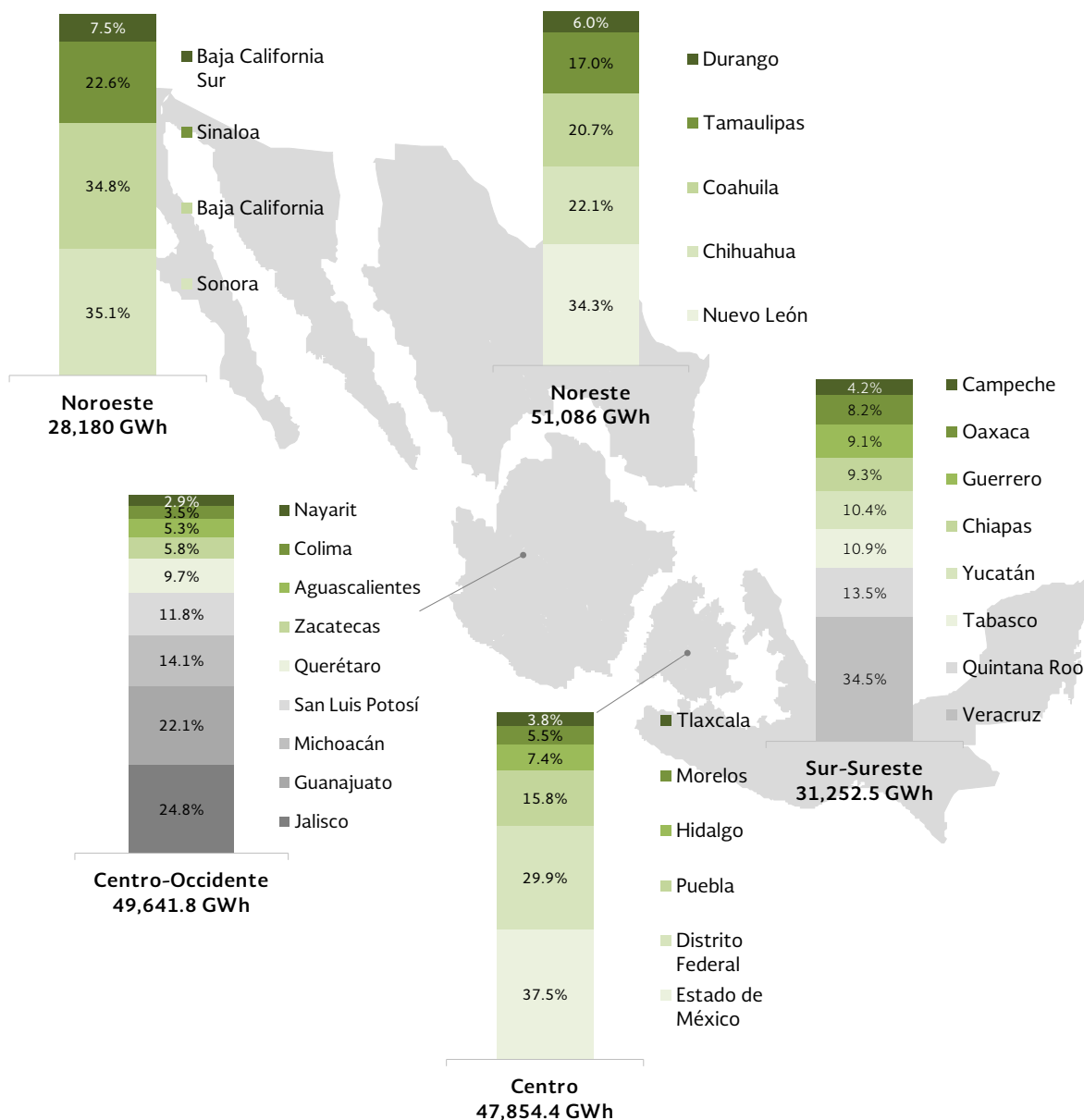


Fuente: SENER.

3.2.2. Ventas por región

Del total de ventas de energía eléctrica, la región con mayor participación fue Noreste con el 24.6% (51,086 GWh), seguida de Centro-Occidente con el 23.9% (49,641.8 GWh) y Centro con 23.0% (47,854 GWh); Sur-Sureste y Noroeste, presentaron las menores participaciones con el 15.0% (31,252 GWh) y 13.5% (28,180 GWh), respectivamente (véase Figura 3.8)

FIGURA 3. 8. VENTAS INTERNAS POR REGIÓN Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2014
(GWh, Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CFE.

Noroeste

Por sus condiciones geográficas y climáticas, esta región tiene un alto consumo de energía eléctrica asociado al uso de sistemas de aire acondicionado, ventiladores o sistemas de refrigeración. En 2014, las ventas fueron de 28,180.2 GWh, de los cuales el estado de Sonora concentró el 35.1% y Baja California 34.8%. Los estados de Sinaloa y de Baja California Sur en conjunto registraron 30.1% en sus ventas de energía eléctrica de la región (Véase cuadro 3.2).

Noreste

Esta región se ha caracterizado por su alto crecimiento económico gracias a su amplio desarrollo industrial y manufacturero, donde las ramas de la siderúrgica, cementera, química, vidrio, entre otras, emplean intensamente la energía eléctrica dentro de sus procesos. Así, para 2014 las ventas fueron de 51,086.0 GWh con la mayor demanda registrada en el estado de Nuevo León, con el 34.3% (17,500.3 GWh). Por otra parte, los estados de Chihuahua, Coahuila y Tamaulipas participaron con 22.1%, 20.7% y 17.0% respectivamente. Mientras que el estado de Durango, sus ventas representaron el 6.0% ubicándose en 3,041.2 GWh.

Centro Occidente

El sector industrial en esta región ha tenido un fuerte dinamismo, concentrándose el consumo de energía en zonas altamente industrializadas como lo son las ciudades de Guadalajara, Querétaro, León entre otras. Para el año 2014 esta región registró ventas por 49,641.8 GWh, equivalente al 23.9% del total nacional. Jalisco, Guanajuato y Michoacán destacan por su alta actividad sectorial industrial manufacturera, entre otras, además de la alta concentración poblacional que tienen en sus principales ciudades y municipios, y que, en conjunto, representan el 14.5% de las ventas de energía de toda la República Mexicana y el 61.0% del total de la región, con 12,288.1 GWh, 10,948.6 GWh y 7,022.3 GWh, respectivamente. Por otro lado, Colima y Nayarit son los estados que presentan las menores demanda dentro de la región.

Centro

Esta región se presenta una alta densidad poblacional y una importante actividad económica que da como resultado un incremento en el nivel del consumo de la electricidad en los últimos años. Pese a ello, en 2014 dichas ventas disminuyeron marginalmente en 191.0 GWh, ubicándose en los 47,854.4 GWh.

El área metropolitana comprendida por el Estado de México y el Distrito Federal, representaron el mayor nivel de demanda de electricidad de la región, con una participación de 37.5% (17,959.8 GWh) y 29.9% (14,300.6 GWh) respectivamente. En conjunto concentraron el 15.5% del total nacional. En esta zona existe un gran desarrollo de todos los sectores de la economía mexicana, así como el sistema de bombeo Cutzamala que emplea intensivamente energía eléctrica. Por otro lado, los sectores residencial y comercial representan la mayor proporción en cargas atendidas de media y baja tensión de las ventas de energía. Otro factor importante en este aumento del nivel de ventas es el proceso de regularización y normalización de la facturación de los usuarios en el Distrito Federal.

Sur-Sureste

Esta región presenta un crecimiento anual en la década 2004-2014 con el 15.0% en participación del consumo nacional de electricidad, equivalente a 31,252.5 GWh en el último año. Entre los estados que conforman esta región, Veracruz ha tenido un constante desarrollo en diversas industrias como la siderúrgica, cementera, papel, vidrio, azucarera y cervecera; posicionándose así como el estado con mayor nivel de ventas de la región 34.5% (10,774.7 GWh) y en conjunto con las actividades petroleras, como son las refinerías y demás instalaciones petroquímicas de PEMEX concentraron el 5.3% del consumo nacional de energía eléctrica. Por su parte, Campeche nuevamente es el Estado con menor concentración de las ventas regionales, participando con el 4.2% a nivel regional y sólo el 0.6% del total nacional.

CUADRO 3. 2. VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SERVICIO PÚBLICO POR ENTIDAD FEDERATIVA Y REGIÓN, 2004-2014
(GWh)

Entidad Federativa	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Total Nacional	163,509.3	169,756.9	175,370.6	180,468.9	183,912.6	181,465.4	186,638.9	200,945.9	206,480.3	206,130.0	208,014.9	2.4
Noroeste	22,399.4	23,282.8	24,436.5	25,249.6	25,678.4	25,465.3	25,439.1	27,653.5	28,657.5	28,519.4	28,180.2	2.3
Baja California	8,390.5	8,496.3	9,105.2	9,223.1	9,408.9	9,090.3	8,948.9	9,316.9	9,681.5	9,426.2	9,815.6	1.6
Baja California Sur	1,210.4	1,318.4	1,448.3	1,578.0	1,769.0	1,805.0	1,806.4	1,970.3	2,023.9	2,059.3	2,116.5	5.7
Sinaloa	4,276.5	4,437.8	4,801.8	4,951.8	5,188.4	5,447.3	5,509.1	5,837.4	5,903.1	6,001.4	6,370.0	4.1
Sonora	8,522.0	9,030.2	9,081.1	9,496.7	9,312.1	9,122.8	9,174.7	10,528.9	11,049.0	11,032.6	9,878.1	1.5
Noreste	39,423.2	41,223.3	42,844.9	43,646.8	44,162.7	43,861.5	45,522.1	49,778.0	50,721.1	49,863.4	51,086.0	2.6
Chihuahua	8,134.3	8,773.9	9,122.8	9,332.3	9,190.7	9,097.2	9,623.9	10,515.7	10,744.0	10,836.1	11,283.6	3.3
Durango	2,460.7	2,598.9	2,549.0	2,722.5	2,739.9	2,689.4	2,810.1	2,965.8	2,912.5	2,918.6	3,041.2	2.1
Coahuila	8,228.4	8,372.5	8,552.3	8,690.0	8,928.5	9,006.9	9,244.8	10,242.2	10,190.0	10,455.7	10,551.6	2.5
Nuevo León	13,034.4	13,703.1	14,536.3	14,719.3	15,084.1	14,857.8	15,512.9	17,187.5	17,967.6	16,926.5	17,500.3	3.0
Tamaulipas	7,565.4	7,774.9	8,084.5	8,182.7	8,219.5	8,210.2	8,330.4	8,866.9	8,906.9	8,726.4	8,709.3	1.4
Centro-Occidente	37,451.9	38,843.5	40,249.2	41,707.9	42,555.4	41,226.0	44,011.0	47,907.8	49,077.3	49,028.3	49,641.8	2.9
Aguascalientes	1,826.0	2,042.9	2,151.8	2,210.3	2,187.1	2,137.9	2,206.4	2,420.2	2,468.5	2,428.5	2,628.6	3.7
Colima	1,215.3	1,339.9	1,426.2	1,482.2	1,516.4	1,515.8	1,496.6	1,550.2	1,663.0	1,735.6	1,759.6	3.8
Guanajuato	7,023.0	7,575.1	7,914.2	8,252.3	8,637.2	9,069.5	9,489.0	10,444.2	10,609.4	10,506.0	10,948.6	4.5
Jalisco	9,625.5	10,050.0	10,461.0	10,751.2	10,954.2	11,082.7	11,323.2	11,961.5	12,276.1	12,265.8	12,288.1	2.5
Michoacán	7,401.7	7,071.7	7,273.7	7,590.0	7,656.9	5,939.9	6,875.7	7,406.2	7,345.1	7,341.0	7,022.3	-0.5
Nayarit	911.0	972.6	1,039.6	1,098.5	1,181.6	1,230.1	1,250.5	1,321.7	1,354.3	1,388.5	1,439.1	4.7
Querétaro	3,265.0	3,374.6	3,409.1	3,581.0	3,651.0	3,623.1	3,952.9	4,455.3	4,553.1	4,715.0	4,812.8	4.0
San Luis Potosí	4,692.7	4,820.9	4,934.5	5,049.5	5,044.2	4,637.3	4,850.8	5,280.6	5,790.5	5,774.6	5,848.8	2.2
Zacatecas	1,491.6	1,596.0	1,639.2	1,692.9	1,726.9	1,989.7	2,565.8	3,067.9	3,017.3	2,873.2	2,893.9	6.9
Centro	41,004.8	42,110.6	42,547.9	43,349.8	43,995.0	43,083.0	43,706.5	45,793.2	47,183.3	47,919.4	47,854.4	1.6
Distrito Federal	13,295.5	13,366.5	13,376.3	13,550.6	13,944.6	14,036.8	13,287.3	13,667.1	14,129.2	14,563.0	14,300.6	0.7
Hidalgo	3,013.8	2,958.5	3,105.2	3,140.6	3,150.9	3,064.4	3,113.4	3,564.1	3,682.0	3,663.0	3,554.3	1.7
Estado de México	14,867.9	15,441.6	15,448.7	15,648.7	15,556.9	15,233.3	16,089.6	16,880.8	17,497.5	17,757.7	17,959.8	1.9
Morelos	2,014.6	2,116.6	2,160.6	2,252.4	2,336.0	2,363.7	2,401.3	2,475.4	2,561.2	2,597.3	2,636.6	2.7
Puebla	6,218.4	6,462.1	6,635.6	6,909.3	7,236.4	6,774.0	7,154.3	7,407.5	7,501.5	7,524.1	7,566.8	2.0
Tlaxcala	1,594.6	1,765.2	1,821.5	1,848.2	1,770.3	1,610.8	1,660.8	1,798.2	1,811.8	1,814.3	1,836.2	1.4
Sur-Sureste	23,230.0	24,296.7	25,292.0	26,514.9	27,521.0	27,829.6	27,960.1	29,813.3	30,841.1	30,799.5	31,252.5	3.0
Campeche	846.2	889.3	918.1	966.4	1,032.1	1,101.4	1,094.6	1,171.2	1,223.3	1,258.4	1,299.3	4.4
Chiapas	1,912.2	2,037.6	2,116.2	2,240.8	2,380.6	2,507.2	2,559.5	2,737.2	2,771.6	2,824.6	2,912.4	4.3
Guerrero	2,468.9	2,574.4	2,621.7	2,732.7	2,659.5	2,698.8	2,679.4	2,741.5	2,793.9	2,779.4	2,832.6	1.4
Oaxaca	2,082.6	2,141.9	2,171.1	2,180.3	2,303.9	2,384.5	2,307.2	2,507.0	2,544.2	2,516.8	2,572.7	2.1
Quintana Roo	2,459.6	2,475.2	2,772.9	3,223.8	3,543.6	3,585.3	3,624.7	3,757.4	3,881.1	4,034.6	4,219.0	5.5
Tabasco	2,300.8	2,399.2	2,480.8	2,604.8	2,724.4	2,932.0	2,834.0	3,080.7	3,302.0	3,342.1	3,401.3	4.0
Veracruz	8,721.8	9,247.6	9,559.2	9,801.4	9,978.6	9,680.8	10,017.4	10,768.9	11,247.7	10,870.7	10,774.7	2.1
Yucatán	2,437.9	2,531.4	2,652.2	2,764.7	2,898.2	2,939.5	2,843.4	3,049.3	3,077.2	3,173.0	3,240.6	2.9

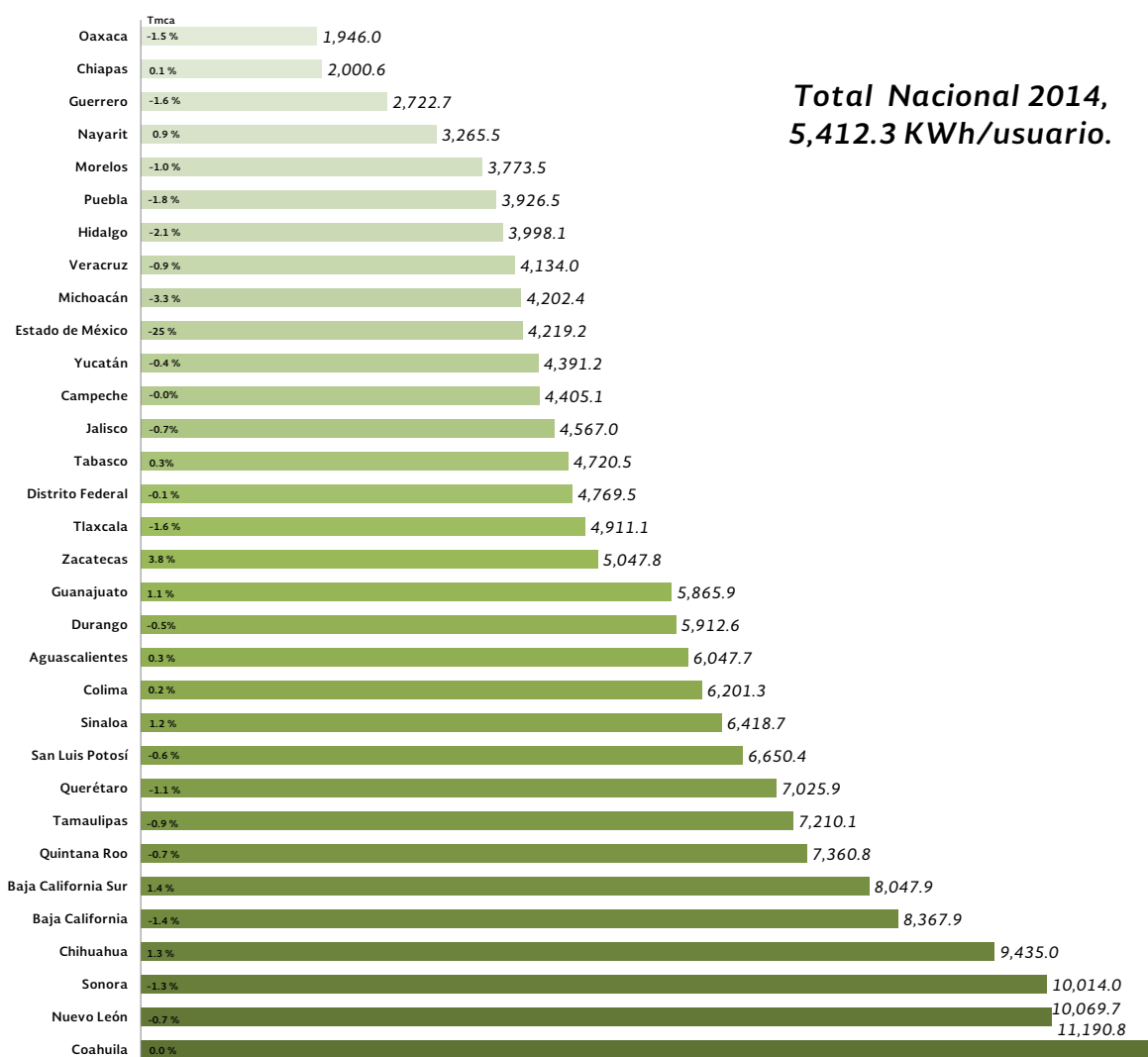
Fuente: SIE, SENER.

3.2.3. Ventas por usuario

Las ventas de energía eléctrica por usuario se obtienen al dividir las ventas por entidad federativa entre el número de usuarios atendidos por el servicio público. En el período 2004-2014, la tasa de crecimiento tuvo una tendencia negativa de -0.8% a nivel nacional, con 5,412.3 KWh/usuario.

La región Noreste fue la única que presentó un incremento derivado de un fuerte dinamismo en los estados que la componen, para ubicarse al final del período en 9,124.1 GWh, y con una tasa media de crecimiento anual de -0.1% (véase Figura 3.9).

FIGURA 3. 9. VENTAS POR USUARIO Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2014
(KWh/usuario)



Fuente: SENER.

3.3. Demanda del Sistema Interconectado Nacional

El estudio del mercado eléctrico parte de la consideración de zonas y regiones para llegar al pronóstico a nivel nacional. Actualmente se encuentran interconectadas siete áreas operativas del territorio nacional, lo que se conoce como Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los sistemas aislados, Baja California y Baja California Sur están separados del resto.

Para los pronósticos de la demanda de energía eléctrica se toma en consideración diversos factores como la evolución de las ventas en las diversas zonas del país, la evolución de la energía por pérdidas eléctricas, el comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad, los escenarios de consumo sectorial de electricidad, entre otros.

Otro de los factores en la estimación de la demanda agregada, es la determinación de la capacidad requerida, considerando las variaciones temporales (estacionales, semanales, diarias y horarias) para abastecer la

demanda máxima del año, es decir, el valor máximo de las demandas que se presentan en una hora de tiempo en el año para cada área.

3.3.1. 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 Nacional (SIN). Dicho valor es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área debido a que ocurren en momentos diferentes.

La demanda máxima en el año 2014 fue de 39,000.0 MW, 2.2% mayor que en 2013, y junio fue el mes donde se presentó el valor más alto (véase cuadro 3.3).

CUADRO 3.3. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DEL SIN, 2004-2014
(MW)

Periodo	Datos anuales											
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Enero	25,566.0	28,110.0	29,070.0	30,292.0	30,573.0	29,769.0	31,166.0	32,381.0	33,219.0	33,081.0	32,896.0	
Febrero	25,980.0	28,488.0	29,554.0	30,187.0	31,375.0	30,510.0	30,500.0	33,456.0	33,636.0	33,934.0	34,121.0	
Marzo	26,543.0	29,019.0	30,151.0	31,524.0	32,364.0	31,373.0	32,237.0	34,948.0	34,645.0	34,448.0	34,986.0	
Abril	26,265.0	29,273.0	30,533.0	31,024.0	32,855.0	31,304.0	32,580.0	34,824.0	35,056.0	36,054.0	36,453.0	
Mayo	27,282.0	30,380.0	31,116.0	31,686.0	33,192.0	32,558.0	34,560.0	36,972.0	37,297.0	37,608.0	36,818.0	
Junio	26,742.0	30,919.0	31,547.0	32,577.0	33,680.0	33,430.0	35,310.0	37,256.0	38,000.0	38,137.5	39,000.0	
Julio	26,016.0	29,736.0	31,040.0	31,217.0	32,189.0	33,383.0	33,299.0	35,417.0	35,891.0	36,393.0	38,275.0	
Agosto	26,717.0	30,318.0	31,130.0	32,156.0	33,039.0	33,568.0	35,080.0	36,802.0	36,586.0	37,914.0	38,221.0	
Septiembre	26,402.0	31,268.0	31,057.0	32,218.0	32,093.0	33,154.0	35,032.0	36,526.0	36,621.0	35,995.0	37,397.0	
Octubre	27,275.0	30,278.0	31,015.0	32,021.0	31,510.0	33,297.0	33,411.0	34,997.0	33,158.0	34,972.0	36,032.0	
Noviembre	26,682.0	29,652.0	30,422.0	31,202.0	30,829.0	31,274.0	32,852.0	33,932.0	33,578.0	33,539.0	33,263.0	
Diciembre	27,197.0	29,867.0	30,366.0	31,232.0	30,429.0	32,235.0	32,294.0	33,399.0	34,057.0	33,496.0	33,358.0	
Máxima coincidente	27,282.0	31,268.0	31,547.0	32,577.0	33,680.0	33,568.0	35,310.0	37,256.0	38,000.0	38,137.5	39,000.0	
Incremento (%)	-0.6	14.6	0.9	3.3	3.4	-0.3	5.2	5.5	2.0	0.4	2.3	
Factor de carga (%)	79.0	77.7	79.6	79.7	78.0	78.5	77.9	78.7	78.2	78.3	77.8	

Fuente: SENER con información de CFE.

El factor de carga indica el comportamiento de la demanda promedio de energía eléctrica con relación a la demanda máxima registrada en un mismo lapso de tiempo. Dado que la demanda del SIN tiene un comportamiento ligado al crecimiento económico, este se refleja en el factor de carga, así en 2014 este fue de 77.8%

3.3.2. Demanda máxima bruta

Para poder determinar la demanda horaria es necesario identificar los consumos mínimos, intermedios y máximos registrados durante ciertos períodos en el SIN. Como se observa en el Cuadro 3.4, la evolución de la demanda bruta presenta una tendencia al alza en todas las áreas operativas.

Para el año 2014 el área Occidental registró el mayor volumen de demanda en carga máxima con 9,104.0 MW seguido del área Central con 8,192.0 MW. La razón de esto, es que son regiones con una intensa actividad económica, con una alta concentración industrial y comercial.

CUADRO 3. 4. DEMANDA BRUTA POR ÁREA OPERATIVA EN EL SEN, 2004-2014
(MW)

Área	Carga	Datos anuales											Tmca (%)
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Norte	P	2,853.0	2,997.0	3,113.0	3,130.0	3,328.0	3,248.0	3,385.0	3,682.0	3,725.0	3,841.0	3,955.0	3.3
	M	1,963.0	2,083.0	2,140.0	2,216.0	2,202.0	2,218.0	2,328.0	2,524.0	2,559.0	2,588.0	2,643.0	3.0
	B	1,667.0	1,782.0	1,831.0	1,894.0	1,875.0	1,897.0	2,007.0	2,201.0	2,237.0	2,255.0	2,317.0	3.3
Noreste	P	6,148.0	6,068.0	6,319.0	6,586.0	6,780.0	6,886.0	7,070.0	7,587.0	7,798.0	7,781.0	7,876.0	2.5
	M	4,256.0	4,410.0	4,590.0	4,688.0	4,761.0	4,734.0	4,959.0	5,409.0	5,439.0	5,432.0	5,543.0	2.7
	B	3,797.0	3,936.0	4,090.0	4,184.0	4,233.0	4,189.0	4,395.0	4,845.0	4,869.0	4,854.0	4,976.0	2.7
Occidental	P	6,523.0	7,047.0	7,106.0	7,437.0	8,069.0	7,763.0	8,175.0	8,669.0	8,975.0	9,207.0	9,104.0	3.4
	M	5,157.0	5,449.0	5,621.0	5,891.0	5,966.0	5,957.0	6,347.0	6,857.0	7,020.0	7,075.0	7,253.0	3.5
	B	4,364.0	4,618.0	4,775.0	5,016.0	5,074.0	5,033.0	5,399.0	5,880.0	6,030.0	6,080.0	6,265.0	3.7
Central	P	8,047.0	8,287.0	8,419.0	8,606.0	8,435.0	8,702.0	9,004.0	8,844.0	8,651.0	8,411.0	8,192.0	0.2
	M	5,394.0	5,608.0	5,767.0	5,931.0	5,969.0	5,954.0	6,190.0	6,291.0	6,246.0	6,152.0	6,076.0	1.2
	B	4,049.0	4,262.0	4,371.0	4,505.0	4,543.0	4,537.0	4,741.0	4,810.0	4,786.0	4,731.0	4,677.0	1.5
Oriental	P	5,425.0	5,684.0	5,882.0	5,786.0	6,181.0	6,071.0	6,356.0	6,577.0	6,626.0	6,709.0	6,767.0	2.2
	M	3,954.0	4,133.0	4,275.0	4,375.0	4,452.0	4,463.0	4,577.0	4,846.0	4,990.0	5,048.0	5,126.0	2.6
	B	3,430.0	3,615.0	3,703.0	3,842.0	3,881.0	3,899.0	4,007.0	4,257.0	4,387.0	4,443.0	4,495.0	2.7
Peninsular	P	1,087.0	1,174.0	1,268.0	1,275.0	1,375.0	1,435.0	1,520.0	1,544.0	1,558.0	1,628.0	1,664.0	4.3
	M	801.0	824.0	881.0	953.0	1,007.0	1,051.0	1,050.0	1,111.0	1,131.0	1,176.0	1,214.0	4.2
	B	636.0	658.0	703.0	763.0	805.0	841.0	842.0	888.0	903.0	943.0	975.0	4.4
Noroeste	P	2,606.0	2,872.0	2,916.0	3,059.0	3,072.0	3,285.0	3,617.0	3,772.0	3,870.0	4,087.0	4,034.0	4.5
	M	1,668.0	1,770.0	1,823.0	1,897.0	1,900.0	1,940.0	1,979.0	2,198.0	2,288.0	2,337.0	2,407.0	3.7
	B	1,417.0	1,515.0	1,540.0	1,602.0	1,593.0	1,616.0	1,651.0	1,838.0	1,919.0	1,965.0	2,013.0	3.6
Baja California	P	1,856.0	1,909.0	2,095.0	2,208.0	2,092.0	2,129.0	2,229.0	2,237.0	2,302.0	2,225.0	2,350.0	2.4
	M	1,170.0	1,195.0	1,266.0	1,287.0	1,300.0	1,267.0	1,255.0	1,304.0	1,368.0	1,369.0	1,438.0	2.1
	B	966.0	984.0	1,039.0	1,051.0	1,054.0	1,029.0	1,017.0	1,058.0	1,109.0	1,120.0	1,178.0	2.0
Baja California Sur	P	234.0	264.0	284.0	307.0	341.0	360.0	368.0	385.0	389.0	407.0	428.0	6.2
	M	152.0	166.0	183.0	197.0	220.0	227.0	230.0	248.0	252.0	256.0	264.0	5.7
	B	122.0	135.0	149.0	161.0	179.0	188.0	190.0	205.0	209.0	211.0	233.0	6.7
Pequeños sistemas	P	24.0	24.0	25.0	28.0	30.0	31.0	31.0	32.0	31.0	31.0	32.0	2.9
	M	12.0	13.0	14.0	15.0	17.0	17.0	17.0	17.0	18.0	18.0	18.0	4.1
	B	10.0	10.0	10.0	12.0	14.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	16.0	4.8

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

El área operativa que presenta un mayor crecimiento anual, en la demanda bruta, es Baja California Sur con 6.2% para carga alta, 5.7% para carga media y 6.7% para carga base, dado su creciente desarrollo económico. Por el contrario el área con menor demanda registrada en el período de diez años es el área central, debido a la concentración y maduración económica que presenta.

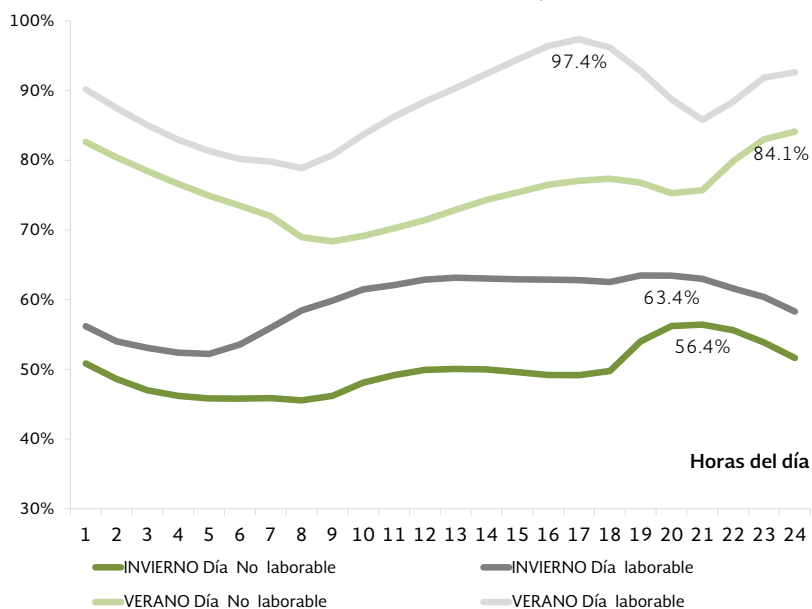
3.3.3. Comportamiento horario y estacional

Las curvas de carga son gráficas que muestran la variación de la demanda de potencia en un período específico. La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes tipos (industrial, residencial, comercial, entre otros). Los instantes respectivos de conexión y desconexión de estas cargas son aleatorios, pero la potencia requerida en un período dado por el conjunto de cargas sigue un patrón determinado que depende del ritmo de las actividades en las regiones atendidas por el SEN.

En las Figuras 3.10 y 3.11 se muestra el comportamiento de las curvas de carga para el año 2014, de las regiones Norte y Sur del País, respectivamente. Asimismo, se puede observar las cargas para días tanto

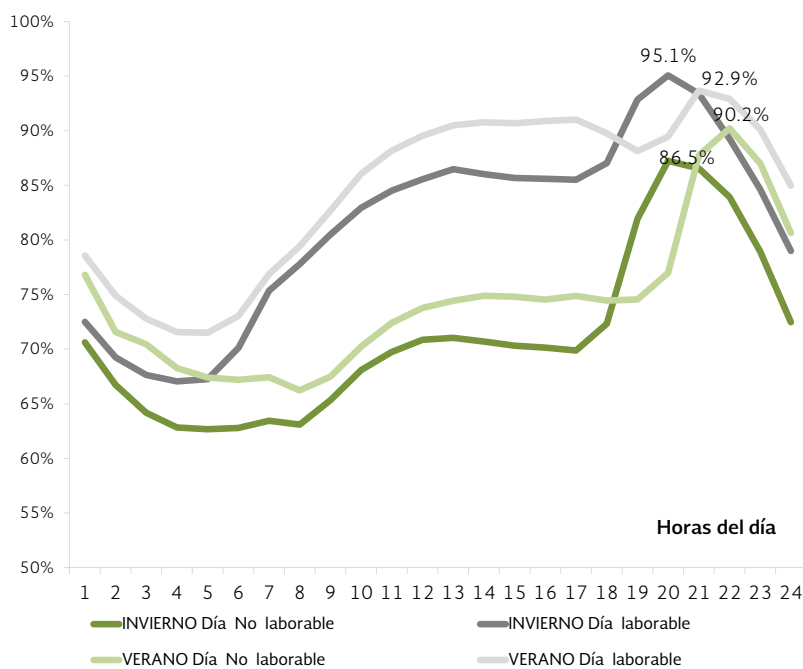
laborales como no laborales, en invierno o verano. En ellas se señala la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia. Se puede apreciar que los perfiles de carga dependen de la región geográfica, estación del año, tipo y hora del día.

FIGURA 3. 10. CURVAS TÍPICAS DE CARGA HORARIA RESPECTO A LA DEMANDA MÁXIMA
ÁREAS OPERATIVAS DEL NORTE, 2014
(Promedio de las áreas norte, noroeste y noreste)



Fuente: SENER con información de CFE

FIGURA 3. 11. CURVAS TÍPICAS DE CARGA HORARIA RESPECTO A LA DEMANDA MÁXIMA
ÁREAS OPERATIVAS DEL SUR, 2014
(Promedio de las áreas occidental, oriental, central y peninsular)



Fuente: SENER con información de CFE

3.4. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

La infraestructura del SEN se conforma de las siguientes fases:

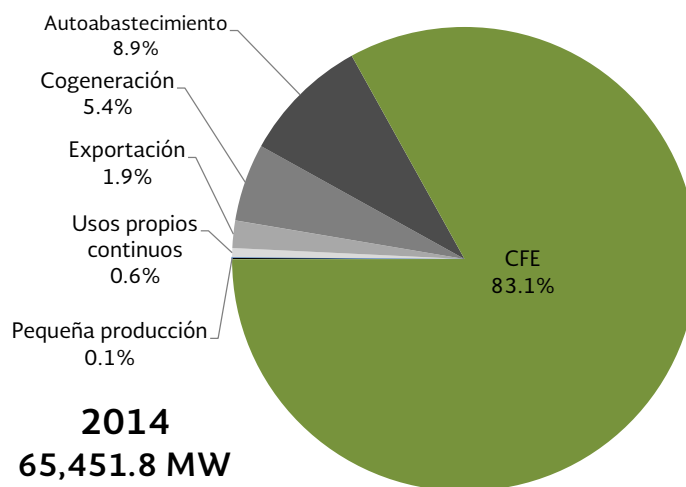
- Generación
- Transformación y transmisión en alta tensión
- Distribución en media y baja tensión
- Ventas usuarios finales⁹.

El SEN se organiza en nueve regiones que es el Sistema Interconectado Nacional, Baja California y Baja California Sur. Además se considera a los pequeños sistemas aislados. La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali.

3.4.1. Capacidad instalada

Al final de 2014, el SEN tenía una capacidad instalada eléctrica de 65,451.8 MW, 995.5 MW más que en 2013. El 83.1%¹⁰ pertenecía a la CFE¹¹ (54,366.9 MW), 8.9 % por autoabastecimiento, 5.4% por cogeneradores y el restante 2.7% por otros auto consumidores (véase Figura 3.12).

FIGURA 3. 12. CAPACIDAD INSTALADA DEL SEN POR MODALIDAD
(MW, Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CFE y CRE.

Este parque de generación está distribuido con el 74.1% de tecnologías que emplean combustibles fósiles (48,530 MW) y 25.9% de tecnologías limpias (16,921 MW).

⁹ Incluye procesos de mediación y facturación.

¹⁰ CFE incluyendo variaciones de capacidad efectiva en operación de productores independientes, de unidades termoeléctricas y geotermoeléctricas, y la capacidad de las centrales hidroeléctricas de la extinta Luz y Fuerza del Centro, cuya administración recae en el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y que son operadas en comodato por CFE.

¹¹ Incluye los Productores Independientes de Energía (PIE)

Servicio Público¹²

La capacidad del Sector Público en 2014 fue de 54,366.9 MW. La disponibilidad de recursos energéticos, infraestructura y ubicación respecto a los centros de demanda son factores que determinan la capacidad instalada del país y la distribución entre sus Estados.

Bajo la división regional de Presidencia, se distribuyó la capacidad instalada en cinco regiones que se detallan a continuación:

Noroeste

En 2014 esta región alcanzó 7,198.7 MW de capacidad instalada, lo que significó un incremento de 4.0% respecto al 2013. La tecnología Termoeléctrica convencional es la que presenta la mayor participación con el 34.5% (2,484.5 MW). Por otra parte, la energía solar fotovoltaica creció por segundo año consecutivo, registrando 6 MW.

Noreste

Esta región venía presentando un crecimiento constante en el incremento de capacidad instalada, pero en el año 2014 se redujo 2.1%, es decir 290.7 MW menos, para ubicarse en los 13,814.2 MW. El ciclo combinado continúa siendo la tecnología predominante en la región con el 64.5%, seguido de las carboeléctricas con el 18.8% y las termoeléctricas con 12.6% (véase Figura 3.13).

Centro Occidente

En 2014 esta región presentó el mayor incremento de capacidad en comparación con las restantes, 886.5 MW, con lo que se ubicó en 9,853.5 MW de capacidad instalada en ese año. Lo anterior fue resultado de un aumento en la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas de 750 MW y 137 MW de ciclo combinado. Asimismo, presentó la tasa de crecimiento anual más alta entre las regiones, con el 3.9%, muestra del fuerte dinamismo que existe en la región.

Centro

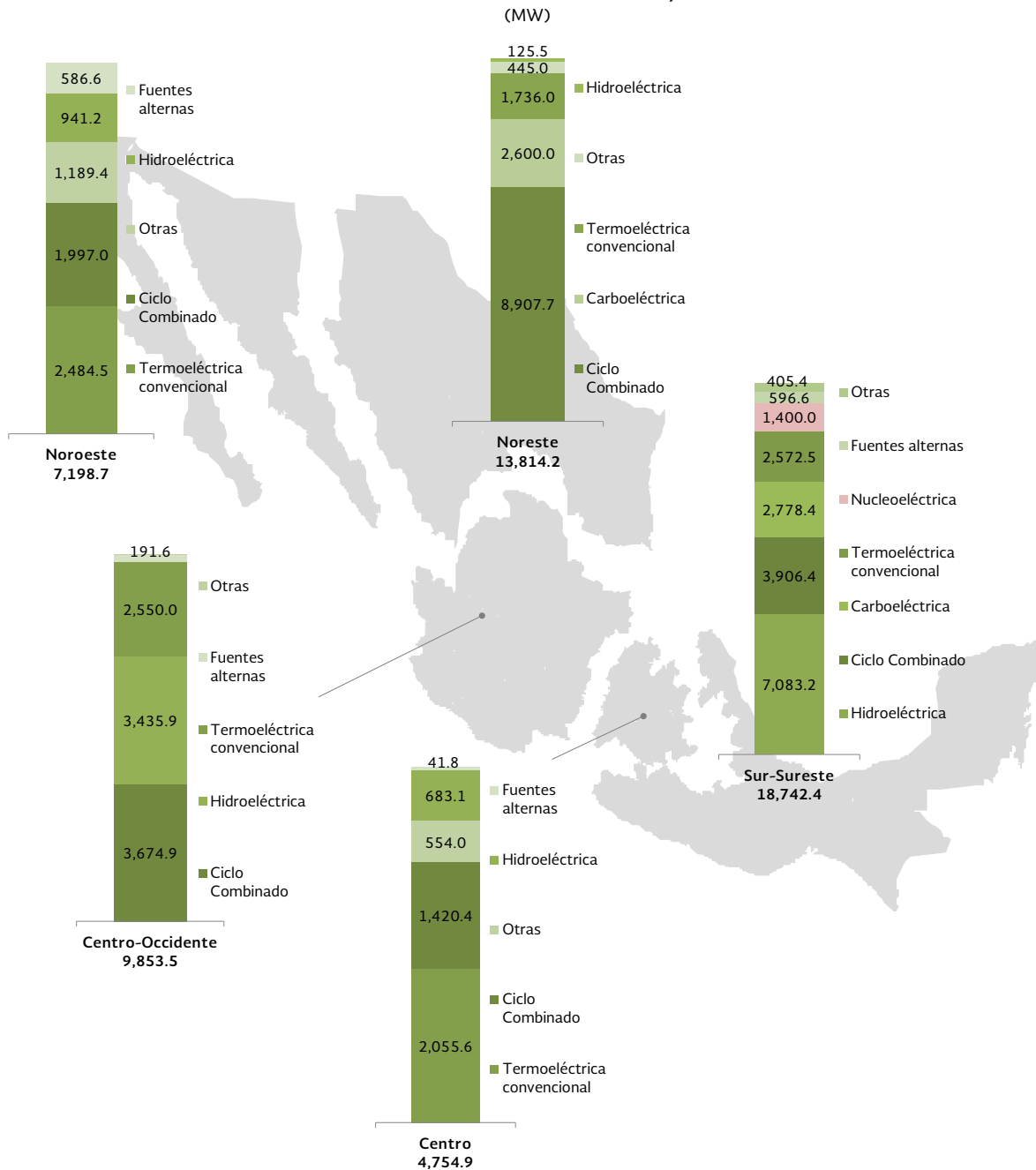
Entre 2004 y 2014, esta región creció a un ritmo de 0.3% anual y en el último año registró una reducción en su capacidad instalada de energía eléctrica para ubicarse en 4,754.9 MW. Cabe mencionar, que la única tecnología que no presentó disminuciones fue el ciclo combinado, que se ha mantenido en 1,420.4 MW por seis años consecutivos (véase Cuadro 3.5).

Sur Sureste

Esta región concentra el mayor porcentaje del total de la capacidad instalada a nivel nacional, con el 34.4%, para ubicarse en 18,742.4 al cierre de 2014. Su tasa de crecimiento anual es 1.3% y las tecnologías predominantes son la hidroeléctrica con 37.8 % (7,083.2 MW) y ciclo combinado con 20.8% (3,906.4 MW). Destaca que en esta región se encuentra la central nucleoelectrica Laguna Verde, ubicada en el estado de Veracruz con 1,400.0 MW, además que ha sido una región con una alta capacidad instalada proveniente de tecnología eólica con el 1.1% del total nacional.

¹² Nomenclatura vigente antes de la entrada en función del Mercado Eléctrico.

FIGURA 3. 13. DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA NACIONAL DEL SERVICIO PÚBLICO POR REGIÓN Y POR TECNOLOGÍA, 2014



Fuente: SENER con información de CFE.

