

SECRETARÍA DE ENERGÍA

INFORME PORMENORIZADO
SOBRE EL DESEMPEÑO Y LAS TENDENCIAS
DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

2016

DICIEMBRE DE 2017

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Aldo Flores Quiroga

Subsecretario de Hidrocarburos

Fernando Zendejas Reyes

Subsecretario de Electricidad

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Luis Alberto Amado Castro

Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Gaelia Amezcua Esparza

Titular del Órgano Interno de Control

Víctor Manuel Avilés Castro

Director General de Comunicación Social

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2017

Derechos Reservados.
Secretaría de Energía
Insurgentes Sur 890
Col. Del Valle CP 03100
México, D.F.
Editado en México
www.energia.gob.mx

ÍNDICE

Introducción	10
Reforma Energética en el Sector Eléctrico	13
La Industria Eléctrica	13
Hitos en la implementación de la Reforma Energética en el Sector Eléctrico	16
Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE)	17
CFE, Empresa Productiva del Estado.....	19
Términos de Estricta Separación Legal de la CFE	19
Creación de empresas productivas subsidiarias y filiales de la CFE.....	20
Composición del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	22
1. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	23
1.1 Antecedentes.....	23
1.2 Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista.....	24
1.3 Reglas del Mercado	25
1.4 Participantes del Mercado	28
1.5 Mercado de Corto Plazo.....	29
1.5.1 Servicios Conexos.....	33
1.5.2 Combustibles	35
1.6 Concentración de Mercado	37
1.7 Congestión y su Impacto en el SIN.....	39
1.8 Mercado para el Balance de Potencia	41
1.9 Certificados de Energía Limpia, CEL.....	42
1.10 Subastas de Largo Plazo.....	44
1.10.1 Primera Subasta de Largo Plazo.....	45
1.10.2 Segunda Subasta de Largo Plazo	46
2. Demanda y Consumo en el SEN	46
2.1 Demanda máxima bruta	46
2.1.1 Estacionalidad de la demanda máxima bruta.....	47
2.2 Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica	53
2.3 100 horas críticas de demanda máxima	54
2.4 Consumo bruto de energía eléctrica.....	57
2.4.1 Evolución del consumo bruto de energía eléctrica por área de control.....	57
2.4.2 Variación del Consumo Bruto 2016.....	60
3. Generación	61
3.1 Generación de Energía Eléctrica en México	61
3.1.1 Generación destinada al servicio público	62
3.1.2 Generación de energía eléctrica a nivel nacional.....	62
3.1.3 Generación de energía eléctrica por operador	64

3.1.4	Generación por entidad federativa y total	65
3.2	Tecnologías de generación de energía eléctrica	66
3.3	Capacidad de generación por tecnología.....	71
3.4	Adiciones y retiros de capacidad instalada en 2016.....	75
3.5	Generación Distribuida	78
3.6	Combustibles empleados en la generación: México vs. EUA	82
3.7	Consumo de combustibles de permisionarios	83
3.8	Emisiones de Bióxido de Carbono (CO ₂)	84
3.9	Impuestos al Carbono	89
4.	Transmisión	90
4.1	Longitud de líneas de transmisión.....	92
4.2	Capacidad de transmisión por región de control	93
4.3	Subestaciones de transmisión.....	94
4.3.1	Capacidad de transformación de subestaciones eléctricas de transmisión	95
4.4	Reforzamiento de Enlaces de Transmisión	96
4.5	Interconexiones transfronterizas	97
4.6.1	Interconexiones con Norteamérica	98
4.6.2	Interconexiones con Centroamérica	99
5.	Distribución.....	99
5.1	Longitud de líneas de distribución.....	99
5.2	Capacidad de subestaciones de distribución.....	102
5.3	Transformación en distribución	104
6.	Comercialización.....	105
6.1	Suministro- Demanda de Suministro Básico.....	105
6.2	Principales indicadores de suministro básico.....	106
6.2.1	Precios medios pagados por sector de consumo.....	107
6.3	Ventas totales de energía eléctrica por sector y entidad federativa	109
6.3.1	Estacionalidad anual de las ventas de energía eléctrica	112
6.4	Reducciones en Tarifas Eléctricas	113
6.5	Participantes Privados	114
6.6	Suministro Calificado.....	115
6.7	Apoyos del Gobierno Federal en Tarifas eléctricas (Subsidios).....	117
7.	Planeación y Control del SEN.....	119
7.1	Planeación	119
7.2	Indicadores PROSENER	120
7.2.1	Margen de Reserva Operativo.....	120
7.2.2	Margen de Reserva.....	121
7.2.3	Eficiencia del Proceso Termoeléctrico de Centrales Base.....	123

7.2.4 Pérdidas Totales de Energía Eléctrica	124
7.2.5 Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de transmisión.....	125
7.2.6 Población que cuenta con Servicio de Energía Eléctrica.....	127
7.2.7 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) sin afectaciones.....	131
7.2.8 Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación.....	132

ANEXO	134
A1. Evolución de la Industria Eléctrica	134
A2. Resultados Financieros CFE	134
A3. Tarifas eléctricas.....	154
A3.1 Esquema Tarifario Aplicado en 2016.....	154
A3.2 Tarifas domésticas o residenciales.....	156
A3.3 Tarifas comerciales.....	156
A3.4 Tarifas agrícolas.....	157
A3.5 Marco regulatorio sobre Tarifas Eléctricas	158

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Facultades de las instituciones en el sector eléctrico.....	15
Tabla 2. Participaciones de mercado en la generación de energía eléctrica.....	38
Tabla 3. Participaciones de mercado por eps	39
Tabla 4. Enlaces con mayor impacto de costos de producción	40
Tabla 5. Ahorros indicativos en los consumidores	40
Tabla 6. Precios de potencia.....	41
Tabla 7. Resultados de las subastas de largo plazo.....	44
Tabla 8. Permisionarios bajo la Ispee	61
Tabla 9. Generación de energía eléctrica	63
Tabla 10. Generación por entidad federativa	65
Tabla 11. Tecnologías convencionales 2016.....	67
Tabla 12. Eficiencias y principales estados generadores con tecnologías convencionales	67
Tabla 13. Tecnologías limpias.....	68
Tabla 14. Estados con mayor capacidad de tecnologías limpias 2016	69
Tabla 15. Generación de energía eléctrica 2016 vs 2015	70
Tabla 16. Capacidad instalada por tipo de tecnología (mw).....	73
Tabla 17. Adiciones de capacidad cfe y pie 2016	76
Tabla 18. Retiro de capacidad cfe 2016.....	77
Tabla 19. Emisiones de gei por generación eléctrica en México, 2013-2014.....	87
Tabla 20. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo a la lieps*	89

Tabla 21. Longitud de líneas de transmisión.....	93
Tabla 22. Capacidad de transmisión por región de control	94
Tabla 23. Capacidad de transformación de las subestaciones eléctricas de transmisión.....	95
Tabla 24. Líneas de distribución (kilómetros)	100
Tabla 25. Subestaciones con transformadores considerados parte de las Redes Generales de Distribución	103
Tabla 26. Usuarios atendidos, capacidad y transformadores de CFE Distribución	104
Tabla 27. Ventas de Energía Eléctrica de Suministro Básico (GWh)	105
Tabla 28. Indicadores Comerciales 2016 de la CFE	106
Tabla 29. Principales Indicadores Comerciales de suministro básico 2016.....	107
Tabla 30. Precios medios de la energía eléctrica 2000-2016	108
Tabla 31. Apoyos del Gobierno Federal vía tarifas deficitarias 2016	117
Tabla 32. Apoyos por usuario vía tarifas eléctricas por entidad federativa en 2016.....	118
Tabla 33. Población total y población sin electricidad (habitantes)	128
Tabla 34. Producto Interno Bruto de la Industria Eléctrica 2013-2016.....	134
Tabla 35. Estado de Resultados Consolidados de la CFE.....	134
Tabla 36. Estado de Situación Financiera Consolidado CFE.....	135
Tabla 37. Marco regulatorio de la reforma energética en el sector eléctrico.....	135
Tabla 38. Definiciones de tarifas no industriales	155
Tabla 39. Definiciones de tarifas industriales	156

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Conformación de la Industria Eléctrica	14
Gráfico 2. Hitos de la Reforma Energética.....	16
Gráfico 3. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	24
Gráfico 4. Integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista.....	28
Gráfico 5. Precio Marginal Local – MDA 2016.....	29
Gráfico 6. Precio Marginal Local – MDA 2016.....	30
Gráfico 7. Curva de duración de PML en el MDA 2016	30
Gráfico 8. Curva de duración de PML en el MDA 2016	31
Gráfico 9. Curva de duración de PML en el MDA 2016	32
Gráfico 10. Precios de Servicios Conexos en el SIN MDA 2016	33
Gráfico 11. Precio de Servicios Conexos BCA MDA 2016.....	34
Gráfico 12. Precio de Servicios Conexos en el BCS MDA 2016	34
Gráfico 13. Combustibles utilizados para la Generación de Energía 2016	35
Gráfico 14. Precios de combustibles nacionales 2016 (\$/MMBtu).....	36
Gráfico 15. Precio de combustibles internacionales 2016 (\$/MMBtu).....	37

Gráfico 16. Metas de Generación de Energías Limpias	43
Gráfico 17. Requisitos de Certificados de Energías Limpias (Porcentual)	43
Gráfico 18. Demanda Máxima Bruta Semanal en el Sistema Interconectado Nacional	47
Gráfico 19. Curva de duración de la Demanda del Sistema Interconectado Nacional	49
Gráfico 20. Curva de duración de la Demanda del sistema de Baja California.....	50
Gráfico 21. Curva de duración de la Demanda del sistema de Baja California Sur	50
Gráfico 22. Rampas de la Demanda y de la Demanda residual de renovables para el Sistema Interconectado Nacional.....	51
Gráfico 23. Rampas de la Demanda y de la Demanda residual de renovables para el sistema de Baja California	52
Gráfico 24. Rampas de la Demanda y de la Demanda residual de renovables para el sistema de Baja California Sur.....	52
Gráfico 25. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Área de Control.....	53
Gráfico 26. (a) Frecuencia de las cien horas de demanda máxima.....	54
Gráfico 27. (b) Frecuencia en el mes de ocurrencia	54
Gráfico 28. Horas de mayor Demanda en el SIN, 2016	55
Gráfico 29. (a) Demanda promedio en 2016	56
Gráfico 30. (b) Demanda promedio en 2016	56
Gráfico 31. Evolución del Consumo Bruto Anual por Área de Control	57
Gráfico 32. Consumo Bruto Semanal en el Sistema Interconectado Nacional	58
Gráfico 33. Ventas totales y Consumo Bruto Mensual en el Sistema Eléctrico Nacional.....	58
Gráfico 34. Consumo Bruto Semanal en Año Móvil en el Sistema Interconectado Nacional....	59
Gráfico 35. Consumo Bruto Anual en el Sistema Eléctrico Nacional (GWh)	60
Gráfico 36. Variación Semanal del Consumo Bruto en el SIN durante 2016 respecto a 2015	60
Gráfico 37. Generación destinada al servicio público.....	62
Gráfico 38. Generación de energía eléctrica por tecnología.....	64
Gráfico 39. Generación de energía eléctrica por operador	64
Gráfico 40. Capacidad disponible de la Empresa Productiva del Estado CFE y de PIE: 56,524 MW	72
Gráfico 41. Capacidad disponible para servicio público por tecnología	72
Gráfico 42. Adiciones de capacidad efectiva de CFE y PIE (MW)	73
Gráfico 43. Capacidad de generación a nivel nacional por operador 2016.....	74
Gráfico 44. Capacidad Nacional por Tecnología 2016	75
Gráfico 45. Capacidad Instalada y Número de Contratos de Interconexión de Generación Distribuida 2007-2016	79
Gráfico 46. Generación de Energía Eléctrica por Generación Distribuida 2007-2016	79
Gráfico 47. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2007-2016.....	80
Gráfico 48. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2007-2016.....	80
Gráfico 49. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2007-2016.....	81