CUADRO 3. 5. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO POR REGIÓN Y TECNOLOGÍA, 2004-2014
(MW)

Región	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Total	46,552.0	46,534.0	48,769.0	51,029.0	51,105.0	51,686.0	52,945.0	52,512.0	53,114.3	54,034.9	54,366.9	1.6
Noroeste	6,922.0	6,673.0	6,714.0	6,748.0	6,748.0	7,025.0	7,023.0	6,945.0	6,911.9	6,924.3	7,198.8	0.4
Hidroeléctrica	941.0	941.0	941.0	941.0	941.0	941.0	941.0	941.0	941.2	941.2	941.2	0.0
Termoeléctrica convencional	2,895.0	2,525.0	2,485.0	2,485.0	2,485.0	2,485.0	2,485.0	2,485.0	2,484.5	2,484.5	2,484.5	-1.5
Ciclo combinado	1,493.0	1,718.0	1,720.0	1,720.0	1,720.0	1,997.0	1,997.0	1,997.0	1,997.0	1,997.0	1,997.0	3.0
CFE	496.0	721.0	723.0	723.0	723.0	1,000.0	1,000.0	1,000.0	1,000.0	1,000.0	1,000.0	7.3
PIE	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	997.0	0.0
Turbogás	716.0	584.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.0	663.2	663.2	902.2	2.3
Combustión interna	146.0	174.0	174.0	209.0	209.0	209.0	207.0	203.0	244.3	251.7	287.2	7.0
Geotérmica	730.0	730.0	730.0	730.0	730.0	730.0	730.0	655.0	580.0	580.0	580.0	-2.3
Eólica	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.6	0.6	0.6	-5.0
Solar fotovoltaica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	6.0	6.0	n.a.
Noreste	11,854.0	12,086.0	13,203.0	13,194.0	13,234.0	13,222.0	13,672.0	13,672.0	13,671.9	14,104.9	13,814.2	1.5
Hidroeléctrica	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	125.5	125.5	125.5	0.0
Termoeléctrica convencional	2,789.0	2,111.0	2,111.0	2,036.0	2,036.0	2,036.0	2,036.0	2,036.0	2,036.0	2,036.0	1,736.0	-4.6
Ciclo combinado	5,449.0	6,447.0	7,765.0	7,976.0	8,015.0	8,015.0	8,465.0	8,465.0	8,465.4	8,898.4	8,907.7	5.0
CFE	1,973.0	1,973.0	2,169.0	2,380.0	2,420.0	2,420.0	2,420.0	2,420.0	2,419.9	2,419.9	2,429.2	2.1
PIE	3,477.0	4,475.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	5,596.0	6,046.0	6,046.0	6,045.5	6,478.5	6,478.5	6.4
Turbogás	890.0	802.0	602.0	457.0	457.0	445.0	445.0	445.0	445.0	445.0	445.0	-6.7
Carboeléctrica	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	0.0
Centro-Occidente	6,727.0	6,724.0	6,704.0	8,553.0	8,553.0	8,553.0	8,553.0	8,213.0	8,130.1	8,966.5	9,853.5	3.9
Hidroeléctrica	1,873.0	1,878.0	1,857.0	2,634.0	2,634.0	2,634.0	2,634.0	2,630.0	2,674.7	2,685.9	3,435.9	6.3
Termoeléctrica convencional	3,466.0	3,466.0	3,466.0	3,466.0	3,466.0	3,466.0	3,466.0	3,150.0	2,550.0	2,550.0	2,550.0	-3.0
Ciclo combinado	1,174.0	1,166.0	1,161.0	2,233.0	2,233.0	2,233.0	2,233.0	2,240.0	2,240.0	3,537.9	3,674.9	12.1
CFE	597.0	601.0	601.0	603.0	603.0	603.0	603.0	610.0	610.0	1,907.9	2,044.9	13.1
PIE	577.0	565.0	560.0	1,630.0	1,630.0	1,630.0	1,630.0	1,630.0	1,630.0	1,630.0	1,630.0	10.9
Turbogás	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	0.0	472.7	0.0	0.0	-100.0
Combustión interna	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2	1.2	1.2	1.7
Geotérmica	190.0	190.0	195.0	195.0	195.0	195.0	195.0	192.0	191.6	191.6	191.6	0.1
Centro	4,607.0	4,607.0	4,649.0	4,950.0	4,955.0	5,229.0	5,291.0	5,291.0	5,291.4	5,303.2	4,754.9	0.3
Hidroeléctrica	714.0	714.0	729.0	729.0	729.0	729.0	729.0	729.0	729.4	729.4	683.1	-0.4
Termoeléctrica convencional	2,174.0	2,174.0	2,174.0	2,220.0	2,220.0	2,250.0	2,280.0	2,280.0	2,279.6	2,279.6	2,055.6	-0.6
Ciclo combinado	1,038.0	1,038.0	1,038.0	1,038.0	1,038.0	1,420.0	1,420.0	1,420.0	1,420.4	1,420.4	1,420.4	3.2
CFE	1,038.0	1,038.0	1,038.0	1,038.0	1,038.0	1,420.0	1,420.0	1,420.0	1,420.4	1,420.4	1,420.4	3.2
Turbogás	640.0	640.0	672.0	928.0	928.0	790.0	822.0	822.0	822.0	822.0	554.0	-1.4
Geotérmica	40.0	40.0	35.0	35.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	51.8	41.8	0.4
Sur-Sureste	16,439.0	16,440.0	17,496.0	17,580.0	17,612.0	17,654.0	18,403.0	18,387.0	19,105.8	18,732.8	18,742.4	1.3
Hidroeléctrica	6,876.0	6,877.0	6,913.0	6,913.0	6,913.0	6,953.0	7,073.0	7,073.0	7,073.2	7,073.2	7,083.2	0.3
Termoeléctrica convencional	2,659.0	2,659.0	2,659.0	2,659.0	2,659.0	2,659.0	2,610.0	2,610.0	2,572.5	2,572.5	2,572.5	-0.3
Ciclo combinado	2,886.0	2,886.0	3,906.0	3,906.0	3,906.0	3,906.0	3,906.0	3,906.0	3,906.4	3,906.4	3,906.4	3.1
CFE	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	672.0	0.0
PIE	2,214.0	2,214.0	3,234.0	3,234.0	3,234.0	3,234.0	3,234.0	3,234.0	3,234.4	3,234.4	3,234.4	3.9
Turbogás	548.0	548.0	548.0	548.0	581.0	583.0	583.0	565.0	565.2	402.2	402.2	-3.0
Combustión interna	3.0	3.0	3.0	4.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.2	3.2	3.2	0.6
Dual	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	2,100.0	0.0	-100.0
Carboeléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	678.0	678.0	678.4	678.4	2,778.4	n.a.
Eólica	2.0	2.0	2.0	85.0	85.0	85.0	85.0	86.0	597.0	597.0	596.6	76.8
CFE	2.0	2.0	2.0	85.0	85.0	85.0	85.0	86.0	86.2	86.2	85.7	45.6
PIE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	510.9	510.9	510.9	n.a.
Nuclear	1,365.0	1,365.0	1,365.0	1,365.0	1,365.0	1,365.0	1,365.0	1,365.0	1,610.0	1,400.0	1,400.0	0.3
Plantas móviles ^{1/}	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	0.4

^{1/}Plantas de combustión interna móviles

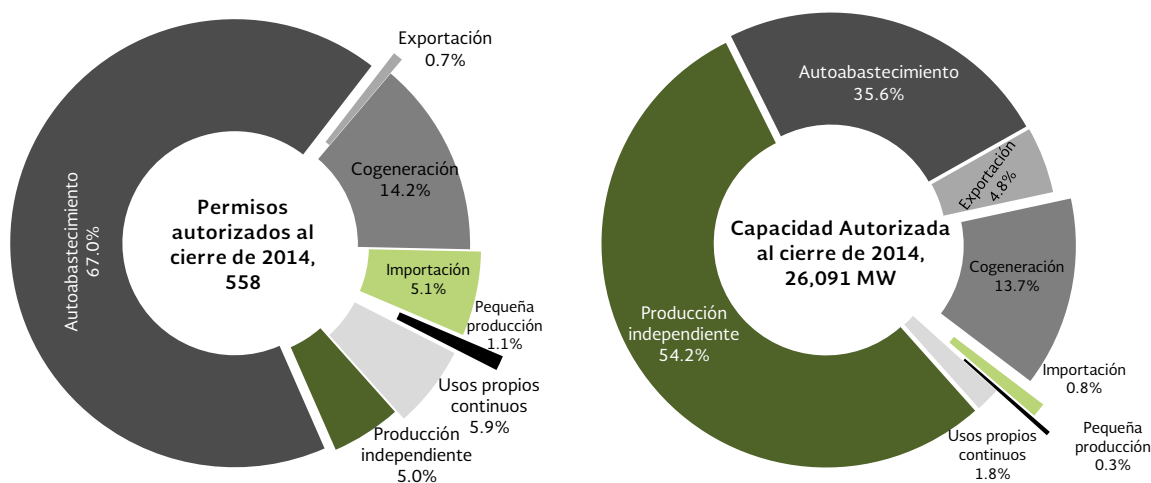
Fuente: SENER con información de CFE.

Particulares

Los permisionarios, hoy particulares, eran una figura vigente hasta antes de la entrada de la Reforma Energética, se refería a los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica, entre otros, que podían autoabastecerse o producir energía para su venta a CFE.

Al cierre de 2014, la CRE autorizó 558 permisos¹³, de los cuales 374 correspondieron a la modalidad de autoabastecimiento, 79 a cogeneración, 34 a importación¹⁴, 33 para usos propios continuos, 28 para PIE, seis para pequeña producción y cuatro para exportación. Sin embargo, el mayor registro de capacidad autorizada la concentró los PIE con 14,149.5 MW, equivalente al 54.2%, seguido del autoabastecimiento con 6,307.5 MW (véase Figura 3.14).

FIGURA 3. 14. DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LOS PERMISOS AUTORIZADOS Y LA CAPACIDAD AUTORIZADA POR MODALIDAD



Fuente: SENER con información de la CRE.

La capacidad promedio por permiso autorizado se muestra a continuación:

CUADRO 3. 6. CAPACIDAD POR PERMISO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA OTORGADO

Modalidad	Número de permisos	Capacidad autorizada 2014 (MW)	Capacidad por permiso (MW/permiso)
Producción independiente	28	14,149.5	505.3
Autoabastecimiento	374	6,307.5	16.9
Cogeneración	79	3,576.4	45.3
Exportación	4	1,250.4	312.6
Usos propios continuos	33	456.8	13.8
Importación	34	266.7	7.8
Pequeña producción	6	83.8	14.0
Total	558	26,091.1	46.8

Fuente: SENER con información de la CRE.

Entre el año 2013 y 2014, se incrementó la participación en capacidad instalada autorizada de particulares, en 2.9%, para ubicarse en 26,091.1 MW, de los cuales 14,149.4 MW proveniente de PIE¹⁵.

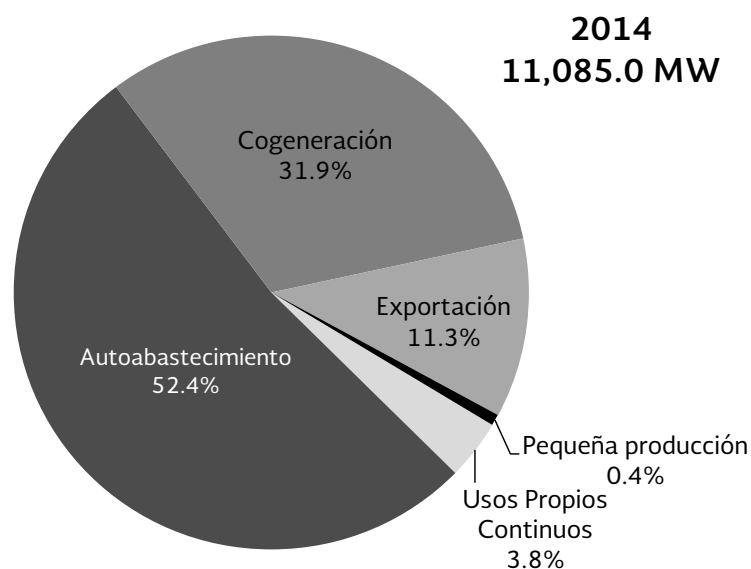
Por su parte, de la capacidad autorizada en operación, destaca la modalidad de pequeña producción que presentó la mayor tasa media de crecimiento anual en el período 2004-2014, con el 100.1%, al cierre de 2014, se ubicó en 78.1 MW de capacidad de generación. En segundo lugar se encuentra autoabastecimiento con un incremento de 15.6%, es decir 783.2 MW más en comparación al 2013 y concentrando el 52.4% del total de permisionarios, excluyendo PIE (véase Figura 3.15).

¹³ Ver cuadro 3.C en el anexo estadístico

¹⁴ En capacidad se considera como demanda máxima de importación. En generación se considera como energía importada (no generada en el país).

¹⁵ Para mayor detalle ver el cuadro 3.D en el anexo estadístico.

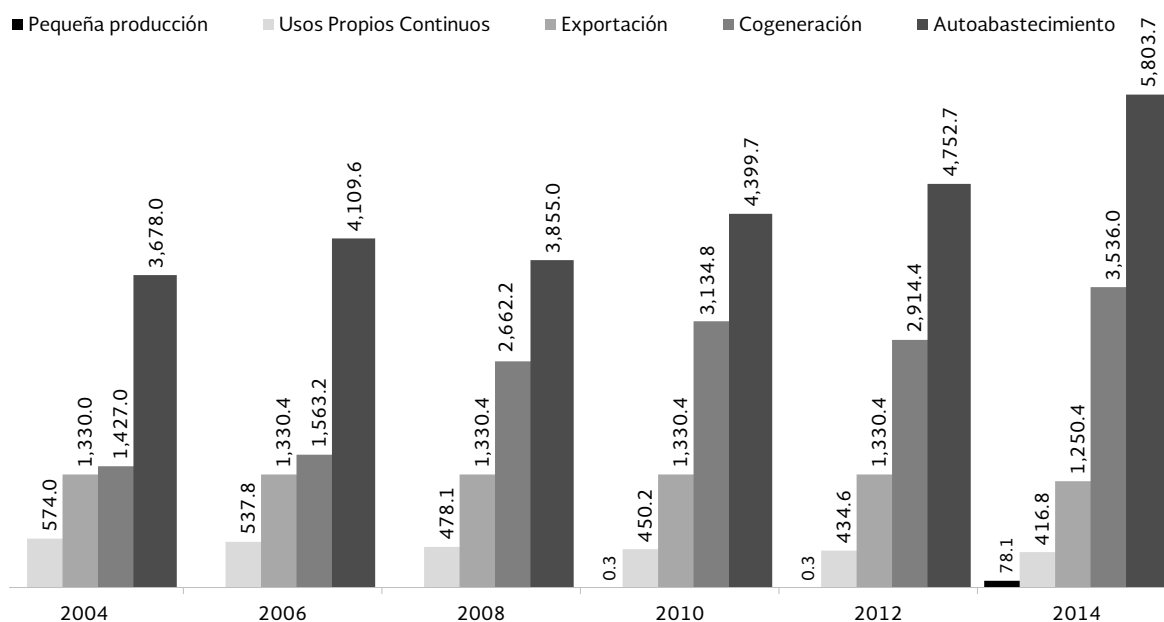
FIGURA 3. 15. PARTICIPACIÓN DE LOS PERMISIONARIOS EN LA CAPACIDAD EN OPERACIÓN¹⁶
(MW, Porcentaje)



Fuente: SENER con información de la CRE.

Con respecto a la evolución que se dio a lo largo de una década, los cogeneradores presentaron un crecimiento más acelerado que los demás, a un ritmo del 9.5% anual, (véase Figura 3.16).

FIGURA 3. 16. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD AUTORIZADA EN OPERACIÓN DE LOS PERMISIONARIOS POR MODALIDAD, 2004-2014
(MW)



Fuente: SENER con información de la CRE.

¹⁶ No incluye las modalidades PIE ni importación de energía eléctrica.

Para las modalidades de usos propios continuos¹⁷ y exportación, hubo una reducción en su capacidad de -4.4 MW y -80.3 MW respectivamente, pasando de 1,751.9 MW a 1,667.2 MW en conjunto, dentro del período mencionado

3.4.2. Adiciones, modificaciones y retiros de capacidad

Las diferentes adiciones, modificaciones y retiros de capacidad del servicio público en 2014, dieron como resultado un aumento en la capacidad instalada de 332 MW, respecto al 2013, como se muestra en el Cuadro 3.7.

¹⁷ Estos permisos son en realidad permisos de autoabastecimiento y cogeneración, diferenciándose en que éstos fueron emitidos antes de las reformas de 1992, cuando se definieron las modalidades actuales. Estos permisos cuentan con vigencia indefinida.

CUADRO 3. 7. ADICIONES, MODIFICACIONES Y RETIROS DEL SERVICIO PÚBLICO, 2014

Central	Capacidad (MW)	Unidad	Tecnología	Fecha de adición, modificación o retiro	Ubicación
Total	332.0				
Adiciones	1,167.9				
Tijuana ^{1/}	135.0	4, 5 y 6	TG	30/01/2015	Baja California
El Sáuz ^{2/}	137.0	8	CC	10/03/2015	Querétaro
La Yesca	750.0	1 y 2	HID	11/04/2015	Nayarit
Baja California Sur I	41.9	4	CI	11/07/2015	Baja California Sur
U móviles, CFE-T-30000-1, CFE-T-30000-2, CFE-T-30000-3 y CFE-T-30000-4 (Los Cabos)	104.0	1, 2, 3 y 4	TJ móvil	19/10/2015	Baja California Sur
Modificaciones	-835.449				
Humeros ^{3/}	-10.0	4 y 7	GEO	01/01/2015	Puebla
Altamira ^{4/}	-300.0	1 y 2	TC	01/01/2015	Tamaulipas
Infiernillo ^{5/}	40.0	5 y 6	HID	01/03/2015	Guerrero
Huinalá II ^{6/}	9.3	8	CC	01/04/2015	Nuevo León
La Venta (Ambrosio Figueroa) ^{7/}	-30.0	1, 2, 3, 4 y 5	HID	01/04/2015	Guerrero
Colotlipa ^{8/}	-8.0	1, 2, 3 y 4	HID	01/04/2015	Guerrero
Santa Rosalía ^{9/}	-1.6	11	CI	01/06/2015	Baja California Sur
Tepexic ^{10/}	-30.0	1 y 2	HID	01/09/2015	Puebla
Tezcapa ^{10/}	-5.3	1 y 2	HID	01/09/2015	Puebla
Juandó ^{10/}	-3.0	1 y 2	HID	01/09/2015	Hidalgo
Temascaltepec ^{10/}	-2.3	1, 2, 3 y 4	HID	01/09/2015	México
San Simón ^{10/}	-1.3	1 y 2	HID	01/09/2015	México
Fernández Leal ^{10/}	-1.1	1	HID	01/09/2015	México
Cañada ^{10/}	-1.0	1	HID	01/09/2015	Hidalgo
Villada ^{10/}	-0.9	1	HID	01/09/2015	México
Tlilán ^{10/}	-0.7	1	HID	01/09/2015	México
Zepayautla ^{10/}	-0.5	1	HID	01/09/2015	México
Zictepec ^{10/}	-0.2	1	HID	01/09/2015	México
Jorge Luque ^{10/}	-224.0	1, 2, 3 y 4	TC	01/09/2015	México
Nonoalco ^{10/}	-42.0	4	TG	01/09/2015	Distrito Federal
Lechería ^{10/}	-138.0	1, 2, 3 y 4	TG	01/09/2015	México
Valle de México ^{10/}	-88.0	2, 3 y 4	TG	01/09/2015	México
Unidades de emergencia en BCS	-4.8	3 U's	CI	01/09/2015	Baja California Sur
Colotlipa ^{11/}	8.0	1, 2, 3 y 4	HID	01/11/2015	Guerrero
Retiros	-0.5				
La Venta ^{12/}	-0.5	2U del paquete I	EOL	01/10/2015	Oaxaca

Nomenclatura:

CC = Ciclo Combinado TG = Turbogás GEO = Geotermoeléctrica CI = Combustión Interna HID = Hidráulica
 NUC = Nucleoeléctrica FV = Solar fotovoltaica

^{1/} Nuevas TG aeroderivadas

^{2/} Op. comercial U-8 TG, para integrar el paquete III de CC El Sáuz (U4 y U8)

^{3/} Baja por el proyecto RM Humeros

^{4/} Baja de unidad por el proyecto RM 258 conversión a coque de petróleo

^{5/} Proyecto de modernización

^{6/} Proyecto de modernización

^{7/} Baja temporal para la realización del proyecto de reconstrucción por los daños ocasionados por inundaciones en 2013 (Ingrid y Manuel)

^{8/} Baja temporal para la realización del proyecto de reconstrucción por los daños ocasionados por inundaciones en 2013 (Ingrid y Manuel)

^{9/} Baja definitiva por daño total del motor y altos costos de rehabilitación

^{10/} Unidades de la extinta LyFC que pasan a capacidad cero por estar actualmente fuera de operación

^{11/} Recuperación de capacidad efectiva

^{12/} Baja definitiva, dos unidades del paquete I

Fuente: SENER con información de CFE

3.4.3. Generación de energía eléctrica

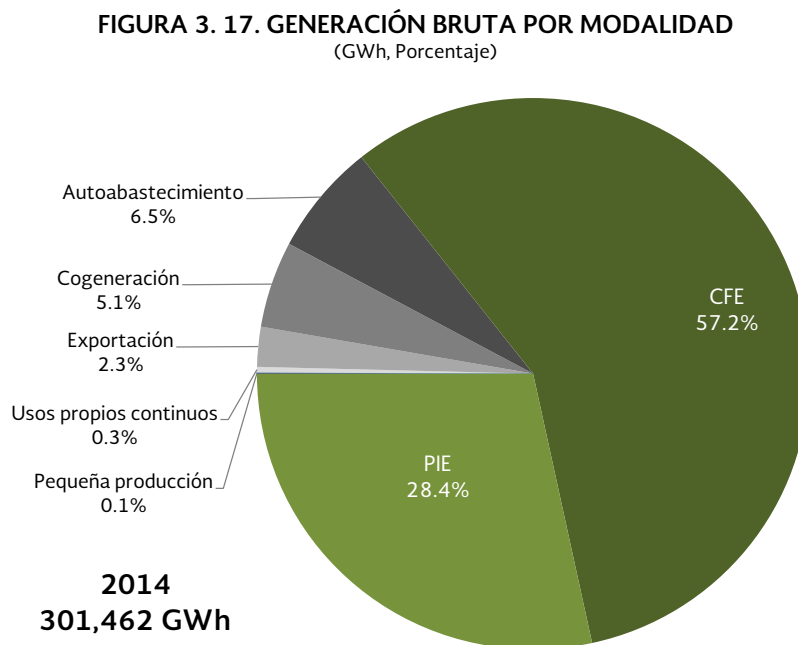
Para la generación de electricidad se requiere de centrales que utilizan diversos combustibles como carbón, gas natural, combustóleo y uranio para producir electricidad. También se utilizan combustibles renovables como el agua, sol, viento, geotermia y biomasa. El tipo de combustible empleado, el costo de generación y la eficiencia de la planta generadora determinan como se operarán las distintas plantas de un sistema.

Existen tecnologías que presentan un costo marginal alto, pero pueden ponerse en marcha rápidamente, como es el caso de planta con turbinas de gas que utiliza gas natural, útiles en los períodos de demanda pico. Caso contrario los generadores que emplean carbón o uranio, sus costos marginales son menores pero no se pueden poner en marcha rápidamente y cubren principalmente, la demanda base continua de electricidad.

Otras tecnologías como las centrales que utilizan energía renovable, no emplean combustibles, pero su construcción es costosa, así como su mantenimiento; un punto a su favor es la reducida o nula emisión de contaminantes al ambiente.

Todos estos factores han contribuido que a lo largo de los años, se haya buscado la diversificación de la matriz energética, que promueva el uso de energías limpias pero que se mantenga el respaldo de la energía con tecnologías con costos bajos y precios de combustibles accesibles.

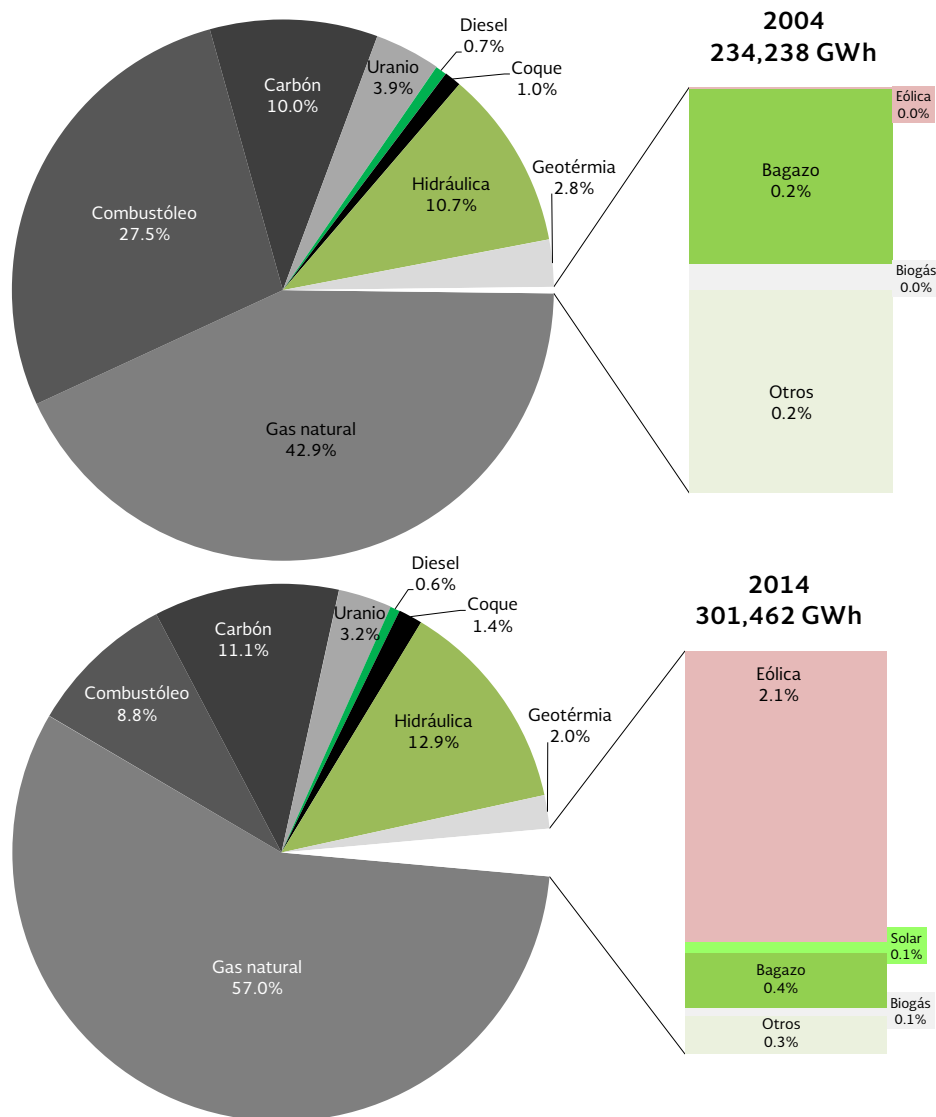
En 2014, la generación total de energía se ubicó en 301,462.0 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisos, de los cuales el 85.6% provino del servicio público.



Fuente: SENER con información de CFE y CRE.

A lo largo de diez años, la generación mediante fuentes fósiles como el carbón, gas natural, combustóleo, entre otros, presentaron una reducción en la participación de generación bruta con tres puntos porcentuales, para concentrar 82.1% del total, mientras que la generación mediante fuentes no fósiles fue de 17.9% (véase Figura 3.18)

**FIGURA 3. 18. GENERACIÓN BRUTA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL POR FUENTE DE ENERGÍA
2004, 2014**
(GWh, Porcentaje)



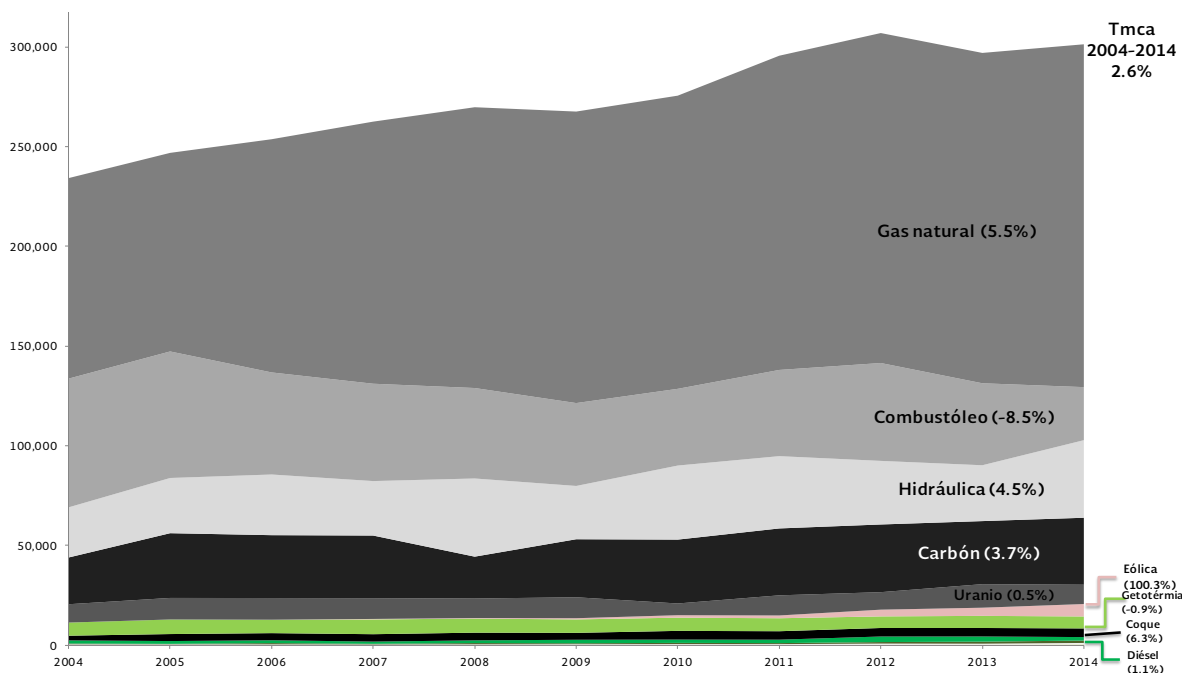
Fuente: SENER con información de CFE y CRE.

Uno de los cambios importantes en los últimos años fue el menor uso de combustóleo para la producción de energía eléctrica, con una reducción aproximada de 14,502.4 GWh, con lo que se ubicó, al cierre de 2014, en 26,598.6 GWh presentando una tasa de decrecimiento de -8.5%.

Por el contrario, el gas natural tomó mayor relevancia al incrementarse en 6,226.6 GWh, y generar en ese año 171,877.1 GWh, concentrando el 57.0% del total de generación por fuente de energía y posicionándose como el principal energético empleado.

Cabe mencionar que dentro de las fuentes de energías renovables, la energía eólica ha tenido una fuerte participación y un incremento considerable en la última década. Hoy en día tiene el 2.1% de participación y su crecimiento medio anual es el más alto de todas las fuentes de energía con el 100.3%. La generación por energía hidráulica, permanece dentro de las primeras posiciones, manteniendo un crecimiento anual de 4.5% (véase Figura 3.19)

FIGURA 3. 19. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, POR FUENTE DE ENERGÍA, 2004-2014¹⁸
(Gwh, Tmca)



Fuente: SENER con información de CFE y CRE.

Servicio Público

La generación total de energía eléctrica para el servicio público alcanzó 258, 255.8 GWh al cierre de 2014, lo que representó una disminución de 0.1% con relación al 2013. Entre las tecnologías que presentaron un decremento en su generación se tienen centrales termoeléctricas con una reducción de -29.0%; turbogás y combustión interna con -18.6%; nucleoelectrónica con -17.9%; Solar fotovoltaica con -3.0% y geotérmica con -1.1%. Una de las razones del porqué ocurrió lo anterior es que actualmente se busca orientar al cambio entre las centrales térmicas a centrales de ciclo combinado, buscando aprovechar las ventajas de eficiencia global de generación y la reducción de contaminantes que representa. Por otra parte, las centrales que incrementaron su generación fueron las hidroeléctricas con el 38.9% entre 2013 y 2014; carboeléctricas en 8.7% y Dual con 3.7% (véase Cuadro 3.8).

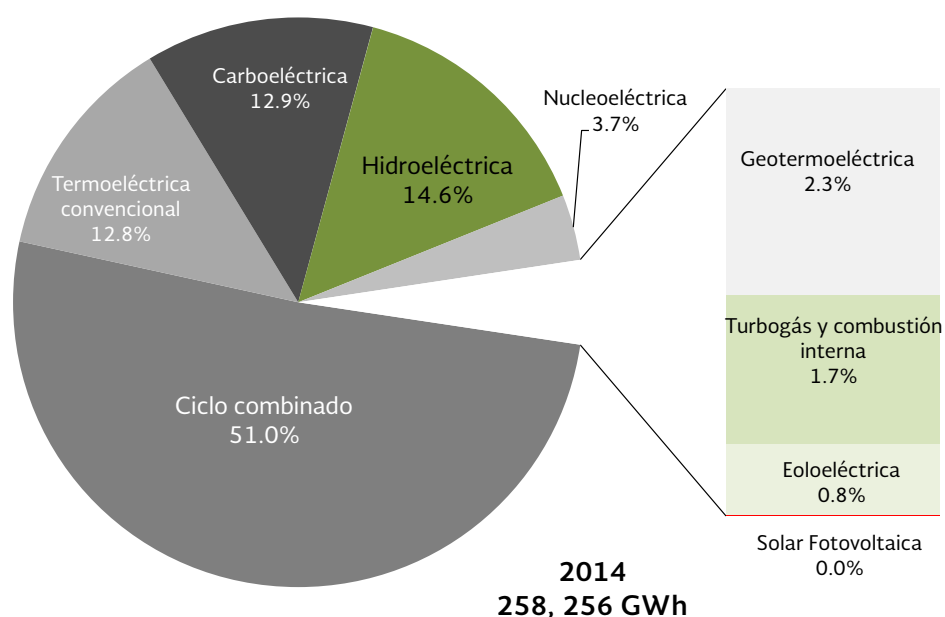
¹⁸ No se consideraron la representación de otras fuentes de energía por ser marginales su participación en GWh de la generación total

CUADRO 3. 8. GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL, 2004-2014
(GWh)

Tecnología	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Ciclo combinado	70,651.7	71,568.5	89,547.9	101,048.6	106,055.8	112,264.5	114,817.6	118,454.5	117,606.0	126,583.4	130,907.4	6.4
Termoeléctrica convencional	66,334.1	65,077.3	51,931.0	49,482.4	43,325.4	43,111.7	40,569.6	47,868.9	53,917.8	47,166.8	33,480.8	-6.6
Turbogás y combustión interna	3,381.3	2,137.8	2,377.0	3,804.7	4,036.3	4,975.7	4,638.3	5,256.8	7,367.0	5,341.1	4,343.4	2.5
Hidroeléctrica	25,076.4	27,611.4	30,304.8	27,042.2	38,892.0	26,445.0	36,738.5	35,795.9	31,316.6	27,444.1	38,144.8	4.3
Carboeléctrica	17,883.3	18,380.3	17,931.2	18,100.7	17,789.1	16,886.2	16,485.1	18,158.4	17,724.1	16,044.4	17,445.9	-0.2
Nucleoeléctrica	9,193.9	10,804.9	10,866.2	10,420.7	9,804.0	10,501.1	5,879.2	10,089.2	8,769.6	11,799.9	9,677.2	0.5
Dual	7,915.3	14,275.1	13,875.2	13,375.0	6,883.3	12,298.6	15,577.8	15,395.9	16,234.0	15,583.7	16,167.0	7.4
Geotermoeléctrica	6,576.8	7,298.5	6,685.4	7,403.9	7,055.8	6,739.7	6,618.5	6,506.6	5,816.6	6,069.7	5,999.7	-0.9
Eoloeléctrica	6.1	5.0	44.8	248.4	254.6	249.2	166.4	357.3	1,744.1	1,813.9	2,077.0	79.0
Solar Fotovoltaica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	13.1	12.7	n.a.
Total	207,018.9	217,158.8	223,563.5	230,926.6	234,096.3	233,471.6	241,490.9	257,883.5	260,497.8	257,860.1	258,255.8	2.2

Fuente: SENER con información de CFE.

Ciclo combinado en 2014, concentró 51.0% del total de generación para el servicio público, mientras que las centrales a base de energía solar fotovoltaica tuvieron la menor participación

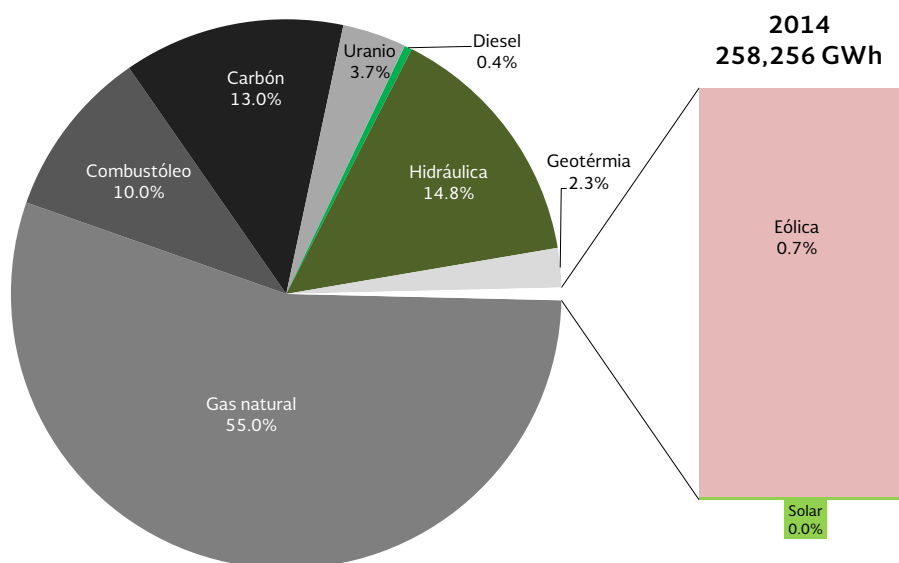
FIGURA 3. 20. GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL, 2014
(GWh)

Fuente: SENER con información de CFE.

Por tipo de energía empleada para la generación en el servicio público, en 2014, el gas natural concentró el 55.0% del total, reduciendo a consecuencia el uso de combustóleo al 10.0%. El carbón tuvo un crecimiento, en comparación de 2013 de casi un punto porcentual.

En materia de fuentes limpias y renovables, la reducción en participación de uranio se ha complementado con el surgimiento de otras fuentes renovables como la eólica que concentró, para 2014, el 0.7%, al igual que la energía hidráulica que incrementó su participación en aproximadamente cuatro puntos porcentuales, más que en 2013 (véase Figura 3.21).

FIGURA 3. 21. GENERACIÓN BRUTA DEL SERVICIO PÚBLICO POR FUENTE DE ENERGÍA UTILIZADA, 2014
(GWh, Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CFE.

Particulares

En 2014, la generación bruta de energía eléctrica por particulares, sin considerar PIE, fue de 43,206.3 GWh, lo que representó un incremento de 12.3% con respecto al 2013. Asimismo, tuvo un crecimiento anual de 4.8% a lo largo del período 2004-2014.

Dentro de las modalidades, pequeña producción tuvo un elevado crecimiento de 2,708.0%, pasando de 6.7 GWh en el 2013 a 187.7 GWh en el 2014. El autoabastecimiento por su parte, registró un aumento de 19.5% para ubicarse en 19,707.2 GWh al cierre de 2014 (véase Cuadro 3.9).

CUADRO 3. 9. GENERACIÓN BRUTA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PERMISIONARIOS POR MODALIDAD, 2004-2014
(GWh)

Año	Auto-abastecimiento	Cogeneración	Exportación	Usos Propios Continuos	Pequeña producción	Total
2004	13,853.0	7,184.0	4,422.0	1,507.0	-	26,966.0
2005	14,368.0	7,253.0	6,095.0	1,392.0	-	29,108.0
2006	15,377.0	7,812.0	6,932.0	1,223.0	-	31,342.8
2007	12,141.0	11,466.0	6,207.0	1,019.0	-	30,833.8
2008	12,793.0	12,366.0	7,425.0	1,015.0	-	33,599.8
2009	12,867.0	12,343.0	6,914.0	968.0	-	33,092.9
2010	14,698.0	12,636.0	4,892.0	967.0	0.2	33,193.5
2011	14,417.0	12,465.0	5,017.0	963.0	0.5	32,863.1
2012	15,458.3	12,024.1	5,771.7	1,070.3	0.1	34,324.4
2013	16,497.0	14,683.0	6,297.9	998.2	6.7	38,482.8
2014	19,707.2	15,268.0	7,050.2	993.3	187.7	43,206.3
Tmca (%)	3.6	7.8	4.8	-4.1	n.a.	4.8

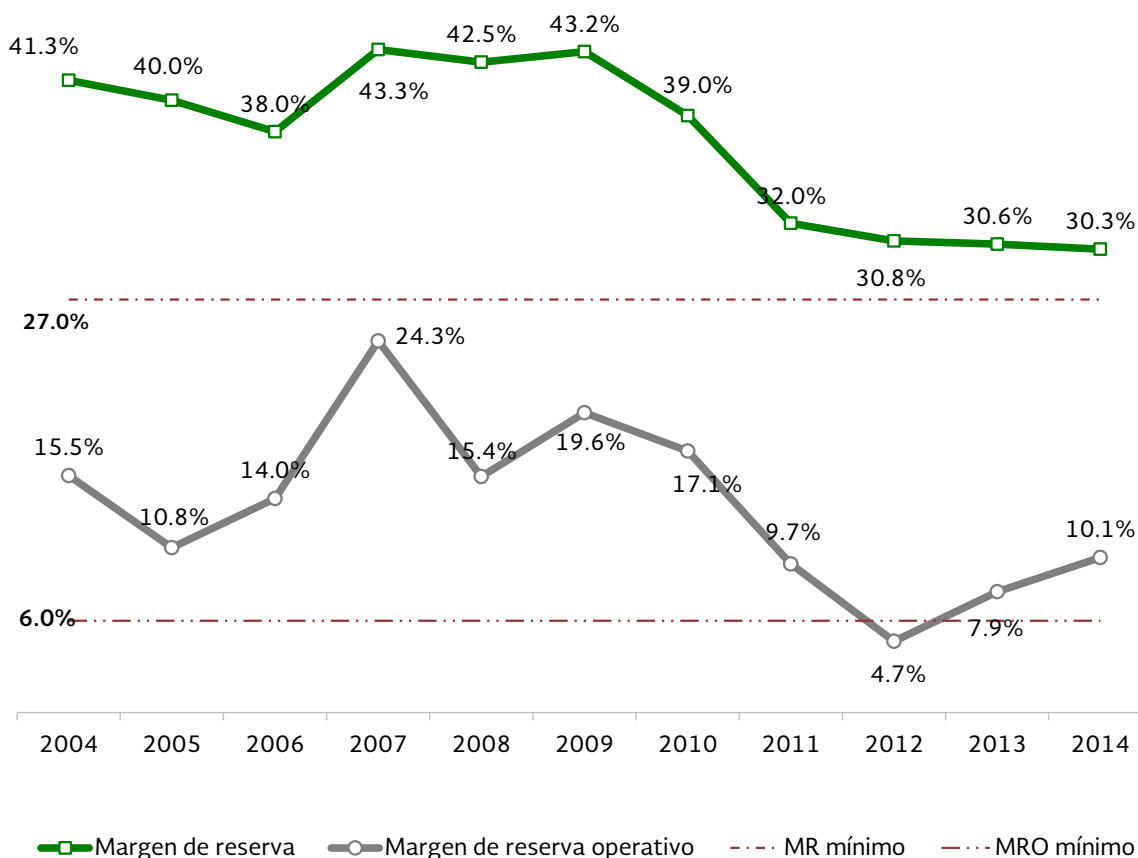
Fuente: SENER con información de CRE.