Gráfico 50. Distribución de capacidad por división 2007-2016.....	81
Gráfico 51. Estructura de Generación de Electricidad 2016	82
Gráfico 52. Consumo de combustibles por permisionario 2016	83
Gráfico 53. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2016	84
Gráfico 54. Participación de los diferentes sectores en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México durante el año 2013.....	85
Gráfico 55. Emisiones de GEI por la Generación Eléctrica en México en 2014	86
Gráfico 56. Participación por tecnología de generación en las emisiones de GEI en México, 2014 (%).....	87
Gráfico 57. Emisiones de CO ₂ por producción eléctrica y calorífica (% del total de la quema de combustibles).....	88
Gráfico 56. Precios medios de la energía eléctrica.....	107
Gráfico 59. Variación de las ventas de energía eléctrica Total nacional 2016 (%)	109
Gráfico 60. Variación de las ventas de energía eléctrica Sector doméstico 2016 (%)	110
Gráfico 61. Variación de las ventas de energía eléctrica.....	110
Gráfico 62. Variación de las ventas de energía eléctrica.....	111
Gráfico 63. Variación de las ventas de energía eléctrica.....	111
Gráfico 64. Variación de las ventas de energía eléctrica.....	112
Gráfico 65. Ciclo anual de las ventas de energía eléctrica GWh)	113
Gráfico 66. Comparativo de Tarifas entre Diciembre 2013 y Diciembre 2016	113
Gráfico 65. Comparativo de tarifa industrial en México Vs. USA	114
Gráfico 68. Ventas por usuario y capacidad de generación.....	115
Gráfico 69. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN durante 2010 - 2016	121
Gráfico 70. Margen de Reserva del Sistema Interconectado Nacional (%)	122
Gráfico 71. Eficiencia del Proceso Termoeléctrico Centrales Base de CFE más PIES (%).....	123
Gráfico 72. Pérdidas Totales de Energía Eléctrica	125
Gráfico 73. Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión (%).....	126
Gráfico 74. Población que cuenta con Servicio de Energía Eléctrica (%).....	127
Gráfico 75. Grado de electrificación Total Nacional 2016 (%)	129
Gráfico 76. Población sin acceso al servicio eléctrico, 2016, (%)	129
Gráfico 77. Población sin acceso a la electricidad como porcentaje	130
Gráfico 78. Tiempo de Interrupción por Usuario Sin afectaciones.....	132
Gráfico 79. Participación de Energías Renovables y Tecnologías	133

Índice de MAPAS

Mapa 1. Composición del Sistema Eléctrico Nacional.....	22
Mapa 2. Precio Marginal Local MDA 2016.....	32
Mapa 3. Desvinculación Horizontal de Generación.....	37
Mapa 4. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	91
Mapa 5. Red troncal de transmisión 2016.....	92
Mapa 6. Capacidad de las interconexiones internacionales 2016.....	98
Mapa 7. Kilómetros de líneas por unidad de negocio de distribución.....	101
Mapa 8. Unidades de negocio de distribución.....	102
Mapa 9. Capacidad de las subestaciones de distribución por unidad de negocio.....	103
Mapa 10. Capacidad de los transformadores de distribución por unidad de negocio.....	104

INTRODUCCIÓN

La Secretaría de Energía (SENER) presenta el Informe Pormenorizado sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional, que comprende el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016, en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 11, fracción IV de la Ley de la Industria Eléctrica y artículo 15, fracción XIII del Reglamento Interior de la SENER.

La industria eléctrica en México se encuentra inmersa en una profunda reestructuración en favor de una mayor eficiencia y fuentes limpias de energía, resultado de la transformación generada por la Reforma Energética en los segmentos de generación y comercialización, que eliminó el esquema anterior de monopolio verticalmente integrado y estableció un sistema de libre competencia, donde ahora concurren y operan inversionistas públicos y privados en igualdad de condiciones y bajo las mismas reglas.

En 2016 tuvieron lugar dos desarrollos clave de la Reforma del sector: inició la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), espacio donde generadores, comercializadores, suministradores y usuarios calificados efectúan compra y venta de energía en un ambiente de competencia y transparencia, que propicia la reducción de costos; y se separó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 13 empresas, 9 subsidiarias y 4 filiales, lo cual abona a la competencia y fomenta un desempeño más eficiente por parte de la Empresa Productiva del Estado.

En este marco, durante 2016 la capacidad instalada a nivel nacional aumentó 8.1% anual, el mayor incremento desde 2003, para alcanzar los 73,510 Megavatios (MW). De este total, la capacidad proveniente de tecnologías limpias experimentó el mayor crecimiento, igual a 10.2%; la capacidad relacionada con tecnologías convencionales aumentó 7.2%. Además, el número de participantes en el MEM pasó de uno a 16 al cierre del año.

Como parte del arranque del MEM, en 2016 se realizaron las primeras dos Subastas de Largo Plazo (SLP) para la compra-venta de potencia, energía y Certificados de Energía Limpia (CEL), con lo que se establecerán 32 empresas de generación en todo el país, las cuales realizarán una inversión estimada conjunta de 120 mil millones de pesos en proyectos de energías renovables y tecnologías limpias. En tecnologías solar y eólica se añadirán cerca de 5 mil MW en nueva capacidad, lo que representa tres veces la capacidad registrada en este tipo de tecnologías antes de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica. Los resultados de las Subastas de Largo Plazo contribuirán a lograr la meta nacional de que en 2024 un 35 por ciento de la generación de energía eléctrica provenga de fuentes verdes.

El alto grado de participación y competencia en las SLP permitió que los precios obtenidos se encuentren entre los mejores a nivel mundial. En la primera subasta se alcanzaron los siguientes precios por tipo de tecnología: eólica, 55.39 USD/MWh; y solar, 45.15 USD/MWh. El precio promedio por paquete fue de 47.78 USD/(MWh+CEL). En la segunda subasta los precios por tecnología mejoraron: eólica, 35.8 USD/MWh; solar, 31.9 USD/MWh; geotérmica, 37.3 USD/MWh; e hidroeléctrica, 7.3 USD/MWh. Esto resultó en un precio promedio por paquete de 33.47 USD (MWh + CEL). Destaca que los precios promedio observados en subastas similares realizadas en Argentina, Chile y Perú fueron de 57.4, 47.6 y 43.1 USD/MWh, respectivamente.

La SENER ejerció la vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el primer año de operación del MEM, con el apoyo técnico de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), a fin de asegurar un despacho eficiente de las centrales y el funcionamiento adecuado del mercado. Con este mismo fin se publicaron 10 Manuales de Prácticas de Mercado, que ahondan en aspectos específicos de las Bases del Mercado Eléctrico publicadas en 2015.

El inicio de operaciones del MEM permitió generar recursos para el Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE), rostro social de la Reforma Energética cuyo objetivo es llevar electricidad a las comunidades sin acceso y que se encuentran alejadas de las redes existentes. En 2016 se emitió la primera invitación al distribuidor (CFE) para la electrificación de localidades mediante la “Extensión de Redes de Distribución”, que planteó como meta llevar el servicio a 750 localidades de 24 estados, para beneficio de 133 mil habitantes y con una inversión estimada de 569 millones de pesos (MDP). Al cierre de 2016 la cobertura eléctrica en el país alcanzó el 98.6% de la población, equivalente a 124.6 millones de personas.

En 2016 se generaron 319.4 Terawatt-hora (TWh) de energía eléctrica, 3.2% más que lo registrado en 2015. El 79.7% se generó con tecnologías convencionales y el 20.3% restante con tecnologías limpias, con crecimientos anuales de 3.2% y 3.0%, respectivamente. Además, la proporción de pérdidas totales de energía eléctrica disminuyó casi un punto porcentual, al pasar de 14.8% del total de la energía recibida en 2015 a 13.6% en 2016.

Por su parte, la demanda máxima integrada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el consumo bruto de energía eléctrica aumentaron 2.6% y 3.7% en relación con al año previo, respectivamente. Asimismo, se observaron ventas de energía eléctrica de suministro básico por un volumen de 218.1 Terawatts-hora (TWh), con un crecimiento de 2.8% en relación con el año anterior. La participación por sector de consumo fue la siguiente: industrial, 57.0%; doméstico, 26.8%; comercial, 7.0%; agrícola, 5.2%; y servicios públicos, 4.0%.

A partir de la entrada en vigor de la Reforma Energética en diciembre de 2013 y hasta 2016, las tarifas domésticas de bajo consumo observaron una reducción de 8.5% en términos reales.

Esta disminución tarifaria representa beneficios directos para el 87.5% de los usuarios del servicio eléctrico (35.2 millones). Adicionalmente, en el periodo de referencia las tarifas industriales presentaron una disminución real promedio del 22.9.

El 30 de mayo de 2016 se publicó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030, que estima una inversión en proyectos de infraestructura eléctrica por 2.2 billones de pesos para los siguientes 15 años: 1.7 billones de pesos corresponden a generación, 301 mil MDP a distribución y 260 mil MDP para transmisión.

El Informe Pormenorizado sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional que aquí se presenta detalla las acciones y logros en el sector durante 2016, año de implementación acelerada y profunda de la Reforma Energética, que ha marcado un cambio de paradigma con repercusiones muy importantes para el conjunto de la economía, al impulsar el acceso a energía confiable y asequible.

Este documento también reafirma el firme compromiso de la Secretaría de Energía con un Sistema Eléctrico Nacional que opera y se desarrolla en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

El informe está dividido en dos partes: la primera contiene una reseña sobre la Reforma Energética en el sector eléctrico; la segunda presenta las acciones y resultados en las actividades que comprenden la industria eléctrica: Mercado Eléctrico Mayorista, generación, transmisión, distribución y comercialización, y la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional.

REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La Reforma Energética promulgada en diciembre de 2013 y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) publicada en agosto de 2014, representan la transformación más importante del sector eléctrico en México de las últimas décadas, con el objetivo de modernizar el Sistema Eléctrico Nacional, disminuir las pérdidas de energía, llevar electricidad a la población que vive en zonas marginadas y optimizar los costos, a fin de mejorar la calidad de vida de la población y generar un entorno para impulsar el desarrollo de toda la cadena de valor.

A partir de la Reforma Energética, es posible la participación privada en las actividades de generación y comercialización de electricidad. Las actividades de Transmisión y Distribución se mantienen reservadas al Estado, el cual podrá realizar asociaciones y contratos con empresas privadas, transportistas o distribuidores, con el objetivo de impulsar el desarrollo de la infraestructura que el sistema requiere.

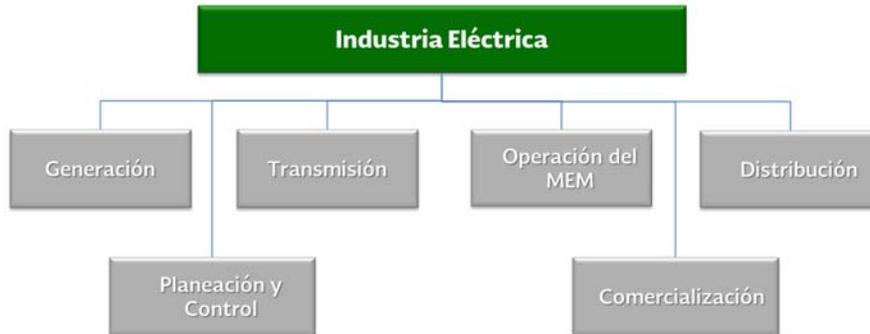
La LIE tiene la finalidad de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

En la presente sección se realiza una reseña de los elementos del sector eléctrico que, derivado de la implementación de la Reforma Energética, presentan la mayor transformación.

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La industria eléctrica reviste una importancia de primer orden para el desarrollo de la vida económica y social del país, al grado que su evolución está estrechamente ligada al crecimiento del Producto Interno Bruto. Es por ello que el suministro de energía eléctrica debe ser competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable, siendo estos requisitos fundamentales para satisfacer la demanda creciente por energía eléctrica de la planta productiva, los negocios y los hogares, de manera que contribuya de manera eficaz y eficiente al desarrollo económico sustentable del país.

Gráfico 1. Conformación de la Industria Eléctrica



Fuente: Elaborado por SENER, con datos de la Ley de la Industria Eléctrica.

Entre 2013 y 2016, la industria eléctrica ha tenido una participación promedio del 2% en el PIB nacional, lo que refleja su importancia en el desarrollo de la economía nacional. Para los mismos años, la industria creció a una tasa promedio anual de 3.9%, en comparación con el 2.1% del PIB nacional (Ver Anexo A1, tabla 34).

El marco normativo para la implementación de la Reforma Energética dotó de facultades a instituciones encargadas de coordinar a la industria eléctrica y distribuyó las actividades de acuerdo a lo siguiente:

Tabla 1. Facultades de las Instituciones en el Sector Eléctrico

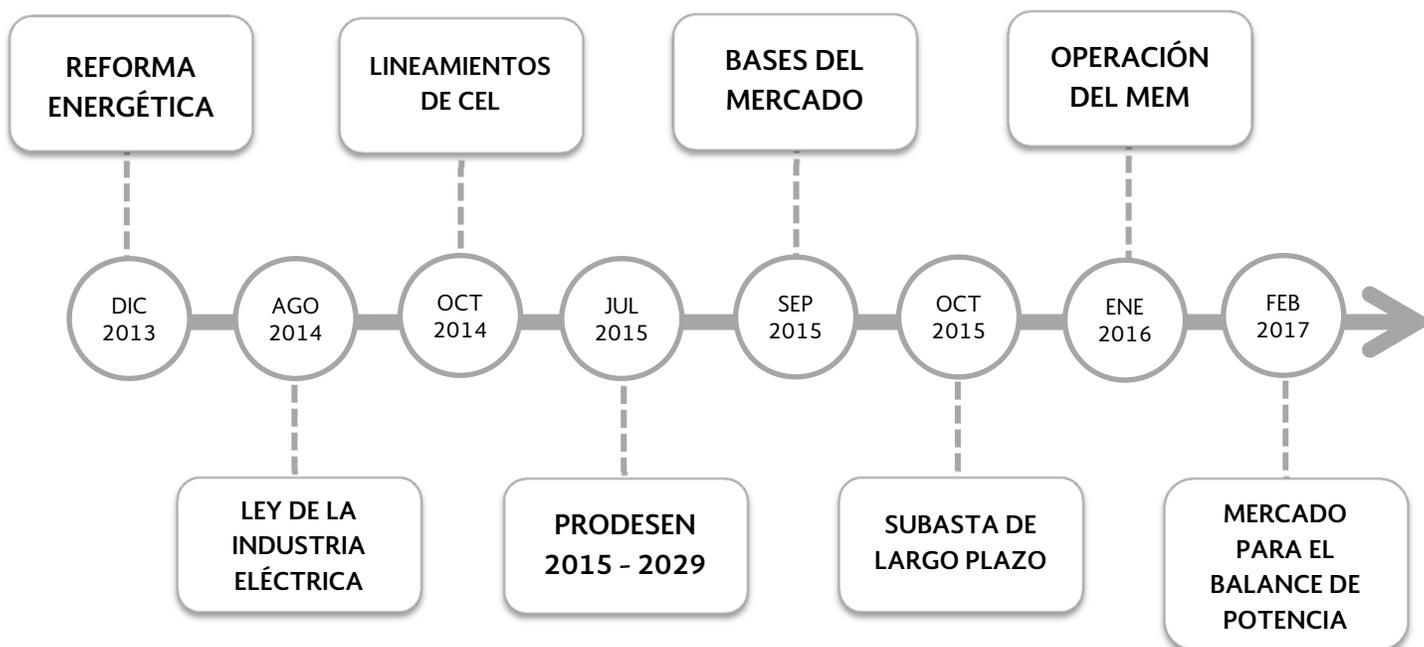
Institución	Facultades
	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar la política energética en materia de energía eléctrica • Planeación del Sistema Eléctrico Nacional • Coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica • Establecer las obligaciones de cobertura para el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas • Vigilar los términos para la separación legal de integrantes de la industria eléctrica
	<ul style="list-style-type: none"> • Expedir y aplicar la regulación en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. • Otorgar permisos y autorizar los modelos de contrato y convenios que celebre el CENACE. • Vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE. • Emitir regulación que promuevan la generación de energía eléctrica a partir de Energías Limpias. • Resolver las controversias.
	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad • Operar el Mercado Eléctrico Mayorista • Determinar la asignación y el despacho de las Centrales Eléctricas, de la Demanda Controlable y de los programas de importación y exportación. • Celebrar los convenios y contratos que se requieran para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista

Fuente: Elaborado por SENER, con datos de la Ley de la Industria Eléctrica.

HITOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En la Figura XX es posible identificar los sucesos que han marcado un cambio de paradigma en la implementación de la Reforma Energética en el Sector Eléctrico:

Gráfico 2. Hitos de la Reforma Energética



Fuente: Elaborado por SENER.

En diciembre de 2013 la promulgación de la Reforma Energética representa el acontecimiento más significativo en el sector energético, al permitir la aplicación de herramientas y mecanismos que impulsan el desarrollo del sector eléctrico.

En agosto de 2014 se publica la Ley de la Industria Eléctrica, la cual establece un régimen de libre competencia en la generación y comercialización de energía eléctrica, y permite la participación privada en las actividades en las que Estado mantiene su titularidad. Destaca la creación de un órgano independiente (CENACE) encargado de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

En octubre del mismo año se publicaron los “Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición”, con el objetivo de promover nuevas inversiones en energías limpias y transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad.

En julio de 2015 se publicó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029, mediante el cual la Secretaría de Energía asume la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de orientar la inversión productiva en infraestructura eléctrica que permita satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la población.

Durante septiembre del mismo año, se publicaron las Bases del Mercado Eléctrico las cuales definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

En octubre de 2015 se emitió la convocatoria para la primera Subasta de Largo Plazo, mecanismo empleado por primera vez en México para la comercialización de energía eléctrica, Potencia y Certificados de Energía Limpia. Resultado de esta subasta, se obtuvieron precios de los más bajos del mundo, que marcaron un precedente internacional para incentivar las energías renovables.

En enero de 2016 inició la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, a través del Mercado de Energía de Corto Plazo en los 3 Sistemas que conforman al Sistema Eléctrico Nacional. El CENACE opera el Mercado Eléctrico Mayorista, con el objetivo de promover el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad.

En febrero de 2017 inició operaciones el Mercado para el Balance de Potencia, el cual otorga la certeza de que existe una capacidad de generación de reserva siempre disponible ante posibles oscilaciones en la oferta y la demanda. La realización del primer mercado corresponde al año de producción 2016.

FONDO DEL SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO (FSUE)

La parte humana y social de la Reforma Energética es la universalización del acceso al servicio de electricidad, por lo que la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 113 determina que el Gobierno Federal promoverá la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, en coordinación con las entidades federativas y los municipios. En este sentido, la Secretaría de Energía estableció y supervisa la administración de un vehículo financiero denominado Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

Este Fondo se integra principalmente con los recursos generados por el excedente de ingresos que resulte de la gestión de pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, y tiene como finalidad financiar las acciones de electrificación en las comunidades rurales y las zonas

urbanas marginadas, así como el provisión de lámparas eficientes y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación.

El 30 de septiembre de 2014, se firmó el Contrato de Fideicomiso que da origen al FSUE por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Energía (SENER) y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS), mismo que se modificó el 17 de noviembre de 2016.

Durante 2015 y 2016 se elaboraron diversos documentos que conforman los instrumentos y el marco normativo del Fideicomiso, entre ellos las Reglas de Operación del Comité Técnico, las Políticas para la asignación de recursos, el Procedimiento para la Solicitud, Aprobación y Entrega de los Apoyos, y se aprobó el listado de localidades para componente aislado (poblaciones alejadas de la red de distribución).

Una vez terminado el marco normativo, en noviembre de 2016, se emitió la primera invitación al distribuidor (CFE) para la electrificación de localidades mediante la “Extensión de Redes de Distribución”, la cual consideró como meta del FSUE una inversión estimada de 569 millones de pesos para electrificar 750 localidades de 24 estados, con el objetivo de apoyar a 133 mil beneficiarios.

El Fondo establece que se deberá atender prioritariamente a la población con mayor rezago social y su gestión debe mantenerse al margen de cualquier orientación política; que en todos los casos que sea posible se optará por el uso de tecnologías limpias y sustentables, y que previo al inicio de las acciones de electrificación se deberá obtener la conformidad y el acuerdo de la población a beneficiar y posteriormente asegurar el mantenimiento y continuidad del servicio.

Las acciones de electrificación deben ser medidas y verificadas de manera que pueda evaluarse en todo momento su impacto, evitando duplicidades y trabajando en coordinación con todas aquellas instituciones y autoridades que desarrollan trabajos de electrificación en zonas aisladas y marginadas.

Se estima que el Fondo recibirá ingresos superiores a los que tenía la CFE para realizar acciones de electrificación antes de la Reforma, por lo que el FSUE junto con otras acciones del Estado Mexicano, es la respuesta solidaria de la industria eléctrica para reducir o eliminar la pobreza energética. La meta para el final de la presente administración es alcanzar una cobertura del 99% de la población nacional, que incluya el 100% de las zonas urbanas marginadas.

CFE, EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO

Por declaratoria emitida por la Secretaría de Energía, conforme a lo previsto en el Artículo Décimo Cuarto Transitorio de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el 16 de febrero de 2015 la CFE pasó de ser una empresa verticalmente integrada a una empresa productiva del Estado. En virtud de este nuevo marco jurídico, a la CFE se le dotó de un régimen especial con flexibilidad operativa y organizacional, provista de un Gobierno Corporativo similar a una empresa privada y con empresas productivas subsidiarias y filiales que operan de manera independiente, lo cual flexibiliza su esquema de contrataciones y le otorga autonomía mediante un régimen especial en materia de presupuesto, deuda, adquisiciones, arrendamientos, servicios, obras, responsabilidades administrativas, bienes y remuneraciones.

De esta manera, la CFE podrá desarrollar estrategias comerciales, planes de suministro de combustibles y mecanismos de inversión y financiamiento que le permitan reducir gradualmente sus costos de generación y comercialización.

Derivado de lo anterior, al cierre de 2016 los estados financieros consolidados de la CFE muestran una notable mejoría en relación con 2015. En el caso del estado de resultados, la CFE obtuvo al cierre de 2016 una utilidad neta de 76,256 millones de pesos, frente a la pérdida neta de 93,912 millones registrada en 2015, debido fundamentalmente a los ajustes por modificaciones al plan de beneficios al retiro de los trabajadores, lo cual se reflejó en una reducción importante en el costo de obligaciones laborales y, por ende, en el resultado neto favorable obtenido por la empresa al cierre de dicho ejercicio fiscal (Véase Anexo A2 Tabla 35).

La posición financiera de la CFE mostró una mejora de 26.6 puntos porcentuales en relación con el ejercicio fiscal 2016, ya que su estructura financiera estuvo integrada por 63.3% de pasivo y 36.7% de patrimonio. Lo anterior, debido principalmente a la utilidad obtenida y a que el Gobierno Federal asumió una parte del pasivo laboral de la empresa (Véase Anexo A2 Tabla 36).

TÉRMINOS DE ESTRICTA SEPARACIÓN LEGAL DE LA CFE

Derivado de la Reforma Energética, la Comisión Federal de Electricidad se convirtió en una Empresa Productiva del Estado, lo que representa una modificación a su estructura, transformándose de un sistema de operación centralizado de una empresa verticalmente integrada a un esquema de mercado abierto, competitivo y transparente que contribuya al desarrollo económico de las actividades empresariales y comerciales que generen alta rentabilidad para el Estado.

Es importante destacar que todo el sistema operativo, administrativo y organizacional de la CFE se reestructuró para alcanzar los objetivos de: generar energía eléctrica a menor costo para beneficiar a los usuarios brindándoles energía eléctrica de mejor calidad; y fomentar la

inversión y coadyuvar a la creación de empleos en el sector, para contribuir al desarrollo y maduración de un mercado eléctrico más eficiente y competitivo en beneficio de la industria, el comercio y los hogares mexicanos.

Acorde a lo estipulado en los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) de la CFE publicados en el DOF el día 11 de enero de 2016, la CFE deberá participar de manera autónoma en los mercados mediante la realización de sus actividades productivas, ya sea de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios, a través de Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), Empresas Filiales (EF) o cualquier modelo de asociación previsto por la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y de conformidad con las disposiciones generales para la asignación de activos a EPS y EF, a fin de llevar a cabo exitosamente la estricta separación horizontal y vertical a que se refiere la LIE.