De las diferentes modalidades, autoabastecimiento y cogeneración tuvieron la mayor participación con el 45.6% y 35.3% respectivamente, sobre el total de permisionarios. Para el período 2004-2014 la modalidad de cogeneración tuvo nuevamente la tasa de crecimiento promedio anual más alta, con el 7.8%, mientras que usos propios continuos registró a lo largo del período un decremento anual de -4.1%.

3.4.4. Evolución del Margen de Reserva

El margen de reserva se calcula como la variación en la capacidad efectiva bruta menos la demanda máxima bruta coincidente sobre la demanda máxima bruta coincidente. Con relación al margen de reserva operativo, está definido como la diferencia entre los recursos totales disponibles (capacidad efectiva bruta menos la capacidad indisponible) y la demanda bruta coincidente (demanda máximo integrado del sistema más las exportaciones). El margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional en 2014, fue de 30.3%, mientras que el margen de reserva operativo de capacidad en el Sistema Interconectado fue de 10.1% (véase Figura 3.22).

FIGURA 3. 22. EVOLUCION DEL MARGEN DE RESERVA Y MARGEN DE RESERVA OPERATIVO DEL SIN, 2004-2014
(Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CFE.

3.4.5. Transmisión y Distribución

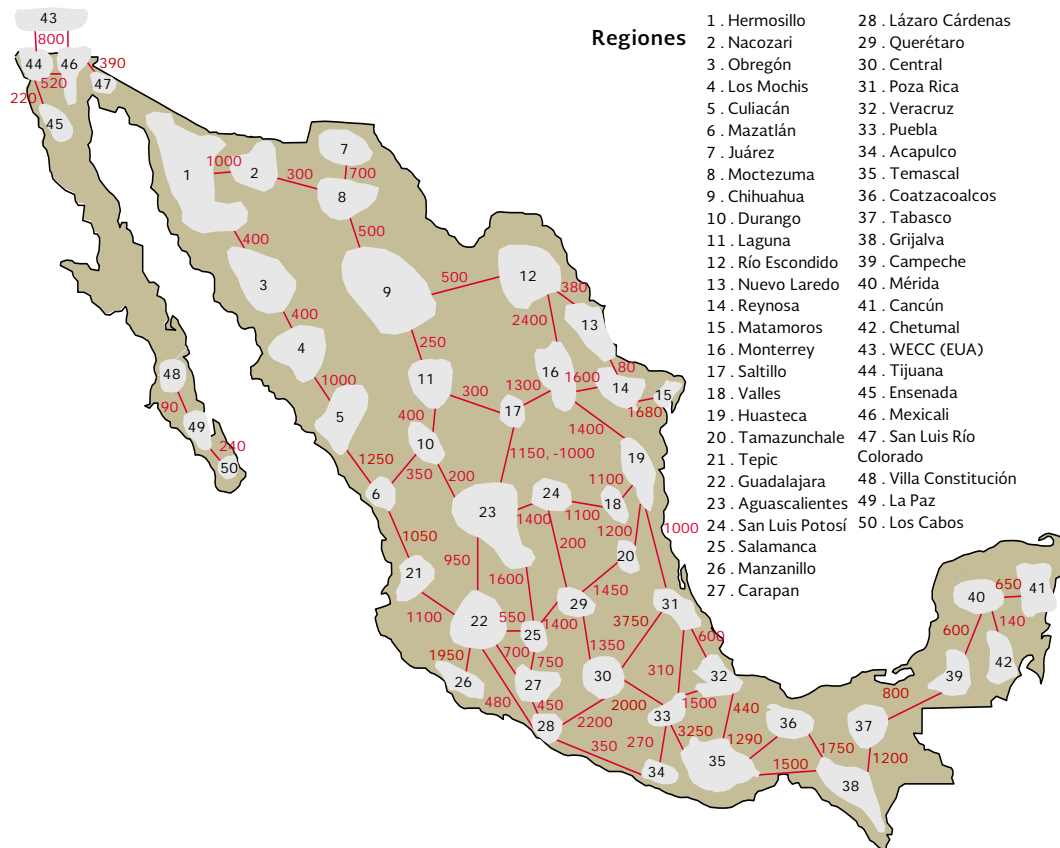
Al cierre de 2014, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 879,692.0 km, lo que representó un aumento de 14,830.0 km, respecto al año anterior. Esta red está constituida por líneas de 230-400 kV con 51,184.0 km (5.8% del total), 5.8% corresponde a las líneas entre 69 y 161 kV, 12.5% a líneas entre 23 y 34.5 kV y, 35.2% a menores de 13.8 kV (véase Cuadro 3.10 y Figura 3.23).

CUADRO 3. 10. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y BAJA TENSIÓN, 2004-2014
(Kilómetros)

	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
SEN	746,911.0	759,552.0	773,059.3	786,151.0	803,712.0	812,281.8	824,065.0	845,201.0	853,490.0	864,862.0	879,692.0	1.6
CFE ¹	676,690.0	688,420.0	700,676.0	712,790.0	729,299.0	737,869.2	748,399.0	758,758.0	766,575.0	776,373.0	791,261.0	1.6
400 kV	17,831.0	18,144.0	19,265.0	19,855.0	20,364.0	20,899.8	22,272.0	22,880.0	23,627.0	23,636.0	23,641.0	2.9
230 kV	25,886.0	27,147.0	27,745.0	28,164.0	28,092.0	27,801.0	27,317.0	26,867.0	26,682.0	26,998.0	27,543.0	0.6
161 kV	486.0	475.0	475.0	547.0	547.0	548.8	549.0	549.0	549.0	550.0	550.0	1.2
138 kV	1,358.0	1,369.0	1,398.0	1,418.0	1,439.0	1,470.1	1,477.0	1,485.0	1,484.5	1,503.0	1,532.0	1.2
115 kV	40,176.0	40,847.0	42,177.0	43,292.0	42,701.0	42,294.9	42,358.0	43,821.0	43,613.5	45,231.0	46,115.0	1.4
85 kV	140.0	141.0	141.0	141.0	77.0	76.9	83.0	201.0	143.0	142.0	156.0	1.1
69 kV	3,245.0	3,241.0	3,157.0	3,067.0	3,066.0	2,994.9	2,982.0	2,946.0	2,921.0	2,948.0	2,778.0	-1.5
34.5 kV	64,768.0	66,287.0	67,400.0	69,300.0	70,448.0	71,777.8	72,808.0	73,987.0	75,184.0	76,185.0	77,027.0	1.7
23 kV	27,435.0	27,940.0	28,568.0	29,095.0	29,841.0	30,693.9	31,161.0	31,665.0	32,137.0	32,624.0	33,170.0	1.9
13.8 kV	264,595.0	269,390.0	273,249.0	278,119.0	286,306.0	289,090.3	293,323.0	296,984.0	300,426.5	304,152.0	308,123.0	1.5
6.6 kV	506.0	489.0	466.0	477.0	482.0	217.5	221.0	221.0	209.0	209.0	129.0	-12.8
Baja tensión	230,264.0	232,950.0	236,635.0	239,315.0	245,936.0	250,003.2	253,848.0	257,152.0	259,598.5	262,195.0	264,777.0	1.4
Ex. Ly FC	70,221.0	71,132.0	72,383.3	73,361.0	74,413.0	74,412.6	75,666.0	86,443.0	86,915.0	88,489.0	88,431.0	2.3
Líneas subterráneas	12,443.0	14,447.0	16,626.0	19,031.0	20,271.0	22,238.0	24,144.0	26,754.0	n.d	n.d	n.d.	n.a.

Fuente: SENER con información de CFE.

FIGURA 3. 23. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES DEL SEN, 2014



¹ Incluye líneas de 4.16 kV y 2.4 kV
Fuente: SENER con información de CFE.

En 2014, la capacidad instalada de transformación se ubicó en 284,313 millones de voltios-amperios (MVA), correspondiente a subestaciones y transformadores, 1.3% mayor que lo registrado en el año anterior. De esta capacidad, 254,898 MVA correspondieron a CFE, integrado por 163,572 MVA de subestaciones de transmisión y 91,326 MVA de subestaciones de distribución (véase Cuadro 3.11).

CUADRO 3. 11. CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, 2004-2014 (MVA)

Subestaciones	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Sistema Eléctrico Nacional	225,615.0	234,530.0	240,202.0	248,694.0	253,531.0	262,826.0	263,979.0	269,662.0	276,262.0	280,625.0	284,313.2	2.3
CFE	198,508.0	205,773.0	210,488.0	218,028.0	222,580.0	231,875.0	236,358.0	241,041.0	246,796.0	251,041.0	254,898.2	2.5
Distribución	69,667.0	71,066.0	73,494.0	76,340.0	78,786.0	84,742.0	81,872.0	84,475.0	86,881.0	89,314.0	91,326.2	2.7
Subestaciones	38,775.0	39,706.0	41,036.0	42,673.0	43,739.0	43,522.0	44,567.0	46,286.0	47,525.0	49,108.0	50,107.0	2.6
Transformadores	30,892.0	31,360.0	32,458.0	33,667.0	35,047.0	41,220.0	37,305.0	38,189.0	39,356.0	40,206.0	41,219.2	2.9
Transmisión	128,841.0	134,707.0	136,994.0	141,688.0	143,794.0	147,133.0	154,486.0	156,566.0	159,915.0	161,727.0	163,572.0	2.4
LyFC ¹	27,107.0	28,757.0	29,714.0	30,666.0	30,951.0	30,951.0	27,621.0	28,621.0	29,466.0	29,584.0	29,415.0	0.8

¹ Extinta 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: SENER con información de CFE.

Para los sistemas de distribución, la capacidad de los equipos de subestación fue de 50,107 MVA. A la zona atendida por la extinta LyFC le correspondieron 29,415 MVA, cifra menor a la registrada en 2013.

3.5. Comercio Exterior

En 2014, la balanza comercial de energía eléctrica, presentó un incremento de 498.7 GWh en comparación al 2013. El nivel de exportaciones se incrementó al doble, ubicándose en 2,653.0 GWh, asociado a una mayor exportación en estados como Baja California, Chiapas y, en menor medida, Tamaulipas. Por otro lado, las importaciones crecieron en los estados de Sonora y decrecieron en los demás, logrando equilibrar así a la balanza comercial (véase Cuadro 3.12).

CUADRO 3. 12. COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004-2014
(GWh)

Entidad Federativa	Datos anuales											Tmca (%)
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Exportaciones												
Chiapas ¹	0.0	1.0	2.0	2.0	3.0	22.0	349.0	504.0	231.0	204.4	508.7	n.a.
Baja California ²	770.0	1,037.0	1,072.0	1,211.0	1,197.0	984.0	830.0	600.0	643.0	792.7	1,897.9	9.4
Chihuahua ³	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	n.a.
Tamaulipas ⁴	0.0	0.0	16.0	13.0	4.0	27.0	10.0	18.0	5.0	8.9	12.9	n.a.
Quintana Roo ⁵	236.0	253.0	209.0	225.0	248.0	216.0	160.0	170.0	238.0	233.9	233.2	-0.1
Total	1,006.0	1,291.0	1,299.0	1,451.0	1,452.0	1,249.0	1,348.0	1,292.0	1,117.0	1,240.1	2,653.0	10.2
Importaciones												
Baja California ²	39.0	75.0	514.0	266.0	340.0	280.0	221.0	261.0	341.0	494.6	5.0	-18.6
Sonora ⁶	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	4.0	3.0	2.8	1,704.4	75.9
Chihuahua ⁷	2.0	6.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	59.0	278.0	9.3	1.1	-6.2
Tamaulipas ⁴	0.0	0.0	1.0	3.0	3.0	57.0	168.0	269.0	1,517.0	674.2	411.0	n.a.
Chiapas ¹	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	30.0	28.9	2.6	n.a.
Total	47.0	87.0	523.0	277.0	351.0	346.0	397.0	596.0	2,169.0	1,209.8	2,124.0	46.4
Balanza comercial	959.0	1,204.0	776.0	1,174.0	1,102.0	904.0	951.0	696.0	-1,052.0	30.3	529.0	-5.8

¹ Guatemala.

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

³ American Electric Power (AEP) (EUA).

⁴ American Electric Power (AEP) y Sharyland Utilities (SU)(EUA).

⁵ Belize Electricity Limited (BEL) (Belice).

⁶ Trico Electric Cooperative, Inc. y Unisource Energy Services (EUA).

⁷ El Paso Electric Co., Rio Grande Electric Cooperative, Inc. y American Electric Power (EUA).

Fuente: SENER con información de CFE

3.5.1. Interconexiones para comercio exterior

Con la finalidad de comercializar electricidad con otros países, el SEN está interconectado a diferentes niveles de tensión con Estados Unidos de América, Belice y Guatemala. Estas interconexiones se dividen en las de uso permanente y las que se utilizan en situación de emergencia; éstas últimas se caracterizan por no operar permanentemente puesto que, técnicamente, no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas, debido al riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico, en detrimento de ambos países.

En la frontera sur se encuentra una interconexión entre México y Belice, así como otra entre México y Guatemala. Del lado mexicano, se cuenta con una línea de transmisión de 25 kilómetros de la subestación Tapachula Potencia hacia el Instituto de Electrificación (INDE) de Guatemala, el cual construyó una línea de transmisión de 71 kilómetros de longitud y la expansión de la subestación Los Brillantes, en el departamento de Retalhuleu. Con esta infraestructura, la CFE puede exportar 120 MW de potencia firme con la posibilidad de ampliarla hasta 200 MW. En cuanto a la interconexión con Belice, ésta opera de manera permanente debido a que el sistema de ese país es pequeño y no genera problemas de inestabilidad al SEN.

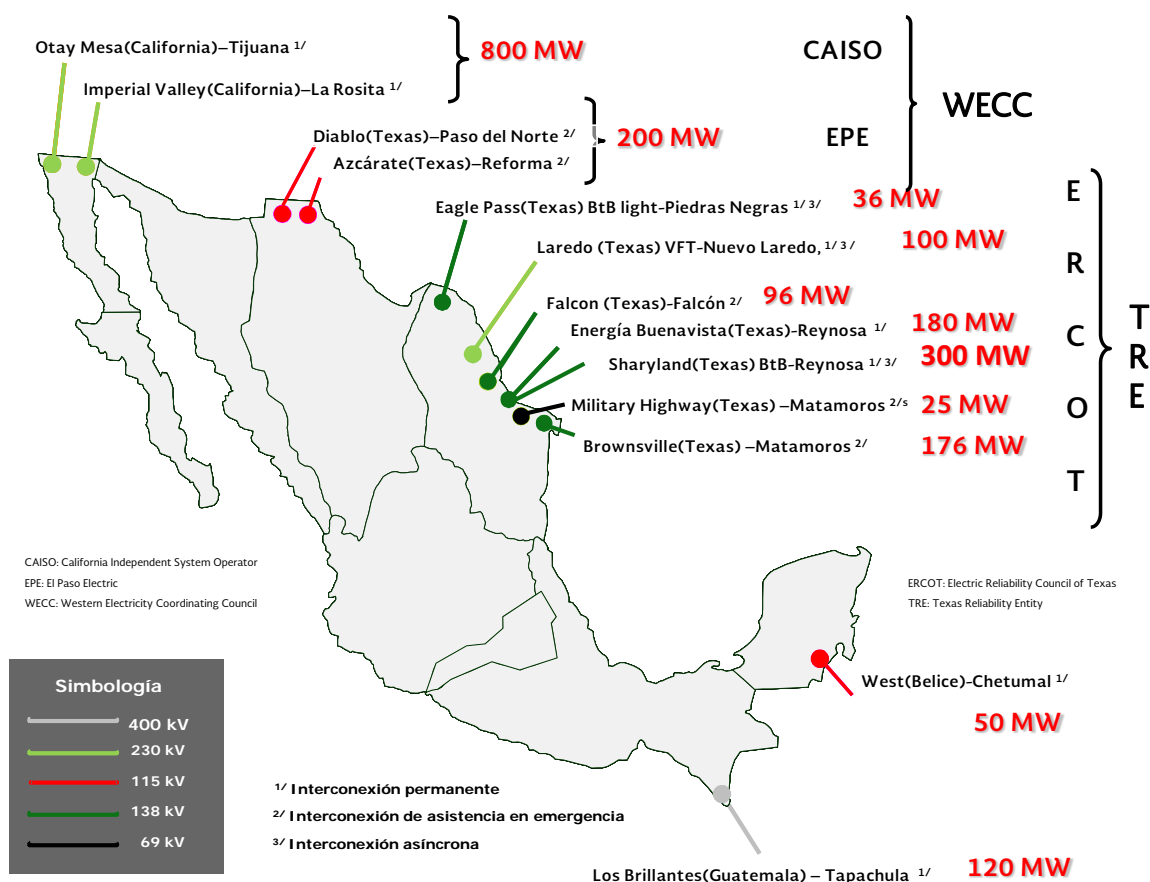
El comercio de energía eléctrica en la frontera Norte se realiza por medio del SEN y dos consejos regionales de confiabilidad de Estados Unidos, que tienen contacto con la frontera y que operan mediante enlaces asíncronos. El Consejo de Coordinación Eléctrica del Oeste (Western Electricity Coordinating Council -

WECC) abarca una superficie de aproximadamente 1.8 millones de millas cuadradas (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). Asimismo, es importante señalar que los mayores flujos de comercio exterior de energía eléctrica con Estados Unidos se realizan mediante las interconexiones SEN-WECC. El WECC se enlaza con el SEN en Baja California mediante dos subestaciones principales ubicadas en California (Otay Mesa e Imperial Valley) a través de una interconexión síncrona y permanente.

Los miembros del WECC en Estados Unidos están localizados en los estados de California, Arizona, Nuevo México y una pequeña parte de Texas; mientras que el sistema de la CFE que mantiene dichas interconexiones está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua. Las interconexiones entre ambos sistemas en Baja California hace factible contar con una capacidad de 800 MW para líneas con un nivel de tensión de 230 kV, mismas que son operadas por California ISO (CAISO). Las subestaciones Diablo y Azcárate de Estados Unidos forman parte de una red del oeste de Texas y sur de Nuevo México que opera El Paso Electric Company (EPE), pero que también supervisa y evalúa el WECC.

El SEN cuenta con interconexiones con otro consejo regional de Estados Unidos: el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas- ERCOT) que es evaluado y supervisado en el cumplimiento de los estándares de interconexión por la Entidad de Confiabilidad de Texas (Texas Reliability Entity- TRE). Las interconexiones para emergencias con este consejo son la de Falcón (138 kV), con una capacidad de 96 MW y la de Matamoros, con Military Highway (69 kV) y Brownsville (138 kV) con capacidad de 25 MW y 176 MW, respectivamente (véase Figura 3.24).

FIGURA 3. 24. ENLACES E INTERCONEXIONES, 2014



Fuente: SENER con información de CFE

3.6. Balance Nacional de Energía Eléctrica

El Balance de Energía Eléctrica es una matriz que presenta cifras sobre el origen y destino de la energía eléctrica. Este sirve como un instrumento de análisis del comportamiento de las principales variables del sector, así como dar a conocer la evolución que se ha tenido en la última década.

En este se hace una desagregación tanto a niveles de servicio público como de particulares, generación eléctrica por tecnologías, ventas por sectores, comercio exterior, entre otros.

CUADRO 3. 13. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 2004-2014
(GWh)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca (%)
Generación total	217,793.0	228,270.0	235,471.0	243,522.0	247,369.0	246,838.0	256,402.0	272,901.0	278,086.1	278,596.2	284,694.9	2.7
Servicio Público Nacional	208,634.0	218,971.0	225,079.0	232,552.0	235,871.0	235,107.0	242,538.0	259,155.0	261,894.6	258,612.6	260,137.9	2.2
Termoeléctrica convencional	66,334.0	65,077.0	51,931.0	49,482.0	43,325.0	43,112.0	40,570.0	47,869.0	53,917.8	47,166.8	33,480.8	-6.6
Dual	7,915.0	14,275.0	13,875.0	13,375.0	6,883.0	12,299.0	10,649.0	11,547.0	11,214.5	10,771.1	0.0	-100.0
Ciclo combinado	72,267.0	73,381.0	91,064.0	102,674.0	107,830.0	113,900.0	115,865.0	119,978.0	119,300.0	127,336.1	132,789.5	6.3
Turbogás ¹	2,772.0	1,358.0	1,523.0	2,666.0	2,802.0	3,735.0	3,396.0	4,126.0	6,265.9	3,841.9	2,877.6	0.4
Combustión interna ¹	610.0	780.0	854.0	1,139.0	1,234.0	1,241.0	1,242.0	1,131.0	1,150.2	1,499.0	1,465.7	9.2
Hidroeléctrica	25,076.0	27,611.0	30,305.0	27,042.0	38,892.0	26,445.0	36,738.0	35,796.0	31,316.6	27,444.1	38,144.8	4.3
Carboeléctrica	17,883.0	18,380.0	17,931.0	18,101.0	17,789.0	16,886.0	21,414.0	22,008.0	22,743.6	20,857.0	33,612.9	6.5
Nucleoeléctrica	9,194.0	10,805.0	10,866.0	10,421.0	9,804.0	10,501.0	5,879.0	10,089.0	8,769.6	11,799.9	9,677.2	0.5
Geotermoeléctrica	6,577.0	7,299.0	6,685.0	7,404.0	7,056.0	6,740.0	6,618.0	6,507.0	5,816.7	6,069.7	5,999.7	-0.9
Eoloeléctrica	6.0	5.0	45.0	248.0	255.0	249.0	166.0	106.0	1,397.6	1,813.9	2,077.0	79.4
Solar fotovoltaica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	13.1	12.7	n.a.
Importación	47.0	87.0	523.0	277.0	351.0	346.0	397.0	596.0	2,166.1	1,209.8	2,124.0	46.4
Servicio por particulares	9,112.0	9,212.0	9,869.0	10,693.0	11,147.0	11,386.0	13,467.0	13,150.0	14,025.4	18,773.8	22,433.0	9.4
Autoabastecimiento, cogeneración y excedentes ^{2, 3, 4 y 5}	9,112.0	9,212.0	9,869.0	10,693.0	11,147.0	11,386.0	13,467.0	13,150.0	14,025.4	18,773.8	22,433.0	9.4
Usos y ventas totales	217,792.0	228,270.0	235,471.0	243,522.0	247,369.0	246,838.0	256,402.0	272,902.0	278,086.1	278,596.2	284,694.9	2.7
Ventas nacionales sin exportación	163,509.0	169,757.0	175,371.0	180,469.0	183,913.0	182,518.0	187,814.0	202,226.0	207,711.4	207,380.2	209,211.1	2.5
Sector industrial	96,612.0	99,720.0	103,153.0	106,633.0	107,651.0	102,721.0	109,015.0	116,984.0	121,735.2	120,892.3	121,516.1	2.3
Sector residencial	40,733.0	42,531.0	44,452.0	45,835.0	47,451.0	49,213.0	49,407.0	52,512.0	52,770.7	53,094.2	54,617.5	3.0
Sector comercial	12,908.0	12,989.0	13,210.0	13,388.0	13,627.0	13,483.0	13,069.0	13,668.0	14,001.3	13,826.2	14,051.3	0.9
Sector agrícola	6,968.0	8,067.0	7,959.0	7,804.0	8,109.0	9,299.0	8,600.0	10,973.0	10,816.5	10,282.2	10,027.7	3.7
Sector servicios	6,288.0	6,450.0	6,596.0	6,809.0	7,074.0	7,803.0	7,723.0	8,089.0	8,387.7	9,285.3	8,998.5	3.6
Exportación ⁶	1,006.0	1,291.0	1,299.0	1,451.0	1,452.0	1,249.0	1,349.0	1,292.0	1,116.7	1,240.1	2,652.7	10.2
Pérdidas	34,901.0	37,418.0	39,600.0	40,504.0	41,409.0	42,452.0	44,252.0	45,602.0	44,050.4	42,520.1	41,321.5	1.7
Usos propios de generación, transmisión y distribución ⁷	10,514.0	11,139.0	10,264.0	11,252.0	10,763.0	10,833.0	11,088.0	11,909.0	12,924.1	12,006.6	12,086.1	1.4
Autoabastecimiento a cargas remotas ⁸	7,862.0	8,665.0	8,937.0	9,846.0	9,832.0	9,786.0	11,899.0	11,871.0	12,283.5	15,449.1	19,423.5	9.5

¹ Incluye unidades fijas y móviles.

² En 2010 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de la central CC Norte Durango (PIE).

³ En 2011 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de las centrales Oaxaca II y Oaxaca III (PIE).

⁴ En 2012 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de las centrales eoloeléctricas Oaxaca I, II III y IV, así como La Venta III (PIE).

⁵ En 2013 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de la central CC Norte II (PIE) y contrato de capacidad con Mexicali (PIE).

⁶ Incluye porteo a exportación.

⁷ Incluye ajuste estadístico.

⁸ En los datos de 2004 y 2005 se incluye el porteo para exportación.

Fuente: SENER con Información de CFE.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL, 2015-2029

Posterior a la aprobación de la reforma eléctrica, se han llevado a cabo una serie de cambios estructurales en el sector eléctrico, que buscan cumplir uno de los objetivos, el de ofrecer energía eléctrica de mayor calidad, de menor costo y más amigable con el medio ambiente. Para ello se requiere que la Planeación del Sector Eléctrico sea estratégica y permita aumentar la productividad y el crecimiento económico del país.

Así, bajo el párrafo sexto del Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la planeación le corresponde exclusivamente a la Nación. Por mandato del Artículo 25 de la misma, y en cumplimiento del artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica, la Secretaría de Energía emite el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), que representa un instrumento para llevar a cabo esta actividad estratégica. Este programa sustituye al documento elaborado por la CFE, el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), como herramienta de planeación y, con su publicación en junio de 2015, es la principal referencia para la elaboración de esta Prospectiva.

Este capítulo muestra los resultados del ejercicio de planeación con un horizonte de 15 años, considerando el Programa Indicativo para la Instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.

Es importante mencionar que, para la realización de esta Prospectiva, se consideró sólo un escenario de planeación (el publicado en el PRODESEN), esto es debido a que el país se encuentra en una serie de cambios estructurales donde el sector eléctrico se enfrenta a un nuevo sistema de mercado abierto, en donde su principal agente, la CFE, dejará de ser el único participante para permitir el paso a la iniciativa privada. Esto implica que el ejercicio mostrado en este documento, aún no considera tales efectos y sólo se toma el programa elaborado por la Secretaría de Energía.

Los resultados de las proyecciones aquí contenidas se elaboraron con algunos datos preliminares de 2014. En este sentido, y considerando los tiempos necesarios para la elaboración de los planes de expansión del sector eléctrico, el escenario mostrado no recoge a cabalidad cambios suscitados en las cifras reportadas al cierre del año.

4.1. Variables y supuestos del Escenario de Planeación

El Sector Eléctrico en México requiere de una planificación eficiente, coherente y apegada a los modelos de mercado que imperan hoy en día en todo el mundo. En el ejercicio de planeación ya no es suficiente sólo considerar las variables económicas del país y los precios de los combustibles. Las necesidades de la población hoy exigen una mayor diversificación de la matriz energética, resultando una implementación de tecnologías más eficientes y programas de ahorro que beneficien tanto a la economía como al medio ambiente. El considerar estos factores en las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazo permite optimizar, dimensionar y diseñar la expansión de capacidad de generación y transmisión requerida para cubrir las necesidades de la población con criterios de calidad, confiabilidad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Para la elaboración del ejercicio de planeación se debe partir del análisis de la información histórica sobre el consumo de electricidad, la infraestructura actual del SEN, la evolución de la economía, los pronósticos de los precios de los combustibles, los precios por sector de usuarios y la aplicación de programas específicos en materia de ahorro.

Asimismo, debe contemplar las obras programadas para la interconexión de proyectos de generación, las obras para la ampliación y modernización de líneas, subestaciones y equipo de compensación, los programas de reconversión y rehabilitación y modernización de centrales eléctricas existentes y los proyectos de generación óptimos que permitan cumplir con la demanda del Sector Eléctrico y cumplir con los objetivos de energías limpias en el horizonte de planeación.

Todo esto en conjunto, permite llevar a cabo un proceso de detección de proyectos necesarios para incrementar la infraestructura eléctrica nacional, y potencializar la inversión productiva del país. A continuación se describirán algunas de las variables involucradas en el proceso de planeación.

4.1.1. Pronósticos Macroeconómicos

A partir de las bases macroeconómicas definidas por la SENER, se realizaron las estimaciones de consumo de electricidad, constituyendo una trayectoria de referencia del ejercicio de planeación del SEN en el período 2015-2029. Este escenario es la base para estimar los niveles y trayectorias del consumo de energía por sector y región.

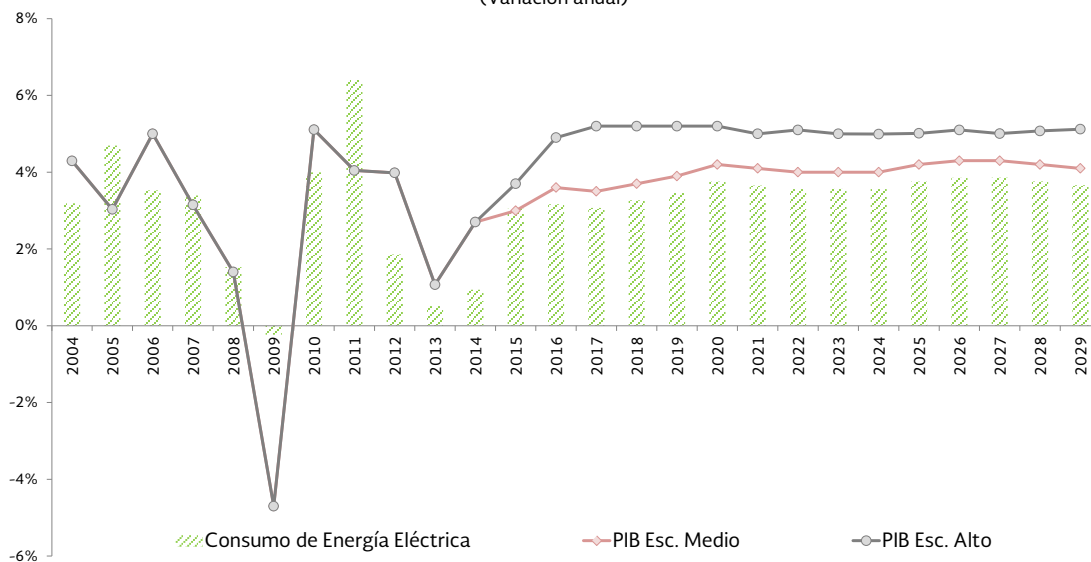
Se elaboraron dos escenarios macroeconómicos, medio, o de planeación, y alto. El escenario medio es la referencia para el ejercicio de planeación y toma en consideración los cambios graduales de la economía derivados de las múltiples reformas. El escenario alto, se encuentra bajo el supuesto de un mayor crecimiento en las variables macroeconómicas. Cabe mencionar que ambos escenarios se encuentran apegado a los Criterios Generales de Política para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al Ejercicio Fiscal 2015.

Producto Interno Bruto

En el año 2014, el PIB tuvo una recuperación respecto al año anterior de 2.7%, aun siendo menor de lo esperado, esto se deriva en un ajuste a la baja de las perspectivas de crecimiento.

El PIB está estrechamente relacionado con la demanda de energía eléctrica en el país situación que se mantiene para el período 2015-2029. Para ese horizonte de tiempo, se espera que el crecimiento medio anual de la economía nacional sea de alrededor de 4.0%, mientras que el consumo de energía eléctrica, en el escenario de planeación es de 3.5% (véase Figura 4.1).

FIGURA 4. 1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRODUCTO INTERNO BRUTO, 2004-2029
(Variación anual)

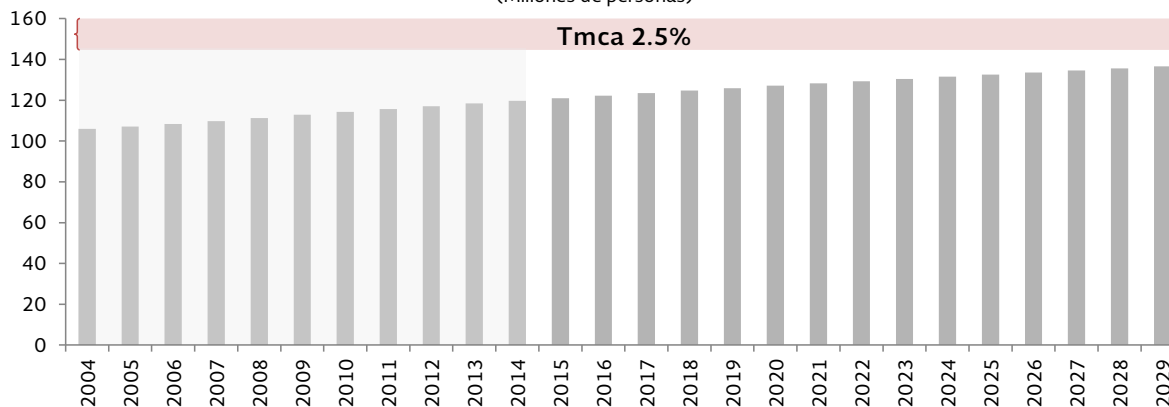


Fuente: SENER, con información de INEGI y CAPEM, Oxford Economics.

Población

El Consejo Nacional de Población (CONAPO) dio a conocer que en el año 2014, había 119.7 millones de mexicanos y que, con una tasa media de crecimiento anual de 2.5%, se espera que en el año 2029 hayan 136.6 millones (véase Figura 4.2). Estas proyecciones inciden directamente en los pronósticos de la demanda de energía eléctrica, al considerar el nivel de usuarios para el sector residencial.

FIGURA 4. 2. POBLACIÓN DE MÉXICO, 2004-2029
(Millones de personas)

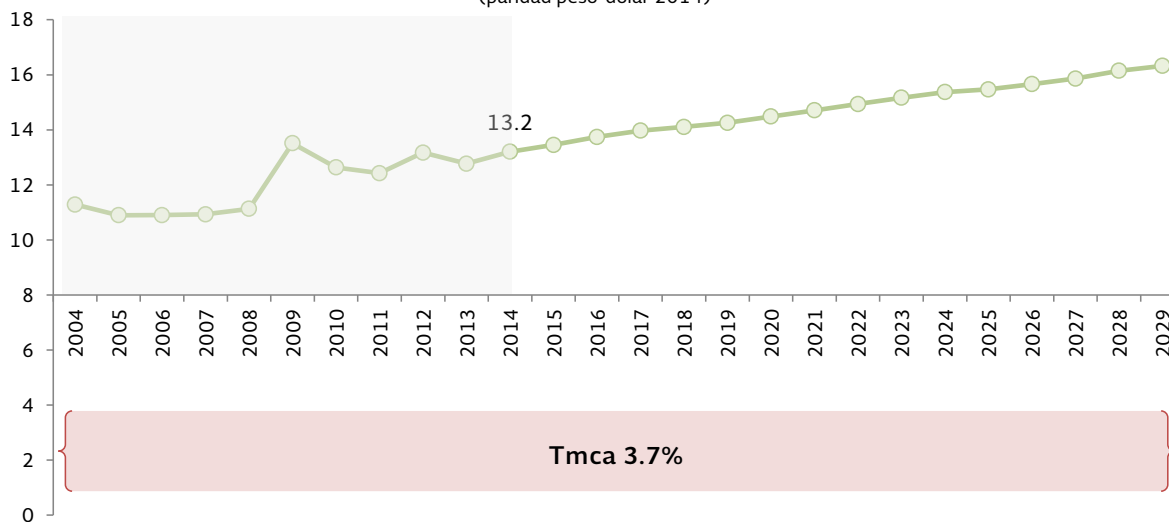


Fuente: SENER con información de CONAPO.

Tipo de Cambio

La combinación de la volatilidad del tipo de cambio y su relación con los precios del petróleo y del gas natural, influyen en los pronósticos que determinan los precios de los combustibles. Para la elaboración de este ejercicio de planeación se considera el tipo de cambio de 2014 (véase figura 4.3).

FIGURA 4. 3. PRONÓSTICO DE TIPO DE CAMBIO,
(paridad peso-dólar 2014)



Fuente: SENER, con información de INEGI y CAPEM, Oxford Economics.

4.1.2. Pronósticos de los precios de combustibles

La selección del tipo de tecnología empleada para la generación eléctrica se encuentra relacionada al comportamiento de los precios de los combustibles. México está impulsando el desarrollo de infraestructura para satisfacer el abasto de gas natural que requiere el país para satisfacer la demanda de combustibles.

Para la elaboración del ejercicio se consideran dos tipos de precios que influyen en el comportamiento de la demanda eléctrica. El primero referente a los precios de combustibles derivados del petróleo cuyo comportamiento responde a las variaciones del precio del crudo a nivel internacional; y los precios del gas natural que, en el caso de Norte América, presentan un comportamiento regional que no está vinculado al precio del crudo.

Los pronósticos de precios para el gas natural del Sur de Texas (Henry Hub) proyectan un crecimiento anual medio de 2.9%, para los próximos 15 años, lo que representa una tendencia constante y de bajos precios en el período considerado (véase Figura 4.3).

FIGURA 4. 4. ESCENARIO MEDIO DE LOS PRECIOS DEL CRUDO Y GAS NATURAL, 2004-2029
(Precios de 2014)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

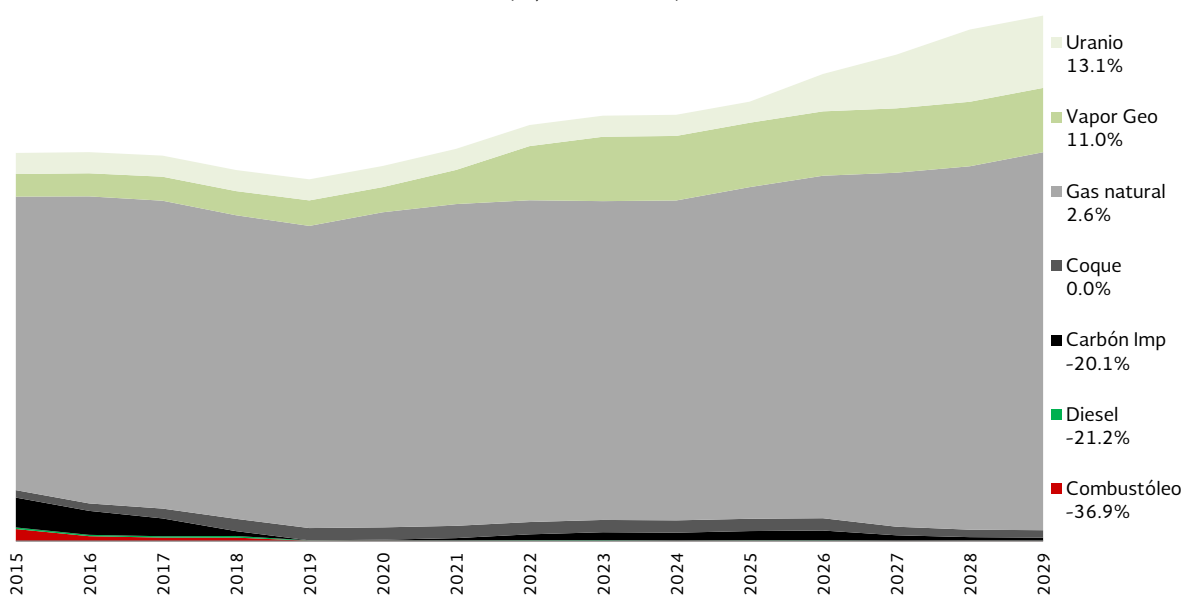
Para el caso de los derivados del petróleo que también participan en la generación de energía eléctrica, como combustóleo y diésel, los precios de ambos se encuentran asociados a los precios del crudo más un diferencial.

4.1.3. Requerimientos de combustibles

Para la planeación futura del Sector Eléctrico, se ha optado por la reducción del uso del petróleo y sus derivados en los próximos años, como el caso del combustóleo. La CFE programó la reconversión de 7 unidades de generación termoeléctrica a ciclo combinado, para sustituir el uso de combustóleo por gas natural, reducir el costo de los combustibles para estas centrales y disminuir la cantidad de emisiones contaminantes al medio ambiente.

Bajo el orden de crecimiento medio anual, el uranio presenta la tasa más alta con el 13.1%, seguido del vapor geotérmico con el 11.0%. Sin embargo, se espera que el gas natural sea el combustible que más participación tenga dentro de la generación eléctrica con un promedio del 77.2% del total, a lo largo del período prospectivo (véase Figura 4.5).

FIGURA 4. 5. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LOS COMBUSTIBLES REQUERIDOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
(TJ, variación anual)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

En la figura anterior se puede observar como el uso del combustóleo, carbón, diésel y coque presentan una tasa negativa, dada la política de incentivar el uso de energías limpias.

4.1.4. Programas de ahorro de energía eléctrica

Con los compromisos adquiridos en materia de sustentabilidad ambiental para capturar el potencial de ahorro en el consumo final de energía eléctrica, se busca una mayor participación de todos los sectores de la economía en el uso eficiente de la electricidad. Los rubros de uso final de la energía eléctrica que están indicados en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) y que deberán cumplir las Normas de mejoras en eficiencia, son: iluminación, equipos de hogar y de inmuebles, acondicionamiento de edificaciones, motores industriales, bombas de agua agrícolas y servicios públicos. En particular, el sector residencial deberá cumplir con mayores niveles de ahorro, según lo estipulado en el Programa antes mencionado.

Para la elaboración de este ejercicio de planeación se consideraron cifras similares de ahorro de energía a aquellas plasmadas en el ejercicio anterior,

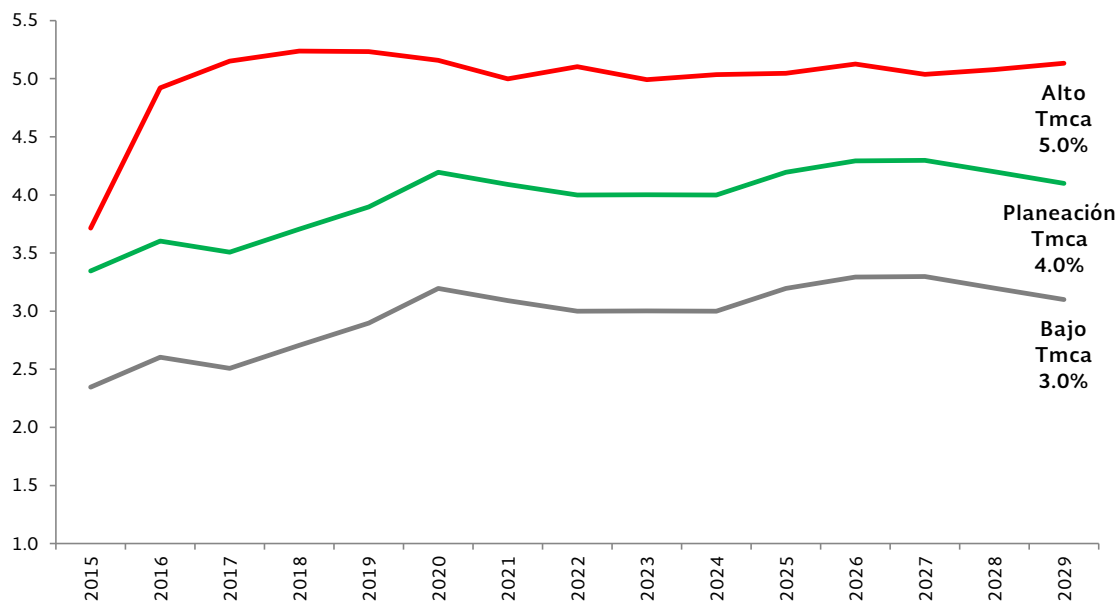
4.1.5. Pronósticos de demanda máxima bruta y consumo bruto de energía eléctrica

Unas de las variables que constituyen un insumo fundamental para la determinación de la infraestructura eléctrica requerida en el país son las trayectorias a futuro de consumo y demanda de electricidad. Estos pronósticos se logran mediante un análisis estadístico de tendencia, con una serie de modelos de estimación sectoriales y regionales, que permiten una mayor perspectiva de las necesidades de energía eléctrica.