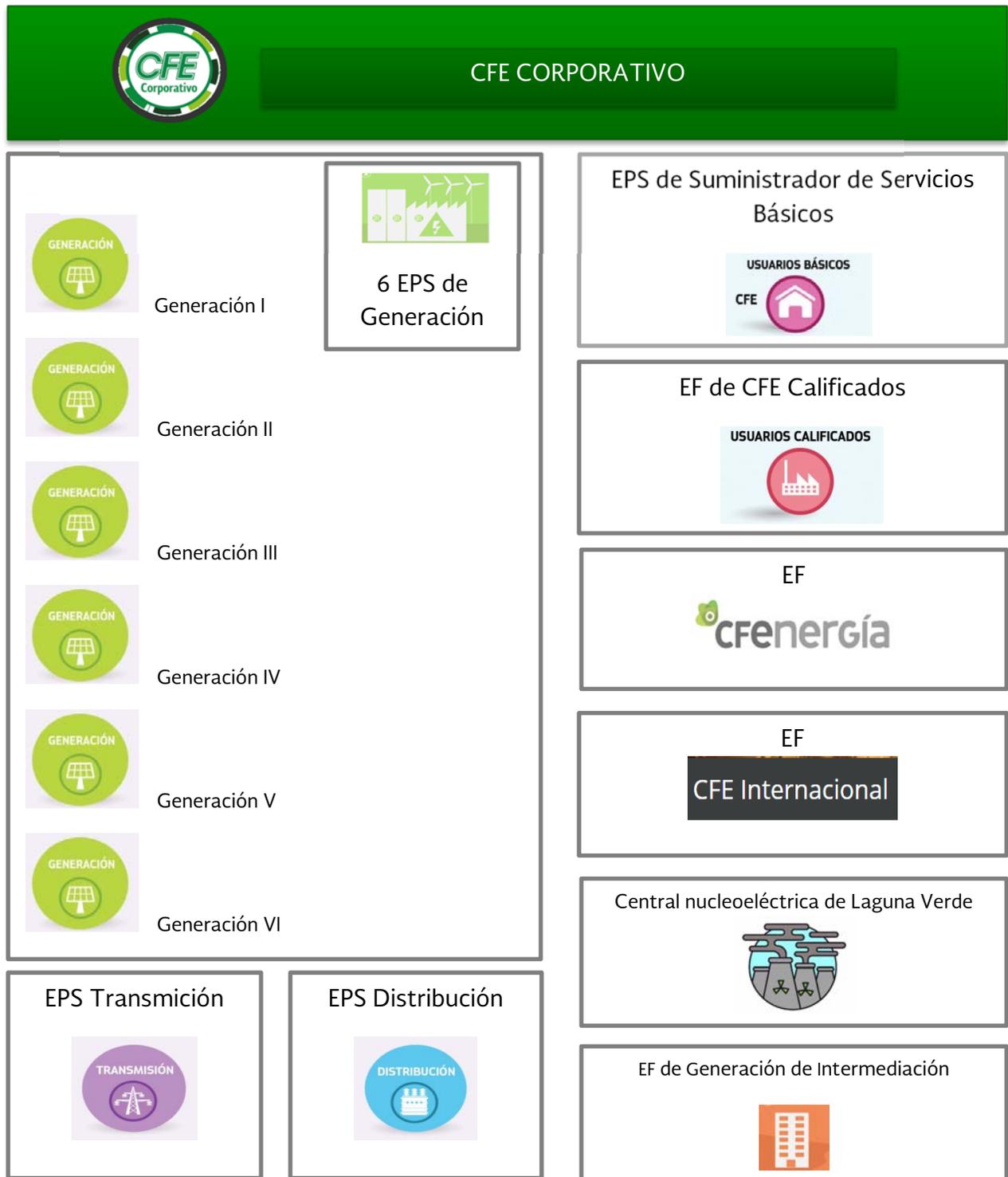
El Plan de Negocios 2017-2021 de CFE (publicado en diciembre de 2016) es el instrumento de planeación para llevar a cabo las estrategias comerciales y políticas generales, el cual considera por primera vez la operación de las empresas de CFE y el Corporativo de acuerdo a los TESL. Como resultado de dichos términos, la CFE se convierte, a partir de 2017, en un grupo empresarial conformado por: un Corporativo, 13 empresas y la Unidad de Negocio de Laguna Verde. Las empresas de CFE deberán operar con independencia de gestión, pero siguiendo las directrices definidas en el Plan de Negocios.

CREACIÓN DE EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y FILIALES DE LA CFE

De acuerdo a los términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las EPS y EF de la CFE, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el día 4 de Noviembre 2016 y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 8 de la Ley de la Industria Eléctrica, se establece que la Generación, la Transmisión, la Distribución, la Comercialización y la Proveeduría de Insumos Primarios para la industria eléctrica se efectuará de manera independiente entre ellas y bajo condiciones de estricta separación legal; dividiendo el Suministro de Servicios Básicos y las otras modalidades de comercialización. Dicho artículo de la LIE faculta a la SENER para establecer los TESL de la CFE a fin de promover el acceso abierto y la operación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, para vigilar su debido cumplimiento.

En el caso del segmento de generación, la división horizontal de la CFE en EPS y EF se basa en el análisis de poder de mercado, mercados abiertos a la competencia y mejores prácticas a nivel internacional, con su participación en el nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), su extensión geográfica en México y sus transacciones con el extranjero, mediante la asignación regional equilibrada y equitativa de centrales eléctricas.

Con base en el Plan de Negocios de CFE 2017-2021, a continuación se presenta el esquema de la composición de CFE como un grupo empresarial:



Fuente: Elaborado por SENER, con datos de CFE.

COMPOSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN).

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se integra por tres sistemas: un Sistema Interconectado Nacional (SIN) y dos sistemas eléctricos que aún no están interconectados dentro del país, que son los de Baja California y Baja California Sur, los cuales incluyen a pequeños sistemas aislados. En el Mapa 1 se observa la distribución geográfica de los tres sistemas de interconexión.

Mapa 1. Composición del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaborado por SENER, con datos de la Ley de la Industria Eléctrica.

1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

1.1 ANTECEDENTES

El Gobierno de la República avanza en la implementación del nuevo marco regulatorio e institucional del sector que impulse el desarrollo de una industria energética moderna y competitiva, de manera que contribuya de manera eficiente y eficaz al crecimiento económico y al desarrollo nacional.

El nuevo marco jurídico y regulatorio emanado de la Reforma Energética ha permitido establecer un nuevo paradigma, con el funcionamiento de un mercado eléctrico donde las piezas fundamentales serán la competencia y la transparencia (Véase anexo Tabla 37 “Marco Regulatorio de la Reforma Energética en el Sector Eléctrico”). Los efectos esperados son la reducción de costos de la energía eléctrica, la atracción de inversiones nacionales y extranjeras, así como la diversificación de la matriz energética con un impulso a las energías limpias.

Para garantizar el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional de forma coordinada y eficiente, la Ley faculta al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), operador independiente, para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Con la Reforma Energética, se abrieron los segmentos de generación y comercialización a la libre competencia, con la participación de empresas públicas y privadas, en igualdad de circunstancias y bajo las mismas reglas.

Con la apertura del mercado eléctrico, la CFE pasó de ser una empresa paraestatal a una empresa productiva del Estado, la cual desarrollará estrategias comerciales, planes de suministro de combustibles y mecanismos de inversión y financiamiento que le permitan reducir gradualmente sus costos de generación y comercialización.

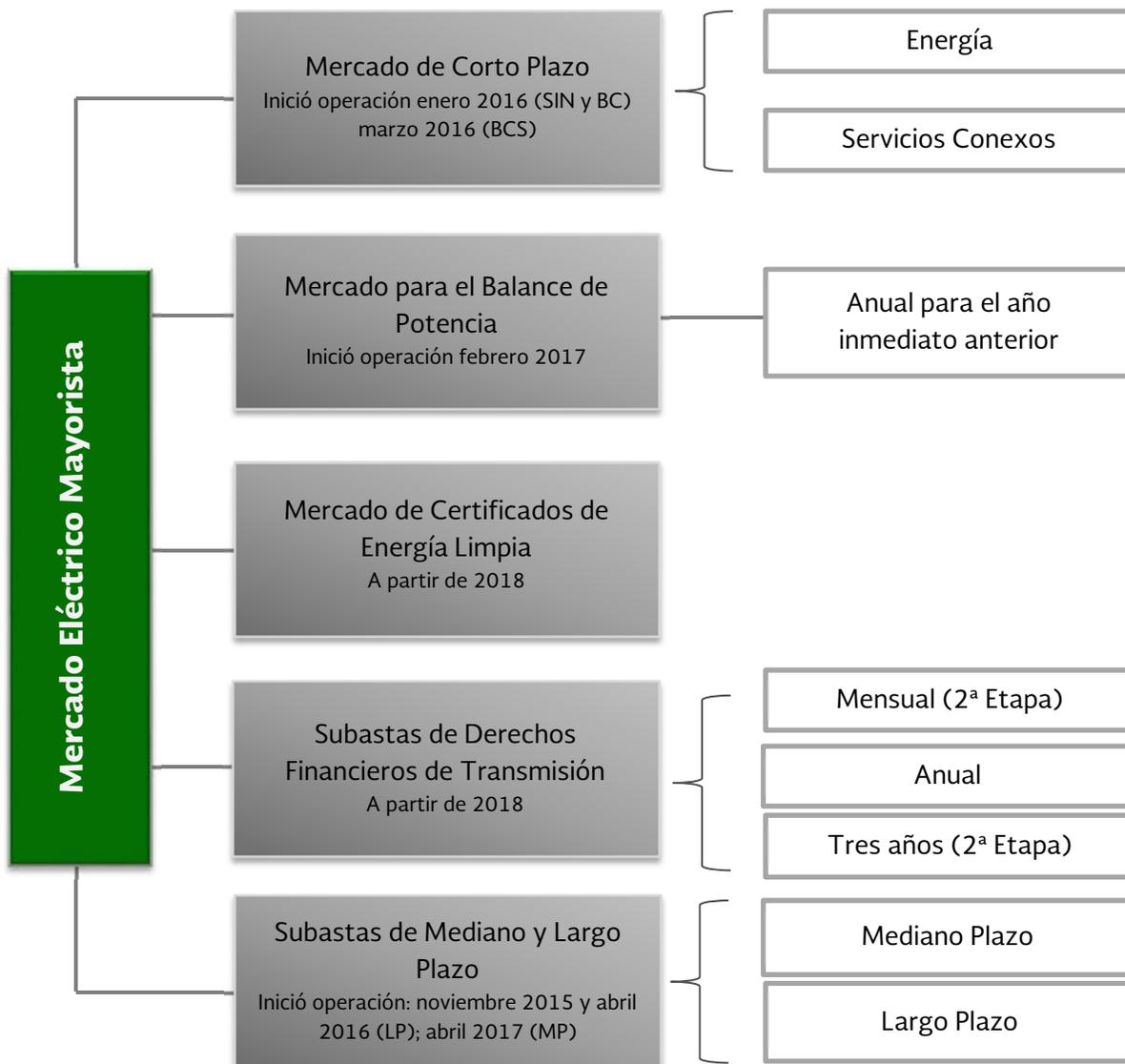
El MEM es la pieza central de la nueva organización del sector eléctrico, en el que los participantes, generadores, comercializadores y usuarios podrán comprar y vender productos para la operación eficiente del sistema eléctrico. Los productos considerados para realizar operaciones de compraventa en el MEM son: energía eléctrica, servicios conexos, Potencia, Certificados de Energía Limpia y Derechos Financieros de Transmisión.

En el presente capítulo se exponen los avances en los componentes del Mercado Eléctrico Mayorista y sus resultados observados a 2016.

1.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

De acuerdo a la Ley de la Industria Eléctrica, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado pueden realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias o cualquier otro producto que se requiera para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional. En el Gráfico 3 se presenta la estructura del MEM.

Gráfico 3. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista



Fuente: Elaborado por SENER, con información del Centro Nacional de Control de Energía.

1.3 REGLAS DEL MERCADO

La normatividad que rige la operación del Mercado Eléctrico Mayorista se encuentra integrada por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado:

- Las Bases del Mercado Eléctrico son disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Las Disposiciones Operativas del Mercado se componen de bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado.

Los Manuales de Prácticas del Mercado tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista. A continuación se enlistan los Manuales de Prácticas del Mercado disponibles al cierre de 2016 con los que opera el MEM:

Manual	Contenido
Manual de Subastas de Largo Plazo	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico en lo referente a las Subastas de Largo Plazo; y, • Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Largo Plazo a que se refiere el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica.
Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrolla los procesos de negocio involucrados en la emisión de Estados de Cuenta Diarios, facturación, pagos y cobros que realizan el CENACE y los Participantes del Mercado para el proceso de liquidación financiera de las operaciones del mercado y de los servicios fuera del mismo.
Manual de Garantías de Cumplimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los procedimientos para que el CENACE pueda administrar adecuadamente el riesgo de que los Participantes del Mercado incumplan con las obligaciones de pago que asuman frente al CENACE respecto a su participación y a las transacciones que realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista.
Manual de Solución de Controversias	<ul style="list-style-type: none"> • Establece las disposiciones, reglas y procedimientos para la solución de las Controversias que surjan entre los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica en términos de lo previsto en la Ley de la

Industria Eléctrica y las Bases del Mercado Eléctrico.	
Manual de Contratos de Interconexión Legados	<ul style="list-style-type: none"> • Establece las directrices para que el Generador de Intermediación pueda representar en el MEM a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados (CIL); • Los titulares o representantes legales de las sociedades titulares de los CIL puedan excluir de esos contratos y de los permisos asociados a sus Centros de Carga, a fin de incluirlos en el registro de Usuarios Calificados para que puedan ser representados en el Mercado Eléctrico Mayorista, directamente o a través de un Suministrador de Servicios Calificados en los términos de la LIE.
Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los principios de operación y funcionamiento del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real. • Desarrolla a detalle las Bases 9 y 10 de las Bases del Mercado Eléctrico.
Manual del Sistema de Información del Mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para que los Integrantes de la Industria Eléctrica, las autoridades involucradas, el Monitor Independiente del Mercado y el público en general conozcan y tengan acceso a la información relevante del Mercado Eléctrico Mayorista y del Sistema Eléctrico Nacional.
Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los procedimientos, reglas e instrucciones que deberán seguir los interesados para estar registrados como Participantes del Mercado y acreditados por el CENACE para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.
Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.
Manual del Mercado para el Balance de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la operación y administración del Mercado para el Balance de Potencia.
Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Es aplicable cuando se requiera agregar un punto de interconexión para una Central Eléctrica, cambiar un punto de interconexión ya existente o modificar la capacidad instalada de la o las Centrales Eléctricas que se encuentran interconectadas, siempre que la

generación neta, incluyendo la modificación, mantenga las características establecidas para la Generación con Centrales con capacidad neta menor a 0.5 MW y Generación Distribuida en términos de la LIE y de las Reglas del Mercado.

Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.

- Establece los criterios para registrar las Transacciones Bilaterales en los procesos de liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista así como las reglas generales y procedimientos en relación a los Contratos de Cobertura Eléctrica que celebren los Participantes del Mercado y que sean notificados al CENACE.

1.4 PARTICIPANTES DEL MERCADO

Durante su primer año de operación, el MEM estuvo integrado por 16 Participantes del Mercado: 7 generadores, 1 generador de intermediación, 6 suministradores de servicios calificados, 1 suministrador de servicios básicos y 1 usuario calificado (Véase Gráfico 4).

Gráfico 4. Integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista



Fuente: Elaborado por SENER, con información del Centro Nacional de Control de Energía y CRE.

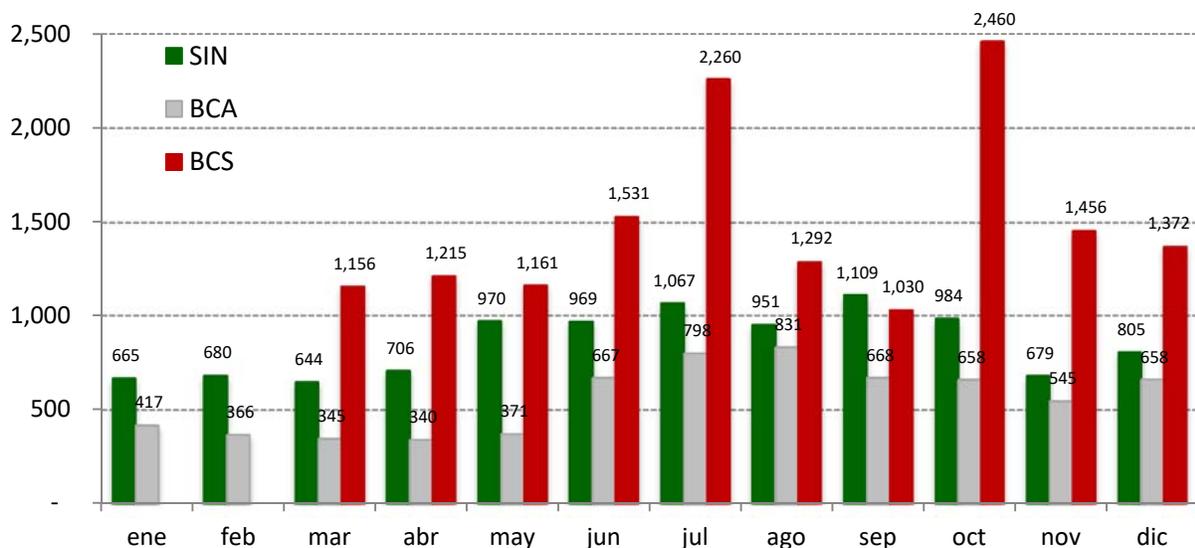
1.5 MERCADO DE CORTO PLAZO

Contempla la operación y funcionamiento del Mercado del Día en Adelanto (MDA) y del Mercado de Tiempo Real (MTR), a través de los cuales se realizan las transacciones de compraventa de energía eléctrica y servicios conexos. En una segunda etapa los mercados señalados se complementarán con un Mercado de una Hora en Adelanto.

Con base en las ofertas de venta, realizadas por representantes de las Unidades de Central Eléctrica, y las ofertas de compra realizadas por los representantes de las Entidades Responsables de Carga, el CENACE obtiene el Precio Marginal Local (PML) al que se despacha la energía eléctrica y los servicios conexos. El PML es diferenciado para cada hora del día y para cada Nodo de conexión del SEN.

Los PML promedio más altos en el país se presentaron en el Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS), durante los meses de junio, julio y octubre de 2016 (Véase Gráfico 5).

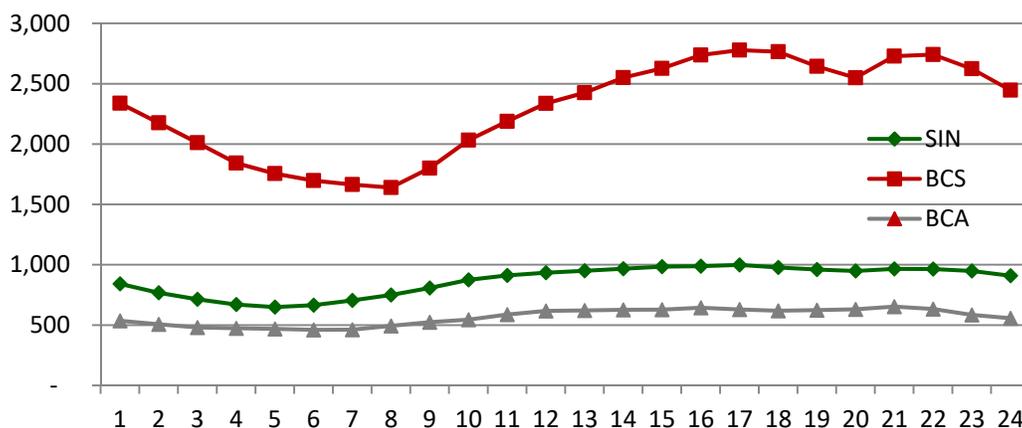
Gráfico 5. Precio Marginal Local – MDA 2016
Promedios mensuales (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

En el Gráfico 6 se presentan los PML promedio por hora, el SIN y BC se ubica la carga con el menor precio mostrando, con cierta estabilidad durante el día.

Gráfico 6. Precio Marginal Local – MDA 2016
Promedios por hora (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

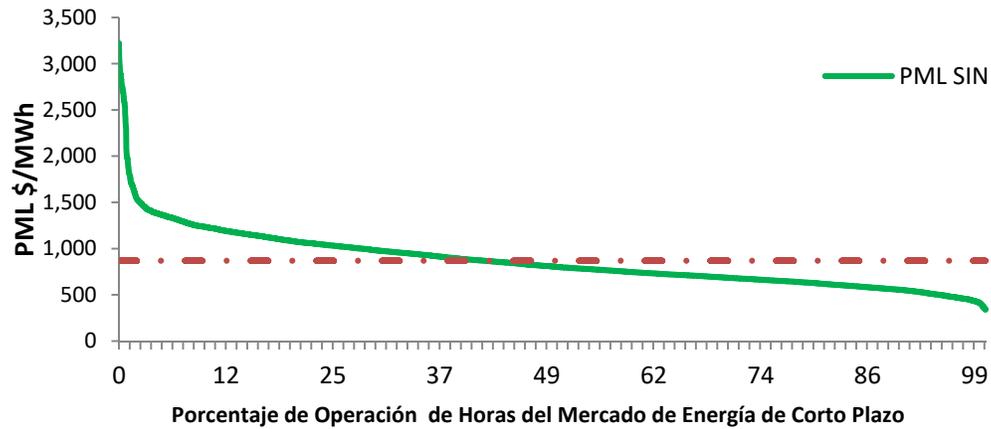
Las Gráficos 7, 8 y 9 Muestran la curva de duración del promedio de los precios marginales locales en cada sistema respectivamente.

Durante el 2016 el SIN registró un precio marginal local promedio por hora de 869 \$/MWh, con un precio máximo de 3,221 \$/MWh y un mínimo de 339 \$/MWh. Como se observa en el Gráfico 7 únicamente el 3% del tiempo de operación del mercado registró precios superiores a 3,000 \$/MWh; mientras que el 57% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del promedio del sistema. La razones detrás de la variación de los PMLs son diversas, e incluyen la escasez de recursos hídricos que conlleva el uso de fuentes de generación más caras por cortos periodos de tiempo; la escasez de combustibles y eventos no predecibles ajenos al sistema (condiciones climatológicas).

El sistema de Baja California registró un precio marginal local promedio por hora de 689 \$/MWh, con un máximo de 4,275 \$/MWh y un mínimo de 295 \$/MWh. En el caso de este sistema, debido a la escasez de recursos hídricos y la poca penetración de energías renovables, el 10% del tiempo de operación observamos precios en el rango de 1,400 \$/MWh a 4,275 \$/MWh. Durante el 42% del tiempo de operación los PMLs estuvieron por debajo del promedio anual registrado.

El sistema de Baja California Sur registró un precio marginal local promedio por hora de 2,291 \$/MWh con un máximo de 4,082 \$/MWh y un mínimo de 836 \$/MWh. Este sistema presentó el 36% del tiempo de operación precios en el rango de 2,700 \$/MWh y 4,082 \$/MWh, no obstante, el 60% del tiempo de operación registró PMLs por debajo del promedio anual.

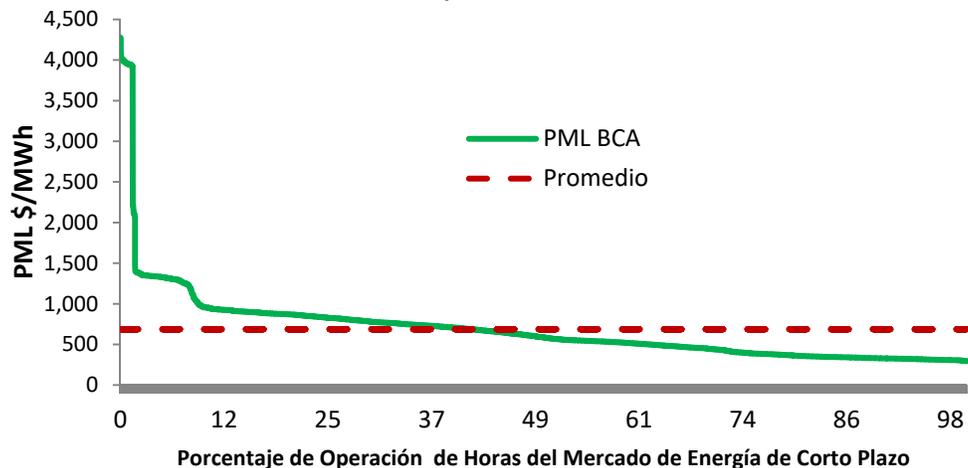
Gráfico 7. Curva de duración de PML en el MDA 2016
Sistema Interconectado Nacional
Promedio por hora del sistema



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

El sistema de Baja California registró un precio marginal local promedio por hora de 689 \$/MWh, con un máximo de 4,275 \$/MWh y un mínimo de 295 \$/MWh. En el caso de este sistema, debido a la escasez de recursos hídricos y la poca penetración de energías renovables, el 10% del tiempo de operación observamos precios en el rango de 1,400 \$/MWh a 4,275 \$/MWh. Durante el 42% del tiempo de operación los PMLs estuvieron por debajo del promedio anual registrado.