Se considera las demandas horarias por región de control, consumo nacional por región de control, ahorros de electricidad, la reducción de pérdidas eléctricas, el Balance Nacional y Regional de Energía Eléctrica, los diagnósticos de la operación real por región de control y la información del desarrollo de mercado (distribución).

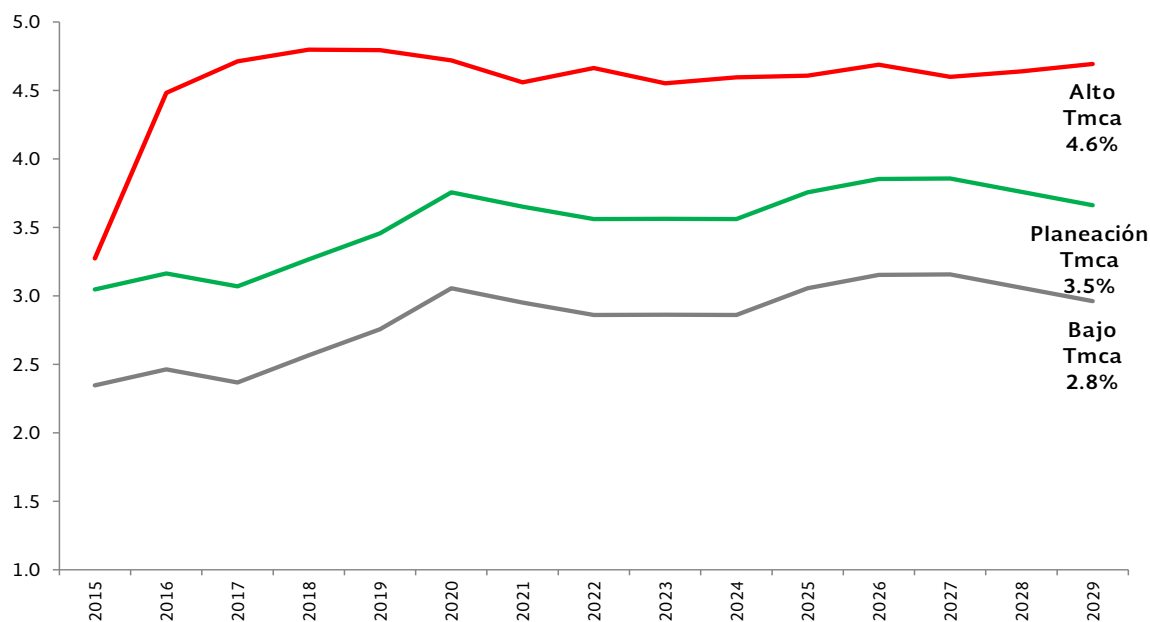
Con base en las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica, se proyecta un crecimiento anual medio de 4.0% y 3.5%, respectivamente, para los próximos 15 años (ver Figura 4.6 y 4.7)

FIGURA 4. 6. ESCENARIOS DE CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE DEMANDA MÁXIMA, 2015-2029
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

FIGURA 4. 7. ESCENARIOS DE CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DEL CONSUMO BRUTO, 2015-2029
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

4.2. Evolución esperada de la demanda de energía eléctrica

Para poder estimar las necesidades futuras de energía eléctrica, se debe considerar una serie de factores que determinen su comportamiento a largo plazo. Asimismo, debe de realizarse un análisis particular de cada una de las regiones que componen el SEN, considerando su actividad económica, el comportamiento de las cargas horarias y el análisis específico de proyectos con mayor probabilidad de realización, para elaborar proyecciones confiables y con alto grado de detalle, que sirvan en la toma de decisiones de inversión de infraestructura.

Para su estudio, el país se divide en nueve áreas o sistemas, integrado por 149 zonas, 6 zonas de exportación y 11 comunidades o pequeños sistemas aislados, permitiendo así un estudio regional del mercado eléctrico más enfocado a las necesidades de dichas regiones. El cálculo de la potencia y energía que requieren los diferentes centros de demanda del país, es una de las variables más importantes en la modelación de la expansión del sector eléctrico, ya que, a través de estos modelos, se determina la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras así como la expansión óptima de la red de transmisión.

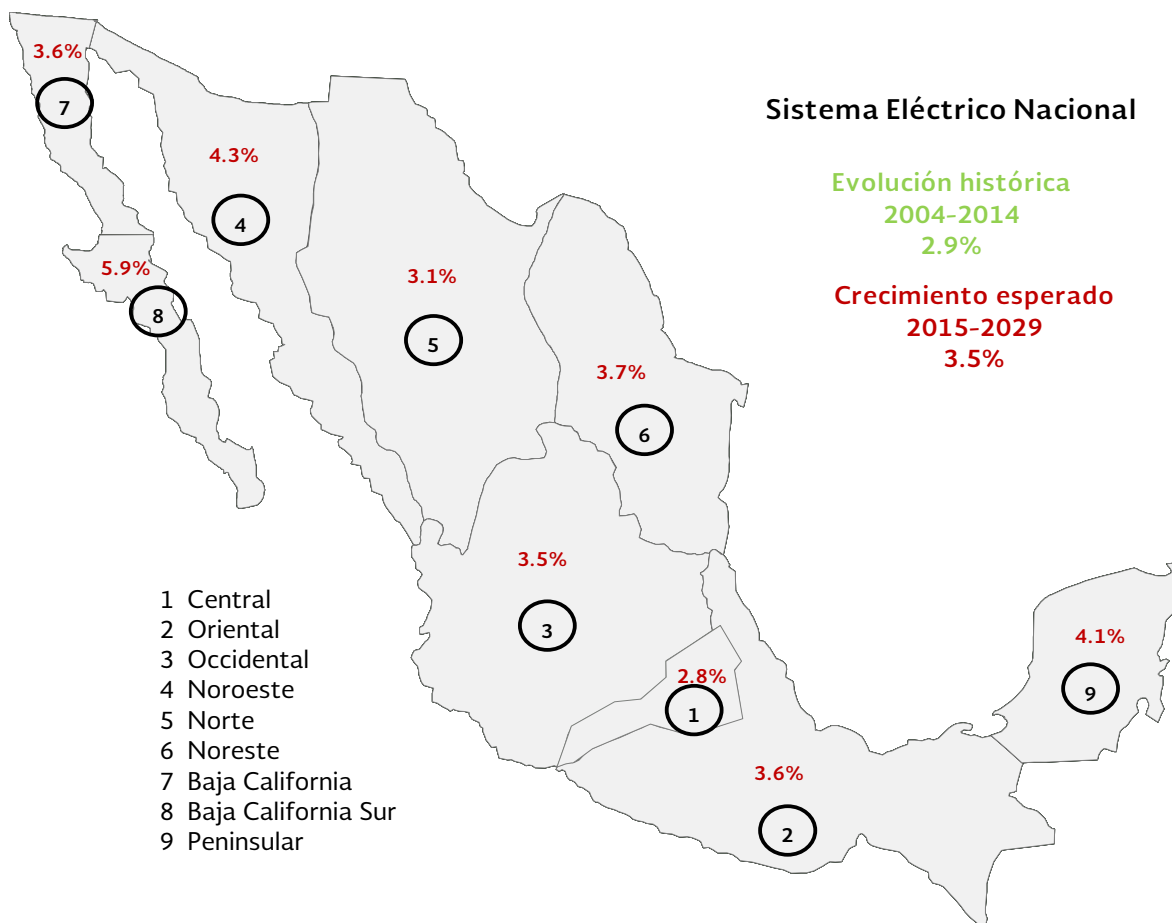
4.2.1. Consumo bruto de energía eléctrica

El consumo bruto del SEN se integra considerando las ventas totales de energía, ahorros de energía, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, la exportación, la importación, la reducción de pérdidas y los usos propios en la generación de energía.

Para el período histórico 2004-2014, el consumo bruto tuvo un crecimiento de 2.9% mientras que para el pronóstico del período 2015-2029, presenta un crecimiento medio anual de 3.5%, para ubicarse al final del período en 471.6 TWh¹⁹. Baja California registra el mayor crecimiento en el período de 5.9%, seguido de Noroeste con 4.3% y Peninsular con 4.1% (véase Figura 4.8).

¹⁹ Ver Cuadro 4.A en el Anexo estadístico

FIGURA 4. 8. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA EN EL SEN, POR ÁREA
(Porcentaje)

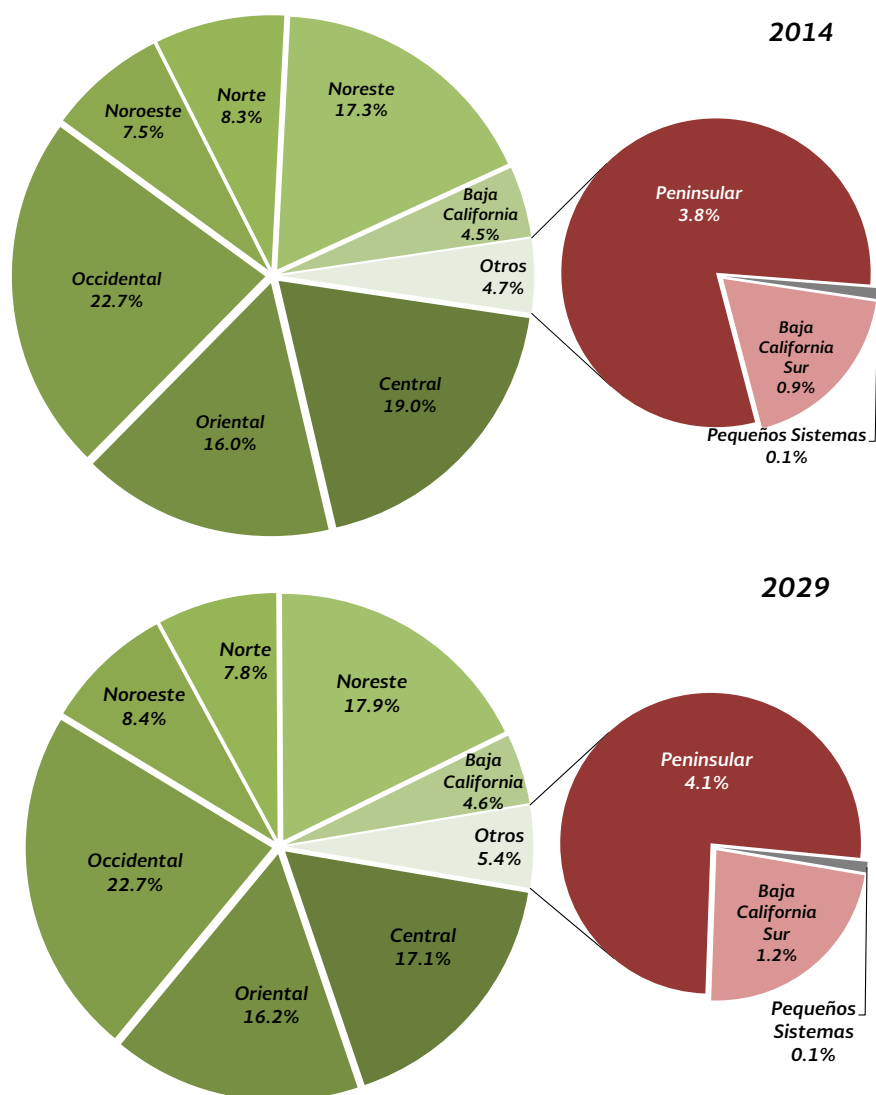


Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Los pronósticos parten de un estudio regional del consumo final de energía eléctrica caracterizado por la suma de las ventas más el autoabastecimiento remoto y considerando un análisis de 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 empatar con el pronóstico del consumo nacional, definido previamente con los modelos econométricos.

En 2014, el consumo bruto del SEN fue de 280.1 TWh, y se espera que para 2029 sea de 471.59 TWh. Respecto a las regiones en 2014, la mayor concentración del consumo bruto se encuentra en la Occidental con el 22.7% del total (63.5 TWh), y el menor consumo lo registró la región de Baja California Sur con el 0.9% (2.4TWh). Para 2029, la proporción en participación del consumo de las regiones muestra ligeros cambios, aumentando casi un punto porcentual en el Noroeste, Noreste y Peninsular; disminuyendo en Norte, Occidente, y casi constante en las demás regiones (véase Figura 4.9).

FIGURA 4.9. CONSUMO BRUTO POR REGIÓN, 2014 Y 2029
(Distribución porcentual)



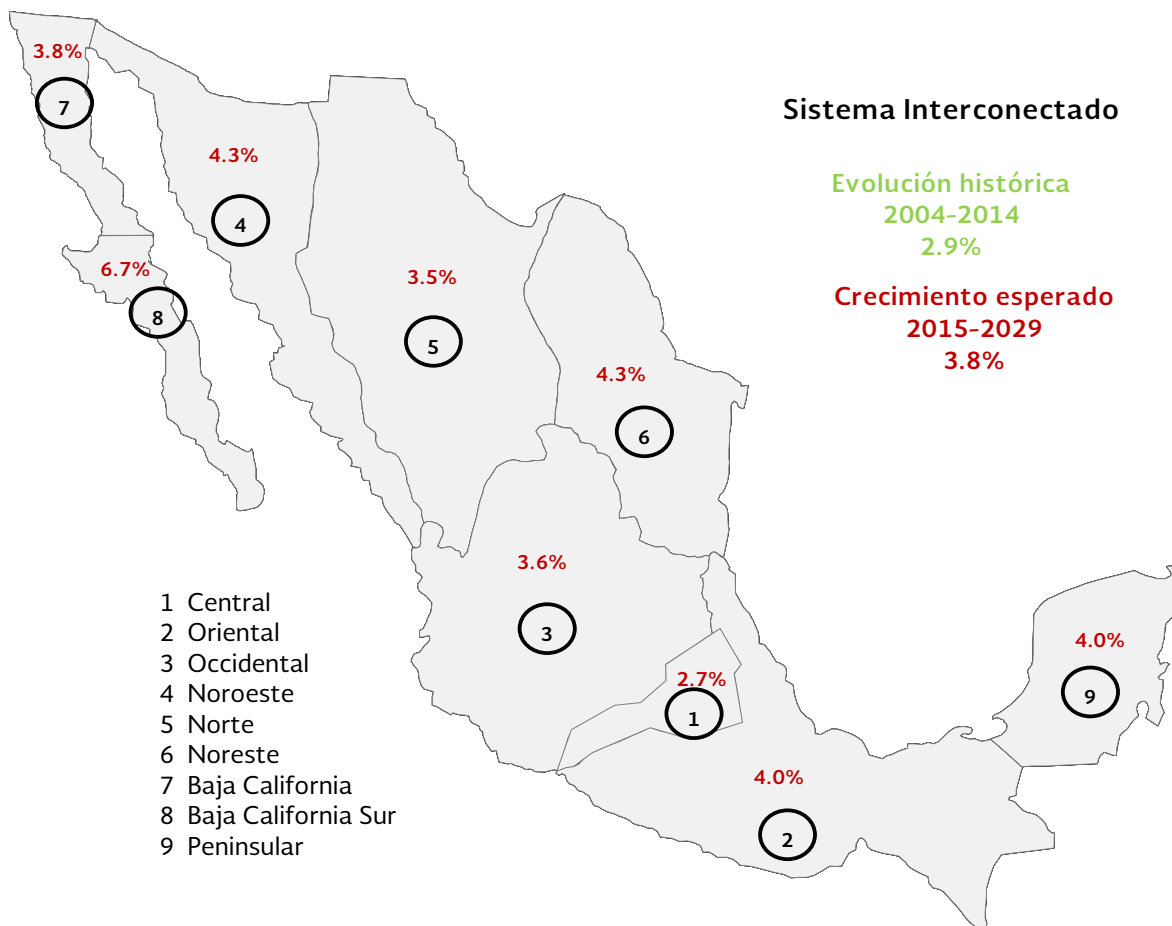
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

4.2.2. Demanda máxima

Las estimaciones para la demanda máxima anual se obtuvieron aplicando a la energía bruta los factores de carga previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región o área correspondiente. La demanda del Sistema Interconectado Nacional en sus áreas Norte, Noreste, Noroeste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las áreas dadas en esa misma hora.

El pronóstico de demanda máxima para el SIN tiene una tendencia al alza. Mientras que en el periodo de 2004-2014 presentó un crecimiento de 2.9%, durante 2015-2029 se espera una tasa media anual de 3.8%, con lo que se ubicará en 69,846.9 MWh/h²⁰ (véase Figura 4.10).

FIGURA 4. 10. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA
(Porcentaje)



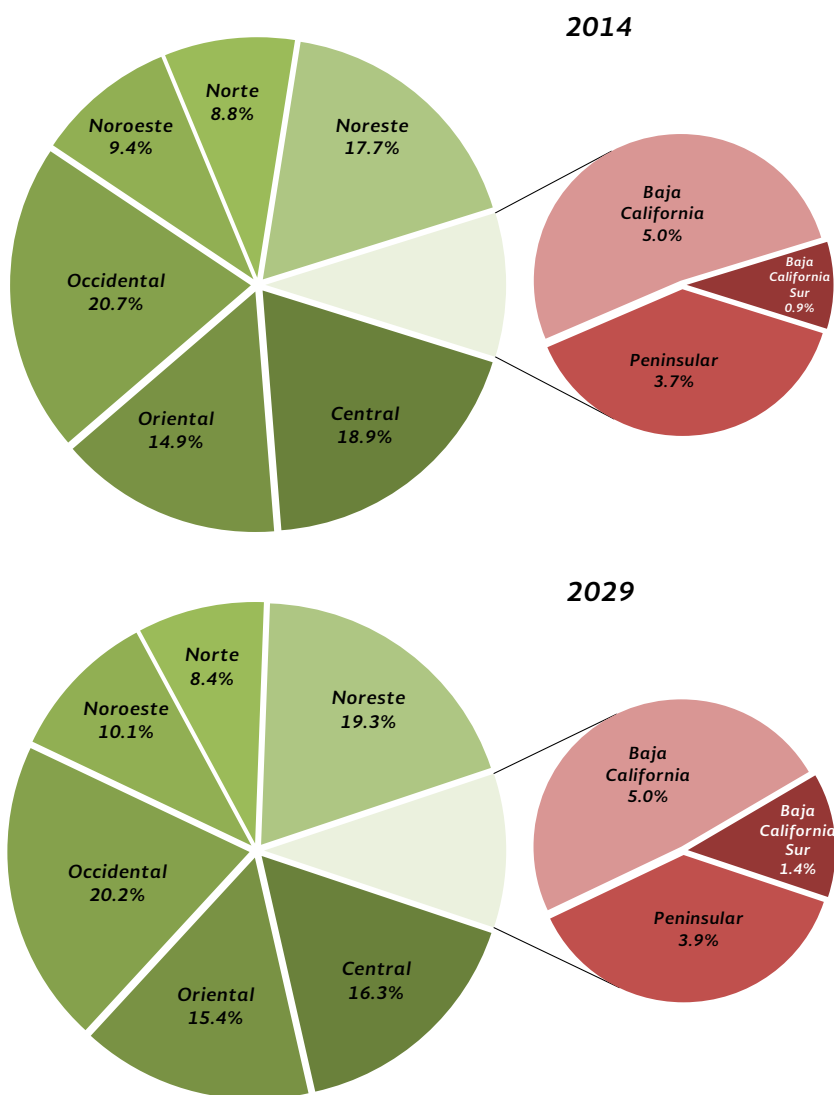
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Dentro de los pronósticos para la demanda máxima bruta de cada área del Sistema Eléctrico Nacional, durante 2015-2029, destaca la región de Baja California Sur como la de mayor dinamismo con una tasa media de crecimiento anual de 6.7%, lo que representa que ésta alcanzará 1,128.8 MWh/h en 2029. Seguido de la región Noreste, con 4.3%, Peninsular y Oriental con el 4.0% de crecimiento medio anual.

La región con la mayor concentración de demanda máxima dentro del SIN, nuevamente será la Occidental, con 20.2% al final del periodo de proyección; mientras que Noreste aumentará su participación pasando de 17.7% en 2014 a 19.3% al final del periodo de proyección (véase Figura 4.11).

²⁰ Ver Cuadro 4.B en el Anexo estadístico

FIGURA 4. 11. DEMANDA MÁXIMA BRUTA POR REGIÓN, 2014 Y 2029
(Distribución porcentual)



Incluyen exportación; BC solamente sistema La Paz; Pequeños Sistemas son: Pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional.
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

4.2.3. Demanda coincidente

La demanda máxima coincidente para un año dado, se refiere a la suma de las demandas registradas en las áreas operativas en el instante en que ocurre la demanda máxima del Sistema Interconectado. Esta es menor que la suma de las demandas máximas anuales de las áreas, por ocurrir en horas diferentes.

El factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas máximas anuales de las áreas y la máxima coincidente del sistema interconectado. Para un año dado, la demanda máxima coincidente del SIN se calcula dividiendo la suma de las máximas de las áreas entre el factor de diversidad estimado.

CUADRO 4. 1. DEMANDAS COINCIDENTES, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, 2015-2029
(MWh/h)

Año	Mes	Día	Hora	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	BCN	BCS	LPZ	MUL
2015	6	13	17	7,140.7	6,101.4	9,160.8	4,094.3	4,089.3	8,129.2	1,588.9	1,935.5	405.6	379.5	26.1
2016	6	13	17	7,303.1	6,352.5	9,478.9	4,313.0	4,311.0	8,348.9	1,649.0	1,985.0	425.4	397.7	27.7
2017	6	13	17	7,530.7	6,577.0	9,880.1	4,491.5	4,454.3	8,573.9	1,713.9	2,045.2	450.1	421.3	28.7
2018	6	13	17	7,731.1	6,765.8	10,234.0	4,677.0	4,648.3	8,983.6	1,783.4	2,104.2	475.1	445.3	29.7
2019	6	13	17	7,930.3	6,983.4	10,680.3	4,884.3	4,800.0	9,430.6	1,860.7	2,181.2	501.5	470.8	30.7
2020	6	13	17	8,166.7	7,270.9	11,131.2	5,105.7	4,972.0	9,934.5	1,942.1	2,268.3	532.0	500.3	31.7
2021	6	13	17	8,424.5	7,554.4	11,580.1	5,346.4	5,146.6	10,417.3	2,038.7	2,365.5	565.8	533.0	32.9
2022	6	13	17	8,682.1	7,838.3	12,046.8	5,572.1	5,335.6	10,920.1	2,133.3	2,459.9	602.0	568.0	34.0
2023	6	13	17	8,945.5	8,139.5	12,516.2	5,836.2	5,543.7	11,423.5	2,226.0	2,560.7	641.0	605.8	35.2
2024	6	13	17	9,205.0	8,444.2	13,028.0	6,112.2	5,719.8	11,986.2	2,320.1	2,660.0	680.2	643.8	36.4
2025	6	13	17	9,551.2	8,811.5	13,591.0	6,403.4	5,900.4	12,525.7	2,415.4	2,761.3	724.8	686.7	38.1
2026	6	13	17	9,883.7	9,199.4	14,193.1	6,707.4	6,096.7	13,143.5	2,516.0	2,867.9	771.5	732.1	39.4
2027	6	13	17	10,232.8	9,601.8	14,853.1	7,009.5	6,313.5	13,763.9	2,617.9	2,980.4	820.1	779.5	40.7
2028	6	13	17	10,562.8	9,998.6	15,548.8	7,328.4	6,541.4	14,393.0	2,722.9	3,089.4	873.1	831.1	42.0
2029	6	13	17	10,953.8	10,416.3	16,215.1	7,646.6	6,770.6	15,001.2	2,843.3	3,210.6	927.4	884.0	43.4

CEL: Central; ORI: Oriental; OCC: Occidental; NOR: Norte; NTE: Noroeste; NES: Noreste; PEN: Peninsular; BCN: Baja California; BCS: Baja California Sur; LPZ: La Paz; MUL: Mulegé.

Punto de operación: Verano 17:00 hrs.

Fuente: SENER con información de CENACE.

4.2.4. Demanda máxima integrada

De la suma de todas las demandas antes descritas se obtiene la demanda máxima integrada, y que para efectos de este ejercicio de planeación pasará de 39,000 MWh/h en 2014 a, 69,847 MWh/h en 2029. Lo anterior representa un crecimiento medio anual de 4.0%, un punto porcentual menor que el escenario alto y un punto porcentual mayor que el escenario bajo, como se muestra en el siguiente cuadro.

CUADRO 4. 2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA
(MWh/h)

Año	Alto	Incremento %	Planeación	Incremento %	Bajo	Incremento %
2014	39,000.0	-	39,000.0	-	39,000.0	-
2015	40,448.2	3.7	40,304.7	3.3	39,914.7	2.3
2016	42,439.0	4.9	41,756.8	3.6	40,953.6	2.6
2017	44,625.2	5.2	43,221.4	3.5	41,980.5	2.5
2018	46,962.4	5.2	44,823.2	3.7	43,116.5	2.7
2019	49,419.7	5.2	46,569.6	3.9	44,365.2	2.9
2020	51,968.8	5.2	48,522.9	4.2	45,782.5	3.2
2021	54,566.5	5.0	50,507.9	4.1	47,197.5	3.1
2022	57,351.0	5.1	52,528.2	4.0	48,613.4	3.0
2023	60,213.2	5.0	54,630.4	4.0	50,072.8	3.0
2024	63,244.7	5.0	56,815.5	4.0	51,574.8	3.0
2025	66,436.8	5.0	59,198.5	4.2	53,222.3	3.2
2026	69,842.9	5.1	61,739.8	4.3	54,974.8	3.3
2027	73,361.7	5.0	64,392.5	4.3	56,787.1	3.3
2028	77,086.7	5.1	67,095.9	4.2	58,603.4	3.2
2029	81,043.0	5.1	69,846.9	4.1	60,420.1	3.1
Tmca	5.0		4.0		3.0	

Fuente: SENER con información de CENACE.

4.3. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional

Dentro de las medidas de política relacionadas con el Sector Eléctrico, destaca que éste debe observar el buen desarrollo de su sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como promover la eficiencia y sustentabilidad energética mediante la diversificación de su parque de generación.

Una vez consideradas las estimaciones de demanda, para la elaboración del escenario de expansión, se toman como base la localización de las adiciones de capacidad de generación y transmisión que requiere el SEN para atender los incrementos resultantes. En parte, estas necesidades quedarán cubiertas mediante obras actualmente en proceso de construcción o licitación. La demanda restante por cubrir se atenderá mediante nuevos proyectos de generación desarrollados por particulares o por la propia CFE, de conformidad con la las leyes aplicables.

Es importante tomar en consideración dos aspectos fundamentales para la planificación del SEN, estos son el tiempo estimado para la realización de los proyectos y la vida útil de los mismos. Esto se debe a la propia naturaleza del sector eléctrico, ya que los proyectos presentan largos periodos de maduración, por lo cual las decisiones de inversión en las obras de expansión del SEN se toman con varios años de anticipación. Desde la fecha de inicio del concurso para la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial, transcurren aproximadamente de cuatro a siete años, mientras los proyectos de transmisión de tres a cinco años al periodo previo a la entrada en su operación. Adicionalmente, para llevar a cabo la formulación, evaluación y autorización de los proyectos, el tiempo mínimo requerido es de un año.

4.3.1. Capacidad Instalada

Para realizar el programa de expansión se empleó una metodología de expansión de capacidad del sistema, a partir de la selección de 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). Asimismo, 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.

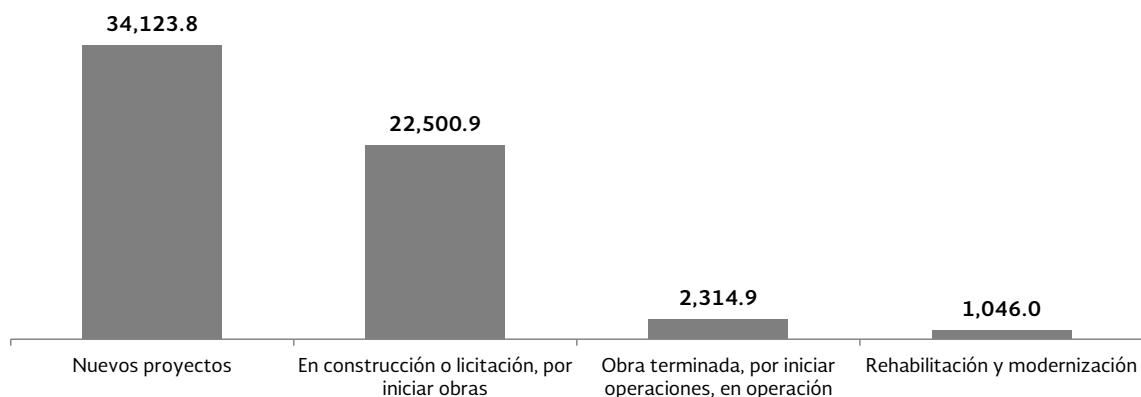
Adiciones de capacidad

En lo referente a la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de entrada en operación, se considera la ubicación más conveniente para el SEN de las adiciones de capacidad. Sin embargo, se ofrece a los inversionistas la libertad de proponer una diferente, aun 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. En cuanto a la tecnología de generación, también existe libertad para la selección.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica prevista para el período 2015–2029, se requerirán 59,985.6 MW de capacidad adicional, de los cuales el 56.9% corresponderá a nuevos proyectos, 37.5% a proyectos en construcción, licitación o por iniciar obras y el restante 5.6% por obras ya terminadas y programas de rehabilitación y modernización (véase Figura 4.12).

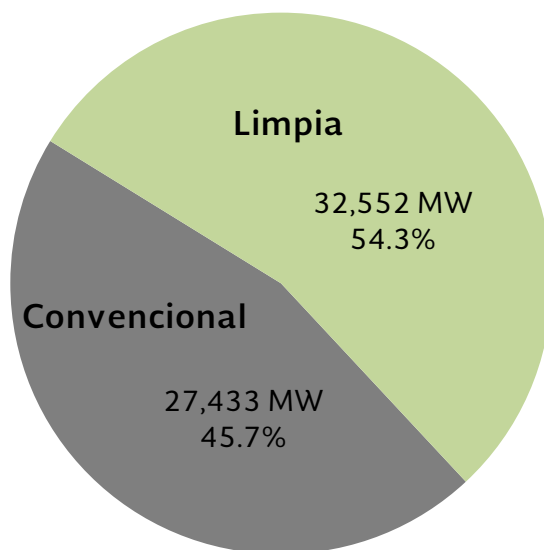
FIGURA 4. 12. ADICIONES DE CAPACIDAD, 2015-2029
(MW)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

La capacidad adicional al 2029 se integrará en un 54.3% de energías limpias, mientras que el 45.7% restante corresponde a capacidad que emplea combustibles fósiles. Entre las tecnologías limpias, destaca el aumento de la capacidad de generación a partir de energía eólica, con adiciones de capacidad por 11,952.2 MW, le siguen la cogeneración eficiente, con 7,533.0 MW²¹. En el caso de las tecnologías con base fósil, la mayor proporción será de ciclo combinado con aproximadamente 50 proyectos²², equivalente al 44.1% del total (Véase Figura 4.13).

FIGURA 4. 13. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2015 – 2029
(MW, Porcentaje)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

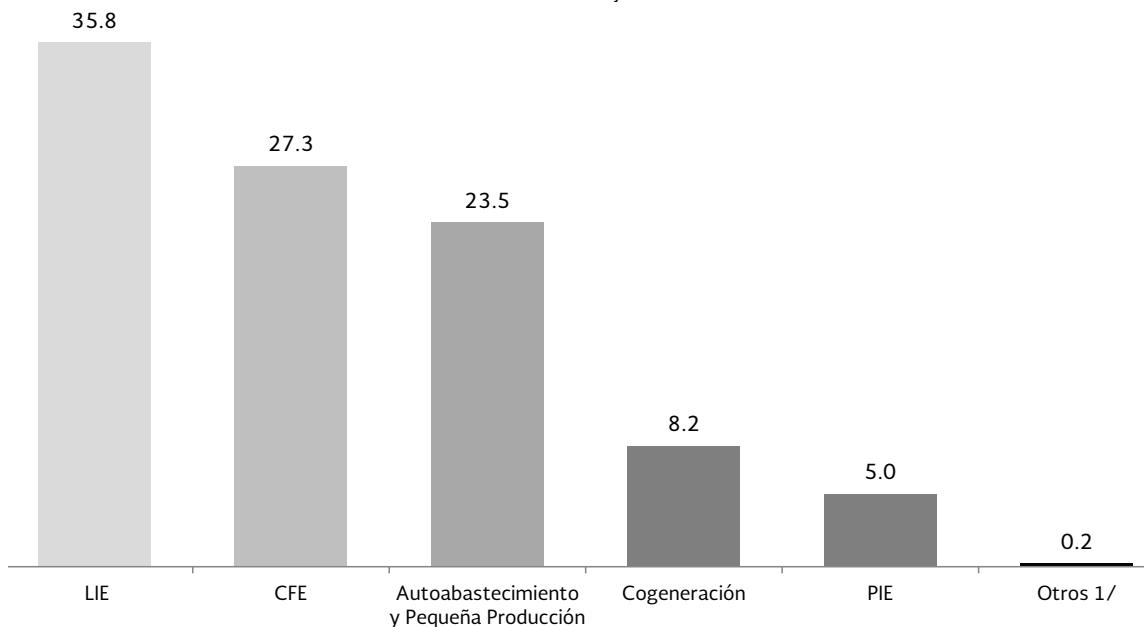
Con respecto a la capacidad adicional por modalidad, el 32.3% corresponderá a centrales eléctricas a cargo de CFE y de los PIE's (equivalente a 19,375.4 MW), el 23.5% serán bajo el esquema de autoabastecimiento

²¹ Ver Cuadro 4.C en el Anexo estadístico

²² Ver Cuadro 4.D en el Anexo estadístico

(14,077.8 MW) y pequeña producción, 8.2% provendrá de cogeneración eficiente (4,940.9 MW) y 35.8% (21,448.4 MW) corresponde a proyectos que se desarrollarán bajo el amparo de la LIE, como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA 4. 14. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD, 2015-2029
(Porcentaje)



1/ Incluye Importación y Exportación
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

CUADRO 4. 3. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD Y TECNOLOGÍA, 2015-2029
(MW)

Concepto	PIE	CFE	Auto-abastecimiento	Pequeño productor	Cogeneración	LIE	Otros	Total
Limpia	203.0	5,165.2	9,568.4	1,464.4	4,910.9	11,240.4	0.0	32,552.3
Bioenergía	0.0	0.0	45.0	30.0	32.6	0.0	0.0	107.6
Eólica	203.0	1,708.0	7,601.2	240.0	0.0	2,200.0	0.0	11,952.2
Geotérmica	0.0	217.0	130.0	121.7	0.0	1,148.9	0.0	1,617.6
Hidroeléctrica	0.0	2,620.7	407.8	160.6	0.0	2,260.4	0.0	5,449.6
Nucleoeléctrica	0.0	220.0	0.0	0.0	0.0	3,850.0	0.0	4,070.0
Solar	0.0	18.0	662.3	912.1	0.0	230.0	0.0	1,822.5
Cogeneración Eficiente	0.0	381.5	722.1	0.0	4,878.3	1,551.1	0.0	7,533.0
Convencional	2,775.0	11,232.2	2,925.2	119.9	30.0	10,208.0	143.0	27,433.2
Carboeléctrica	0.0	120.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0
Ciclo Combinado	2,775.0	10,658.2	2,777.0	0.0	30.0	10,066.0	137.0	26,443.2
Combustión Interna	0.0	124.0	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	130.9
Termoeléctrica Convencional	0.0	330.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	330.0
Turbogás	0.0	0.0	141.3	119.9	0.0	142.0	0.0	403.2
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0
Total^{1/}	2,978.0	16,397.4	12,493.6	1,584.3	4,940.9	21,448.4	143.0	59,985.6

1/ Los totales pueden no coincidir por redondeo

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

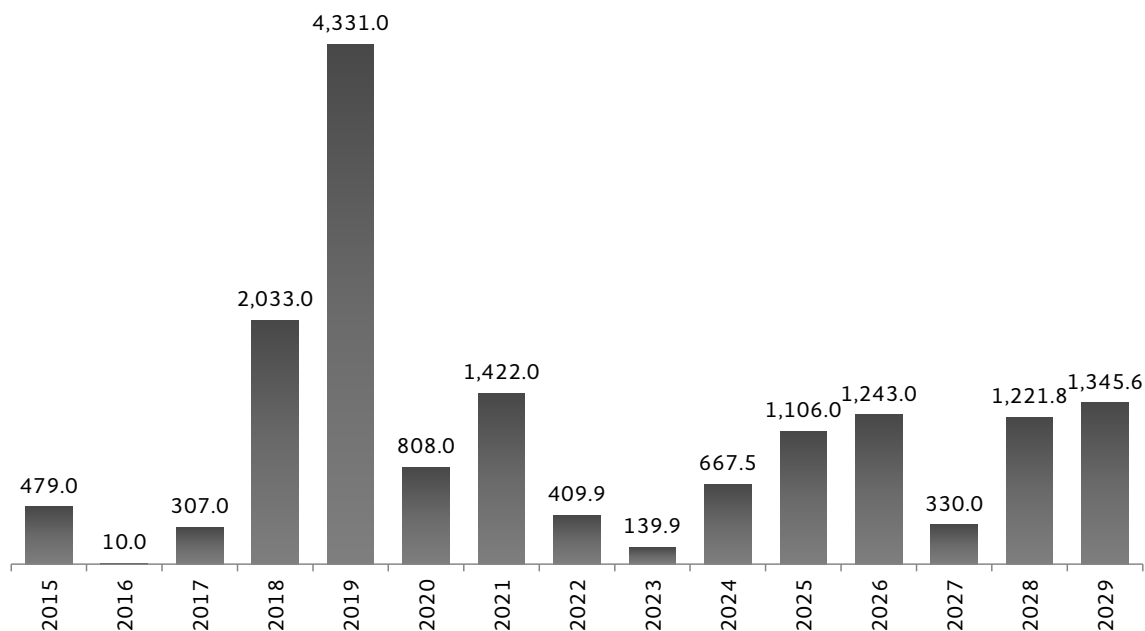
Retiros de capacidad de generación

Uno de los requerimientos para tener un sistema de alta confiabilidad del SEN, es la sustitución de centrales con mayor antigüedad por centrales más eficientes. Para definir el desarrollo del sistema de generación, se tomó en cuenta un programa de retiros basado en el análisis de costos de operación y los años de servicio de las unidades generadoras. Las consideraciones para precisarlos se apoyan principalmente en razones operativas, económicas, por antigüedad o por obsoletas. El programa indicativo de retiros tiene como base la revisión del ritmo de crecimiento del consumo de electricidad, las condiciones actuales del parque de generación, los programas de operación y mantenimiento, rehabilitación y modernización, los proyectos de repotenciación de algunas termoeléctricas convencionales y los costos de inversión para nuevas centrales generadoras.

Este programa²³ debe considerar factores como la entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las candidatas de retiro; la entrada en operación en la fecha programada de las líneas y subestaciones requeridas para mantener la confiabilidad del sistema; el mantenimiento de un margen de reserva confiable; reducción de fallas prolongadas en algunos equipos; garantía del suministro de combustibles y el crecimiento pronosticado de la demanda.

En el período de 2015-2029 se tiene estimado un retiro de capacidad por 15,854.0 MW, derivado del retiro de 127 unidades ubicadas en 20 entidades del país (véase Figura 4.15).

FIGURA 4. 15. RETIRO DE CAPACIDAD, 2015-2029
(MW)

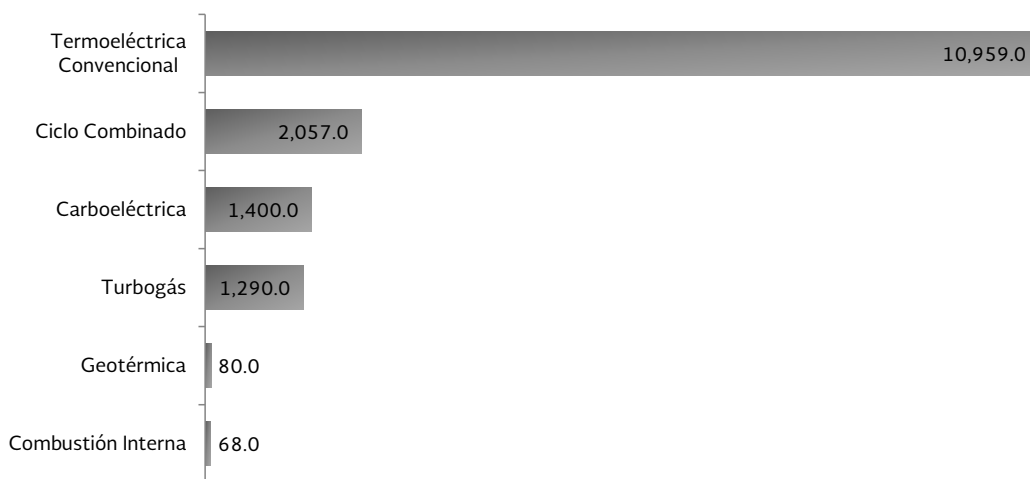


Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

²³ En el programa de retiro únicamente se consideraron las centrales pertenecientes a la CFE y sus empresas productivas subsidiarias integrantes de la industria eléctrica.

El mayor retiro de capacidad se encuentra en las centrales de tecnología termoeléctrica convencional²⁴, con el 69.1% del total, ciclos combinados con el 12.9% y carboeléctricas con 8.8% como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA 4. 16. RETIROS DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA, 2015-2029
(MW)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Evolución de la capacidad

En 2014, la capacidad instalada fue de 65,452.0 MW, a este total se restan los retiros programados y se añaden las adiciones estimadas para el período y los proyectos de rehabilitación y modernización. Con ello, al 2029 se tendrá una capacidad de generación eléctrica de 110, 223.1 MW (véase Figura 4.17).

Del total, 35.6% serán de tecnología de ciclo combinado, lo que resulta en un incremento en su participación dentro del total de capacidad instalada, para ubicarse en 43.5% al final del período de proyección. Cabe mencionar que en el plan de expansión se considera como factor principal la disponibilidad de gas natural en las diferentes regiones del país, de acuerdo con la infraestructura actual de la red de transporte de gas natural y los puntos de suministro.

Asimismo, se considera el reforzamiento del sistema de suministro y transporte de gas, que con el objetivo de reducir costos de producción y asegurar el suministro, CFE ha emprendido el desarrollo de redes de transporte de gas natural en otras regiones del país.