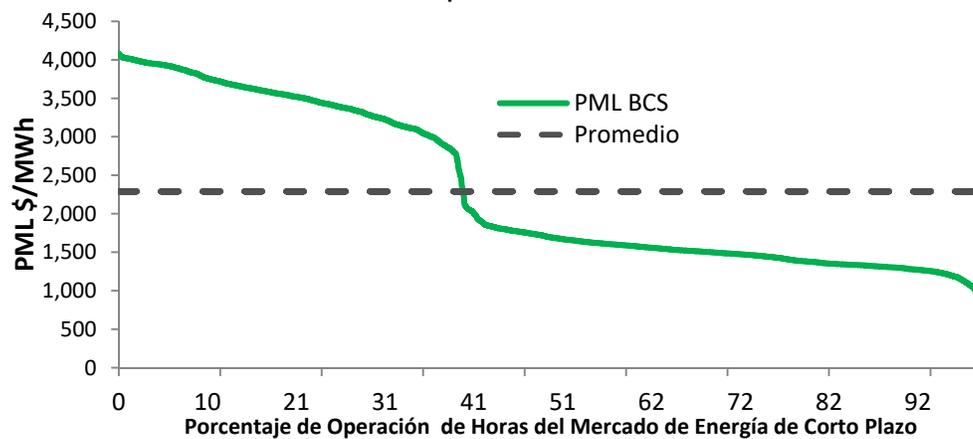
Gráfico 8. Curva de duración de PML en el MDA 2016
Sistema de Baja California
Promedio por hora del sistema



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

El sistema de Baja California Sur registró un precio marginal local promedio por hora de 2,291 \$/MWh con un máximo de 4,082 \$/MWh y un mínimo de 836 \$/MWh. Este sistema presentó el 36% del tiempo de operación precios en el rango de 2,700 \$/MWh y 4,082 \$/MWh, no obstante, el 60% del tiempo de operación registró PMLs por debajo del promedio anual.

Gráfico 9. Curva de duración de PML en el MDA 2016
Sistema de Baja California Sur
Promedio por hora del sistema



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

Los resultados del PML por región se observan en el Mapa 2, donde se registra que los precios zonales promedio son más elevados en zonas como BCS y la península de Yucatán, esto se debe a los altos costos operativos y la indisponibilidad de combustibles para la generación de energía eléctrica y congestión en los enlaces de transmisión, mientras que la zona noreste registra los menores precios al ser una región con disponibilidad de combustibles.

Mapa 2. Precio Marginal Local MDA 2016
Precios zonales promedio (\$/MWh)



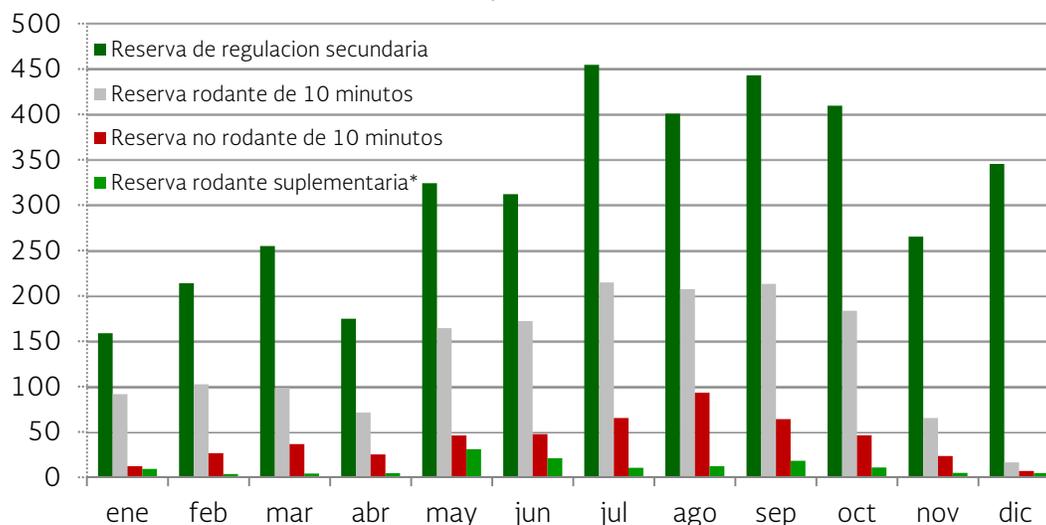
Fuente: Elaborado por SENER, con datos del CENACE.

1.5.1 SERVICIOS CONEXOS

El mercado de Servicios Conexos (reservas) tiene como principal objetivo garantizar la calidad y confiabilidad del SEN en caso de una contingencia, así como de comprobar la generación suficiente de energía en el supuesto de que se llegara a presentar una falla en las unidades de las centrales de generación, o bien, cambios inesperados en la demanda u otras externalidades que pudieran llegar a exponer la confiabilidad del suministro eléctrico.

En el Gráfico 10 se puede apreciar que los precios promedio de servicios conexos en el SIN tuvieron un incremento significativo durante los meses de julio, septiembre y octubre de 2016.

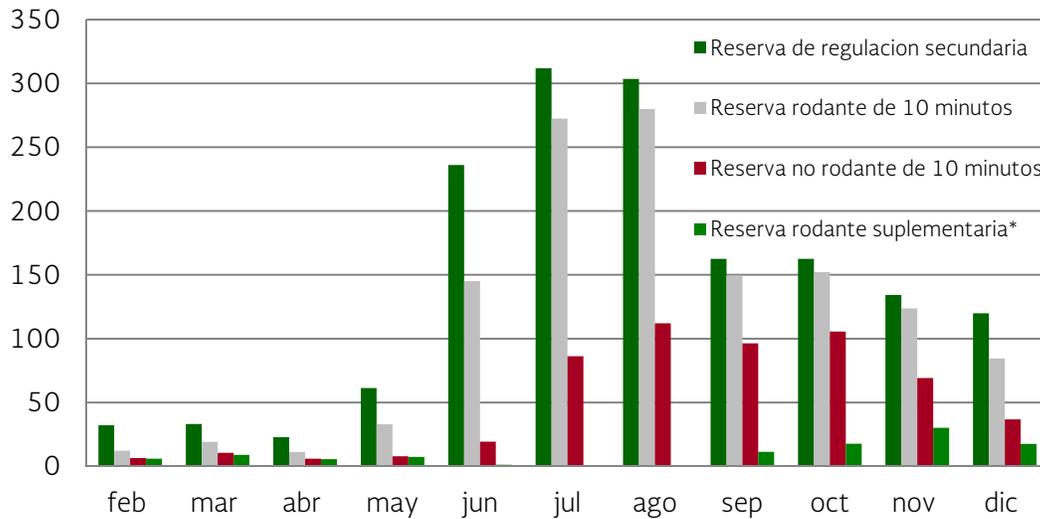
Gráfico 10. Precios de Servicios Conexos en el SIN MDA 2016
Promedios mensuales de cada reserva
(\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

En el Gráfico 11 se puede observar que los precios promedio de los servicios conexos en el Sistema Interconectado de Baja California (BCA), mostraron un incremento a partir de febrero pero durante los meses de junio, julio y agosto de 2016 hubo un importante repunte.

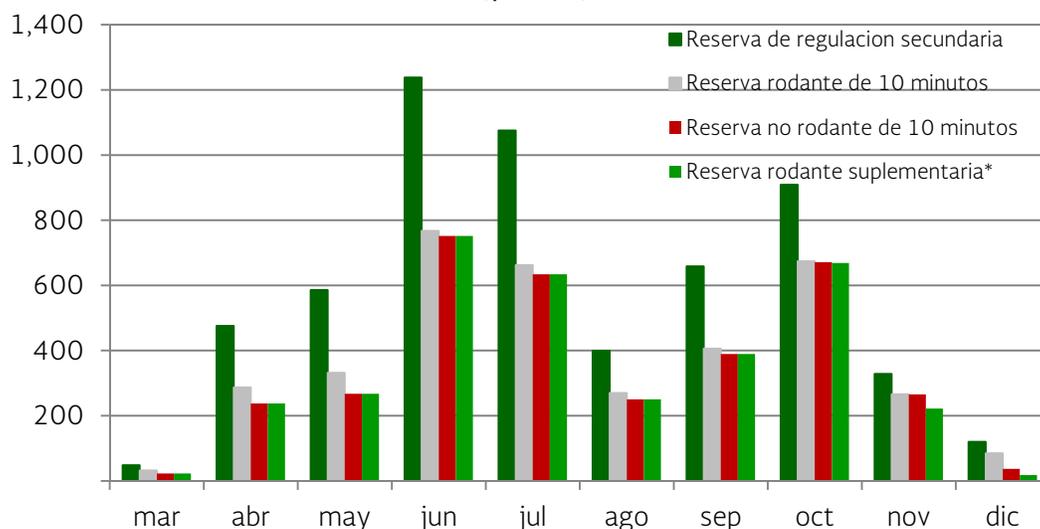
Gráfico 11. Precio de Servicios Conexos BCA MDA 2016
Promedios mensuales de cada reserva
(\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

En el Gráfico 12 se muestra que los precios promedio de los servicios conexos en el Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS), ascendieron durante los meses de junio, julio y octubre de 2016.

Gráfico 12. Precio de Servicios Conexos en el BCS MDA 2016
Promedios mensuales de cada reserva
(\$/MWh)

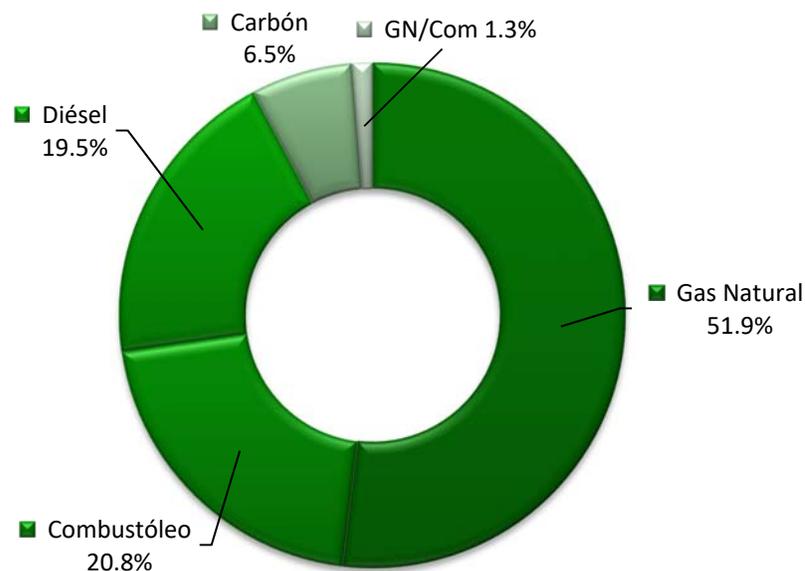


Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

1.5.2 COMBUSTIBLES

Los principales combustibles consumidos en México para generar energía eléctrica son: el gas natural, el combustóleo, el carbón y el diésel. Los precios de estos combustibles son un elemento fundamental en las ofertas de un generador de energía eléctrica. De manera convencional, la estimación de estos se realiza bajo una perspectiva de mercado que incluya índices de mercados competitivos, costos variables de transporte e incluso unidades generadoras de energía; lo cual permite reflejar el precio de mercado y los costos de oportunidad. Por esta razón, es importante destacar que los precios llegan a diferir en el país, debido a la ubicación geográfica en que se localicen, y en función de la disponibilidad de combustibles.