Por otro lado, como parte de esa estrategia, PEMEX reforzará el sistema troncal de transporte de gas del norte al centro y en el sureste del país, con lo que se incrementará la disponibilidad de gas natural y su red de transporte. La mayor disponibilidad de gas en regiones donde ya se disponía de este energético y la introducción en regiones donde no se contaba con él, marcará un cambio importante en la participación de este energético en el desarrollo de la infraestructura de generación con base en este combustible.

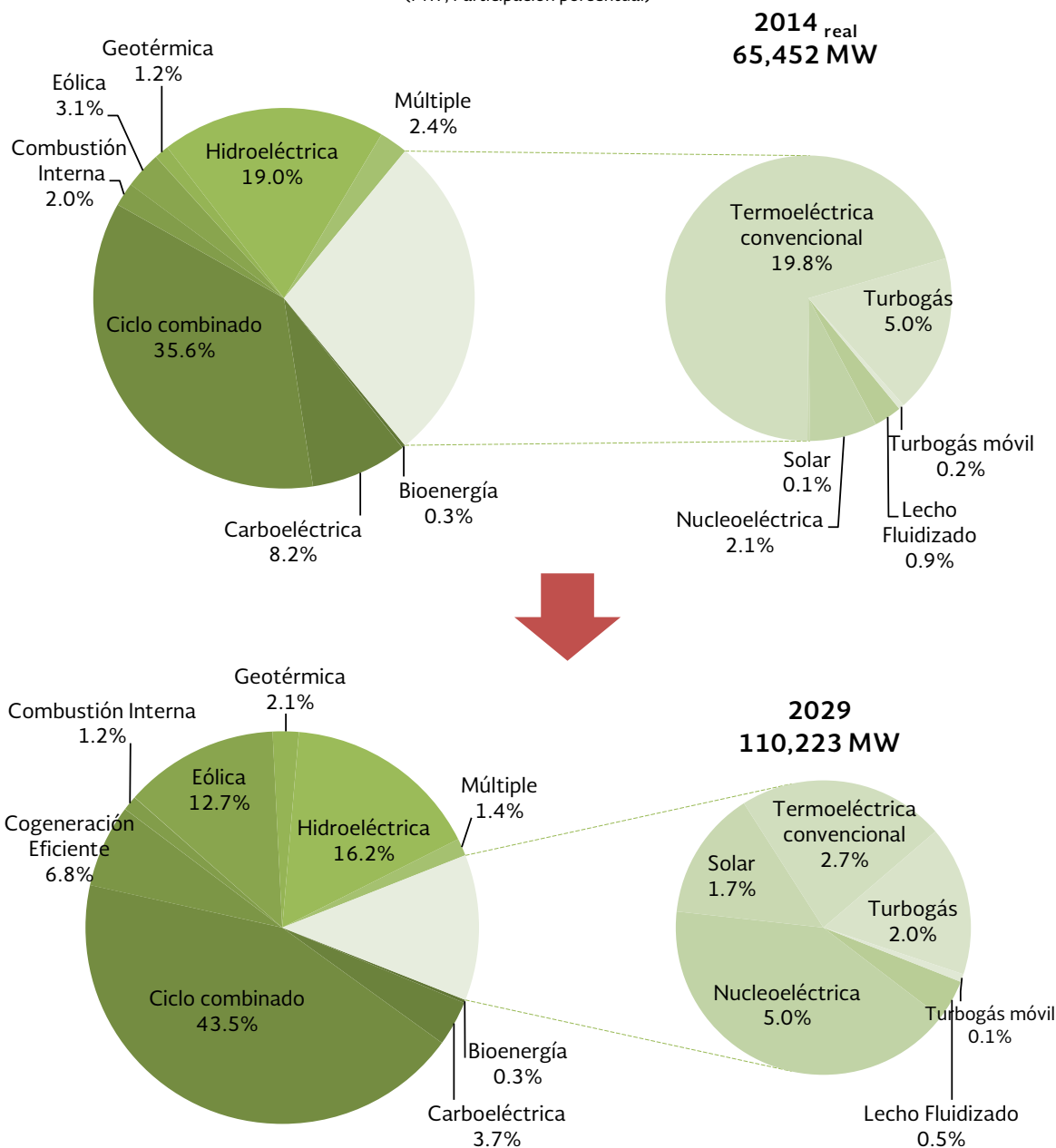
En la figura se observa el decremento de la participación de la tecnología termoeléctrica convencional de 19.8% a 2.7% de participación, resultado del programa de retiro, así como la reconversión de centrales de combustóleo a gas natural.

Con respecto a las tecnologías limpias, destaca el incremento en la capacidad instalada de centrales de energía nuclear de 2.1% a 5.0% y la incorporación de tecnología de cogeneración eficiente que concentrará

²⁴ Ver Cuadro 4.E en el Anexo estadístico

el 6.8%. Sin embargo, el mayor incremento de tecnologías limpias se encuentra en la energía eólica con el 12.7% de participación en 2029, mientras que la hidroeléctrica disminuye su contribución en 2.8 puntos porcentuales.

FIGURA 4. 17. PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN 2014 Y 2029
(MW, Participación porcentual)

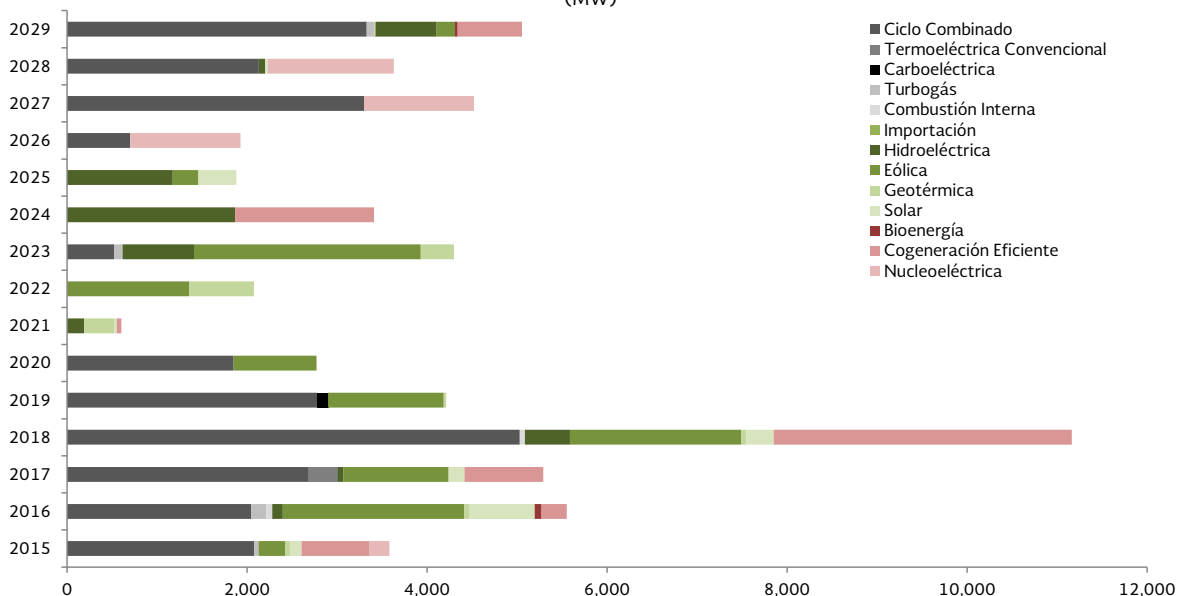


La tecnología llamada *Múltiple*, hace referencia a la combinación de dos o más tecnologías convencionales y limpias.
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Dentro del período de proyección 2015-2029, destaca el año 2018 que presenta el mayor nivel de capacidad a instalar, con 11,165.2 MW, dentro de los cuales el 45.1% proviene de centrales de ciclo combinado.

También para el año 2018, se dará una fuerte participación de energías limpias, principalmente por la adición de capacidad eólica con 1,904 MW, y cogeneración eficiente con 3,313 MW (véase Figura 4.18 y cuadro 4.F en Anexos estadísticos).

FIGURA 4. 18. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA, 2015-2029
(MW)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

A nivel estatal, Veracruz es el estado con mayor participación en instalación de capacidad, con el 10.5% del total. Esto es gracias a la diversidad de proyectos, principalmente provenientes de energías limpias, que van de 12 nuevas centrales hidroeléctricas hasta 5 proyectos considerados con energía nucleoelectrica, de los cuales 2 se encuentran como obra terminada y están en fase de prueba (220 MW), y las restantes serán proyectos nuevos bajo la modalidad de LIE (3,850 MW). En orden de participación le siguen los estados de Nuevo León y Tamaulipas con el 8.0% cada uno, Oaxaca con 7.3%; y Chihuahua con 6.7% (Véase cuadro 4.G en Anexo estadístico).

4.3.2. Generación de electricidad

En los últimos años, la matriz de generación eléctrica ha presentado una tendencia hacia la disminución de energías fósiles y, por consiguiente, un aumento en las energías limpias. Para poderlo llevar a cabo es necesario que dentro de la planeación se consideren los efectos de la volatilidad en los precios en los combustibles, la incertidumbre en la evolución y costos de las tecnologías para generación de electricidad, y el impacto ambiental.

El contar con una mayor diversificación, es estratégico en la minimización de los riesgos que conllevan tales variables y con esto, depender cada vez menos de fuentes en escasez y con alto grado de contaminación.

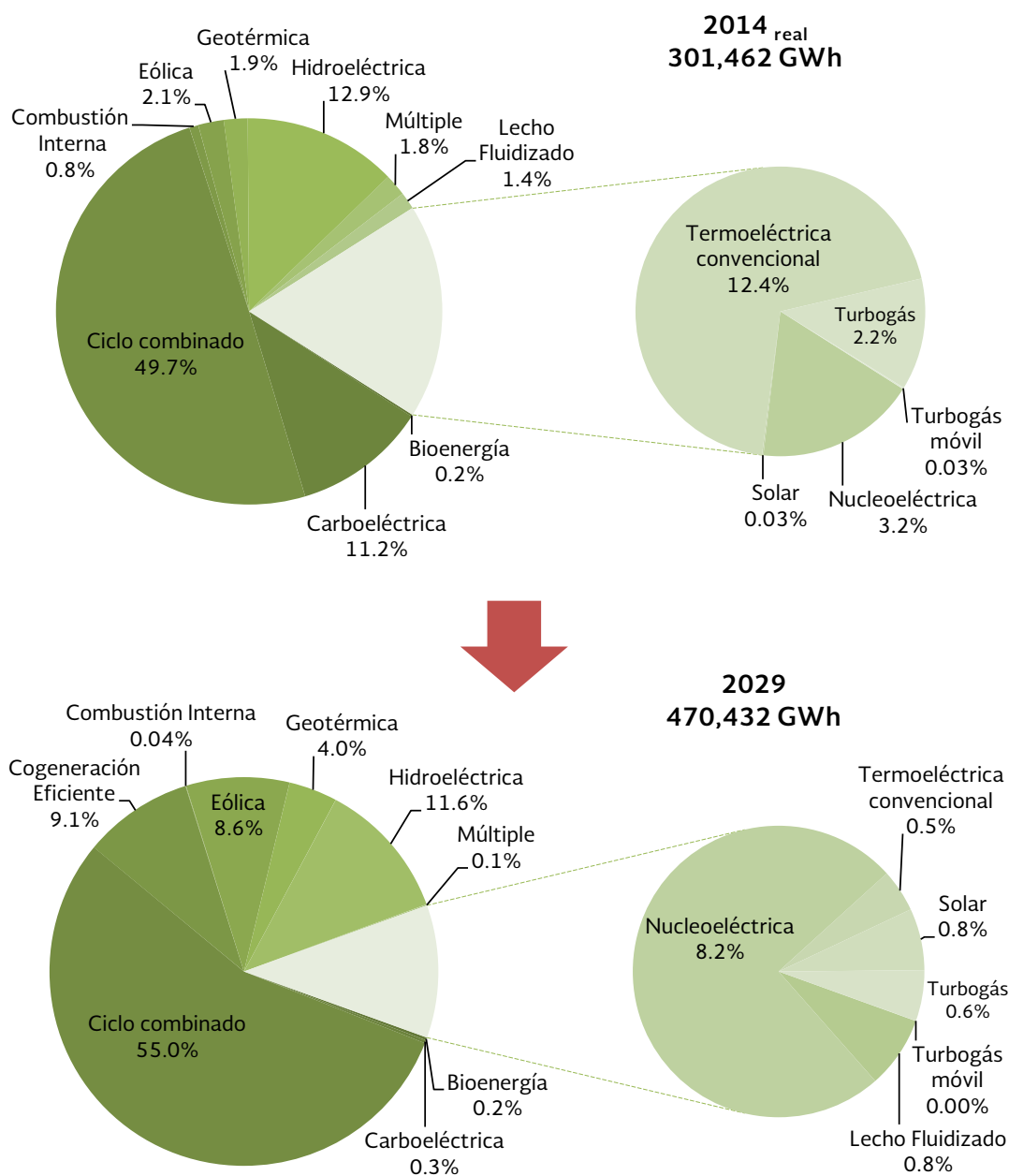
Generación por Tecnología

En 2014, la generación de energía eléctrica era de 301,462.0 GWh y se espera que, para el año 2029, se incremente 56.1%, para ubicarse en 470,431.7 GWh. Bajo este escenario y con los costos actuales de inversión de las tecnologías de generación, la expansión de menor costo en el mediano y largo plazos se logra mediante una participación mayoritaria de proyectos basados en tecnologías de ciclo combinado, con una participación de 55.0% al final del período, es decir, 5.3 puntos porcentuales más que el año de referencia 2014.

En la Figura 4.19 se observa una disminución en la participación de tecnologías térmico convencional, de 12.4% a 0.5%. Asimismo, las carboeléctricas, disminuirán en 10.9 puntos porcentuales, y contribuirán únicamente con 0.3% de la generación.

Por otra parte, las tecnologías con energías limpias en conjunto se posicionan a la alza con un incremento de 20.4% en 2014, a 42.6% en 2029. Sólo la hidroeléctrica presenta una disminución en su participación de 1.3 puntos porcentuales, derivado en gran medida por la madurez de esta tecnología en cuanto al aprovechamiento del recurso hídrico disponible para su utilización en la generación de electricidad.

FIGURA 4. 19. PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, 2014 Y 2029
(GWh, Porcentaje)



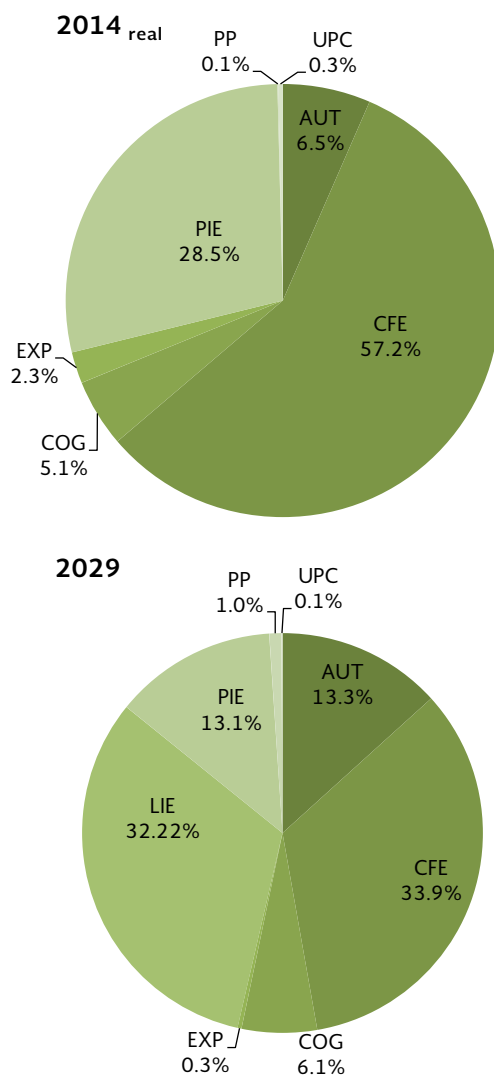
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Generación por modalidad

Con respecto a las modalidades, CFE mantiene la primera posición respecto a la participación en generación, sin embargo, esta disminuye de 57.2% en 2014 a 33.9% en 2029. Con la reforma energética surgió una nueva modalidad amparada en la LIE²⁵, que incluye las centrales propiedad del Estado, o cuya construcción y operación se hayan incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación como inversión directa llamadas Centrales Legadas, además de los PIE's y las centrales incluidas en el Presupuesto Federal como inversión condicionada, llamadas Centrales Externas Legadas y otros proyectos por parte de privados. Así, esta nueva modalidad tendrá el 32.2% al final del período de proyección.

Los permisos y contratos de PIE's, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, que podrán continuar rigiéndose por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, mantienen su participación destacando el autoabastecimiento, que alcanzará el 13.3% de participación de la generación total.

FIGURA 4. 20. PARTICIPACIÓN POR MODALIDAD EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, 2014 Y 2029
(Porcentaje)



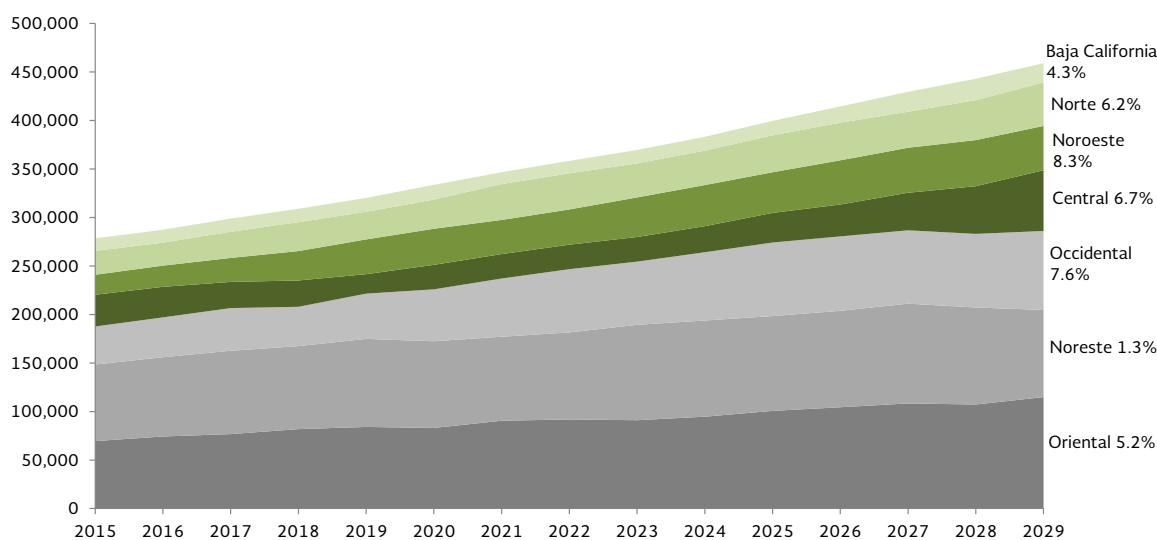
²⁵ La modalidad LIE incluye los nuevos proyectos por parte de las empresas productivas del Estado y generadores privados, y las modalidades que decidan cambiar de esquema.

Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Generación por área de control

Entre 2015 y 2029, se espera un fuerte crecimiento en todas las regiones del SIN. El programa de expansión no sólo está dirigido a cubrir las necesidades futuras de energía eléctrica, también es estratégico en el impulso de las economías regionales que, como se muestra en la Figura 4.21, presentan altas tasas de crecimiento en la producción de energía eléctrica misma que será consumida en su totalidad por los diversos sectores económicos.

FIGURA 4. 21. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR ÁREA DEL SIN, 2015-2029
(GWh, Tmca)



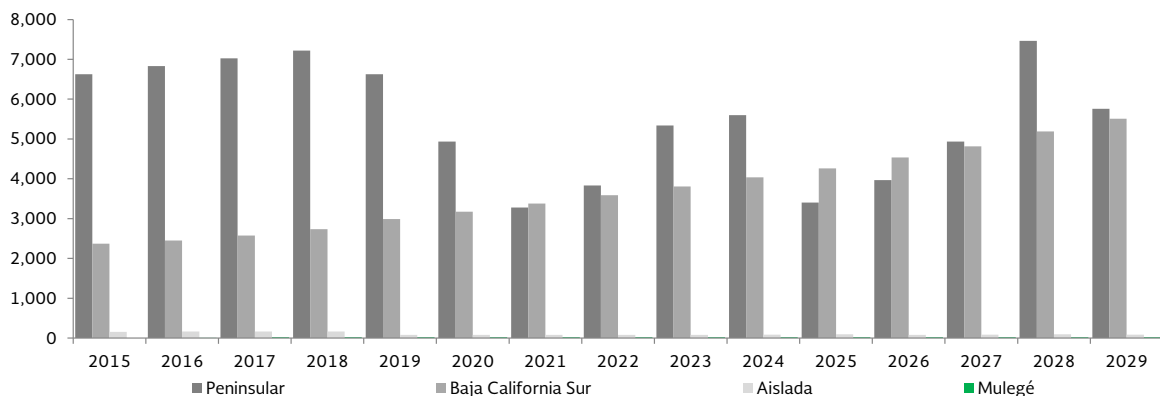
Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

La región Noroeste presenta la tmca más alta del SIN con 8.3% de generación eléctrica, destacando el estado de Sinaloa con un crecimiento de 14.8%. Sin embargo el estado con mayor crecimiento en el SIN es Aguascalientes con 72.8%. En el caso contrario, Tlaxcala presenta un decremento de la totalidad de su producción de energía eléctrica (véase Cuadro 4.H en Anexos estadísticos).

Generación eléctrica en sistemas aislados

Para estas áreas, se tiene programado variaciones en los niveles de crecimiento, con un incremento de 8.8% en Baja California Sur y tasas de crecimiento negativas de -5.6% y -1.4% en las áreas Aisladas y Peninsular, respectivamente (véase Figura 4.22).

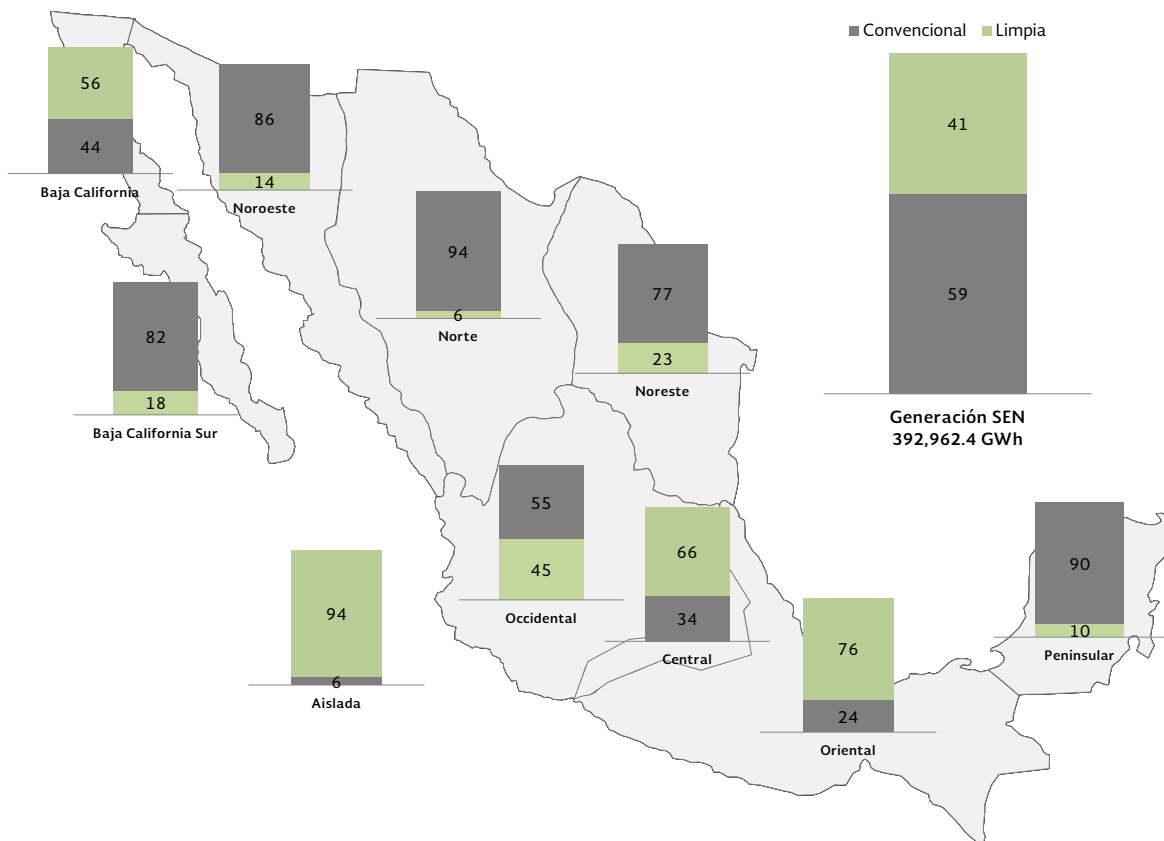
FIGURA 4. 22. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN SISTEMAS AISLADOS, 2015-2029
2029
(GWh)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Como compromiso adquirido de fomentar la generación de energía eléctrica con energías limpias, en 2024, este porcentaje será de 41.2%. Destaca el área Oriental en dicha participación, concentrando el 75.8% de su generación con energías limpias, y con una participación del 44.2% del total nacional.

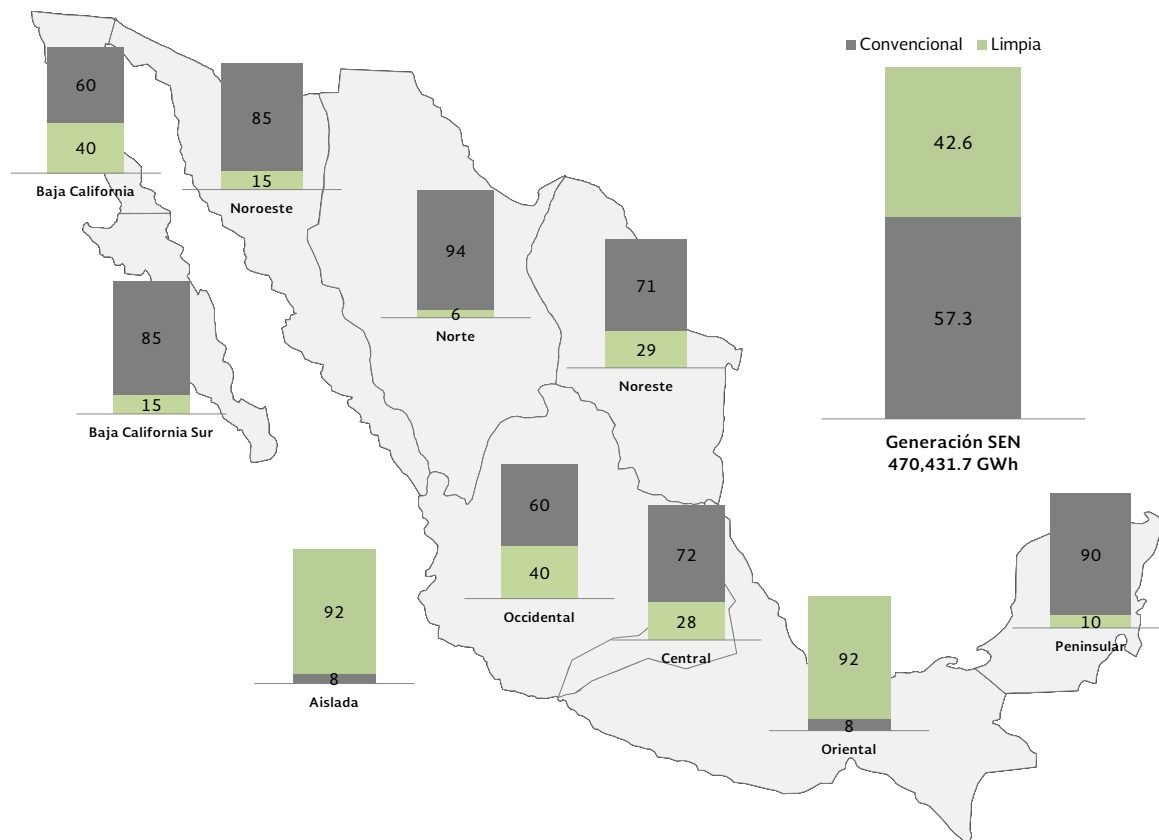
FIGURA 4. 23. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR ÁREA OPERATIVA, 2024
(Porcentaje)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

Para al final del período de proyección del ejercicio de planeación, se puede observar que las tecnologías limpias incrementan su participación alcanzando el 42.6%, el equivalente a 162,036.2 GWh.

FIGURA 4. 24. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR ÁREA OPERATIVA, 2029
(Porcentaje)



Fuente: Información de PRODESEN, SENER.

4.3.3. Expansión de la Red de Transmisión y Distribución del SEN

Un desarrollo óptimo de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica conlleva a incorporar nuevas tecnologías de generación, que permitan aumentar la eficiencia de los procesos de transmisión, distribución y comercialización, aunado a la reducción de costos de operación y pérdidas de energía eléctrica, que se traduce en llevar la energía eléctrica a más lugares del país con calidad y precios competitivos.

En el SEN, el intercambio de grandes bloques de energía entre regiones se efectúa a través de la red troncal, integrada por líneas con niveles de tensión de 400 kV y 230 kV. Adicionalmente, la de subtransmisión distribuye regionalmente la energía con enlaces de 161 kV hasta 69 kV.

Los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y la Red General de Distribución, consideran las obras de la red eléctrica que en su momento fueron autorizadas a la CFE por la SHCP hasta el PEF 2015; las redes eléctricas asociadas con los permisionarios factibles de interconectarse a

la red eléctrica; las fechas de operación previstas en el Programa Indicativo, y el despacho de la generación de acuerdo con los valores de mérito resultante de estudios económicos y de planeación de energía²⁶.

Dentro de los principales proyectos considerados de la red se encuentran:

- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Ticul – Playa del Carmen en mayo 2015.
- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Los Mochis – Hermosillo de octubre 2016 a octubre 2017, red asociada a los proyectos de CCC Empalme I y II.
- Tendido tercer circuito a interconexión Noroeste – Baja California para abril 2019.
- Línea de Transmisión Cereso – Moctezuma en 400 kV operando en 230 kV, red asociada a proyecto CCC Norte III para noviembre 2017.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Moctezuma a Encino para septiembre 2018.
- Líneas de Transmisión en 400 kV operando en 230 kV, Francisco Villa – Camargo – Torreón Sur para 2020. La CFE ya no considera esta central, sin embargo, es una red importante para la integración de generación renovable.
- Líneas de Transmisión de 400 kV Champayán – Güemez – Regiomontano y entronque de líneas Huinalá – Lajas en Subestación Eléctrica Regiomontano abril 2016.
- Líneas de Transmisión de 400 kV Subestación Colectora de la temporada abierta Tamaulipas a Ramos Arizpe Potencia abril 2019.
- Red asociada a la Subestación Eléctrica Lago en 230 y 400 kV para agosto 2016.
- Líneas de Transmisión en 400 kV en doble circuito de Ixtepec Potencia – Xipe – Benito Juárez – Huexca, red asociada a la 2ª. Temporada abierta de Oaxaca para noviembre 2017.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras – Querétaro Potencia y entronque con la línea de transmisión Querétaro Potencia – Santa María para noviembre 2016.

Con la entrada de centrales de ciclo combinado, cogeneración eficiente y los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte, se estima que el sentido del flujo de transmisión será de Norte a Sur, para las regiones Noroeste, Norte y Noreste, en 2016 a 2020.

En el período 2016 – 2019, el flujo de potencia por las principales compuertas en las regiones del sur del país no presenta problemas de congestión de red. Sin embargo, a partir de 2020, sin la entrada de los proyectos de las centrales eléctricas de Mazatlán y Norte IV, se observaría un mayor requerimiento de las centrales eléctricas del sureste del país.

Ante la entrada de diversos proyectos de generación en todo el país, considerados en el Programa Indicativo, se requiere de un desarrollo de líneas de transmisión acordes a la expansión programada, diseñado para operar en condiciones normales y ante contingencias. Para ello debe cubrir las siguientes características:

- Sin sobrecargas en elementos,
- Operación dentro de rangos de tensión establecidos,
- Sin problemas de estabilidad angular y de voltaje,

²⁶ PRODESEN.

- Con capacidad de transferencia entre regiones para compartir reservas de generación,
- Alta confiabilidad en el suministro de energía a usuarios y,
- Con controles apropiados para dar flexibilidad a la operación.

Red de Transmisión

El sistema de transmisión principal se ha mallado en el nivel de 400 kV en las regiones Central, Oriental, Noreste y Occidental del país. En cambio, en las áreas Norte, Noroeste y Peninsular se encuentra en etapa de robustecimiento, con redes de transmisión en algunos tramos aislados en 400 kV, los cuales operan inicialmente en 230 kV y a los que gradualmente se le ha ido realizando el cambio de tensión a 400 kV.

Para planificar la expansión de la red eléctrica principal, se consideran las variables definidas en el escenario de planeación del mercado eléctrico.

Para su determinación se toman como marco de referencia:

- La topología del sistema del año en curso.
- Los proyectos de transmisión en la etapa de construcción y los comprometidos.
- La reducción del precio marginal de energía.
- La disminución de las congestiones en la red asociadas a la incorporación de capacidad adicional para satisfacer la demanda futura.

A partir de los planes del año horizonte, se procede a ubicar los proyectos requeridos en el tiempo de modo que los propuestos para cada año cumplan con los criterios mencionados. Existen tres objetivos claros que son: el atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica, interconectar el SIN y el sistema aislado de Baja California e interconectar la RNT con América del Norte y Centroamérica.

Para el período 2015-2029 se tiene considerado la construcción 24,599 km-c de líneas, 64,352 MVA de transformación y 12,090 MVA de compensación (véase Cuadro 4.5, 4.6 y 4.7).

CUADRO 4. 4. RESUMEN DEL PROGRAMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 2015-2029
(km-c)

Año	400 kV	230 kV	Subtotal 400 y 230 kV	161-69 kV	Total
2015	266	94	359	1,463	1,823
2016	552	70	622	986	1,608
2017	2,006	1,082	3,088	1,062	4,150
2018	522	497	1,018	1,627	2,644
2019	507	501	1,008	814	1,822
2020	1,242	422	1,663	1,023	2,686
2021	0	466	466	518	984
2022	388	262	650	358	1,008
2023	38	675	713	614	1,327
2024	6	401	407	259	666
2025	2,726	239	2,965	562	3,527
2026	1,000	108	1,108	183	1,291
2027	0	122	122	11	133
2028	390	380	770	112	882
2029	0	13	13	35	48
Total	9,642	5,331	14,972	9,627	24,599

Fuente: SENER con información de PRODESEN.

CUADRO 4. 5. RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN, 2015-2029
(MVA)

Año	400 kV	230 kV	Subtotal 400 y 230 kV	161-69 kV	Total
2015	1,000	2,492	3,492	2,383	5,874
2016	3,210	1,230	4,440	2,131	6,571
2017	6,008	1,605	7,613	1,647	9,260
2018	875	2,718	3,593	1,505	5,098
2019	2,175	2,338	4,513	2,121	6,634
2020	875	1,358	2,233	2,828	5,061
2021	1,975	1,580	3,555	1,393	4,947
2022	500	1,173	1,673	419	2,093
2023	2,125	2,058	4,183	795	4,978
2024	1,450	1,298	2,748	330	3,078
2025	3,000	2,242	5,242	1,099	6,340
2026	375	300	675	300	975
2027	875	320	1,195	90	1,285
2028	1,000	708	1,708	45	1,753
2029	0	300	300	103	403
Total	25,443	21,721	47,164	17,188	64,352

Fuente: SENER con información de PRODESEN.

CUADRO 4. 6. RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE COMPENSACIÓN, 2015-2029
(MVar)

Año	400 kV	230 kV	Subtotal 400 y 230 kV	161-69 kV	Total
2015	261	0	261	253	514
2016	362	800	1,162	264	1,426
2017	3,025	48	3,073	188	3,261
2018	300	0	300	379	679
2019	800	0	800	635	1,435
2020	640	267	907	519	1,426
2021	0	0	0	181	181
2022	600	0	600	128	728
2023	0	0	0	164	164
2024	0	0	0	376	376
2025	283	18	301	135	436
2026	75	0	75	31	106
2027	1,075	0	1,075	38	1,113
2028	225	0	225	23	247
2029	0	0	0	0	0
Total	7,646	1,133	8,778	3,311	12,090

Fuente: SENER con información de PRODESEN.

La ampliación de la RNT entre 2015 y 2024 contempla 410.1 km-c de transmisión; obras de transformación con una capacidad de 2,733 MVA; y obras de compensación por 562 MVar (ver Cuadro 4.7 y Cuadros 4.I y 4. J en Anexos estadísticos).

CUADRO 4. 7. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SEN, 2015-2029

Línea de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
La Palma entronque Moctezuma - Valle Esperanza ^{1/}	115	1	0.2	dic-16	Norte
Hermosillo Cinco - Dynatech ^{1/}	115	1	0.5	dic-16	Noroeste
Hermosillo Uno entronque Hermosillo Nueve - Rolando García Urrea ^{1/}	115	1	0.3	dic-16	Noroeste
Felipe Pescador entronque Durango I - Jerónimo Ortíz ^{1/}	115	1	1	dic-16	Norte
Maneadero entronque Ciprés - Cañón ^{2/}	115	2	6	abr-17	Baja California
Angostura - Tapachula Potencia 2 ^{5/}	400	2	193.5	oct-17	Oriental
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 ^{2/}	400	2	0.2	abr-18	Noroeste
Red asociada a la subestación Évora Banco 1 ^{3/}	115	1	1.5	abr-18	Noroeste
Red asociada a la subestación Portales Banco 1 ^{3/}	115	2	1.2	abr-18	Noroeste
Antea - Júpica - Buena Vista Refuerzo y Modernización ^{3/}	115	1	8	abr-18	Occidental
O Playacar - Chankanaab II ^{2/}	115	1	25	abr-18	Peninsular
Playa del Carmen - Playacar ^{2/}	115	1	2.5	abr-18	Peninsular
Red asociada a la subestación Morales SF6 Bancos 1 y 2 ^{3/}	230	1	11	oct-18	Central
Red asociada a la subestación Fisisa SF6 Bancos 1 y 2 ^{3/}	230	2	8	oct-18	Central
Aguascalientes Oriente - Cañada ^{2/}	115	1	12	abr-19	Occidental
Puebla Dos - Lorenzo Potencia 2 ^{4/}	400	2	13	abr-19	Oriental
Veracruz Dos - Tamarindo Dos ^{2/}	115	1	36	abr-19	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas 1 ^{4/}	230	2	17	may-19	Oriental
Guanajuato Potencia entronque Silao Potencia - Irapuato II ^{2/}	230	2	46.3	dic-19	Occidental
Guanajuato Potencia entronque Guanajuato - Las Fresas ^{2/}	115	2	22	dic-19	Occidental
Guanajuato Potencia entronque Guanajuato Sur - Castro del Río ^{2/}	115	2	5	dic-19	Occidental
Total			410.1		

1/ Obra propuesta por Distribución 2/ Obra propuesta por Gerencia de Control Regional 3/ SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución 4/ Tendido del primer circuito 5/ Tendido del segundo circuito SF6. Hexafluoruro de Azufre

Fuente: CENACE con información de la Subdirección de Transmisión.

Red de Distribución

La ampliación y modernización de la Red General de Distribución (RGD), responde al crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica, derivado de nuevas solicitudes y la necesidad de suministrar un mejor servicio a los clientes.

Este programa se basa en estudios de ingeniería de planificación del SEN, análisis del sistema de comunicaciones, incrementar la eficiencia actual de la infraestructura, la incorporación de un mayor número de usuarios, el aprovechamiento de los centros de distribución y un equipamiento operativo de vanguardia.

Para el período 2015-2029 se busca expandir la cobertura de los sistemas de distribución, como en el caso de zonas carentes de la infraestructura necesaria para obtener el suministro de energía eléctrica y que, ante esto, recurren de forma irregular a las instalaciones cercanas del punto de distribución. De tal modo, se espera regularizar 418,407 clientes entre 2015 y 2029 (véase Cuadro 4.8)

CUADRO 4. 8. METAS FÍSICAS 2015-2019

Años	Clientes a Regularizar	Energía Recuperada (GWh)	Impacto al Indicador Nacional	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
					Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2015	42,253	29	0	5,431	1,378	45,771	571
2016	105,335	137	0	13,167	2,515	94,327	686
2017	93,326	121	0	11,666	2,229	83,573	608
2018	89,357	116	0	11,170	2,134	80,019	582
2019	88,136	115	0	11,017	2,105	78,925	574
Total	418,407	518	1	52,451	10,361	382,615	3,021

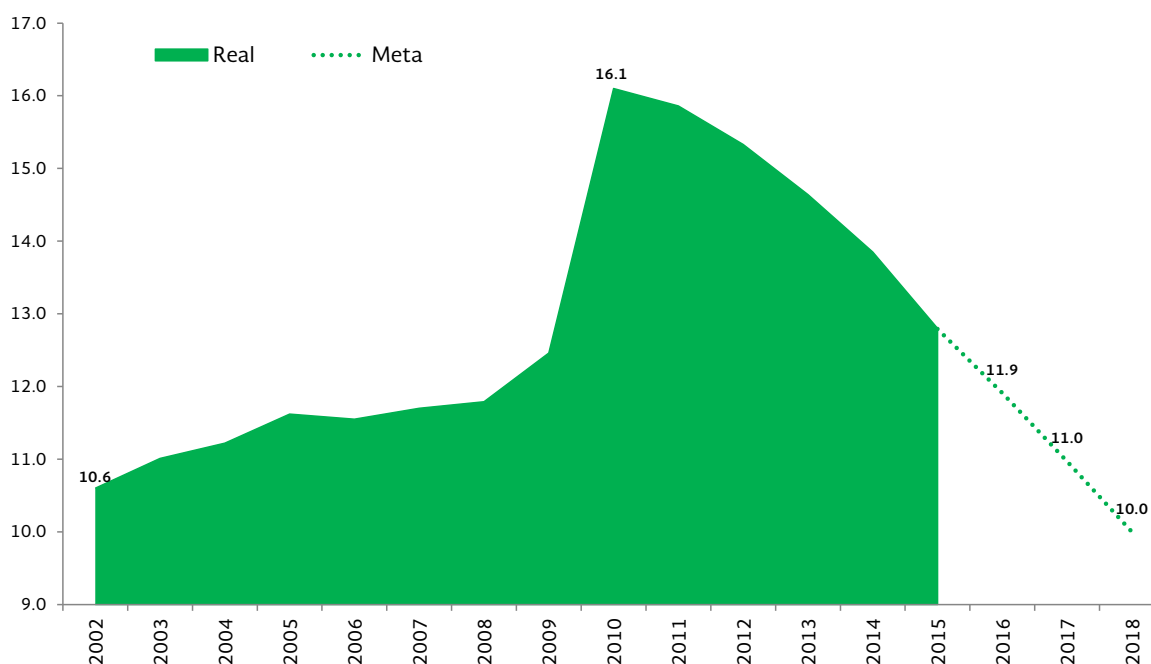
Fuente: SENER con información de PRODESEN.

Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas de distribución

Uno de los objetivos del programa de RGD, es la reducción del nivel de pérdidas técnicas al 8.0%, mediante acciones concretas como la construcción de nuevas troncales, la instalación de equipos de compensación de reactivos (fijos y controlados); la recalibración de circuitos, el seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución y la creación de nuevas áreas y mejora de las existentes.

Por su parte, para las pérdidas no técnicas se requiere de reforzar la aplicación del diagnóstico de los medidores en servicios de media tensión, la sustitución de los medidores electromecánicos por electrónicos, continuar con los programas especiales de detección de anomalías encaminados a la recuperación de energía perdida, mediante ajustes a la facturación, entre otros.

FIGURA 4. 25. EVOLUCIÓN Y META DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN, 2002-2018
(Porcentaje)



Fuente: SENER con información de PRODESEN.

EJERCICIOS DE SENSIBILIDAD

La Secretaría de Energía elaboró una serie de ejercicios de sensibilidad en colaboración con la Universidad Nacional Autónoma de México, a través del Sistema de Modelación Integral del Sector Energético en su versión uninodal, con la intención de brindar un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del Sector Eléctrico, así como para comprender a fondo el impacto que tienen la volatilidad de algunas variables consideradas dentro de la planeación del sector. Esto para mitigar riesgos financieros, ambientales o de suministro de energéticos. En este sentido, el rediseñar el Mercado Eléctrico implica considerar todas las posibles afectaciones a las que está sujeta la planeación tomando en cuenta las contingencias externas e internas.

5.1. Ventaja de la diversificación de la matriz de generación, caso Gas Natural.

En América del Norte, del cual México forma parte, hay una clara tendencia al dominio del Gas Natural (GN) como el energético de opción. En este sentido, dada la alta disponibilidad de este recurso en la región, México está reforzando y ampliando su infraestructura para recibir los beneficios derivados del uso de este combustible, como son sus beneficios ambientales en comparación con otros combustibles fósiles, los bajos precios y su mayor eficiencia energética.

En los últimos años, en esta región, se han registrado importantes fluctuaciones en el precio del gas natural. En el periodo de análisis, 2004-2014, el precio de referencia en Henry Hub registró un máximo de 13.42 USD/mmBTU en oct de 2005 y un mínimo de 1.95 USD/mmBTU en abril de 2012. Dado que las tarifas eléctricas están íntimamente relacionadas con el costo de generación que depende en gran medida del costo de combustibles, estas fluctuaciones se reflejan en variaciones a las tarifas eléctricas, impactando así, en la competitividad de las empresas.

Contexto

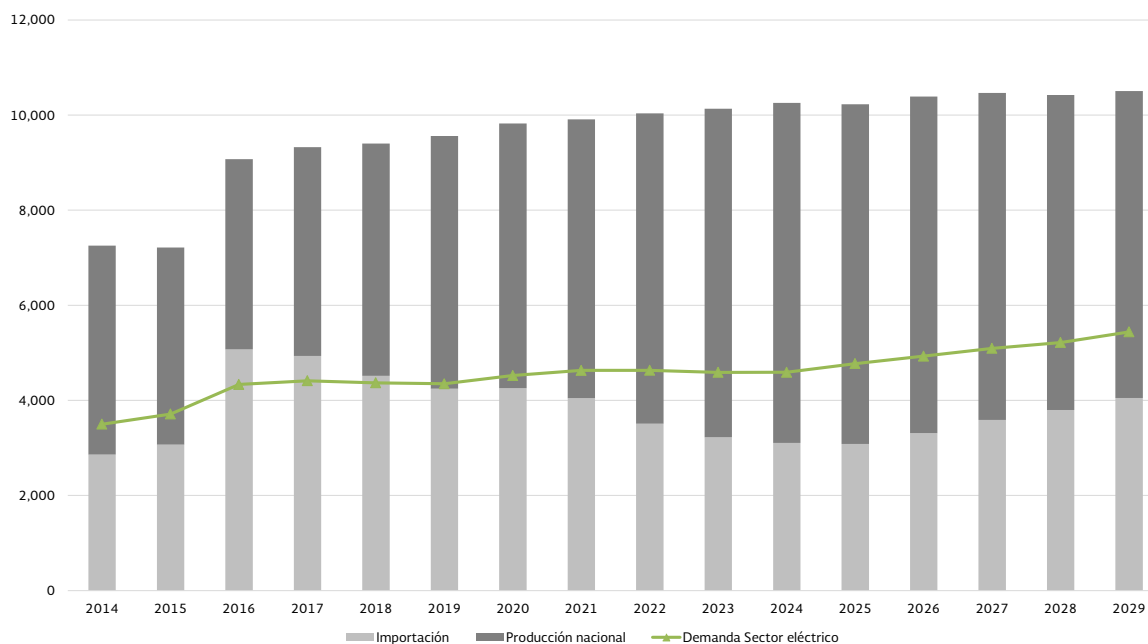
En 2014, México tuvo una producción de 4,392.8 mmpcd de gas natural seco, la cual ha resultado insuficiente para satisfacer su demanda, convirtiendo al país en un importador neto de gas. Entre 2004 y 2014, presentó un incremento en las importaciones de 154.0%²⁷, al pasar de 1,124.2 a 2,861.1 mmpcd, este volumen representa más de la tercera parte de la demanda del nacional.

Se considera que en el período 2015-2029 las importaciones mantengan una tendencia al alza, alcanzando, en el último año del período, un volumen de 4,052. 0 mmpcd²⁸ (véase Figura 5.1).

²⁷ Ver capítulo 3 de la Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029

²⁸ Para una completa descripción de los escenarios, se sugiere consultar la Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029 disponible en la página electrónica de la Secretaría de Energía.

FIGURA 5. 1. PRODUCCIÓN NACIONAL, IMPORTACIÓN Y DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO
(mmpcd)



Fuente: SENER con información de IMP.

Este nivel de importaciones muestra la importancia de analizar el impacto de distintos escenarios de precios de gas natural sobre los costos de generación en el país y el grado de exposición al que se encuentra sujeta la expansión del sector eléctrico, dada la creciente demanda del sector eléctrico por el combustible.

Cabe destacar, que la gran mayoría de los proyectos nuevos de generación (PIE's, autoabastecimiento) usan gas natural como combustible, operando plantas de ciclo combinado, además de los proyectos de cogeneración que se han enfocado en su mayoría a este combustible.

El precio del gas natural en México se encuentra indexado al del mercado Henry Hub de Estados Unidos, que actualmente presenta los menores precios de gas natural en todo el mundo. En este sentido, los diferentes sectores de consumo de gas natural en el país buscan aprovechar estas condiciones para reducir sus costos de operación. Aquellos industriales que pueden llevar a cabo sustitución de productos petrolíferos como combustóleo o diésel por gas natural, realizan adecuaciones en sus procesos; mientras que en el sector eléctrico se favorece el despacho de centrales con base en gas. Esta situación derivó en que, en años recientes, las importaciones se hayan incrementado al punto de saturar la capacidad de importación por ducto existente en el país. Esta situación derivó en la necesidad de recurrir a importaciones de GNL, cuyos precios son mayores en comparación con las importaciones por ductos. Con la infraestructura que se desarrolla actualmente, se busca brindar suficiente capacidad de importación por ducto para no recurrir a mercados fuera de Norteamérica con mayores costos. Aun así, siempre existen factores que influyen en el alza de los precios de los combustibles como una baja en la producción, o la disponibilidad limitada del productor.

Este ejercicio de sensibilidad, presenta un breve análisis de los costos de generación con base en gas natural ante dos escenarios de precios: medio y alto.

Las consideraciones para la elaboración de los escenarios fueron las siguientes:

- Dos escenarios de precios de GN Henry Hub:

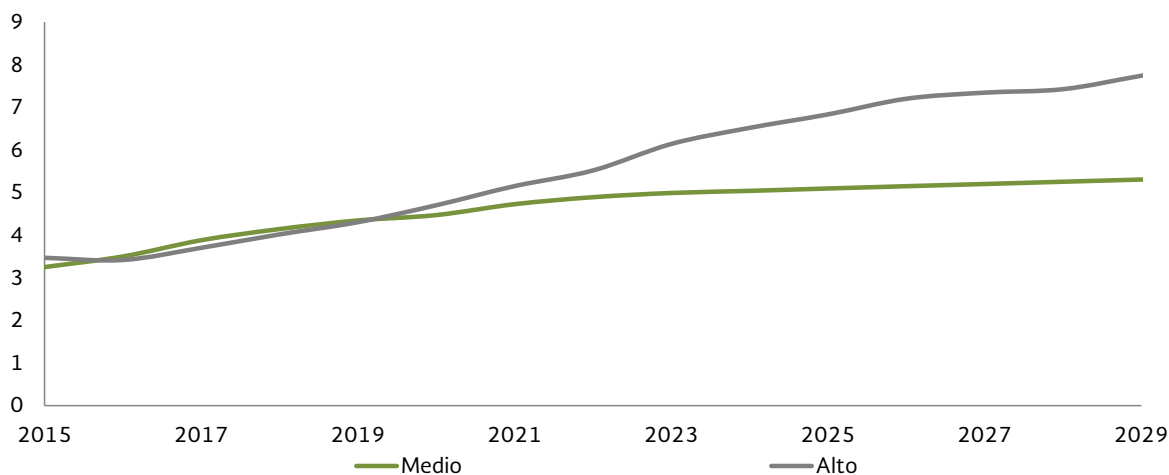
- Escenario medio.- corresponde al pronóstico empleado en la elaboración del PRODESEN.
- Escenario alto.- tomado de la proyección realizada por la Energy Information Administration (EIA) 2015²⁹. La selección de este escenario se justifica ya que México toma como referencia el índice de precios de Henry Hub.
- En ambos escenarios de precios no se consideran los efectos de la inflación, por lo que, tanto los precios, como los costos de generación mostrados, son términos constantes y se reportan en dólares de 2015.
- Los costos de inversión, operación y mantenimiento fijo, costos variables de operación y mantenimiento, y costos de retiros, no cambian entre ambos escenarios.
- Únicamente se modifican los costos de combustible por concepto de consumo de gas natural.
- Se tiene un plan de adiciones y retiros fijos de acuerdo con el PRODESEN. Esto hace que la optimización sea muy limitada, prácticamente nula para estos escenarios, por lo que sólo se observa la diferencia en costos entre escenarios.
- El año base es 2014 y llega al 2029, tomando como referencia la información publicada en el PRODESEN.

Precios del GN

Entre el año 2015 y 2029, en el escenario medio, se estima que el precio del gas natural se incremente un 63.2%, para ubicarse en 5.3 USD/mmBTU al final del período. Por otra parte, en el escenario alto este incremento sería de 123.2%, para ubicarse en 7.7 USD/mmBTU.

En promedio, la diferencia entre los escenarios sería de 0.9 dólares en los 15 años de proyección y, más específicamente en el último año, el precio del escenario alto es 45.2% superior con respecto al escenario medio. A continuación se muestra como referencia los precios del gas natural, en sus dos escenarios, medio y alto.

FIGURA 5. 2. PRECIOS DEL GAS NATURAL. ESCENARIOS MEDIO Y ALTO
(Dólares 2015/mmBTU)



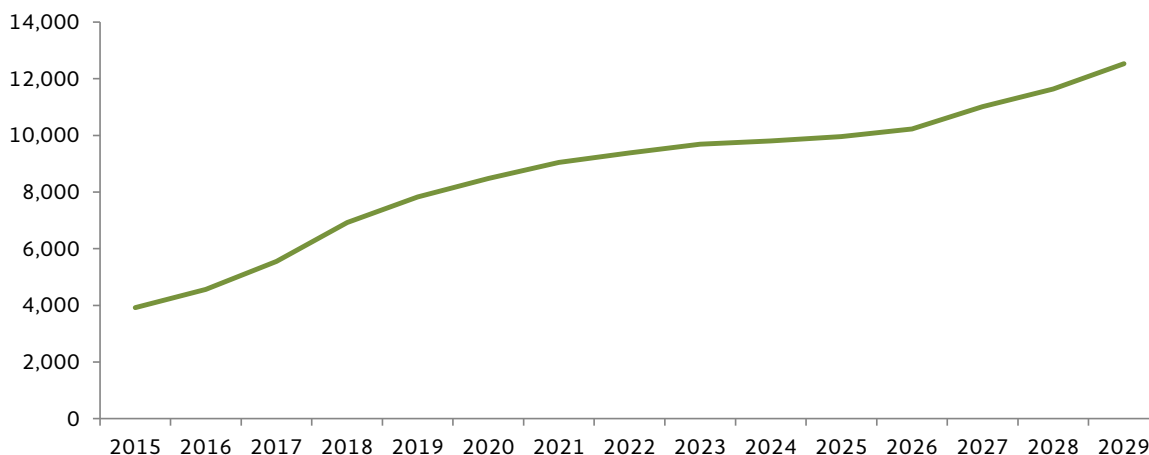
Fuente: SENER con información de PEMEX y EIA.

29 High Oil Price Scenario, Annual Energy Outlook, 2015, disponible en la siguiente dirección electrónica:

Para el escenario medio el costo de generación con base en gas natural se incrementa en 219.5% en comparación al año 2015 (3,923.4 mmUSD), para ubicarse en 12,534.6 mmUSD en 2029 (véase Figura 5.2). Esto se debe a los mayores requerimientos de gas natural en la generación de electricidad, asociada a una mayor capacidad de ciclos combinados, y al incremento en el precio de este combustible.

FIGURA 5. 3. COSTO DE GENERACIÓN CON BASE EN GAS NATURAL, ESCENARIO MEDIO

(Millones de dólares)



Fuente: PRODESEN, SENER.

Para el escenario alto este incremento es mayor, 366.8%, ubicándose en 18,313.0 mmUSD al final del período de proyección.

FIGURA 5. 4. COSTO DE GENERACIÓN CON BASE EN GAS NATURAL, ESCENARIO ALTO

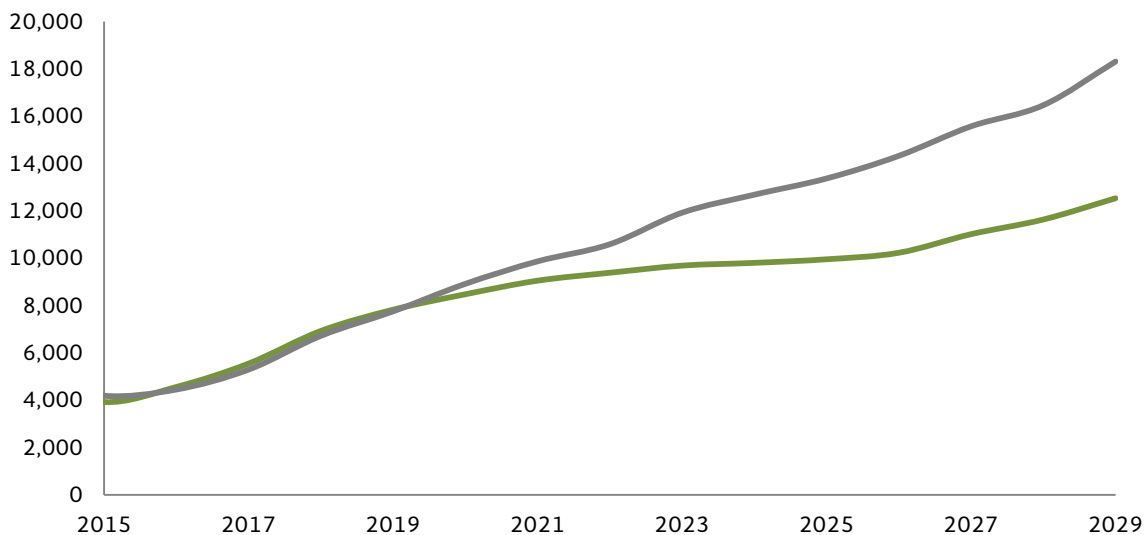
(Millones de dólares)

Fuente: Sistema de Modelación Integral del Sector Energético, SENER.

En la Figura 5.5 se puede observar la diferencia de ambos escenarios, siendo al final del período de 5,778.4 mmUSD. En términos porcentuales, la diferencia en el costo de generación en el escenario de precios altos es 46.1% mayor en comparación con el escenario medio, es decir, sigue prácticamente el mismo

comportamiento que el precio del GN. La diferencia acumulada entre ambos escenarios a lo largo de todo el periodo sería de 29,878.0 mmUSD.

FIGURA 5. 5. COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN CON BASE EN GAS NATURAL, ESCENARIO MEDIO Y ALTO
(Millones de dólares)



Fuente: SENER

Comentarios a partir del estudio:

Del análisis anterior se observa el alto impacto que tiene un incremento en el costo del combustible, en este caso, el gas natural sobre los costos de generación.

Los resultados del presente ejercicio destacan la importancia de contar con una diversificación de la matriz energética, con el objetivo de minimizar el impacto de las variaciones en los precios del combustible.

La alta capacidad instalada y futura de generación eléctrica con base en gas natural resulta en una creciente sensibilidad del sector eléctrico a los precios del mismo. Si bien, en años recientes la participación de plantas de ciclo combinado con gas natural ha contribuido a disminuir los costos de generación de todo el sistema gracias a los bajos precios del gas que se han dado en los últimos años, el incremento proyectado por la EIA de estos precios podría afectar esta relación, tal como se muestra en este ejercicio. De ahí que una recomendación que deriva de estos resultados es el contar con coberturas de largo plazo con la finalidad de reducir la exposición al riesgo asociado a los incrementos en el precio del combustible.

Otra medida de precaución es el establecer contratos de largo plazo para suministro de gas. Y el desarrollar la infraestructura necesaria de importación adecuada para satisfacer la totalidad de la demanda sin tener que recurrir a mercados con precios más elevados, como GNL.

5.2. Impacto de la no realización de proyectos clave de generación limpia en la emisión de GEI, estudio sobre centrales nucleoelectricas.

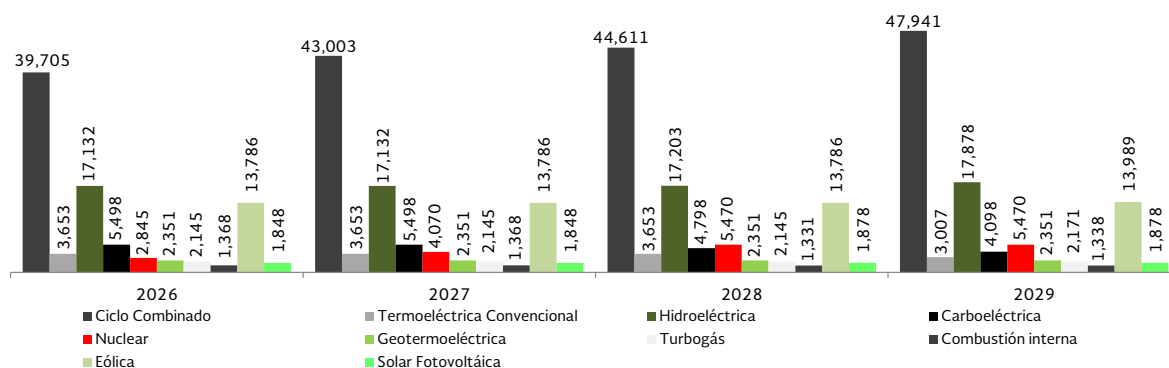
El PRODESEN contempla una adición de capacidad de energía nuclear por 3,850.0 MW entre 2026 y 2029, lo que representa un incremento de 290.7% con respecto a los valores de 2014, pasando de 1,400.0 MW a 5,470.0 MW (véase Figura 5.6). Asimismo, considera un incremento en la participación de generación de energía nuclear entre 2014 y 2024 de 301.0%, es decir 29,133.2 GWh más, para ubicarse al final del período en 38,810.4 GWh.

El presente ejercicio toma el supuesto de la no realización de los proyectos de generación con energía nuclear, tomando como la opción más factible plantas de ciclo combinado por las siguientes características:

- Tiempo de construcción menor,
- Bajos precios del GN con respecto a otros combustibles (exceptuando Uranio),
- Similitud en bajos costos de generación.
- Menor cantidad de emisiones al ambiente.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de sustituir la entrada de capacidad de generación de proyectos nucleares por plantas de ciclo combinado, solamente para los últimos años de proyección que es donde se visualiza los cambios efectuados.

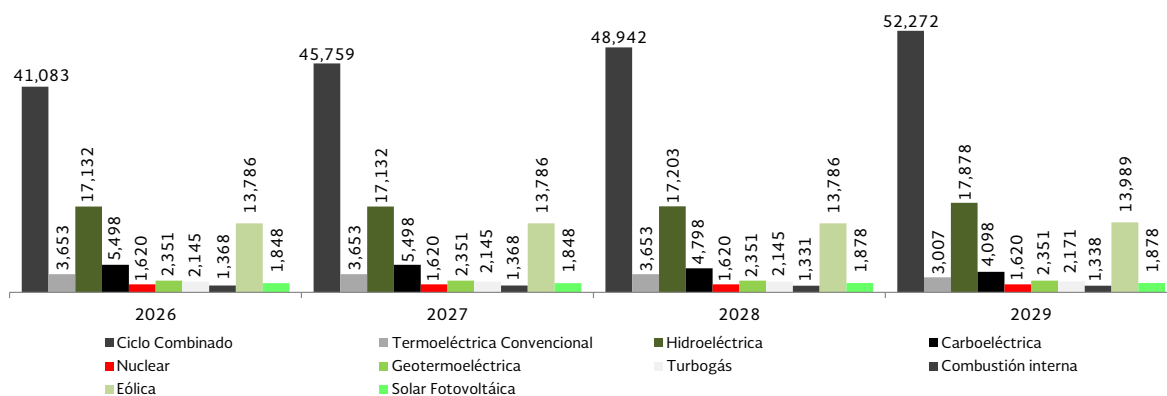
FIGURA 5. 6. CAPACIDAD ACUMULADA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DEL SEN, ESCENARIO PRODESEN, 2026-2029 (GWh)



Fuente: SENER.

Con la sustitución se incrementaría la capacidad de ciclos combinados, pasando de 47,941.0 MW, en el escenario PRODESEN, a 52,272.2 MW en el escenario sin incrementos de capacidad de plantas nucleares, es decir, se requerirían 4,331.3 MW adicionales.

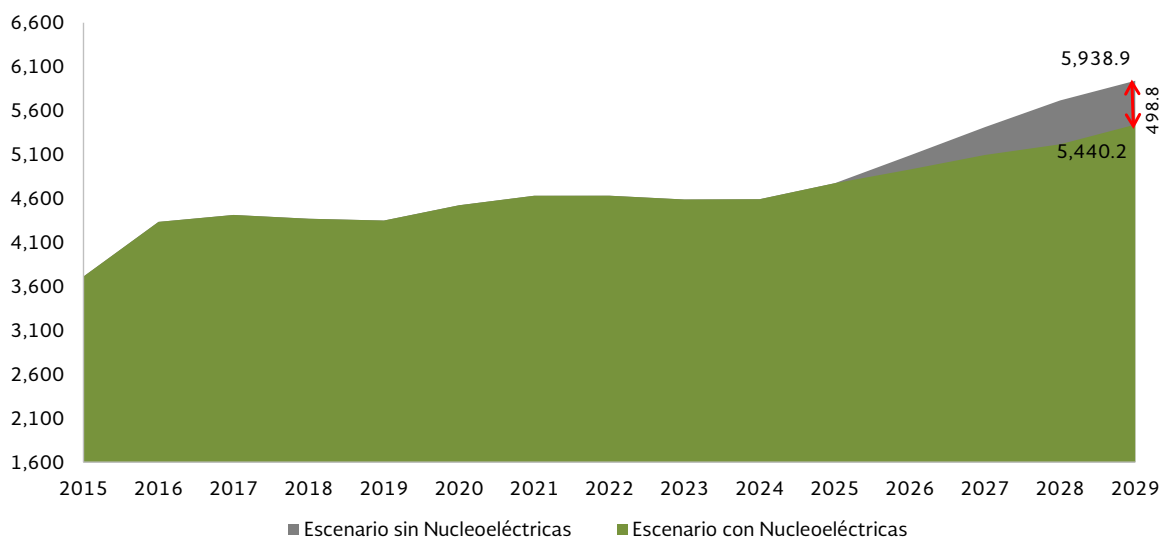
FIGURA 5. 7. CAPACIDAD ACUMULADA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DEL SEN, ESCENARIO SIN ADICIONES DE PLANTAS NUCLEARES, 2026-2029 (GWh)



Fuente: SENER.

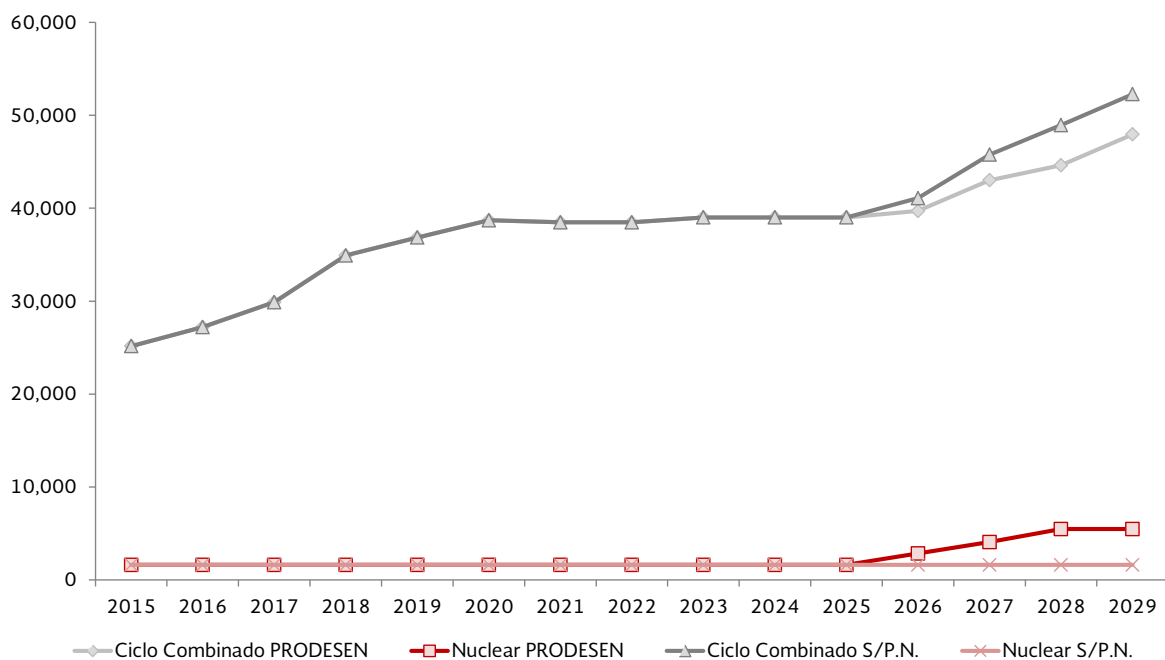
Respecto al consumo de gas natural requerido, en el escenario considerando nucleoelectricas el incremento de gas natural entre 2014 y 2029 sería de 46.6%, para ubicarse en 5,440.2 mmpcd. Por otro lado, en el escenario alterno, el incremento sería de 60.0%, ubicándose al final de la proyección en 5,938.9 mmpcd, esto se traduce en una diferencia de 498.8 mmpcd entre ambos escenarios, de gas natural adicional para abastecer a dichas plantas de generación en 2029 (véase Figura 5.8).

FIGURA 5. 8. INCREMENTO DE GAS NATURAL, 2015-2029 (mmpcd)



Fuente: SIMISE

FIGURA 5. 9. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN PARA LOS ESCENARIOS PRODESEN Y SIN PROYECTOS NUCLEARES.
(MW)

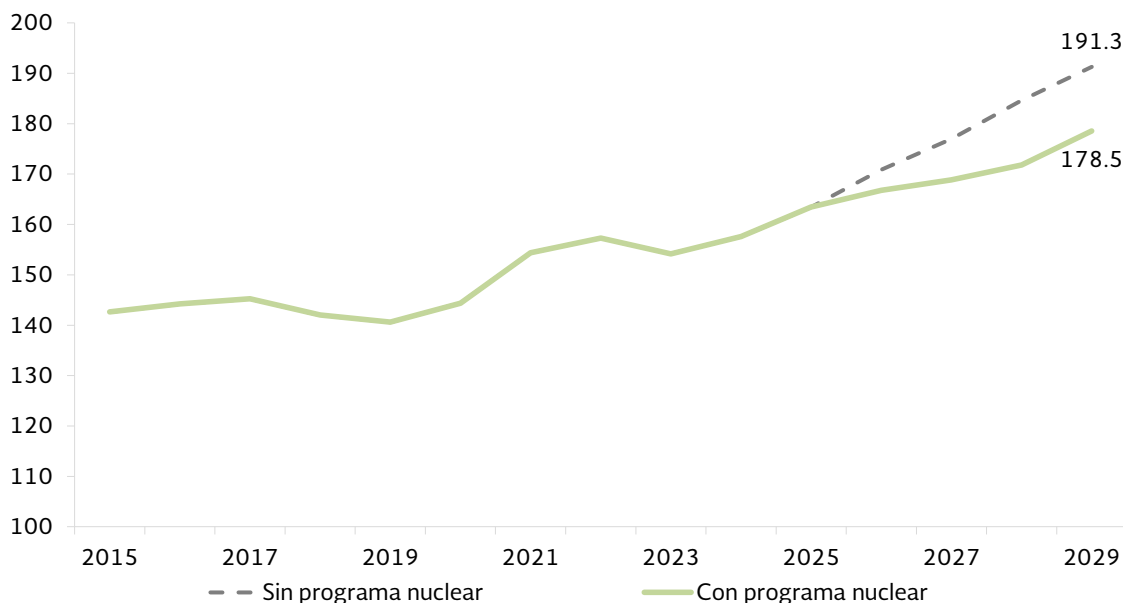


Fuente: SENER.

Uno de los principales puntos en este ejercicio es mostrar el efecto que tendría un intercambio de tecnologías en la capacidad instalada en la cantidad de emisiones de CO₂. El análisis busca resaltar la importancia de llevar a cabo los proyectos nucleares, en tiempo y forma, en el cumplimiento de los objetivos de mitigación de GEI. Cabe señalar que, además de su beneficio económico, la opción de ciclos combinados es la que presenta las menores emisiones de CO₂ en comparación con las otras opciones de generación con base en fuentes fósiles. En este sentido, cualquier otra tecnología de este tipo, que pudiera ser empleada para la sustitución de la capacidad nuclear, se traduciría en un mayor volumen de emisiones de las que se presentan en este ejercicio.

Entre 2016 y 2029, considerando los proyectos de energía nuclear para la generación de electricidad, se tiene una reducción de 37.7 millones de toneladas de CO₂, comparándolo con la opción de instalar plantas de ciclo combinado, tan sólo en el último año el ahorro es de 12.7 millones de toneladas. Además, con la aportación dentro de la generación de la energía nuclear, equivalente al 8.2% del total de generación al final del período de proyección, se logra alcanzar 42.6% de generación total por medio de energías limpias.

FIGURA 5. 10. EMISIONES TOTALES DE CO₂ CON ESCENARIO PRODESEN Y ESCENARIO SIN PROYECTOS NUCLEARES
(Millones de toneladas de CO₂)



Fuente: SENER.

Comentarios a partir del estudio:

Uno de los puntos más relevantes del presente ejercicio es el analizar el impacto económico de las emisiones asociadas a la sustitución de plantas nucleares por ciclos combinados que podrían tenerse en caso de que existiera un mercado global/nacional de CO₂. En este sentido, se tomó como referencia el precio por tonelada de CO₂ de 8.4 euros³⁰, es decir, 9.2 USD/tCO₂ al tipo de cambio actual. Con ello, el costo asociado a las emisiones de generar electricidad por medio de plantas de ciclo combinado, sería de 116 millones de dólares en 2029 y, considerando la totalidad del periodo de estudio (2014-2029), ascendería a 346.5 millones de dólares.

Un ejercicio adicional es medir el impacto de esta decisión tomando en cuenta la vida útil de las plantas de ciclo combinado. En este caso, las emisiones de CO₂ generadas durante la vida útil de las tres plantas de ciclo combinado que se instalarían para sustituir la capacidad nuclear, serían de 355.8 millones de toneladas, lo que se traduce en 3,273 mmUSD por concepto de emisiones. Cabe señalar que el presente es únicamente un ejercicio indicativo, ya que asume el despacho de las centrales de ciclo combinado de manera constante a lo largo del periodo. Sin embargo, se busca brindar una sensibilidad de lo que podría pasar en caso de que existiera un tipo de impuesto a las emisiones.

Si bien actualmente no se cuenta con un mercado global de emisiones de CO₂, el establecimiento del mismo es uno de los temas que se ha discutido recurrentemente en las Conferencias de las Partes (COP) incluyendo la COP 21 realizada en París, con la intención de controlar las emisiones responsables del cambio climático. En este sentido, se considera factible que en los próximos años se tomen medidas en esta dirección.

En este sentido, el ejercicio suscrito permite observar la relevancia de llevar a cabo los proyectos de generación nucleoelectrónica, con base en lo siguiente:

³⁰ El precio de la tonelada de CO₂ se obtuvo de la European Energy Exchange (EEX), para el día 9 de diciembre de 2015, disponible en la siguiente dirección electrónica:
<https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/spot-market/european-emission-allowances#!/2015/12/09>

- El desarrollo de estos proyectos apoya la diversificación de la matriz de generación, reduciendo la exposición al riesgo asociada a las variaciones en el precio de los combustibles fósiles, en este caso, la volatilidad del precio de gas natural.
- La instalación de estas plantas permite cumplir con las metas de mitigación de emisiones y de generación con base en energías limpias. En este sentido, la opción nuclear representa una de las mejores alternativas para ello ya que posee altos factores de planta además de proporcionar energía firme en carga base.
- En caso de que se desarrolle un mercado de emisiones hacia el futuro, el instalar este tipo de plantas reduciría los costos de generación del SEN. Este mercado busca resolver, entre otros, problemas de contaminación del aire y proveen incentivos a los participantes para que estos reduzcan sus emisiones, en función de sus propias estructuras productivas, tecnológicas y de costos. Los participantes que emitan menos de lo permitido pueden vender los montos de sus reducciones a aquellos participantes cuyas emisiones exceden su cantidad máxima permitida. Así, aquellas empresas que reduzcan sus emisiones sin incurrir en grandes costos (por ejemplo, invirtiendo en tecnologías más eficientes) tienen el incentivo para hacerlo, al beneficiarse vendiendo en el mercado sus bonos. Por el contrario, las industrias con altos niveles de emisiones, deberán de pagar una penalización o comprar bonos a precios de mercado, incurriendo en mayores costos.
- Libera gas natural para el consumo de sectores estratégicos. El sector petrolero y el sector industrial tienen una alta demanda del combustible. De no realizarse los proyectos de generación nucleoelectrónica, este consumo adicional de gas natural por parte del sector eléctrico, tendría un impacto en la disponibilidad del combustible. En este sentido, presionaría el precio del gas a la alza, además de, en caso de que la infraestructura de importación por ductos fuera insuficiente, se tendría que recurrir a otras fuentes de suministro como GNL, cuyos precios son mayores en comparación con los que se presentan en el mercado de América del Norte. ..
- Es necesario desarrollar las capacidades humanas asociadas al desarrollo de un programa nuclear.
- Es importante retomar los estudios para la identificación de las reservas nacionales de uranio mineral.
- Reduce los costos asociados a la infraestructura de transporte de gas natural.

5.3. Evaluación de las distintas opciones tecnológicas para la expansión de capacidad considerando los límites en las emisiones asociadas a la generación de electricidad.

El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), realizó un ejercicio para evaluar la alternativa al suministro de energía en Baja California que responde a la necesidad de cobertura eléctrica más eficiente, confiable y económica para esta área que se encuentra aislada del SEN.

El ejercicio muestra un comparativo de los costos totales, incluyendo inversión, combustibles y operación-mantenimiento (O&M), en la operación del sistema eléctrico del estado de Baja California Sur en los próximos años. Asimismo, evalúa los costos del sistema eléctrico sustituyendo los ciclos combinados necesarios con nuevos reactores nucleares del tipo SMR (Small Modular Reactor).

Antecedentes

La problemática del suministro de energía que tiene el estado de Baja California Sur (BCS) se encuentra en que la zona no cuenta con recursos energéticos propios que hagan posible la incorporación de diversas tecnologías de generación. Por otra parte, para el presente estudio se considera la ubicación de los grandes

centros de consumo, como lo es la zona Los Cabos donde las restricciones ambientales son severas. Por ello, se considera la zona La Paz para la adición de la capacidad³¹.

Los costos de operación del sistema BCS son muy altos, su parque de generación se constituye su mayoría por unidades térmico convencionales, las cuales se han modificado para reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera; plantas de combustión interna que emplean diésel o combustóleo; y unidades de turbogás y turbo jet que se incorporaron para cubrir los picos de demanda.

Uno de los objetivos de los ejercicios de planeación del SEN, es la necesidad de interconexión del sistema BCS al SIN, considerando una disminución de costos de operación y de inversión en el largo plazo, además de incrementar la confiabilidad del suministro.

Para solucionarlo se presentaron dos alternativas. La primera de ellas, propone una red de transmisión asociada a un proyecto de interconexión eléctrica submarina de BCS al SIN que tendría como principal fuente de energía primaria el gas natural; esta alternativa requiere de altos niveles de inversión asociados al costo del cable submarino que tendría que instalarse entre la península y el área continental de Sinaloa (véase Figura 5.9).

FIGURA 5. 11. RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA AL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN BCS-SIN

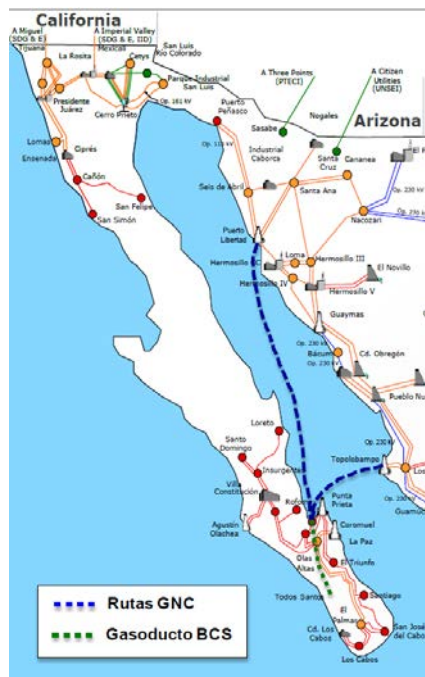


Fuente: Figura E.6 POISE 2012-2026, CFE.

La segunda alternativa, es llevar gas natural comprimido desde un puerto de Sinaloa, posiblemente Topolobampo o Puerto Libertad en Sonora, hacia La Paz para ser distribuido en BCS por medio de gasoductos.

³¹ Anexo E, POISE 2012-2026

FIGURA 5. 12. GASODUCTO EN BCS



Fuente: Figura E.12 POISE 2012-2026, CFE.

Para este estudio se considera que el gas natural será transportado en forma de gas comprimido, por lo que se deberá instalar una estación de compresión y otra de regasificación en el sitio seleccionado. Por otra parte, bajo esta propuesta se espera la conversión a gas de algunas unidades de combustión interna.

Al cierre de 2014, BCS contaba con 11 unidades de combustión interna con una capacidad de 456.7 MW; una central eólica de 0.6 MW; una geotérmica con 10 MW; 2 solares con 31 MW; una termoeléctrica convencional de 112.5 MW y 8 de turbogás, de las cuales 4 son de tipo móvil pero que en conjunto suman 277.9 MW.

En el PRODESEN se tiene considerado 21 proyectos a partir del año 2016, con un total de 1,011 MW. Dentro de estos proyectos destacan 5 ciclos combinados y se tomó específicamente uno de 114 MW de estatus condicionado³², para la realización de este ejercicio (véase Cuadro 4.12).

³² Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.

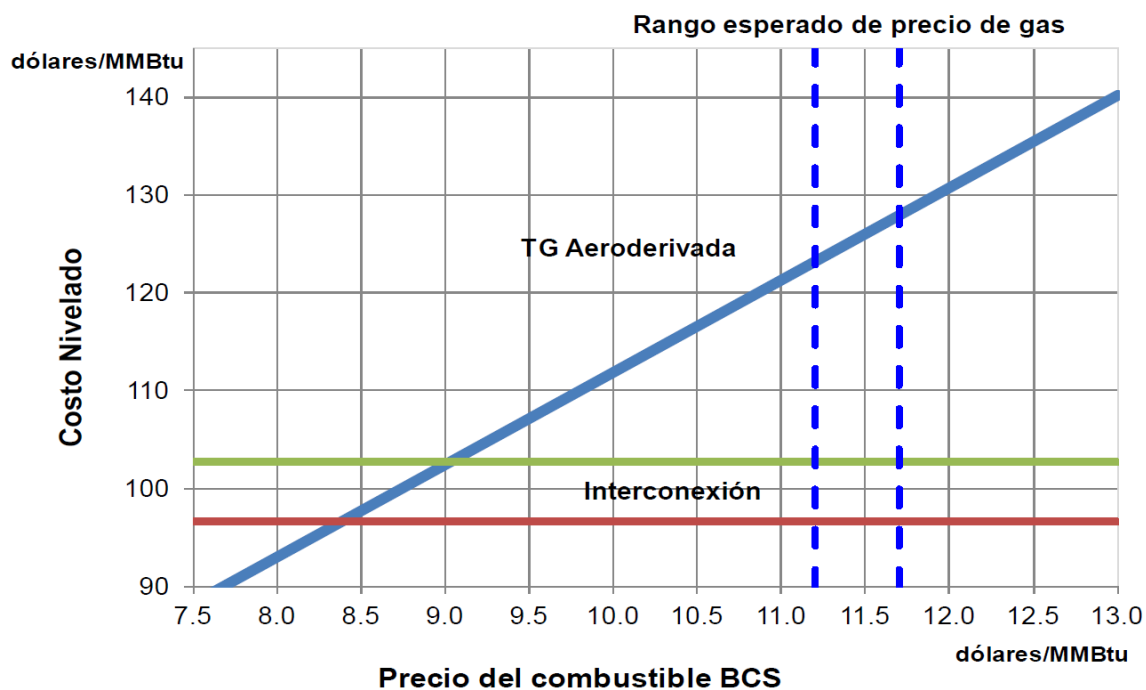
CUADRO 5. 1. PROGRAMA INDICATIVO DE CENTRALES ELÉCTRICAS EN BAJA CALIFORNIA SUR

Proyecto ^{1/}	Modalidad ^{2/}	Estatus	Tecnología	Capacidad Bruta (MW)	Región	Región de Transmisión	Año de Operación
CCI CFE 01	CFE	En Construcción	Combustión Interna	49	Baja California Sur	La Paz	2016
CCI CFE 02	CFE	Por iniciar operaciones	Combustión Interna	11	Mulegé	Mulegé	2016
CCI CFE 03	CFE	Por iniciar operaciones	Combustión Interna	8	Mulegé	Mulegé	2016
CG CFE 03	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	2	Mulegé	Mulegé	2016
CS PP 17	PP	En Construcción	Solar	25	Baja California Sur	Los Cabos	2016
CS PP 18	PP	En Construcción	Solar	5	Baja California Sur	Los Cabos	2016
CS CFE 02	CFE	Proyecto nuevo	Solar	4	Mulegé	Mulegé	2017
CCI CFE 04	CFE	Por licitar	Combustión Interna	43	Baja California Sur	La Paz	2018
CCI CFE 05	CFE	Por licitar	Combustión Interna	13	Mulegé	Mulegé	2018
CCC CFE 09	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	114	Baja California Sur	La Paz	2019
CCC CFE 11	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	137	Baja California Sur	La Paz	2019
CCC CFE 13	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	117	Baja California Sur	La Paz	2019
CG PP 02	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	13	Baja California Sur	Los Cabos	2021
CG PP 03	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	22	Baja California Sur	Los Cabos	2021
CS PP 32	PP	En Construcción	Solar	30	Baja California Sur	Los Cabos	2021
CG PP 04	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	27	Baja California Sur	Los Cabos	2021
CCGE GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	7	Baja California Sur	Los Cabos	2021
CTG LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Turbogás	94	Baja California Sur	Los Cabos	2023
CCC LIE 06	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	137	Baja California Sur	V. Constitución	2026
CS AUT 18	AUT	En Construcción	Solar	30	Baja California Sur	Los Cabos	2028
CCC LIE 13	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	123	Baja California Sur	La Paz	2029

1/ CBIO: Central Bioenergía, CCAR: Central Carboeléctrica, CCC: Central Ciclo Combinado, CCGE: Central Cogeneración Eficiente, CCI: Central Combustión Interna, CE: Central Eólica, CG: Central Geotérmica, CH: Central Hidroeléctrica, IMP: Importación, CN: Central Nucleoeléctrica, CS: Central Solar Fotovoltaica, CTC: Central Termoeléctrica Convencional, CGEN: Central Genérica, CTG: Central Turbogás, RM: Rehabilitación y Modernización ; 2/ AUT: Autoabastecimiento, CFE: Comisión Federal de Electricidad, COG: Cogeneración, EXP: Exportación, IMP: Importación, LIE: al amparo de Ley de la Industria Eléctrica, PIE: Productor Independiente de Energía, PP: Pequeña Producción, OPF: Obra Pública Financiada ; 3/ Tipo de Cambio al cierre de 2014: 14.51 pesos por dólar; 4/ Los totales pueden no coincidir por redondeo. NA: No Aplica; ND: No Disponible.
Fuente: SENER.