Gráfico 13. Combustibles utilizados para la Generación de Energía 2016

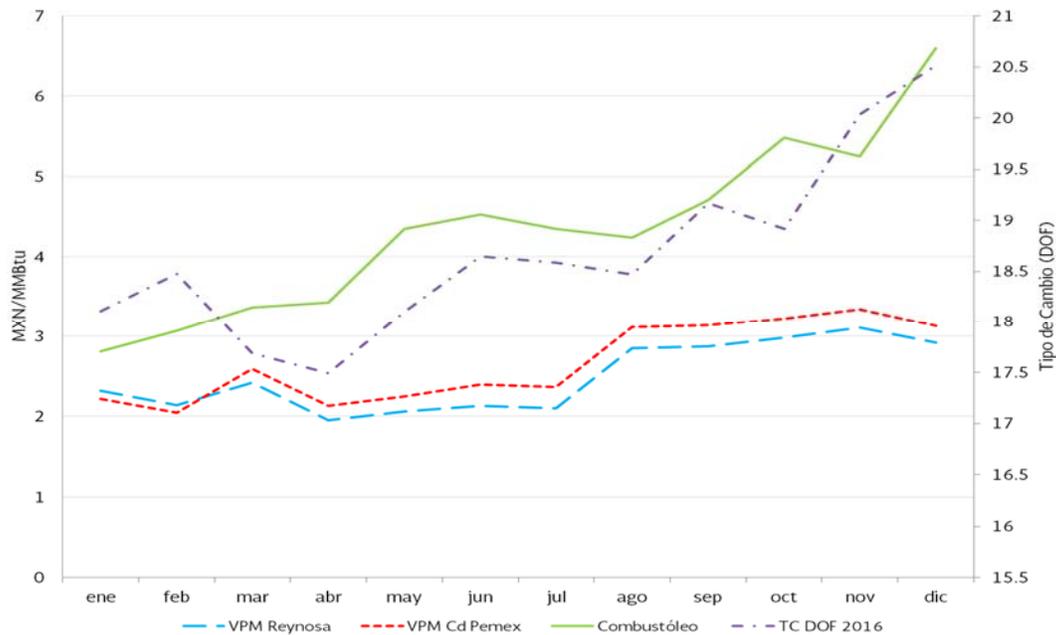


Como se puede observar en el gráfico anterior, el gas natural es el principal combustible utilizado para la generación de energía eléctrica, seguido por el combustóleo como el segundo combustible más importante en la generación de electricidad en México.

En el Gráfico 14 se ilustra el comportamiento de los precios de los combustibles nacionales más importantes, en la que se puede apreciar que el precio del combustóleo mantuvo una tendencia a la alza durante el 2016, muy similar a la trayectoria mostrada por el tipo de cambio, en tanto que los precios del gas natural por Ventas de Primera Mano (VPM) Reynosa y VPM Cd. Pemex, observaron una tendencia positiva pero más

moderada que en el caso del combustóleo, de tal suerte que los precios del gas natural por VPM observaron una caída al finalizar el año, a pesar del impacto creciente del tipo de cambio del peso frente al dólar americano.

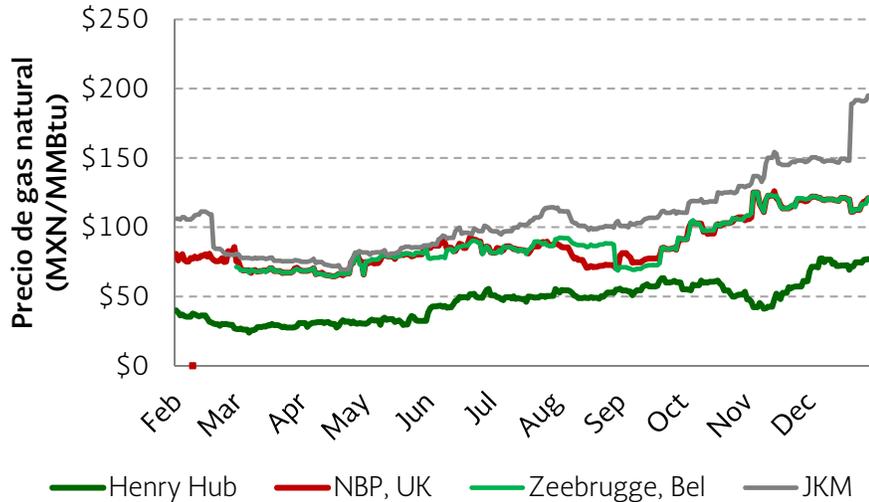
Gráfico 14. Precios de combustibles nacionales 2016 (\$/MMBtu)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos de la CRE.

Los combustibles importados para la generación de electricidad reflejaron una trayectoria de comportamiento creciente durante 2016.

Gráfico 15. Precio de combustibles internacionales 2016 (\$/MMBtu)

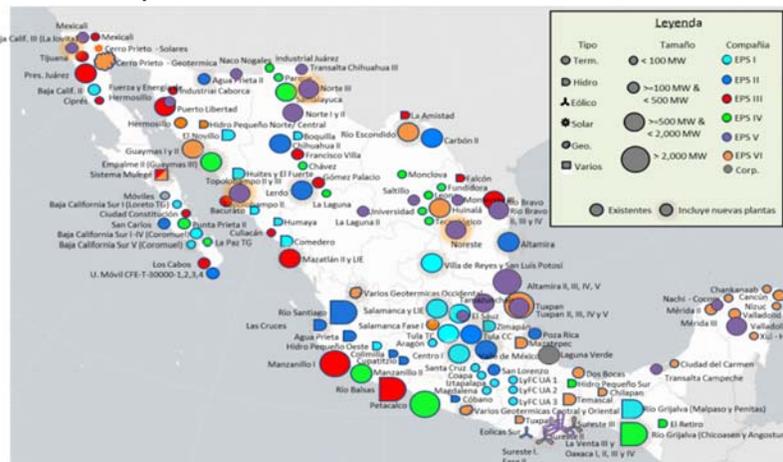


Fuente: Elaborado por SENER, con datos de CRE.

1.6 CONCENTRACIÓN DE MERCADO

Hasta principios del año pasado, la CFE era la empresa estatal encargada de toda la operación, generación, transmisión y control del SEN. Derivado de la reforma energética, se ordenó su desincorporación en 6 unidades de generación denominadas: EPS I, EPS II, EPS III, EPS IV, EPS V y EPS VI. Dicha segmentación se dio de modo que no hubiera concentración geográfica, como se muestra en el Mapa 3, el cual muestra su localización, tamaño y tipo de tecnología.

Mapa 3. Desvinculación Horizontal de Generación



Fuente: Monitor Independiente del Mercado.

El cálculo de las participaciones de mercado se realiza, en primera instancia, para cada Sistema Interconectado. Dado que estamos analizando el mercado de generación eléctrica, se utiliza el

límite máximo de despacho de energía eléctrica para el cálculo de dichas participaciones. Asimismo, se utilizan dos escenarios: uno considerando las EPS de manera separada y, segundo, considerándolas como un solo Participante de Mercado.

El Índice de Herfindahl-Hirschman (“IHH”) es utilizado en la literatura de competencia económica para medir el grado de concentración de un mercado, es decir, el nivel de competencia. En términos generales, se considera que un IHH menor a 2,500 implica un mercado competitivo¹. El cálculo del IHH es a partir de la suma del cuadrado de las participaciones de mercado para todos los Participantes de Mercado.

Tabla 2. Participaciones de Mercado en la Generación de Energía Eléctrica

PARTICIPANTE DE MERCADO	Participaciones de Mercado		
	SIN	BCA	BCS
1	4.9%		
2	3.6%		
3	5.4%		33.0%
4	6.3%	10.4%	
5	3.3%		
6	5.7%		
CFE	67.5%	82.9%	55.4%
8	0.2%		
Otros	3.0%	6.7%	11.6%
Total	100%	100%	100%
IHH	4,704	7,023	4,290

Fuente: Elaborado por SENER con datos del MIM.

¹ Criterios Técnicos para el Cálculo y Aplicación de un Índice Cuantitativo para medir la concentración del Mercado, emitido por el Pleno de la Comisión Federal de Competencia en el Diario Oficial de la Federación el 11 de junio del 2013.

Tabla 3. Participaciones de Mercado por EPS

PARTICIPANTE DE MERCADO	Participaciones de Mercado		
	SIN	BCA	BCS
1	4.9%		
2	3.6%		
3	5.4%		33.0%
4	6.3%	10.4%	
5	3.3%		
6	5.7%		
EPS1	8.7%	19.8%	
EPS2	7.1%	13.9%	
EPS3	7.4%	27.2%	22.4%
EPS4	8.0%	21.9%	13.6%
EPS5	27.0%		19.3%
EPS6	9.3%		
7	0.2%		
8	3.0%	6.7%	11.6%
Total	100.0%	100.0%	100.0%
IHH	1,221	1,961	2,287

Fuente: Elaborado por SENER con datos del MIM.

1.7 CONGESTIÓN Y SU IMPACTO EN EL SIN

Se identificaron un total de 98 enlaces con mayor congestión en el SIN para el periodo del 1 de julio de 2016 al 31 de diciembre de 2016 en el mercado de día en adelante, de los cuales 55 presentan una hora o más de congestión (representan el 79.57% de la congestión de acuerdo al índice de congestión). Siete enlaces concentran el 60.23% de la congestión en el SIN y fueron seleccionados para el estudio.

Se seleccionaron los enlaces más congestionados según el índice valor marginal de congestión, y se estimó un índice de ahorro de los consumidores basado en la diferencia de precios entre las zonas de carga de origen y destino cercanas a los enlaces.

Tabla 4. Enlaces con mayor impacto de costos de producción

Ubicación	Clave del Enlace
Noreste	6-4 ENL VDG-RAP
Peninsular	8-1 ENL ESA SLC-MCD
Noroeste	_0-22 ENL HERMOSILLO-SIN
Norte - Noroeste	_0-11 NRI-NCG
Peninsular	8-6 ENL TIC-DZT
Norte - Noreste	_0-15 ENL NTE-NES
Norte - Noreste	6-6 ENL RAP-PMY+GUE-CPY

Fuente: Elaborado por SENER con datos del MIM.

Tabla 5. Ahorros indicativos en los consumidores

Enlace	Ahorro por MWh	Costo de Congestión	Carga (suma de horas, MWh)	Horas donde hay congestión
Hermosillo-SIN	\$213.11	\$ 550,721	3,970,926	1334
Escárcega-Potencia	\$201.57	\$ 830,762	3,571,221	718
Villa de Garcia – Ramos Arizpe	\$146.93	\$ 1,164,502	1,878,583	2233
Norte-Noreste	\$129.34	\$ 377,821	10,891,810	497
Nacozari - Nuevo Casas Grandes	\$123.56	\$ 508,606	2,854,431	233
Ticul - Dzitnup	\$32.42	\$ 441,668	7,267,204	157
Ramos – Primero de Mayo	-	\$ 318,411	-	100

Fuente: Elaborado por SENER con datos del MIM.

1.8 MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

Este mercado tiene el propósito de fomentar la instalación de capacidad de generación suficiente para asegurar la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Asimismo, tiene el objetivo de facilitar a los Participantes del Mercado el comprar o vender Potencia que requieran para cubrir los desbalances que existan entre sus requisitos de Potencia y las cantidades registradas en sus Transacciones Bilaterales de Potencia.

El Mercado para el Balance de Potencia es un mercado anual y expost, es decir, para su operación es necesario conocer los resultados del Mercado de Energía de Corto Plazo de un año previo. Por lo anterior, en 2016 se trabajó en toda la normatividad necesaria para que en 2017 iniciara operaciones.

En 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, el cual establece los procedimientos, reglas, directrices y ejemplos a seguir para la operación y administración del Mercado, en cumplimiento a la Base 11 de las Bases del Mercado Eléctrico.

Un aspecto importante es que con este Mercado, se generará el ingreso adicional necesario para cubrir los costos fijos de las Centrales Eléctricas, ya que el Mercado de energía de corto plazo es un mercado de costos variables. Por otro lado, este mercado está diseñado para reflejar el valor de la Potencia. Cuando el sistema eléctrico cuente con menos capacidad de generación que el óptimo, el precio de Potencia aumentará para atraer nuevas inversiones; mientras que si se cuenta con más capacidad de generación que el óptimo, el precio baja para evitar inversiones innecesarias. De esta forma, el Mercado será eficiente, competitivo, de costos bajos, pero ante todo, un pilar de confiabilidad del SEN.

La realización del primer Mercado se llevó a cabo el 28 de febrero de 2017, correspondiendo al año de producción 2016, arrojando los siguientes precios de Potencia de cada sistema interconectado.

Tabla 6. Precios de Potencia

Zona de Potencia	Precio de Potencia (\$/MW-año)
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	1,207,324.43
Sistema Interconectado Baja California (BCA)	2,507,456.35
Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)	1,240,145.66

Fuente: CENACE.

1.9 CERTIFICADOS DE ENERGÍA LIMPIA, CEL

La Ley de Transición Energética publicada en el DOF el día 24 de febrero de 2015, establece que todos los miembros que componen la industria eléctrica están obligados a cumplir las metas para la generación de electricidad en México con objeto de crear mejores condiciones económicas. De esta manera y de acuerdo lo dispuesto a la LIE, a la SENER se le otorgan las facultades de ejecución, cumplimiento y regulación de Energías Limpias, el fijar como metas una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica de 25% para el año 2018, de 30% para 2021 y de 35% para 2024; en tanto que a la CRE se le otorga la facultad de identificar las zonas con alto potencial de Energías Limpias para la amplitud en condiciones de mercado, emisión de normas oficiales y gestión del registro público de Certificados de Energías Limpias (CEL) y al CENACE se le encarga la diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de Energías Limpias.