Para comprender y sensibilizarse del diferencial de costo estimado entre la generación base en BCS, con la interconexión eléctrica, respecto a la alternativa de generación local con unidades de turbogás tipo aeroderivadas con un factor de planta de 80%, se muestra la siguiente figura, donde las líneas horizontales indican la banda de variación del costo nivelado con la interconexión y las líneas verticales establecen el precio del gas esperado en BCS.

FIGURA 5. 13. COMPARACIÓN DE COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN



Fuente: Figura E.7 POISE 2012-2026, CFE.

En esta figura se observa que el rango esperado del precio del gas natural en la entidad resulta del orden de 11.5 dólares por mmBtu.

Supuestos

Para los análisis preliminares realizados, se tiene como referencias principales el PRODESEN 2015-2029, POISE 2012-2026 y 2014-2028, el COPAR 2014 e información tecnológica y económica de los nuevos reactores SMR. En la siguiente figura se presentan los principales modelos de reactores que pueden instalarse indicando su capacidad en MW.

FIGURA 5. 14. MODELOS CONSIDERADOS PARA EL ANÁLISIS



Fuente: ININ.

Para poder proponer la instalación de Reactores Modulares Pequeños (SMR) del orden de 100 MW para sustituir a los ciclos combinados que puedan estar programados, se llevó a cabo un análisis unitario siguiente:

- Ciclo combinado con una capacidad de 115 MW teniendo como referencia general el COPAR 2014.
- Reactor SMART con una capacidad neta de 100 MW como central eléctrica teniendo como referencia la información básica del proveedor.
- Reactor SMART con una capacidad neta de 90 MW como cogenerador para la producción simultánea de energía eléctrica y agua potable, en los mismos términos anteriores.

En una primera etapa, se realiza un análisis de viabilidad económica del ciclo combinado, para posteriormente, analizar aquella del reactor SMR como generador eléctrico. La tercera fase es analizar el reactor SMR como cogenerador (electricidad y agua potable). El cuarto paso es formular el análisis comparativo con las alternativas antes mencionadas. El quinto paso incorpora las conclusiones y recomendaciones. El análisis se elabora con la metodología convencional, además de incorporarse un análisis probabilístico para determinar los riesgos correspondientes de cada una de las alternativas.

Los principales parámetros del análisis son:

- Precios del GN en BCS: 11.5 USD/mmBTU
- Tasa de descuento: 6.2% anual

- Paridad cambiaria: 14.6 pesos/USD
- Precio de venta de la energía eléctrica: 1.6962 pesos/kWh
- Precio de venta del agua: 12.538 pesos/m³

Análisis del Ciclo Combinado

Para el presente ejercicio se consideró el costo de una planta de ciclo combinado con las siguientes características: factor de planta de 75.3%, usos propios de 2.8%. El costo unitario de inversión para esta tecnología es de 1,275 USD/kW. Para una planta de ciclo combinado con una capacidad de 115 MW, el monto de la inversión es de 147.3 mmUSD y, al considerar intereses, la cifra se incrementa a 164.5 mmUSD considerado en un horizonte de 30 años.

Para obtener los ingresos asociados a la venta de electricidad, se estima un precio de venta de la misma de 1.69 pesos/kWh; por lo que, considerando una generación neta anual de 741,872 MWh a la cual se le restan las pérdidas asociadas a la transmisión (6.0%), se tiene un ingreso por venta de 71.88 mmUSD, lo que equivale a un beneficio anual de 4.21 mmUSD (véase Cuadro 5.2).

CUADRO 5. 2. ANÁLISIS DE PLANTA DE CICLO COMBINADO EN BAJA CALIFORNIA SUR

Concepto	valor	unidad
Generación anual	741,872.0	MWh
Pérdidas TT	6.0	%
Generación neta anual	697,359.7	MWh
Costo nivelado de inversión	16.46	USD/MWh
Costo de energético	84.05	USD/MWh
	62.36	mmUSD
Costo de O&M	7.17	USD/MWh
	5.32	mmUSD
Costo de explotación	91.22	USD/MWh
Costo nivelado de generación	107.68	USD/MWh
Costo anual	67.68	mmUSD
Precio de venta	1.69	pesos/kWh
	103.07	USD/MWh
Ingreso por venta	71.88	mmUSD
Beneficio anual (Ingreso por venta - costo anual)	4.2	mmUSD

Fuente: SENER con información del ININ.

Análisis del reactor nuclear SMART

Para el reactor SMART se consideró un factor de planta de 88.0% y usos propios por 12.2 MW. El costo unitario de inversión para esta tecnología es de 4,500 USD/kW. Así, para una planta con un reactor nuclear con una capacidad de 112.20 MW, el monto de la inversión es de 504.9 mmUSD y al considerar intereses, la cifra se incrementa a 583.9 mmUSD considerado en un horizonte de 60 años.

Para obtener los ingresos asociados a la venta de electricidad, se considera un precio de venta de la misma de 1.69 pesos/kWh. Considerando una generación neta anual de 725,920.0 MWh, a la cual se le restan las pérdidas asociadas a la transmisión (6.0%), se tiene un ingreso por venta de 74.82 mmUSD, lo que equivale a un beneficio anual de 57.1 mmUSD (véase Cuadro 5.3).

CUADRO 5. 3. ANÁLISIS DEL REACTOR NUCLEAR SMART EN BAJA CALIFORNIA SUR

Concepto	valor	unidad
Generación anual	772,255.0	MWh
Pérdidas TT	6.0	%
Generación neta anual	725,919.7	MWh
Costo nivelado de inversión	48.19	USD/MWh
Costo de energético	5.93	USD/MWh
	5.14	mmUSD
Costo de O&M	14.5	USD/MWh
	12.56	mmUSD
Costo de explotación	20.43	USD/MWh
	17.71	mmUSD
Costo nivelado de generación	68.62	USD/MWh
Costo anual	17.71	mmUSD
Precio de venta	1.69	pesos/kWh
	103.07	USD/MWh
Ingreso por venta	74.82	mmUSD
Beneficio anual (Ingreso por venta - costo anual)	57.11	mmUSD

Fuente: SENER con información del ININ.

Análisis del reactor SMART como cogenerador

Los resultados obtenidos al considerar el reactor como cogenerador, suponen las mismas especificaciones que el ejercicio anterior en materia de costos. Sin embargo, se estima una producción menor de electricidad por concepto de la energía empleada en la desalinización del agua, de 695,029.0 MWh, a la cual se le restan las pérdidas asociadas a la transmisión (6.0%). Con ello, se tiene un ingreso por venta de 67.34 mmUSD, lo que equivale a un beneficio anual de 49.63 mmUSD (véase Cuadro 5.4).

Por otra parte, en el Cuadro 5.5 se observa los resultados obtenidos del análisis del reactor como cogenerador respecto a la producción de agua potable, con un costo unitario de inversión de 1.21 USD/m³-d.

Para este sistema se tiene un monto de inversión de 48.76 mmUSD, y con intereses 56.40 mmUSD a un horizonte de 20 años.

CUADRO 5. 4. ANÁLISIS DEL REACTOR NUCLEAR COMO COGENERADOR EN BAJA CALIFORNIA SUR

Concepto	valor	unidad
Generación anual	695,029.0	MWh
Pérdidas TT	6.0	%
Generación neta anual	653,327.3	MWh
Costo nivelado de inversión	53.54	USD/MWh
Costo de energético	5.93	USD/MWh
	5.14	mmUSD
Costo de O&M	14.5	USD/MWh
	12.56	mmUSD
Costo de explotación	20.43	USD/MWh
	17.71	mmUSD
Costo nivelado de generación	73.98	USD/MWh
Costo anual	17.71	mmUSD
Precio de venta	1.69	pesos/kWh
	103.07	USD/MWh
Ingreso por venta	67.34	mmUSD
Beneficio anual (Ingreso por venta - costo anual)	49.63	mmUSD

Fuente: SENER con información del ININ.

CUADRO 5. 5. ANÁLISIS DEL REACTOR NUCLEAR COMO COGENERADOR EN BAJA CALIFORNIA SUR, PRODUCCIÓN DE AGUA POTABLE

Concepto	valor	unidad
SMR _{cog} DESALADORA	40,000.0	m ³ /día
Pérdidas del sistema	0	%
Costo nivelado de inversión	0.39	USD/m ³ -d
Agua vendida	12,694,602.00	m ³ /año
Costo de energético	0.27	USD/m ³
	3.43	mmUSD
Costo de O&M	0.23	USD/m ³
	2.92	mmUSD
Costo de explotación	0.5	USD/m ³
	6.35	mmUSD
Costo nivelado de producción	0.89	USD/m ³
Costo anual	6.35	mmUSD
Precio de venta	12.53	pesos/m ³
	0.76	USD/m ³
Ingreso por venta	9.67	mmUSD
Beneficio anual (Ingreso por venta - costo anual)	3.32	mmUSD

Fuente: SENER con información del ININ.

Finalmente, con el comparativo de las tecnologías se observa que el beneficio anual es mayor para el SMR y presenta un mayor beneficio/costo entre las opciones. Aunque cabe mencionar, la inversión es alta respecto al CC tiene un tiempo de recuperación menor (véase cuadro 5.6).

CUADRO 5. 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Concepto	CC	SMR	SMRcog	Unidad
Inversión	164.5	583.98	640.38	mmUSD
Beneficio anual	4.21	57.12	52.96	mmUSD
Valor presente neto	-126	312	169	mmUSD
Beneficio/Costo	0.24	1.53	1.26	mmUSD
Tasa interna de retorno	-1.60	9.70	8.00	%
Tiempo de recuperación	no se recupera	16.7	24.4	años

Fuente: SENER con información del ININ.

Comentarios a partir del estudio:

En relación al beneficio ambiental, el uso de los reactores SMART tendría una reducción de emisiones de CO₂ del orden de 354,000 toneladas al año, es decir, en el horizonte de los 60 años del reactor, se tendría una reducción total de 21,200,000 toneladas de CO₂.

Respecto al impacto social que tendría este proyecto, se tiene que, por las condiciones geográficas de la zona, el acceso al agua potable es reducido. El instalar el reactor, no sólo otorgaría un precio menor de electricidad, también se podría vender agua potable resultado del proceso de desalinización del agua, para el proceso de la planta.

El ejercicio arrojó una producción de 12,694,602 m³/año, a un precio de venta de 12.53 pesos/m³, bajo el supuesto de un consumo per cápita diario de 135 litros, 257,625 personas serían beneficiadas con agua potable.

Cabe mencionar, que de estos resultados, parece conveniente continuar con la exploración e investigación de esta propuesta para verificar la viabilidad técnica y económica de la misma identificando unas alternativas para reducir los costos totales, inversión, combustible y O&M, de la operación del sistema eléctrico en Baja California Sur.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO 3 A. USUARIOS ATENDIDOS POR EL SERVICIO PÚBLICO POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2004-2014

Entidad	2014
Total Nacional	38,433,775
Noroeste	3,414,842
Baja California	1,173,013
Baja California Sur	262,982
Sinaloa	992,417
Sonora	986,430
Noreste	5,599,009
Chihuahua	1,195,920
Durango	514,351
Coahuila	942,890
Nuevo León	1,737,924
Tamaulipas	1,207,924
Centro-Occidente	9,525,018
Aguascalientes	434,641
Colima	283,742
Guanajuato	1,866,496
Jalisco	2,690,652
Michoacán	1,671,014
Nayarit	440,703
Querétaro	685,013
San Luis Potosí	879,457
Zacatecas	573,300
Centro	11,143,758
Distrito Federal	2,998,344
Hidalgo	889,000
México	4,256,676
Morelos	698,705
Puebla	1,927,140
Tlaxcala	373,893
Sur-Sureste	8,751,148
Campeche	294,952
Chiapas	1,455,747
Guerrero	1,040,381
Oaxaca	1,322,034
Quintana Roo	573,173
Tabasco	720,525
Veracruz	2,606,369
Yucatán	737,967

Fuente: CFE

CUADRO 3 B. CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004-2014
(GWh)

Concepto	Datos anuales											
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Tmca (%)
Consumo nacional	183,972.0	191,339.0	197,435.0	203,638.0	207,859.0	206,263.0	213,970.0	229,318.0	233,968.4	237,864.2	244,673.1	2.9
variación anual (%)	3.9	4.0	3.2	3.1	2.1	-0.8	3.7	7.2	2.0	1.7	2.9	
Ventas internas ¹	163,509.0	169,757.0	175,371.0	180,469.0	183,913.0	182,518.0	187,814.0	202,226.0	207,711.4	207,380.2	209,211.1	2.5
variación anual (%)	1.9	3.8	3.3	2.9	1.9	-0.8	2.9	7.7	2.7	-0.2	0.9	
Autoabastecimiento	20,463.0	21,582.0	22,064.0	23,169.0	23,946.0	23,745.0	26,155.0	27,092.0	26,257.0	30,484.0	35,462.0	5.7
variación anual (%)	23.2	5.5	2.2	5.0	3.4	-0.8	10.1	3.6	-3.1	16.1	16.3	

1 Se incluye el concepto de energía vendida a costo cero a los empleados de CFE.

tmca = tasa media de crecimiento anual para el periodo 2004-2013, tomando como referencia 2003.

Fuente: SENER con información de CFE

CUADRO 3 C. SITUACIÓN DE LOS PERMISOS VIGENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2014

Modalidad	En operación	En construcción	Por iniciar obras	Inactivos	Total
Número de Permisos					
Producción independiente	28	1	1		30
Autoabastecimiento	374	69	37	1	481
Cogeneración	79	29	1	1	110
Exportación	4	4			8
Usos propios continuos	33			2	35
Importación	34	10			44
Pequeña producción	6	54	85		145
Total	558	167	124	4	853
Capacidad (MW)					
Producción independiente	14,149.5	102.0	302.7		14,554.1
Autoabastecimiento	6,307.5	4,940.1	2,270.1	20.0	13,537.7
Cogeneración	3,576.4	924.5	8.7	8.0	4,517.7
Exportación	1,250.4	629.5			1,879.8
Usos propios continuos	456.8			15.1	471.9
Importación	266.7	54.7			321.4
Pequeña producción	83.8	1,089.4	2,134.1		3,307.3
Total	26,091.1	6,541.7	2,544.4	38.1	35,215.3

Nota: Incluye la demanda máxima autorizada bajo la modalidad de importación de energía eléctrica. Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo de cifras.

Fuente: SENER con información de la CRE

CUADRO 3 D. PERMISOS OTORGADOS BAJO LA MODALIDAD PIE AL CIERRE DE 2014

Central	Permisionario	Tecnología	Capacidad Autorizada (MW)	Año en que se otorgó el permiso	Año de entrada en operación	Ubicación
Mérida III	AES MÉRIDA III, S. DE R. L. DE C. V.	CC	531.5	19/02/1997	31/05/2000	Yucatán
Hermosillo	FUERZA Y ENERGÍA DE HERMOSILLO, S. A. DE C. V.	CC	252.7	23/11/1998	01/10/2001	Sonora
Río Bravo II (Anáhuac)	CENTRAL ANÁHUAC, S. A. DE C. V.	CC	568.6	16/12/1998	18/01/2002	Tamaulipas
Saltillo	CENTRAL SALTILLO, S. A. DE C. V.	CC	247.5	19/03/1999	10/11/2001	Coahuila
El Sauz	ENERGÍA AZTECA VIII, S. DE R. L. DE C. V.	CC	597.0	02/06/1999	15/01/2002	Guanajuato
Tuxpan II	ELECTRICIDAD ÁGUILA DE TUXPAN, S. DE R. L. DE C. V.	CC	535.6	25/06/1999	16/12/2001	Veracruz
Monterrey III	IBERDROLA ENERGÍA MONTERREY, S. A. DE C. V.	CC	530.1	08/10/1999	26/03/2002	Nuevo León
Campeche	ENERGÍA CAMPECHE, S. A. DE C. V.	CC	275.0	06/04/2000	28/05/2003	Campeche
Altamira II	ELECTRICIDAD ÁGUILA DE ALTAMIRA, S. DE R. L. DE C. V.	CC	565.3	28/04/2000	01/05/2002	Tamaulipas
Naco Nogales	FUERZA Y ENERGÍA DE NACO-NOGALES, S. A. DE C. V.	CC	289.3	14/07/2000	04/10/2003	Sonora
Mexicali	ENERGÍA AZTECA X, S. DE R. L. DE C. V.	CC	597.3	07/08/2000	20/07/2003	Baja California
Tuxpan III y IV	FUERZA Y ENERGÍA DE TUXPAN, S. A. DE C. V.	CC	1,120.0	15/12/2000	23/05/2003	Veracruz
Altamira III y IV	IBERDROLA ENERGÍA ALTAMIRA, S. A. DE C. V.	CC	1,153.7	14/02/2001	24/12/2003	Tamaulipas
Chihuahua III	ENERGÍA CHIHUAHUA, S. A. DE C. V.	CC	277.6	27/04/2001	08/09/2003	Chihuahua
Río Bravo III	CENTRAL LOMAS DE REAL, S. A. DE C. V.	CC	541.0	16/08/2001	01/04/2004	Tamaulipas
Río Bravo IV	CENTRAL VALLE HERMOSO, S. A. DE C. V.	CC	547.0	22/04/2002	01/04/2005	Tamaulipas
La Laguna II	IBERDROLA ENERGÍA LA LAGUNA, S. A. DE C. V.	CC	513.8	26/09/2002	15/03/2005	Durango
Dulces Nombres II	IBERDROLA ENERGÍA DEL GOLFO, S. A. DE C. V.	CC	1,143.0	11/12/2003	01/11/2006	Tamaulipas
Valladolid III	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN VALLADOLID, S. DE R. L. DE C. V.	CC	563.4	09/01/2004	01/06/2006	Yucatán
Tuxpan V	ELECTRICIDAD SOL DE TUXPAN, S. DE R. L. DE C. V.	CC	548.4	26/02/2004	01/09/2006	Veracruz
Tamazunchale	IBERDROLA ENERGÍA TAMAZUNCHALE, S. A. DE C. V.	CC	1,161.0	26/11/2004	21/06/2007	San Luis Potosí
Norte	FUERZA Y ENERGÍA DE NORTE DURANGO, S. A. DE C. V.	CC	546.5	17/05/2007	07/08/2010	Durango
Oaxaca I	ENERGÍAS AMBIENTALES DE OAXACA, S. A. DE C. V.	EOL	102.0	23/07/2009	26/09/2012	Oaxaca
La Venta III	ENERGÍAS RENOVABLES VENTA III, S. A. DE C. V.	EOL	102.9	23/07/2009	03/10/2012	Oaxaca
Oaxaca II	CE OAXACA DOS, S. DE R. L. DE C. V.	EOL	102.0	13/05/2010	06/02/2012	Oaxaca
Oaxaca IV	CE OAXACA CUATRO, S. DE R. L. DE C. V.	EOL	102.0	13/05/2010	05/03/2012	Oaxaca
Oaxaca III	CE OAXACA TRES, S. DE R. L. DE C. V.	EOL	102.0	13/05/2010	30/01/2012	Oaxaca
CCC Norte II	KST ELECTRIC POWER COMPANY, S. A. DE C. V.	CC	533.4	28/10/2010	19/12/2013	Chihuahua
Total			14,149.5			

Nota: Solo se contemplan permisionarios en operación.
Fuente: SENER con información de la CRE

CUADRO 4 A. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA
(TWh)

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Central	47.3	49.1	50.5	52.0	52.4	52.2	54.2	55.1	54.9	54.2	53.2	54.5	56.3	58.3
Oriental	34.6	36.2	37.5	38.3	39.1	39.1	40.4	43.0	44.1	44.3	44.9	46.2	47.9	49.5
Occidental	45.2	47.7	49.2	51.6	52.4	52.2	55.6	60.1	61.7	61.9	63.5	64.9	66.3	68.1
Noroeste	14.6	15.5	16.0	16.6	16.7	17.0	17.3	19.3	20.1	20.4	21.1	22.3	23.1	24.1
Norte	17.2	18.2	18.7	19.4	19.3	19.4	20.4	22.1	22.5	22.7	23.1	23.9	25.4	25.9
Noreste	37.3	38.6	40.2	41.1	41.8	41.5	43.5	47.4	47.8	48.1	48.6	50.2	51.3	52.5
Baja California	11.0	11.5	12.2	12.5	12.6	12.1	11.8	12.0	12.7	13.0	12.6	13.0	13.3	13.7
Baja California Sur	1.3	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.0	2.2	2.2	2.3	2.5	2.6	2.7	2.9
Peninsular	7.3	7.5	7.9	8.6	9.1	9.4	9.4	9.9	10.2	10.6	10.6	11.0	11.5	11.9
Pequeños Sistemas	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
SEN	215.9	226.0	234.0	241.9	245.6	245.0	254.8	271.1	276.2	277.6	280.2	288.7	297.8	307.0
SIN	203.4	212.9	220.1	227.6	230.9	230.8	240.8	256.8	261.1	262.2	265.1	273.1	281.8	290.4

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tmca (2004- 2014)	tmca (2015- 2029)
Central	60.0	61.5	63.2	64.8	66.5	68.1	69.8	71.9	74.0	76.1	78.3	80.6	1.7	2.8
Oriental	51.0	52.4	54.6	56.5	58.4	60.7	62.8	65.4	68.3	71.1	73.7	76.5	2.6	3.6
Occidental	69.9	72.2	75.2	78.1	81.1	84.1	87.3	90.8	94.5	98.5	102.7	107.0	3.5	3.5
Noroeste	25.1	26.2	27.4	28.7	29.9	31.2	32.5	33.9	35.4	36.8	38.3	39.8	3.9	4.3
Norte	26.6	27.4	28.2	29.0	29.9	30.7	31.6	32.5	33.5	34.6	35.6	36.8	3.2	3.1
Noreste	54.9	57.3	59.5	61.8	64.3	66.9	69.5	72.2	75.2	78.3	81.4	84.2	2.9	3.7
Baja California	14.1	14.6	15.2	15.9	16.5	17.2	17.8	18.5	19.2	20.0	20.7	21.5	2.0	3.6
Baja California Sur	3.1	3.2	3.4	3.6	3.9	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.5	5.8	6.2	5.9
Peninsular	12.4	12.9	13.5	14.2	14.8	15.4	16.0	16.6	17.2	17.9	18.6	19.3	4.5	4.1
Pequeños Sistemas	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	4.0	4.4
SEN	317.0	328.0	340.3	352.7	365.3	378.3	391.8	406.5	422.1	438.4	454.9	471.6	2.9	3.5
SIN	299.8	310.1	321.6	333.2	344.9	357.0	369.6	383.4	398.0	413.3	428.7	444.2	2.9	3.5

Fuente: SENER con información de PRODESEN.

CUADRO 4 B. DEMANDA MÁXIMA BRUTA POR REGIÓN
(MWh/h)

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Central	8,047.0	8,287.0	8,419.0	8,606.0	8,435.0	8,702.0	9,004.0	8,844.0	8,651.0	8,511.0	8,763.0	8,261.0	8,393.2	8,593.5
Oriental	5,425.0	5,684.0	5,882.0	5,786.0	6,181.0	6,071.0	6,375.0	6,633.0	6,656.0	6,739.0	6,909.0	7,070.0	7,399.4	7,654.6
Occidental	6,523.0	7,047.0	7,106.0	7,437.0	8,069.0	7,763.0	8,175.0	8,669.0	8,975.0	9,207.0	9,584.0	9,184.0	9,504.6	9,908.0
Noroeste	2,606.0	2,872.0	2,916.0	3,059.0	2,072.0	3,285.0	3,617.0	3,772.0	3,870.0	4,087.0	4,337.0	4,319.8	4,557.1	4,744.9
Norte	2,853.0	2,997.0	3,113.0	3,130.0	3,328.0	3,248.0	3,385.0	3,682.0	3,725.0	3,841.0	4,052.0	4,100.0	4,322.1	4,466.0
Noreste	6,148.0	6,068.0	6,319.0	6,586.0	6,780.0	6,886.0	7,070.0	7,587.0	7,798.0	7,781.0	8,178.0	8,339.5	8,543.7	8,797.7
Peninsular	1,087.0	1,175.0	1,284.0	1,290.0	1,404.0	1,441.0	1,534.0	1,562.0	1,583.0	1,653.0	1,731.0	1,736.0	1,802.1	1,871.9
Baja Califor	1,856.0	1,961.0	2,095.0	2,208.0	2,092.0	2,129.0	2,229.0	2,237.0	2,302.0	2,225.0	2,312.0	2,431.3	2,497.0	2,570.6
Baja Califor	234.0	264.0	284.0	307.0	341.0	360.0	368.0	385.0	389.0	403.0	428.0	486.5	511.3	541.6
SIN	29,301.0	31,268.0	31,547.0	32,577.0	33,680.0	33,568.0	35,310.0	37,256.0	38,000.0	38,148.0	40,096.0	40,304.7	41,756.8	43,221.4

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	tmca (2004- 2014)	tmca (2015- 2029)
Central	8,805.2	9,035.3	9,346.2	9,673.0	10,018.1	10,375.2	10,735.5	11,188.5	11,637.0	12,109.8	12,565.4	13,089.0	1.0	2.7
Oriental	7,871.8	8,144.6	8,501.6	8,842.6	9,197.3	9,554.2	9,943.6	10,371.4	10,829.3	11,331.3	11,860.7	12,366.9	2.2	4.0
Occidental	10,264.0	10,712.6	11,165.3	11,615.4	12,083.7	12,554.9	13,069.0	13,633.7	14,238.3	14,900.9	15,599.9	16,268.1	3.4	3.6
Noroeste	4,940.7	5,159.7	5,394.3	5,647.6	5,886.0	6,167.6	6,463.1	6,772.0	7,096.1	7,418.4	7,760.3	8,098.2	5.2	4.3
Norte	4,660.9	4,813.1	4,985.7	5,161.0	5,350.7	5,559.6	5,736.5	5,917.5	6,114.5	6,332.1	6,560.8	6,790.7	3.7	3.5
Noreste	9,220.8	9,687.7	10,215.1	10,720.1	11,241.4	11,762.3	12,348.7	12,907.0	13,549.1	14,193.4	14,848.8	15,478.5	3.4	4.3
Peninsular	1,948.0	2,032.6	2,122.8	2,227.1	2,332.6	2,436.8	2,543.9	2,648.8	2,761.2	2,875.0	2,994.0	3,130.1	4.7	4.0
Baja Califor	2,644.7	2,741.5	2,853.3	2,973.2	3,091.8	3,218.5	3,346.1	3,470.7	3,604.6	3,746.0	3,886.2	4,035.4	2.2	3.8
Baja Califor	571.1	602.4	639.7	680.1	724.5	773.1	821.5	877.7	936.3	995.9	1,062.5	1,128.8	6.5	6.7
SIN	44,823.2	46,569.6	48,522.9	50,507.9	52,528.2	54,630.4	56,815.5	59,198.5	61,739.8	64,392.5	67,095.9	69,846.9	2.9	3.8

Fuente, SENER con información de PRODESEN.

CUADRO 4 C. ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA, 2015-2029
(MW)

Tecnología	MW	% de part	
Convencional	Ciclo Combinado	26,443.2	44.1
	Termoeléctrica convencional	330.0	0.6
	Turbogás	403.2	0.7
	Combustión Interna	130.9	0.2
	Carboeléctrica	126.0	0.2
Limpia	Eólica	11,952.2	19.9
	Cogeneración Eficiente	7,533.0	12.6
	Hidroeléctrica	5,449.6	9.1
	Nucleoeléctrica	4,070.0	6.8
	Solar, Bioenergía	1,930.1	3.2
Geotérmica	1,617.6	2.7	
Total	59,985.6	100.0	

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

CUADRO 4 D. PROGRAMA INDICATIVO DE INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2015-2029 (MW)

No.	Proyecto ^{1/}	Modalidad ^{2/}	Estatus	Tecnología	Capacidad Bruta (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Operación
1	CCC CFE 01	CFE	Por iniciar operaciones	Ciclo Combinado	390	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
2	CG CFE 01	CFE	En operación	Geotérmica	53	Occidental	Michoacán	Carapan	2015
3	CCC CFE 02	CFE	Por iniciar operaciones	Ciclo Combinado	658	Oriental	Morelos	Central	2015
4	CCGE CFE 01	CFE	En operación	Cogeneración Eficiente	382	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2015
5	CE CFE 01	CFE	Por iniciar operaciones	Eólica	102	Oriental	Oaxaca	Temascal	2015
6	CS CFE 01	CFE	Por iniciar operaciones	Solar	14	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
7	CCC CFE 03	CFE	Por iniciar operaciones	Ciclo Combinado	246	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2015
8	CCGE AUT 01	AUT	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	22	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2015
9	CE PP 01	PP	En Construcción	Eólica	30	Peninsular	Yucatán	Mérida	2015
10	CE PP 02	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Peninsular	Yucatán	Mérida	2015
11	CTG AUT 01	AUT	Obra terminada (fase de prueba)	Turbogás	20	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2015
12	CS PP 01	PP	Por iniciar obras	Solar	18	Peninsular	Yucatán	Mérida	2015
13	CCGE AUT 02	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	176	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2015
14	CCC AUT 01	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	105	Noreste	Coahuila	Saltillo	2015
15	CTG PP 01	PP	En Construcción	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
16	CCC AUT 02	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	220	Occidental	Querétaro	Querétaro	2015
17	CCC AUT 03	AUT	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	180	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2015
18	CCC AUT 04	AUT	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	250	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
19	CCGE COG 01	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	50	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2015
20	CCGE COG 02	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	60	Central	Hidalgo	Central	2015
21	CS AUT 01	AUT	En Construcción	Solar	18	Central	Estado de México	Central	2015
22	CS AUT 02	AUT	En Construcción	Solar	1	Central	Estado de México	Central	2015
23	CCGE COG 03	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	23	Baja California	Baja California	Mexicali	2015
24	CE AUT 01	AUT	En Construcción	Eólica	50	Oriental	Oaxaca	Temascal	2015
25	CE AUT 02	AUT	Por iniciar obras	Eólica	66	Oriental	Puebla	Puebla	2015
26	CS AUT 03	AUT	Por iniciar operaciones	Solar	1	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2015
27	CCGE AUT 03	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	16	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2015
28	CE AUT 03	AUT	En Construcción	Eólica	15	Oriental	Oaxaca	Temascal	2015
29	CCGE COG 04	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	28	Oriental	Puebla	Puebla	2015
30	CS PP 02	PP	Por iniciar obras	Solar	17	Norte	Durango	Durango	2015
31	CS PP 03	PP	En Construcción	Solar	30	Norte	Durango	Durango	2015
32	CS PP 04	PP	Por iniciar obras	Solar	3	Norte	Durango	Durango	2015
33	CS AUT 04	AUT	Proyecto nuevo	Solar	30	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2015
34	CCC COG 01	COG	En Construcción	Ciclo Combinado	30	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
35	CN CFE 01	CFE	Obra terminada (fase de prueba)	Nucleoeléctrica	110	Oriental	Veracruz	Veracruz	2015
36	CN CFE 02	CFE	Obra terminada (fase de prueba)	Nucleoeléctrica	110	Oriental	Veracruz	Veracruz	2015
37	CCC PIE 01	PIE	En Construcción	Ciclo Combinado	294	Baja California	Baja California	Ensenada	2016
38	CCI CFE 01	CFE	En Construcción	Combustión Interna	49	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2016
39	CCI CFE 02	CFE	Por iniciar operaciones	Combustión Interna	11	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2016
40	CCI CFE 03	CFE	Por iniciar operaciones	Combustión Interna	8	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2016
41	CG CFE 02	CFE	En Construcción	Geotérmica	27	Oriental	Puebla	Puebla	2016
42	CG CFE 03	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	2	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2016
43	CBIO COG 01	COG	En Construcción	Bioenergía	33	Central	Hidalgo	Central	2016
44	CE PP 03	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	Zacatecas	Aguaascalientes	2016
45	CS PP 05	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguaascalientes	Aguaascalientes	2016
46	CS PP 06	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguaascalientes	Aguaascalientes	2016
47	CS PP 07	PP	En Construcción	Solar	30	Occidental	Aguaascalientes	Aguaascalientes	2016
48	CS PP 08	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguaascalientes	Aguaascalientes	2016
49	CS PP 09	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguaascalientes	Aguaascalientes	2016
50	CTG AUT 02	AUT	En operación	Turbogás	38	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2016

51	CS PP 10	PP	En Construcción	Solar	20	Noroeste	Sonora	Nacozari	2016
52	CS PP 11	PP	En Construcción	Solar	30	Norte	Coahuila	Río Escondido	2016
53	CS PP 12	PP	En Construcción	Solar	30	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2016
54	CS PP 13	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
55	CS PP 14	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
56	CE AUT 04	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
57	CE AUT 05	AUT	Por iniciar obras	Eólica	58	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
58	CE AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
59	CE AUT 07	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
60	CCGE COG 05	COG	Por iniciar obras	Cogeneración Eficiente	20	Central	Estado de México	Central	2016
61	CCGE COG 06	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	50	Central	Hidalgo	Central	2016
62	CS PP 15	PP	Por iniciar obras	Solar	25	Baja California	Baja California	Mexicali	2016
63	CE AUT 08	AUT	En Construcción	Eólica	100	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2016
64	CTG PP 02	PP	En Construcción	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Nacozari	2016
65	CTG LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Turbogás	48	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2016
66	CE AUT 09	AUT	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2016
67	CCGE AUT 04	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	145	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2016
68	CE AUT 10	AUT	Por iniciar obras	Eólica	94	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2016
69	CS AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Solar	10	Norte	Coahuila	Laguna	2016
70	CE AUT 11	AUT	En Construcción	Eólica	120	Norte	Durango	Durango	2016
71	CE AUT 12	AUT	En Construcción	Eólica	94	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2016
72	CE AUT 13	AUT	En Construcción	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Saltillo	2016
73	CE AUT 14	AUT	Por iniciar obras	Eólica	85	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
74	CE AUT 15	AUT	Por iniciar obras	Eólica	63	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
75	CCC AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	360	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2016
76	CS PP 16	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
77	CE AUT 16	AUT	Por iniciar obras	Eólica	30	Baja California	Baja California	Ensenada	2016
78	CS AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Solar	10	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2016
79	CCC EXP 01	EXP	En Construcción	Ciclo Combinado	137	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
80	CH AUT 01	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	29	Oriental	Chiapas	Grijalva	2016
81	CH AUT 02	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	30	Oriental	Tabasco	Tabasco	2016
82	CS PP 17	PP	En Construcción	Solar	25	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2016
83	CH PP 01	PP	En Construcción	Hidroeléctrica	30	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2016
84	CCC AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Ciclo Combinado	303	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
85	CBIO AUT 01	AUT	En operación	Bioenergía	45	Oriental	Veracruz	Veracruz	2016
86	CS PP 18	PP	En Construcción	Solar	5	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2016
87	CS PP 19	PP	Proyecto nuevo	Solar	30	Norte	Durango	Durango	2016
88	CS PP 20	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Norte	Durango	Durango	2016
89	CS PP 21	PP	En Construcción	Solar	27	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
90	CG PP 01	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	30	Occidental	Nayarit	Tepic	2016
91	CTG AUT 03	AUT	Proyecto nuevo	Turbogás	48	Central	Hidalgo	Central	2016
92	CE AUT 17	AUT	En Construcción	Eólica	180	Occidental	Zacatecas	Zacatecas	2016
93	CE AUT 18	AUT	En Construcción	Eólica	72	Baja California	Baja California	Mexicali	2016
94	CS AUT 07	AUT	Proyecto nuevo	Solar	30	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
95	CS AUT 08	AUT	Proyecto nuevo	Solar	35	Norte	Chihuahua	Moctezuma	2016
96	CH AUT 03	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	28	Oriental	Oaxaca	Temascal	2016
97	CTG AUT 04	AUT	En operación	Turbogás	5	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
98	CE AUT 19	AUT	En Construcción	Eólica	132	Noreste	Nuevo León	Huasteca	2016
99	CE AUT 20	AUT	En Construcción	Eólica	117	Noreste	Nuevo León	Huasteca	2016
100	CS PP 22	PP	En Construcción	Solar	20	Norte	Durango	Durango	2016
101	CE AUT 21	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Coahuila	Chihuahua	2016
102	CE AUT 22	AUT	Por iniciar obras	Eólica	150	Oriental	Puebla	Puebla	2016
103	CS PP 23	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2016
104	CS PP 24	PP	En Construcción	Solar	10	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
105	CS PP 25	PP	Por iniciar obras	Solar	11	Norte	Durango	Durango	2016
106	CS PP 26	PP	Por iniciar obras	Solar	7	Norte	Durango	Durango	2016
107	CS PP 27	PP	Proyecto nuevo	Solar	23	Norte	Durango	Durango	2016
108	CS PP 28	PP	Por iniciar obras	Solar	6	Norte	Durango	Durango	2016
109	CCC AUT 07	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	949	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
110	CCGE AUT 05	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	63	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
111	CE AUT 23	AUT	En Construcción	Eólica	126	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
112	CE AUT 24	AUT	En Construcción	Eólica	126	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
113	CS LIE 01	LIE	En Construcción	Solar	70	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
114	CCC CFE 04	CFE	En Construcción	Ciclo Combinado	770	Noroeste	Sonora	Obregón	2017
115	CCC PIE 02	PIE	En Construcción	Ciclo Combinado	906	Norte	Chihuahua	Juárez	2017
116	CS CFE 02	CFE	Proyecto nuevo	Solar	4	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2017
117	CCC CFE 05	CFE	En Licitación	Ciclo Combinado	543	Central	Estado de México	Central	2017
118	CTC CFE 02	CFE	En Construcción	Termoeléctrica Convencional	330	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2017
119	CCC CFE 06	CFE	En Construcción	Ciclo Combinado	130	Central	Hidalgo	Central	2017
120	CCGE COG 07	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	275	Oriental	Tabasco	Tabasco	2017

121	CH AUT 04	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Oriental	Oaxaca	Temascal	2017
122	CCGE AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Cogeneración Eficiente	300	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2017
123	CCC AUT 08	AUT	Por iniciar obras	Ciclo Combinado	330	Noreste	Tamaulipas	Nuevo Laredo	2017
124	CE AUT 25	AUT	Por iniciar obras	Eólica	200	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2017
125	CE AUT 26	AUT	En Construcción	Eólica	40	Peninsular	Yucatán	Mérida	2017
126	CE AUT 27	AUT	En Construcción	Eólica	40	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2017
127	CE AUT 28	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2017
128	CS AUT 09	AUT	Por iniciar obras	Solar	125	Noroeste	Sonora	Mermosillo	2017
129	CE AUT 29	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	150	Oriental	Oaxaca	Temascal	2017
130	CS AUT 10	AUT	En Construcción	Solar	20	Norte	Chihuahua	Moctezuma	2017
131	CE AUT 30	AUT	Por iniciar obras	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2017
132	CE AUT 31	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	200	Norte	Durango	Durango	2017
133	CE AUT 32	AUT	Por iniciar obras	Eólica	150	Oriental	Puebla	Puebla	2017
134	CCGE COG 08	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	300	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2017
135	CH AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	30	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2017
136	CS PP 29	PP	Proyecto nuevo	Solar	30	Baja California	Baja California	Mexicali	2017
137	CE AUT 33	AUT	Por iniciar obras	Eólica	140	Occidental	Zacatecas	Aguascalientes	2017
138	CG CFE 04	CFE	Por licitar	Geotérmica	27	Occidental	Michoacán	Carapan	2018
139	CCI CFE 04	CFE	Por licitar	Combustión Interna	43	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2018
140	CG CFE 05	CFE	Por licitar	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2018
141	CH CFE 01	CFE	En Construcción	Hidroeléctrica	240	Oriental	Chiapas	Grijalva	2018
142	CCC CFE 07	CFE	En Licitación	Ciclo Combinado	683	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
143	CH CFE 02	CFE	Por licitar	Hidroeléctrica	240	Occidental	Nayarit	Tepec	2018
144	CCC PIE 03	PIE	En Licitación	Ciclo Combinado	889	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2018
145	CCC CFE 08	CFE	En Licitación	Ciclo Combinado	778	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2018
146	CCGE COG 09	COG	ND	Cogeneración Eficiente	450	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2018
147	CCGE COG 10	COG	ND	Cogeneración Eficiente	515	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
148	CCGE COG 11	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	380	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2018
149	CCGE COG 12	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	638	Central	Hidalgo	Central	2018
150	CCGE COG 13	COG	Adjudicado	Cogeneración Eficiente	650	Oriental	Tabasco	Tabasco	2018
151	CCI CFE 05	CFE	Por licitar	Combustión Interna	13	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2018
152	CE CFE 02	CFE	Por licitar	Eólica	285	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
153	CE CFE 03	CFE	Por licitar	Eólica	300	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
154	CE CFE 04	CFE	Por licitar	Eólica	100	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
155	CCC PIE 04	PIE	En Licitación	Ciclo Combinado	686	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2018
156	CCGE LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	680	Oriental	Tabasco	Tabasco	2018
157	CE AUT 34	AUT	En operación	Eólica	66	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
158	CE AUT 35	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	69	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2018
159	CE AUT 36	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	100	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
160	CE AUT 37	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	300	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
161	CE AUT 38	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	150	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
162	CE AUT 39	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	140	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
163	CCC LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,200	Occidental	Guanajuato	Querétaro	2018
164	CS AUT 11	AUT	Por iniciar obras	Solar	166	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2018
165	CCC LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	795	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2018
166	CE AUT 40	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	57	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
167	CE AUT 41	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	57	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
168	CE AUT 42	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	10	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
169	CH AUT 06	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	2	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2018
170	CH AUT 07	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	7	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
171	CH AUT 08	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	12	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2018
172	CE AUT 43	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	200	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
173	CE AUT 44	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	70	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
174	CH CFE 03	CFE	En Construcción	Hidroeléctrica	0	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
175	CS PP 30	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Baja California	Baja California	Mexicali	2018
176	CS PP 31	PP	Por iniciar obras	Solar	10	Baja California	Baja California	Mexicali	2018
177	CS LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Solar	100	Norte	Durango	Durango	2018
178	CCC LIE II 02	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,045	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2018
179	CG CFE 06	CFE	En Licitación	Geotérmica	27	Oriental	Puebla	Puebla	2019
180	CCC CFE 09	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	114	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2019
181	CCC LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	850	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2019
182	CCC CFE 10	CFE	Por licitar	Ciclo Combinado	835	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2019
183	CCC CFE 11	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	137	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2019
184	CCAR CFE 01	CFE	En Construcción	Carboeléctrica	120	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2019
185	CE AUT 45	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	97	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
186	CE AUT 46	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
187	CE AUT 47	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
188	CE AUT 48	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	66	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
189	CE AUT 49	AUT	Por iniciar obras	Eólica	96	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
190	CE AUT 50	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	138	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019

191	CE AUT 51	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	275	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
192	CE AUT 52	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	150	Oriental	Oaxaca	Temascal	2019
193	CE AUT 53	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	138	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
194	CE AUT 54	AUT	En Construcción	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
195	CE AUT 55	AUT	En Construcción	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
196	CE AUT 56	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	88	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
197	CCC LIE 04	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	450	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2019
198	CCC CFE 12	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	276	Baja California	Baja California	San Luis Río Colorado	2019
199	CCC CFE 13	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	117	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2019
200	CCC CFE 14	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	950	Norte	Durango	Durango	2020
201	CCC LIE 05	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	900	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2020
202	CE CFE 05	CFE	Por licitar	Eólica	307	Baja California	Baja California	Hermosillo	2020
203	CE CFE 06	CFE	Por licitar	Eólica	307	Baja California	Baja California	Hermosillo	2020
204	CE CFE 07	CFE	Por licitar	Eólica	307	Baja California	Baja California	Hermosillo	2020
205	CCC AUT II 08	AUT	Por iniciar obras	Ciclo Combinado	500	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2020
205	CH CFE 04	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	135	Oriental	Chiapas	Grijalva	2021
206	CG PP 02	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	13	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
207	CG PP 03	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	22	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
208	CG AUT 01	AUT	Proyecto nuevo	Geotérmica	25	Central	Hidalgo	Central	2021
209	CS PP 32	PP	En Construcción	Solar	30	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
210	CG PP 04	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	27	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
211	CH AUT 09	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	1	Central	Estado de México	Central	2021
212	CG LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Baja California	Baja California	Mexicali	2021
213	CH LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	54	Oriental	Veracruz	Veracruz	2021
214	CG GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	219	Central	Estado de México	Central	2021
215	CCGE GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	7	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
216	CCGE GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	45	Baja California	Baja California	Mexicali	2021
217	CE PP 04	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2022
218	CE AUT 57	AUT	En Construcción	Eólica	92	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
219	CE AUT 58	AUT	En Construcción	Eólica	200	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2022
220	CE PP 05	PP	Proyecto nuevo	Eólica	30	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
221	CG AUT 02	AUT	Proyecto nuevo	Geotérmica	35	Central	Hidalgo	Central	2022
222	CG AUT 03	AUT	Proyecto nuevo	Geotérmica	25	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
223	CG AUT 04	AUT	Por iniciar obras	Geotérmica	25	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
224	CE AUT 59	AUT	Por iniciar obras	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2022
225	CH AUT 10	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Central	Estado de México	Central	2022
226	CG CFE 07	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
227	CG CFE 08	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
228	CE LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2022
229	CE LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Oriental	Chiapas	Grijalva	2022
230	CE LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2022
231	CE LIE 04	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2022
232	CG LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
233	CG GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	231	Occidental	Nayarit	Tepic	2022
234	CG GEN 03	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	80	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
235	CG GEN 04	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	239	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2022
236	CG GEN 05	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	7	Central	Hidalgo	Central	2022
237	CE PP 06	PP	Proyecto nuevo	Eólica	30	Central	Hidalgo	Central	2023
238	CE PP 07	PP	Proyecto nuevo	Eólica	30	Occidental	Querétaro	Querétaro	2023
239	CH PP 02	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Central	Hidalgo	Central	2023
240	CE AUT 60	AUT	Por iniciar obras	Eólica	26	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
241	CE AUT 61	AUT	Por iniciar obras	Eólica	396	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
242	CE AUT 62	AUT	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	Querétaro	Querétaro	2023
243	CE AUT 63	AUT	En Construcción	Eólica	40	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2023
244	CE AUT 64	AUT	En Construcción	Eólica	3	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
245	CE AUT 65	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	300	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
246	CE AUT 66	AUT	En Construcción	Eólica	161	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
247	CH PP 03	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	8	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2023
248	CH PP 04	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	15	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2023
249	CH PP 05	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Occidental	Jalisco	Valles	2023
250	CH PP 06	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	4	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2023

251	CG AUT 05	AUT	En Construcción	Geotérmica	20	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2023
252	CE AUT 67	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	104	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2023
253	CG PP 05	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2023
254	CH AUT 11	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Central	Estado de México	Central	2023
255	CH AUT 12	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Central	Estado de México	Central	2023
256	CH AUT 13	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	2	Central	Estado de México	Central	2023
257	CCC CFE 15	CFE	Obra terminada (fase de prueba)	Ciclo Combinado	522	Baja California	Baja California	San Luis Rio Colorado	2023
258	CE LIE 05	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	150	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
259	CE LIE 06	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	150	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
260	CE LIE 07	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
261	CE LIE 08	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
262	CE LIE 09	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
263	CE LIE 10	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
264	CG LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Oriental	Chiapas	Grijalva	2023
265	CTG LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Turbogás	94	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2023
266	CE LIE 11	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	300	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
267	CH CFE 05	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	422	Oriental	Chiapas	Grijalva	2023
268	CG GEN 06	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	6	Occidental	Nayarit	Tepic	2023
269	CG GEN 07	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	26	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2023
270	CG GEN 08	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	261	Oriental	Puebla	Puebla	2023
271	CH GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	3	Occidental	San Luis Potosí	Huasteca	2023
272	CH GEN 03	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	41	Occidental	Nayarit	Tepic	2023
273	CH GEN 04	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	52	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2023
274	CH GEN 05	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	1	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2023
275	CH GEN 06	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	20	Occidental	Colima	Manzanillo	2023
276	CH GEN 07	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	39	Central	Hidalgo	Central	2023
277	CH GEN 08	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	5	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2023
278	CH GEN 09	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	144	Oriental	Guerrero	Acapulco	2023
279	CCGE COG 14	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	700	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2024
280	CCGE COG 15	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	15	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2024
281	CH PP 07	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	16	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
282	CH PP 08	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	21	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
283	CH AUT 14	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	21	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
284	CH AUT 15	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	22	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
285	CH AUT 16	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	15	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
286	CCGE COG 16	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	11	Central	Estado de México	Central	2024
287	CH CFE 06	CFE	Condicionado	Hidroeléctrica	455	Oriental	Guerrero	Acapulco	2024
288	CH CFE 07	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	231	Oriental	Guerrero	Acapulco	2024
289	CH CFE 08	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	545	Oriental	Oaxaca	Temascal	2024
290	CH LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	121	Oriental	Veracruz	Veracruz	2024
291	CH GEN 10	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	2	Occidental	San Luis Potosí	Huasteca	2024
292	CH GEN 11	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	5	Occidental	San Luis Potosí	Tamazunchale	2024
293	CH GEN 12	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	87	Oriental	Guerrero	Acapulco	2024
294	CH GEN 13	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	196	Oriental	Oaxaca	Temascal	2024
295	CH GEN 14	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	86	Oriental	Tabasco	Tabasco	2024
296	CH GEN 15	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	43	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
297	CCGE GEN 03	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	264	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2024
298	CCGE GEN 04	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	11	Occidental	San Luis Potosí	Huasteca	2024
299	CCGE GEN 05	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	260	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2024
300	CCGE GEN 06	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	52	Occidental	Querétaro	Querétaro	2024
301	CCGE GEN 07	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	145	Central	Estado de México	Central	2024
302	CCGE GEN 08	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	6	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2024
303	CCGE GEN 09	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	1	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2024
304	CCGE GEN 10	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	2	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2024
305	CCGE GEN 11	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	1	Occidental	Michoacán	Carapan	2024
306	CCGE GEN 12	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	78	Central	Morelos	Central	2024
307	CE PP 08	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2025
308	CS AUT 12	AUT	Por iniciar obras	Solar	40	Noreste	Sonora	Hermosillo	2025
309	CS PP 33	PP	Por iniciar obras	Solar	25	Noreste	Sonora	Hermosillo	2025
310	CS AUT 13	AUT	Proyecto nuevo	Solar	10	Noreste	Sonora	Hermosillo	2025
311	CH AUT 17	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	60	Oriental	Puebla	Puebla	2025
312	CS PP 34	PP	Proyecto nuevo	Solar	10	Occidental	San Luis potosí	San Luis Potosí	2025
313	CE AUT 68	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	153	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2025
314	CE AUT 69	AUT	En Construcción	Eólica	63	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2025
315	CE AUT 70	AUT	Por iniciar obras	Eólica	40	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2025

316	CS AUT 14	AUT	Por iniciar obras	Solar	25	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
317	CS PP 35	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
318	CS PP 36	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
319	CS PP 37	PP	Por iniciar obras	Solar	26	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
320	CS AUT 15	AUT	Proyecto nuevo	Solar	40	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
321	CS PP 38	PP	Por iniciar obras	Solar	25	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
322	CS PP 39	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
323	CS AUT 16	AUT	Proyecto nuevo	Solar	71	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
324	CH CFE 09	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	352	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2025
325	CS GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
326	CS GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
327	CH GEN 16	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	4	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2025
328	CH GEN 17	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	281	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2025
329	CH GEN 18	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	475	Oriental	Chiapas	Grijalva	2025
330	CS AUT 17	AUT	Por iniciar obras	Solar	0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2026
331	CCC CFE 16	CFE	Por licitar	Ciclo Combinado	565	Baja California	Baja California	Ensenada	2026
332	CCC LIE 06	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	137	Baja California Sur	Baja California Sur	V. Constitución	2026
333	CN LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Nucleoeléctrica	1,225	Oriental	Veracruz	Veracruz	2026
334	CCC LIE 07	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	522	Baja California	Baja California	Mexicali	2027
335	CCC LIE 08	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,162	Central	Hidalgo	Central	2027
336	CCC CFE 17	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	526	Peninsular	Yucatán	Mérida	2027
337	CCC LIE 09	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,088	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2027
338	CN LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Nucleoeléctrica	1,225	Oriental	Veracruz	Veracruz	2027
339	CH AUT 18	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	15	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2028
340	CH AUT 19	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2028
341	CH AUT 20	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	8	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2028
342	CH AUT 21	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	4	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2028
343	CS AUT 18	AUT	En Construcción	Solar	30	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2028
344	CH AUT 22	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
345	CH AUT 23	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
346	CH AUT 24	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	6	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
347	CH AUT 25	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
348	CCC LIE 10	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,162	Central	Hidalgo	Central	2028
349	CCC LIE 11	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	968	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2028
350	CN LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Nucleoeléctrica	1,400	Oriental	Veracruz	Veracruz	2028
351	CCI AUT 01	AUT	Proyecto nuevo	Combustión Interna	1	Central	Estado de México	Central	2029
352	CCI AUT 02	AUT	En Construcción	Combustión Interna	1	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2029
353	CCI AUT 03	AUT	En Construcción	Combustión Interna	4	Baja California	Baja California	Mexicali	2029
354	IMP 01	IMP	En Construcción	Importación	3	Baja California	Baja California	Tijuana	2029
355	CH PP 09	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
356	CCC AUT 09	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	80	Baja California	Baja California	Mexicali	2029
357	CBIO PP 01	PP	En Construcción	Bioenergía	30	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2029
358	CH PP 10	PP	En Construcción	Hidroeléctrica	5	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
359	IMP 02	IMP	Proyecto nuevo	Importación	3	Baja California	Baja California	Tijuana	2029
360	CTG PP 03	PP	Por iniciar obras	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2029
361	CTG PP 04	PP	Por iniciar obras	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2029
362	CTG AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Turbogás	30	Baja California	Baja California	Mexicali	2029
363	CH AUT 26	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	39	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
364	CCC CFE 18	CFE	Por licitar	Ciclo Combinado	660	Central	Morelos	Central	2029
365	CCC LIE 12	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	958	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2029
366	CCC CFE 19	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	908	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2029
367	CCGE COG 17	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	350	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2029
368	CCGE COG 18	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	364	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
369	CE PIE 01	PIE	Por licitar	Eólica	203	Oriental	Oaxaca	Temascal	2029
370	CCC LIE 13	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	123	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2029
371	CCC LIE 14	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	601	Central	Estado de México	Central	2029
372	CH GEN 19	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	9	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2029
373	CH GEN 20	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	27	Noroeste	Sinaloa	Mochis	2029
374	CH GEN 21	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	7	Noroeste	Sinaloa	Culiacán	2029
375	CH GEN 22	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	174	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
376	CH GEN 23	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	384	Oriental	Chiapas	Grijalva	2029
				Total^{4/}	60,486				

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

CUADRO 4 E. PROGRAMA DE RETIROS DE CENTRALES ELÉCTRICAS, 2015-2029

No.	Central ^{1/} /Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Retiro
1	CTG. Ciudad Obregón	Turbogás	14.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2015
2	CTG. Nonoalco U1	Turbogás	32.0	Central	Distrito Federal	Central	2015
3	CTG. Nonoalco U2	Turbogás	32.0	Central	Distrito Federal	Central	2015
4	CTG. Nonoalco U3 y U4	Turbogás	42.0	Central	Distrito Federal	Central	2015
5	CG. Los Azufres U2, U3, U4 y U5	Geotérmica	20.0	Occidental	Michoacán	Carapan	2015
6	CTC. Lerma (Campeche) U2	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Campeche	Campeche	2015
7	CTC. Lerma (Campeche) U3	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Campeche	Campeche	2015
8	CTC. Lerma (Campeche) U4	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Campeche	Campeche	2015
9	CCC. Dos Bocas U3, U4 y U6	Ciclo Combinado	226.0	Oriental	Veracruz	Veracruz	2015
10	CG. Los Humeros U3 y U6	Geotérmica	10.0	Oriental	Puebla	Puebla	2016
11	CTG. Los Cabos U1	Turbogás	30.0	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2017
12	CTG. Los Cabos U3	Turbogás	27.2	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2017
13	CTC. Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U1	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Yucatán	Mérida	2017
14	CTC. Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U2	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Yucatán	Mérida	2017
15	CTG. Fundidora	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
16	CTG. Leona U1	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
17	CTG. Leona U2	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
18	CTG. Monclova U1	Turbogás	18.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2017
19	CTG. Monclova U2	Turbogás	30.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2017
20	CTG. Tecnológico	Turbogás	26.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
21	CTG. Universidad U1	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
22	CTG. Universidad U2	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
23	CTG. Chávez U1	Turbogás	14.0	Norte	Coahuila	Laguna	2017
24	CTG. Chávez U2	Turbogás	14.0	Norte	Coahuila	Laguna	2017
25	CTG. Parque U3	Turbogás	13.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2017
26	CCI. Santa Rosalía U3, U4 y U5	Combustión Interna	5.2	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2018
27	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U1	Termoeléctrica Convencional	84.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
28	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U2	Termoeléctrica Convencional	84.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
29	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U3	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
30	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U4	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
31	CTC. Mazatlán II (Jose Aceves Pozos) U1	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2018
32	CTC. Valle de México U1	Termoeléctrica Convencional	150.0	Central	Estado de México	Central	2018
33	CTC. Valle de México U2	Termoeléctrica Convencional	150.0	Central	Estado de México	Central	2018
34	CTC. Valle de México U3	Termoeléctrica Convencional	150.0	Central	Estado de México	Central	2018
35	CG. Los Azufres U6, U9 y U10	Geotérmica	15.0	Occidental	Michoacán	Carapan	2018
36	CTC. Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Occidental	Colima	Manzanillo	2018
37	CTC. Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U4	Termoeléctrica Convencional	300.0	Occidental	Colima	Manzanillo	2018
38	CG. Los Humeros U8	Geotérmica	5.0	Oriental	Puebla	Puebla	2018
39	CTC. Samalayuca U1	Termoeléctrica Convencional	158.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2018
40	CTC. Samalayuca U2	Termoeléctrica Convencional	158.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2018
41	CTG. Mexicali U1	Turbogás	26.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2019
42	CTG. Mexicali U2	Turbogás	18.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2019
43	CTG. Mexicali U3	Turbogás	18.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2019
44	CTG. Tijuana U1	Turbogás	30.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2019
45	CTG. Tijuana U2	Turbogás	30.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2019
46	CTC. Puerto Libertad U1	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
47	CTC. Puerto Libertad U2	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
48	CTC. Puerto Libertad U3	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019

49	CTC. Puerto Libertad U4	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
50	CTC. Topolobampo II (Juan de Dios Batiz) U1	Termoeléctrica Convencional	160.0	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2019
51	CTC. Topolobampo II (Juan de Dios Batiz) U2	Termoeléctrica Convencional	160.0	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2019
52	CTC. Villa de Reyes U1	Termoeléctrica Convencional	350.0	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2019
53	CTC. Villa de Reyes U2	Termoeléctrica Convencional	350.0	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2019
54	CTC. Altamira U3	Termoeléctrica Convencional	250.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2019
55	CTC. Altamira U4	Termoeléctrica Convencional	250.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2019
56	CCC. Huinalá U1, U2, U3, U4 y U5	Ciclo Combinado	377.7	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2019
57	CTC. Río Bravo (Emilio Portes Gil) U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2019
58	CCC. Dos Bocas U1, U2 y U5	Ciclo Combinado	226.0	Oriental	Veracruz	Veracruz	2019
59	CTC. Francisco Villa U4	Termoeléctrica Convencional	150.0	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2019
60	CTC. Francisco Villa U5	Termoeléctrica Convencional	150.0	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2019
61	CTC. Gómez Palacio U1, U2 y U3	Ciclo Combinado	239.8	Norte	Durango	Laguna	2019
62	CTG. Industrial Juárez	Turbogás	18.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2019
63	CTG. Parque U2	Turbogás	18.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2019
64	CTG. Parque U4	Turbogás	28.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2019
65	CTC. Salamanca U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2019
66	CTC. Salamanca U4	Termoeléctrica Convencional	250.0	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2019
67	CG. Cerro Prieto I U5	Geotérmica	30.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2020
68	CTC. Presidente Juárez U5	Termoeléctrica Convencional	160.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2020
69	CTC. Presidente Juárez U6	Termoeléctrica Convencional	160.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2020
70	CTC. Mazatlán II (Jose Aceves Pozos) U2	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2020
71	CTC. Mazatlán II (Jose Aceves Pozos) U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2020
72	CTG. Culiacán	Turbogás	30.0	Noroeste	Sinaloa	Culiacán	2021
73	CTG. Industrial Caborca U1	Turbogás	12.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2021
74	CTG. Industrial Caborca U2	Turbogás	30.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2021
75	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U1	Termoeléctrica Convencional	330.0	Central	Hidalgo	Central	2021
76	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U2	Termoeléctrica Convencional	330.0	Central	Hidalgo	Central	2021
77	CTG. Cancún U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
78	CTG. Cancún U2	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
79	CTG. Chankanaab U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
80	CTG. Chankanaab U2	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
81	CTC. Mérida II U1	Termoeléctrica Convencional	84.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2021
82	CTC. Mérida II U2	Termoeléctrica Convencional	84.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2021
83	CTC. Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U3, U4 y U5	Ciclo Combinado	220.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2021
84	CCC. Poza Rica	Ciclo Combinado	246.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2021
85	CTG. Ciudad Constitución	Turbogás	33.2	Baja California Sur	Baja California Sur	Villa Constitución	2022
86	CTG. Los Cabos U2	Turbogás	27.4	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2022
87	CTC. San Carlos (Agustín Olachea A.) U1	Combustión Interna	31.5	Baja California Sur	Baja California Sur	Villa Constitución	2022
88	CTG. Cancún U3	Turbogás	30.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
89	CTG. Cancún U5	Turbogás	44.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
90	CTG. Chankanaab U4	Turbogás	25.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
91	CTG. Ciudad del Carmen U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Campeche	Campeche	2022
92	CTG. Ciudad del Carmen U3	Turbogás	17.0	Peninsular	Campeche	Campeche	2022
93	CTG. Mérida II U3	Turbogás	30.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
94	CTG. Nachi - Coccom	Turbogás	30.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
95	CTG. Nizuc U1	Turbogás	44.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
96	CTG. Nizuc U2	Turbogás	44.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
97	CTG. Xul - Há U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Chetumal	2022
98	CTG. Xul - Há U2	Turbogás	25.7	Peninsular	Quintana Roo	Chetumal	2022
99	CTG. Ciprés	Turbogás	27.4	Baja California	Baja California	Ensenada	2023

100	CTC. Punta Prieta II U1	Termoeléctrica Convencional	37.5	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2023
101	CTC. Punta Prieta II U2	Termoeléctrica Convencional	37.5	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2023
102	CTC. Punta Prieta II U3	Termoeléctrica Convencional	37.5	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2023
103	CTC. San Carlos (Agustín Olachea A.) U2	Combustión Interna	31.5	Baja California Sur	Baja California Sur	Villa Constitución	2024
104	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U5	Termoeléctrica Convencional	300.0	Central	Hidalgo	Central	2024
105	CTC. Ciudad del Carmen U2	Termoeléctrica Convencional	16.0	Peninsular	Campeche	Campeche	2024
106	CTC. Lerdo (Guadalupe Victoria) U1	Termoeléctrica Convencional	160.0	Norte	Durango	Laguna	2024
107	CTC. Lerdo (Guadalupe Victoria) U2	Termoeléctrica Convencional	160.0	Norte	Durango	Laguna	2024
108	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U1	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2025
109	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U2	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2025
110	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U3	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2025
111	CTG. La Laguna U5	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
112	CTG. La Laguna U6	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
113	CTG. La Laguna U7	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
114	CTG. La Laguna U8	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
115	CTG. Tijuana (Presidente Juárez) U7	Turbogás	150.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2026
116	CTG. La Paz U1	Turbogás	18.0	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2026
117	CTG. La Paz U2	Turbogás	25.0	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2026
118	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U4	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2026
119	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U5	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2026
120	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U6	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2026
121	CTC. Altamira U1 y U2	Termoeléctrica Convencional	330.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2027
122	CCAR. Carbón II U1	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2028
123	CCAR. Carbón II U2	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2028
124	CTC. Samalayuca II U1 y U6	Ciclo Combinado	521.8	Norte	Chihuahua	Juárez	2028
125	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U3	Termoeléctrica Convencional	322.8	Central	Hidalgo	Central	2029
126	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U4	Termoeléctrica Convencional	322.8	Central	Hidalgo	Central	2029
127	CCAR. Carbón II U3	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2029
128	CCAR. Carbón II U4	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2029
		Total^{2/}	15,854				

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

CUADRO 4 F. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA, 2015,2029

Tecnología	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Convencionales	2,129.3	2,280.3	3,009.0	5,087.0	2,898.9	1,850.0	0.0	0.0	616.0	0.0	0.0	702.0	3,298.0	2,130.0	3,432.7	27,433.2
Ciclo Combinado	2,079.3	2,043.0	2,679.0	5,031.0	2,778.9	1,850.0	0.0	0.0	522.0	0.0	0.0	702.0	3,298.0	2,130.0	3,330.0	26,443.2
Termoeléctrica Convencional	0.0	0.0	330.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	330.0
Carboeléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0
Turbogás	50.0	169.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	94.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	403.2
Combustión Interna	0.0	68.0	0.0	56.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	130.9
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0
Limpia	1,453.4	3,271.5	2,283.5	6,078.2	1,314.4	921.0	604.6	2,077.1	3,684.0	3,410.8	1,880.7	1,225.4	1,225.0	1,501.1	1,621.7	32,552.3
Renovable	477.5	2,915.5	1,408.5	2,765.2	1,314.4	921.0	552.6	2,077.1	3,684.0	1,866.0	1,880.7	0.4	0.0	101.1	877.7	20,841.7
Hidroeléctrica	0.0	116.1	60.0	501.1	0.0	0.0	190.2	2.7	794.6	1,866.0	1,173.2	0.0	0.0	71.1	674.7	5,449.6
Eólica	292.5	2,016.9	1,169.5	1,904.1	1,287.4	921.0	0.0	1,352.4	2,519.4	0.0	286.0	0.0	0.0	0.0	203.0	11,952.2
Geotérmica	53.0	59.0	0.0	54.0	27.0	0.0	332.5	722.1	370.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,617.6
Solar	132.0	723.5	179.0	306.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	421.6	0.4	0.0	30.0	0.0	1,822.5
Otras	975.9	355.9	875.0	3,313.0	0.0	0.0	52.0	0.0	0.0	1,544.8	0.0	1,225.0	1,225.0	1,400.0	744.0	11,710.6
Bioenergía	0.0	77.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	107.6
Cogeneración Eficiente	755.9	278.3	875.0	3,313.0	0.0	0.0	52.0	0.0	0.0	1,544.8	0.0	0.0	0.0	0.0	714.0	7,533.0
Nucleoeléctrica	220.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,225.0	1,225.0	1,400.0	0.0	4,070.0
Total^{1/}	3,582.7	5,551.8	5,292.5	11,165.2	4,213.3	2,771.0	604.6	2,077.1	4,300.0	3,410.8	1,880.7	1,927.4	4,523.0	3,631.1	5,054.4	59,985.6

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

CUADRO 4 G. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2015-2029 (MW)

Entidad Federativa	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Aguascalientes	0.0	220.0	40.0	0.0	0.0	0.0	0.0	238.7	1.3	0.0	153.0	0.0	0.0	0.0	0.0	653.0
Baja California	22.5	421.0	30.0	40.0	276.0	921.0	72.0	0.0	522.0	0.0	0.0	565.0	522.0	0.0	120.2	3,511.7
Baja California Sur	0.0	100.0	4.0	56.0	367.9	0.0	98.7	0.0	94.0	0.0	0.0	137.0	0.0	30.0	123.0	1,010.6
Chiapas	0.0	28.5	0.0	240.0	0.0	0.0	135.0	200.0	449.1	138.4	475.5	0.0	0.0	0.0	384.0	2,050.4
Chihuahua	0.0	143.0	926.0	166.0	450.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	352.4	0.0	0.0	968.0	958.0	3,993.4
Coahuila	125.0	328.0	200.0	0.0	120.0	0.0	0.0	400.0	700.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	1,903.0
Colima	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.5
Durango	49.9	246.9	200.0	100.0	0.0	950.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,546.8
Estado de México	19.3	20.3	543.0	0.0	0.0	0.0	220.1	2.7	8.0	155.6	0.0	0.0	0.0	0.0	602.3	1,571.3
Guanajuato	411.5	0.0	0.0	1,200.0	850.0	0.0	0.0	0.0	15.0	702.3	93.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,271.8
Guerrero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143.9	772.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	916.7
Hidalgo	60.0	130.6	130.0	638.0	0.0	0.0	25.0	41.9	98.8	0.0	0.0	0.0	1,162.0	1,162.0	0.0	3,448.3
Jalisco	0.0	104.0	500.0	822.0	0.0	0.0	0.0	210.7	65.9	280.9	40.0	0.0	0.0	0.0	908.0	2,931.5
Michoacán	53.0	0.0	0.0	27.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80.9
Morelos	658.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77.8	0.0	0.0	0.0	0.0	660.0	1,396.1
Nayarit	0.0	30.0	0.0	240.0	0.0	0.0	0.0	230.7	47.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	547.9
Nuevo León	66.2	1,925.3	0.0	1,269.0	0.0	0.0	0.0	400.0	40.0	0.0	0.0	0.0	1,088.0	0.0	0.0	4,788.9
Oaxaca	166.5	27.6	180.0	2,037.0	150.0	0.0	0.0	0.0	898.9	741.4	0.0	0.0	0.0	0.0	203.0	4,404.4
Puebla	93.8	177.0	150.0	0.0	27.0	0.0	0.0	0.0	260.8	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	768.6
Querétaro	220.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	60.0	51.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	331.6
San Luis Potosí	0.0	224.0	0.0	0.0	835.0	0.0	0.0	0.0	29.0	18.6	14.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1,120.9
Sinaloa	0.0	0.0	0.0	1,464.0	0.0	900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.8	34.2	2,423.9
Sonora	714.8	176.7	895.0	683.0	0.0	0.0	0.0	0.0	153.5	264.0	411.6	0.0	0.0	45.3	68.7	3,412.6
Tabasco	0.0	30.0	275.0	1,330.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	85.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,720.8
Tamaulipas	202.3	788.9	1,009.5	389.1	1,137.4	0.0	0.0	200.0	687.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	351.4	4,765.6
Veracruz	641.6	220.0	30.0	464.1	0.0	0.0	53.8	0.0	5.2	120.6	281.0	1,225.0	1,225.0	1,400.0	611.8	6,278.1
Yucatán	78.0	0.0	40.0	0.0	0.0	0.0	0.0	122.4	0.0	0.0	0.0	0.0	526.0	0.0	0.0	766.4
Zacatecas	0.0	210.0	140.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	350.0
Total^{1/}	3,582.7	5,551.8	5,292.5	11,165.2	4,213.3	2,771.0	604.6	2,077.1	4,300.0	3,410.8	1,880.7	1,927.4	4,523.0	3,631.1	5,054.4	59,985.6

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

CUADRO 4 H. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2015-2029
(GWh)

Entidad Federativa	2014	2015	2029	Tmca
Aguascalientes	14.8	11.7	2,765.3	72.8
Baja California	19,490.1	12,943.2	19,766.4	4.3
Baja California Sur	2,522.0	2,526.5	5,618.9	n.a.
Campeche	4,063.3	2,170.6	0.0	n.a.
Chiapas	18,334.8	14,793.4	21,778.8	n.a.
Chihuahua	15,864.8	15,299.5	30,481.7	7.1
Coahuila	20,426.6	11,746.9	8,042.7	-3.7
Colima	12,543.9	12,133.6	175.5	-34.5
Distrito Federal	589.4	1,482.0	810.9	-5.9
Durango	9,503.5	9,253.8	14,350.1	4.5
Estado de México	6,391.2	7,094.3	16,692.3	8.9
Guanajuato	7,547.5	8,232.9	30,655.1	14.0
Guerrero	21,601.4	9,762.7	7,777.2	-2.2
Hidalgo	12,082.9	18,844.4	33,944.8	6.1
Jalisco	1,150.8	1,105.4	22,463.5	35.1
Michoacán	4,580.2	4,129.4	4,177.3	0.1
Morelos	44.6	2,269.3	11,379.5	17.5
Nayarit	3,620.4	3,535.1	6,584.0	n.a.
Nuevo León	14,607.8	19,667.2	42,865.7	n.a.
Oaxaca	7,730.9	10,282.3	20,569.4	7.2
Puebla	5,311.9	5,428.1	5,470.8	0.1
Querétaro	4,497.9	1,399.9	2,506.5	6.0
Quintana Roo	70.1	28.6	29.2	0.2
San Luis Potosí	13,021.7	14,210.7	21,837.9	n.a.
Sinaloa	5,545.5	5,234.6	20,816.9	14.8
Sonora	12,103.9	15,363.4	24,933.7	5.0
Tabasco	3,375.1	3,085.7	11,574.0	14.1
Tamaulipas	35,002.0	38,164.5	29,585.6	-2.5
Tlaxcala	444.9	486.7	0.0	-100.0
Veracruz	32,689.7	32,432.5	46,222.9	3.6
Yucatán	6,349.4	4,543.6	5,727.3	n.a.
Zacatecas	114.3	0.0	827.8	n.a.
Total^{1/}	301,237.3	287,662.4	470,431.7	5.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

CUADRO 4 I. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PRODESEN

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de transformación	Fecha de entrada	Gerencia de Control
El Habal Banco 1 ^{1/}	1	T	11	115 /13.8	dic-16	Noroeste
Lazaro Cardenas Banco 1 SUSTITUCION ^{1/}	1	T	20	115 /34.5	dic-16	Peninsular
Felipe Pescador Banco 1 ^{1/}	1	T	30	115 /13.8	dic-16	Norte
La Palma Banco 1 ^{1/}	1	T	30	115 /34.5	dic-16	Norte
Conejos Banco 1 Sustitución ^{1/}	1	T	20	115 /13.8	dic-16	Norte
Arenales Banco 2 ^{1/}	1	T	20	115 /34.5	dic-16	Norte
El Porvenir Banco 1 ^{1/}	1	T	20	115 /13.8	dic-16	Oriental
Acajete Banco 1 ^{1/}	1	T	9	115 /13.8	dic-16	Oriental
Portales Banco 1 ^{2/}	1	T	40	115 /13.8	abr-18	Noroeste
Évora Banco 1 ^{2/}	1	T	30	115 /13.8	abr-18	Noroeste
Mochis Centro Banco 2 ^{2/}	1	T	30	115 /13.8	abr-18	Noroeste
Querétaro I Banco 1 Sustitución ^{3/}	3	AT	225	230 /115	abr-18	Occidental
Chankanaab II Bancos 3 y 4 ^{3/}	2	T	120	115 /34.5	abr-18	Peninsular
Ahkimpech Banco 2 ^{2/}	1	T	30	115 /13.8	abr-18	Peninsular
Morelos Bancos 3 ^{3/}	4	AT	300	230 /115	jun-18	Oriental
Morales SF6 Bancos 1 y 2 ^{2/}	2	T	120	230 /23	oct-18	Central
Fisisa SF6 Bancos 1 y 2 ^{2/}	2	T	120	230 / 23	oct-18	Central
Irapuato II Banco 3 ^{3/}	3	AT	100	230 /115	dic-18	Occidental
Herradura Banco 2 ^{3/}	1	AT	40	115 / 69	abr-19	Baja California
Valle de las Palmas Banco 1 ^{3/}	1	T	20	115 /13.8	abr-19	Baja California
Vallecitos Banco 1 ^{3/}	1	T	20	115 /13.8	abr-19	Baja California
Valle de Guadalupe Banco 1 ^{3/}	1	T	20	115 /13.8	abr-19	Baja California
Potrerrillos Banco 4 ^{3/}	4	T	500	400 /115	abr-19	Occidental
Aguascalientes Oriente Banco 2 ^{3/}	3	AT	225	230 /115	abr-19	Occidental
Chihuahua Norte Banco 5 ^{3/}	3	AT	100	230 /115	abr-19	Norte
Dos Bocas Banco 7 ^{3/}	4	AT	300	230 /115	may-19	Oriental
Guanajuato Potencia Banco 1 ^{3/}	4	AT	133	230 /115	dic-19	Occidental
Colima II Banco 3 ^{3/}	3	AT	100	230 /115	dic-19	Occidental
Total			2,733			

A.T. Autotransformador T. Transformador SF6. Hexafluoruro de Azufre

1/ Obra propuesta por Distribución 2/ SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución 3/ Obra propuesta por Gerencia de Control Regional.

Fuente: SENER con información de CENACE.

CUADRO 4 J. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PRODESEN

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Tamazunchale MVar ^{1/}	Capacitor	115	7.5	oct-16	Noreste
La Palma MVar ^{2/}	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	Norte
Hidalgo MVar ^{1/}	Capacitor	161	21	abr-17	Baja California
González Ortega MVar ^{1/}	Capacitor	161	21	abr-17	Baja California
Packard MVar ^{1/}	Capacitor	161	21	abr-17	Baja California
San Simón MVar ^{1/}	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California
Guerrero MVar ^{1/}	Capacitor	69	16	abr-17	Baja California
México MVar ^{1/}	Capacitor	69	16	abr-17	Baja California
Tecate Dos MVar ^{1/}	Capacitor	13.8	1.8	abr-17	Baja California
Tecate MVar ^{1/}	Capacitor	13.8	3.6	abr-17	Baja California
Santiago MVar ^{1/}	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California Sur
Bledales MVar ^{1/}	Capacitor	115	12.5	abr-18	Baja California Sur
Cementos Fortaleza MVar ^{1/4/}	Capacitor	85	7.5	abr-18	Central
Pachuca MVar ^{1/}	Capacitor	85	30	abr-18	Central
Guamúchil Dos MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Noroeste
Évora MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	Noroeste
Mochis Centro MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	Noroeste
Portales MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	2.4	abr-18	Noroeste
Santa Fe II MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Guanajuato MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Lagos MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Río Grande MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Querétaro Oriente MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Buenavista MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Fragua MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Dolores Hidalgo MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Griega MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Cerro Hueco MVar ^{1/}	Capacitor	69	5	abr-18	Occidental
Ahkimpech MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	Peninsular
Morales MVar ^{3/}	Capacitor	23	18	oct-18	Central
Fisisa MVar ^{3/}	Capacitor	23	18	oct-18	Central
Esperanza MVar ^{1/}	Reactor	13.8	21	oct-18	Noroeste
Donato Guerra MVar ^{1/}	Reactor	400	100	dic-18	Central
Ojos Negros MVar ^{1/}	Capacitor	69	8.1	abr-19	Baja California
Paraíso MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-19	Oriental
Total			562		

Fuente: CENACE.

GLOSARIO

Adiciones de capacidad por modernización	Capacidad adicional que se obtiene en una central existente mediante mejoras en los procesos de generación o mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.
Adiciones de capacidad por rehabilitación	Capacidad que podrá recuperarse mediante programas de reparación o sustitución de los componentes dañados en centrales cuya capacidad se ha degradado.
Arrendamiento	Es una forma de financiamiento en la cual el arrendador (cliente) acuerda pagar una cantidad a la compañía arrendadora de equipo(s), por el derecho de usarlo(s) durante un periodo determinado
Autoabastecimiento	Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia. Como modalidad definida por la CRE se entiende como: 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.
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
Bases del Mercado Eléctrico	Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista incluyendo las subastas a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica
Capacidad	Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.
Capacidad adicional no comprometida	Capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se ha iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, estas adiciones de capacidad podrán ser cubiertas con proyectos de generación privados o la propia CFE.
Capacidad adicional total	Suma de la capacidad comprometida y de la capacidad adicional no comprometida.

Capacidad bruta	Es igual a la capacidad efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación.
Capacidad efectiva	Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones, y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad
Capacidad existente	Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación y compras de capacidad firme entre otras) al inicio del periodo decenal que comprende el estudio.
Capacidad de placa	Es la capacidad definida por el fabricante en la placa de la unidad generadora o dispositivo eléctrico. Esta capacidad se obtiene generalmente cuando la unidad es relativamente nueva y opera bajo condiciones de diseño.
Capacidad de transmisión	Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etc.
Capacidad neta	Es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, a la cual se le ha descontado la capacidad que se requiere para los usos propios de las centrales generadoras
Capacidad retirada	Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo, por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.
Carga	Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (Watts); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.
Central Eléctrica	Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.
Central Eléctrica Legada	Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica: <ul style="list-style-type: none"> a) es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentra en condiciones de operación, o b) cuya construcción y entrega se haya incluido en el Presupuesto de

	Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.
Central Externa Legada	<p>Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica:</p> <p>a) se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o</p> <p>b) cuya construcción y operación se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada.</p>
Centro de carga	Instalaciones y equipo que, en un sitio determinado, permiten que un usuario Final se suministre de energía eléctrica.
Certificado de Emisiones Contaminantes	Título emitido por la CRE para su venta en el Mercado Eléctrico Mayorista y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios relativos al monto de gases de efecto invernadero emitido por las Centrales Eléctricas.
Certificado de Energías Limpias	Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de fuentes renovables o tecnologías limpias y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios asociados al consumo de los Centros de Carga
Cogeneración	Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente, etc.). Como modalidad, es la producción de energía eléctrica en conjunto con vapor y/o energía térmica secundaria de otro tipo. Puede ser la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica residual de procesos que utilizan combustibles, o viceversa.
Comercializador	Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.
Confiabilidad	Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.
Continuidad	Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia de interrupciones menor a la establecida en los criterios respectivos que emita la CRE.
Contrato de Cobertura Eléctrica	Acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos, que serán efectuados en una hora o fecha futura y determinada

Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional	<p>La emisión de instrucciones relativas a:</p> <p>a) la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable;</p> <p>b) la operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, y</p> <p>c) la operación de las Redes Generales de Distribución que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista</p>
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 Controlable	Demanda de energía eléctrica que los Usuarios Finales ofrecen reducir conforme a las Reglas del Mercado.
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).
Derechos Financieros de Transmisión	El derecho y la obligación correlativa de recibir o pagar la diferencia que resulte de los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales en dos nodos del Sistema Eléctrico Nacional. Para los efectos de documentar los Derechos Financieros de Transmisión, los estados de cuenta que emita el CENACE serán títulos ejecutivos.
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.
Exportación (modalidad)	Es la generación de energía eléctrica para destinarse al comercio exterior, 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.

Factor de carga	Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registrada 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.
Importación (modalidad)	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.
Indisponibilidad	Estado donde la unidad generadora está inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía por causa de alguna acción programada o fortuita tal como: mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.
Indisponibilidad por causas ajenas	Indicador del porcentaje de tiempo que una unidad generadora está fuera de operación a causa de la ocurrencia de algún evento o disturbio ajeno a la central como: falla en las líneas de transmisión, fenómenos naturales, falta de combustible, etc.
Indisponibilidad por degradación	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora disminuyó su potencia máxima, sin salir de línea, por problemas de funcionamiento en algunos de sus componentes.
Indisponibilidad por fallas	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora estuvo fuera de operación, debido a la salida total de una unidad generadora, por la ocurrencia de fallas en los equipos de la central.
Indisponibilidad por mantenimiento	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad estuvo no disponible debido a las salidas para realizar los trabajos propios de conservación del equipo principal
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad 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.
Megawatt (MW)	Unidad de potencia igual a 1,000,000 de Watts
Megawatt hora (MWh)	Unidad de energía. En electricidad es la energía consumida por una carga de un MW durante una hora.
Pequeña producción	Es la generación de energía eléctrica destinada a: La venta a CFE en su totalidad, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor que 30 MW en un área determinada, o 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, o a la exportación, dentro del límite máximo

	de 30 MW.
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.
Producción independiente	Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor que 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o -previo permiso de la Secretaría de Energía en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica-, a la exportación.
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.
Proyectos por Particulares	Sustituye a la figura de permisionarios a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.
Red	Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía
Sector eléctrico (SE)	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 Nacional (SEN)	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 Interconectado Nacional (SIN)	Sistemas eléctricos regionales que comparten a través de sus enlaces sus recursos de capacidad y funcionamiento económico, confiable y eficiente en su conjunto

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. Es una medida de la redundancia del sistema.
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	Empresa encargada del suministro de energía eléctrica en México. Comisión Federal de Electricidad
Voltaje	Potencial electromotriz entre dos puntos medido en voltios.

ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SIGLAS

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
AIE	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency-IEA)
APF	Administración Pública Federal
AT	Alta tensión
AUT	Autoabastecimiento
BP	British Petroleum
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
COG	Cogeneración
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	Departamento de Energía (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación
DSP	Demanda de usuarios del servicio público
EIA	Energy Information Administration
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
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
km-c	Kilómetro-circuito
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
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.d.	No disponible
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
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional
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
SOx	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

REFERENCIAS

Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2014. (COPAR - generación), Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2014.

Catálogo de Unidades Generadoras en Operación, 2014, Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2014.

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2014-2028, Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2014.

Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, 2015-2029, SENER, México D.F., 2015.

International Energy Statistics, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., 2015.

Electricity Information 2015, Energy Balances of OECD Countries 2015, Energy Balance of Non-OECD Countries 2015, International Energy Agency (IEA), Paris Cedex 15-France, 2015.

World Economic Outlook, 2015, Fondo Monetario Internacional FMI, Washington, D.C. 2015.

Power Reactor Information System (PRIS), International Atomic Energy Agency (IAEA), Viena, Austria. 2014.

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

Direcciones electrónicas internacionales de interés general y específico:

http://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 Económico	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 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 y Transición Energética

Secretaría de Energía

Insurgentes Sur 890, piso 3, Col. del Valle

México D.F. 03100

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 2217

Coordinación de la publicación:

Dirección General de Planeación e Información Energéticas

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 2477, 2217, 2097,2207

E-mail: prospectivas@energia.gob.mx

aubaldo@energia.gob.mx