En cuanto al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, la Meta Nacional "México Próspero" propone suministrar de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, para fomentar un abastecimiento racional de energía eléctrica, empleando fuentes renovables, nuevas tecnologías y prácticas internacionales en relación a la materia, por medio de reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado competitivo.

Los Certificados de Energías Limpias son el medio por el cual el país puede promover mayor inversión en energías limpias, de manera que permita convertir en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, de forma eficaz y al menor costo. La compraventa de los CEL se llevará a cabo mediante el mercado de CEL, las subastas de largo plazo organizadas por el CENACE, o bien, a través de transacciones ente participantes del mercado.

Las obligaciones de Certificados de Energías Limpias y el mercado de CEL iniciarán operaciones a partir del año 2018. Hasta el cierre de 2016, se han emitido diversos lineamientos para la emisión y requerimiento de CEL, en particular, se publicó lo siguiente:

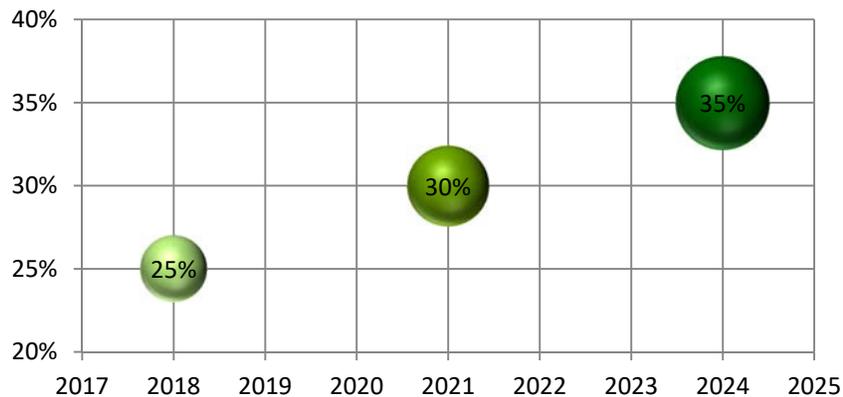
- Ley de Transición Energética
- Lineamientos para otorgamiento de Certificados de Energías Limpias
- Sistema de gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias
- Resolución del sistema de gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias
- Criterios para la imposición de sanciones de las obligaciones en materia de Energías Limpias
- Requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018

- Requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019

En el Gráfico 16 se expone una proyección para los años 2018, 2021 y 2024 sobre las metas de generación de energías limpias.

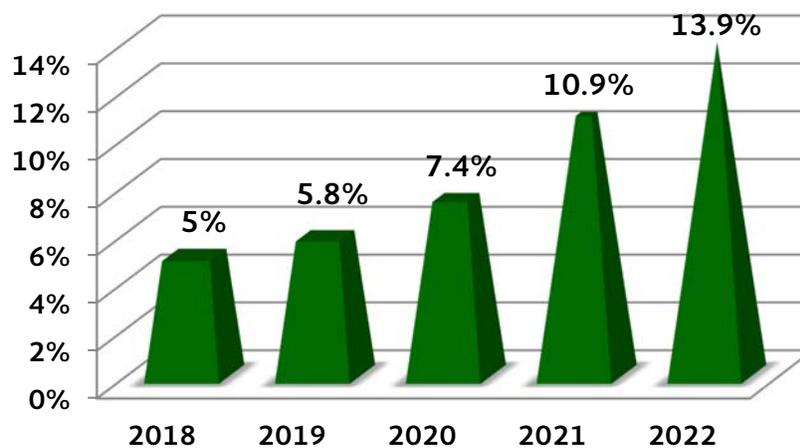
Gráfico 16. Metas de Generación de Energías Limpias (Porcentual)

Fuente: Elaborado por SENER, con datos del PRODESEN.



En el Gráfico 17 se plasma una proyección para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 acerca de los requisitos de determinados por SENER para la adquisición de CEL, esta ponderación es la proporción del total de energía consumida esperada durante los próximos años.

Gráfico 17. Requisitos de Certificados de Energías Limpias (Porcentual)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del PRODESEN.

1.10 SUBASTAS DE LARGO PLAZO

Permiten que los Suministradores de Servicios Básicos celebren contratos de largo plazo en forma competitiva para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energía Limpia que deban cubrir. Los oferentes pueden contar con una fuente estable de ingresos que contribuye a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes para desarrollar nuevas Centrales Eléctricas o para repotenciar las existentes.

Las Subastas de Largo Plazo representan la herramienta adecuada para la diversificación de la matriz energética de México, a través del aprovechamiento y desarrollo de las energías limpias.



Tabla 7. Resultados de las Subastas de Largo Plazo

Ganadores	SLP 2015	SLP 2016
Países	México, España, Italia, EE.UU. y China	México, Alemania, China, Corea, EE.UU, España, Francia, Italia, Países Bajos, Portugal y Reino Unido.
Capacidad instalada	En la primera Subasta se adquirieron 2,085 MW , el equivalente al 73% de la Capacidad Solar y eólica instalada en los últimos 18 años.	En la segunda Subasta se adquirieron 2,804 MW , el equivalente a 98% de la Capacidad solar y eólica instalada en los últimos 18 años.
Impacto	1.9% de la generación total anual Aprox. 2.6 mil millones de dólares de inversión	CEL equivalentes al 3.0% de la generación total anual (3.2% del consumo). Aprox. 4.0 mil millones de dólares de inversión
Precio promedio	Paquete 47.78 USD/(MWh + CEL) Eólica 55.39 USD/MWh Solar 45.15 USD/MWh	Paquete 33.47 USD/(MWh+CEL) Solar de 31.9 USD/MWh Eólica de 35.8 USD/MWh Geotérmica de 37.3 USD/MWh Hidroeléctrica de 7.3 USD/MWh

Por tecnología	Las tecnologías que destacaron en la venta de energía Limpia fueron la Solar Fotovoltaica (74.3%) y la eólica (25.7%).	Las tecnologías que predominaron fueron en la venta de energía Limpia: la Solar (54.3%) y la eólica (43.5%).
Ofertas de venta ganadoras	18	56
Número de Empresas ganadoras (2 ganaron en ambas subastas)	11	23
Entidades donde se llevarán a cabo los proyectos	Aguascalientes, Baja California Sur, Coahuila, Guanajuato, Jalisco, Tamaulipas y Yucatán.	Tamaulipas, Aguascalientes, Sonora, San Luis Potosí, Oaxaca, Nuevo León, Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Puebla, Morelos y Baja California.

Fuente: Elaborado por SENER.

1.10.1 PRIMERA SUBASTA DE LARGO PLAZO

El 31 de marzo de 2016, el CENACE emitió el fallo de la Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo arrojando los siguientes resultados:

Alto grado de participación y competencia:

- Tamaño de proyectos desde 18.0 hasta 500.0 MW.

Adjudicación de una parte significativa de las cantidades requeridas para cumplir las metas de energías limpias:

- 5,402,880 MWh por año (84.9% de lo solicitado).
- 5,380,911 Certificados de Energías Limpias (CEL) por año (84.6% de lo solicitado).

De las 11 empresas ganadoras en la Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo, siete fueron de energía solar fotovoltaica y cuatro de energía eólica, con lo que se cumple el objetivo de impulsar su desarrollo dentro de la matriz energética nacional.

El 12 de junio de 2016 se firmaron los contratos de esta Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo. La entrada en operación comercial de las nuevas plantas generadoras de electricidad será en 2018.

1.10.2 SEGUNDA SUBASTA DE LARGO PLAZO

El 29 de abril de 2016, el CENACE emitió la Convocatoria para la Segunda Subasta de Largo Plazo y el 28 de septiembre del mismo año se emitió el fallo correspondiente, con los siguientes resultados:

Alto grado de participación y competencia:

- Tamaño de proyectos desde 27 hasta 388 megawatts (MW)

Adjudicación de una parte significativa de las cantidades requeridas para cumplir las metas de energías limpias:

- 8, 909,819 MWh por año (83.8% de lo solicitado).
- 9, 275,534 CEL por año (87.3% de lo solicitado).
- 1, 187 MW – Potencia por año (80.1% de lo solicitado).

La CFE, por conducto de su Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, en una acción para impulsar las energías renovables y avanzar en el cumplimiento de las obligaciones de adquirir Certificados de Energía Limpia (CEL), participó como única compradora en las primeras dos Subastas de Largo Plazo que han sido organizadas por el CENACE, pero en las siguientes subastas de mediano y largo plazos podrán participar otros actores privados también como compradores.

2. DEMANDA Y CONSUMO EN EL SEN

2.1 DEMANDA MÁXIMA BRUTA

Se identifica como el requerimiento instantáneo más alto en un sistema eléctrico de potencia (incluye los usos propios de las centrales), normalmente expresado en megawatts (MW), y su importancia radica en el hecho de que la capacidad de generación de ese sistema eléctrico debe ser suficiente en todo momento para cubrir dicha demanda.

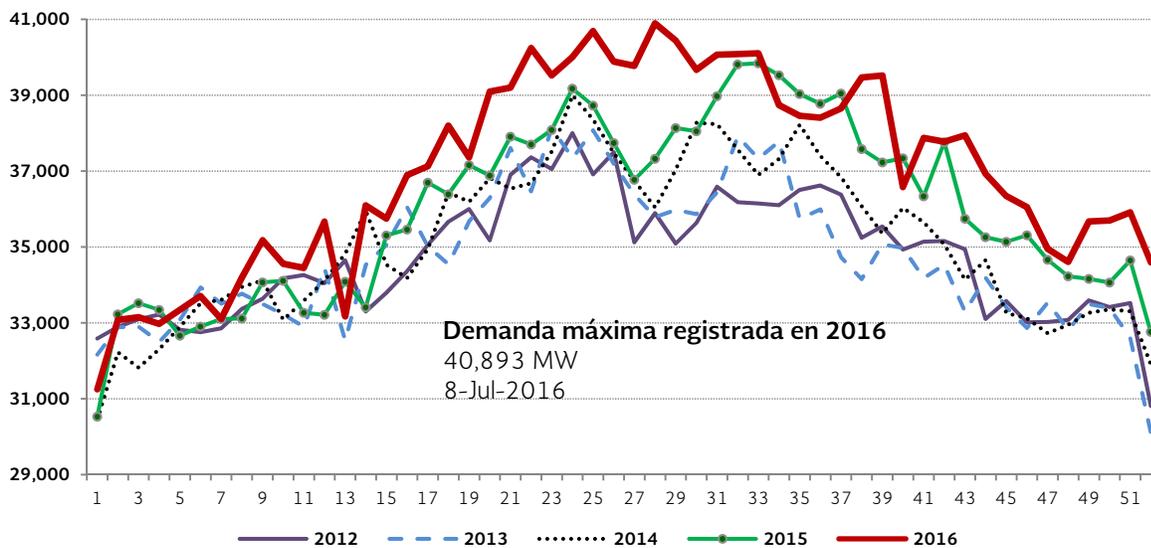
El CENACE está a cargo de la operación y control del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista. Para efectos de la operación y control de la demanda máxima bruta, el SEN se divide en nueve áreas de control, de las cuales siete corresponden al Sistema Interconectado Nacional: Central (CEL), Oriente (ORI), Occidente (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN), que están bajo la responsabilidad de igual número de centros ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; y las dos restantes que no están interconectadas con el resto del país, que son el Sistema Baja

California (BC) y el Sistema Baja California Sur (BCS), mismas que son administradas desde Mexicali.

2.1.1 ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA

Una de las características de la demanda máxima bruta es su estacionalidad, ya que se incrementa notablemente en temporada de verano de cada año, principalmente por el efecto del uso de equipos de aire acondicionado en zonas con climas calurosos, en mayor medida en el norte del país. Esta característica se puede apreciar en el Gráfico 18.

Gráfico 18. Demanda Máxima Bruta Semanal en el Sistema Interconectado Nacional
MW



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

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

La demanda máxima bruta coincidente en el SIN se presenta típicamente entre los meses de junio y julio de cada año, sin embargo hay excepciones, por ejemplo, en 2015 se registró el 14 de agosto de ese año (semana 33), mientras que en 2016, se presentó el 8 de julio y ascendió a 40,893 MW, con un incremento de 2.6% en relación con la registrada el año anterior.

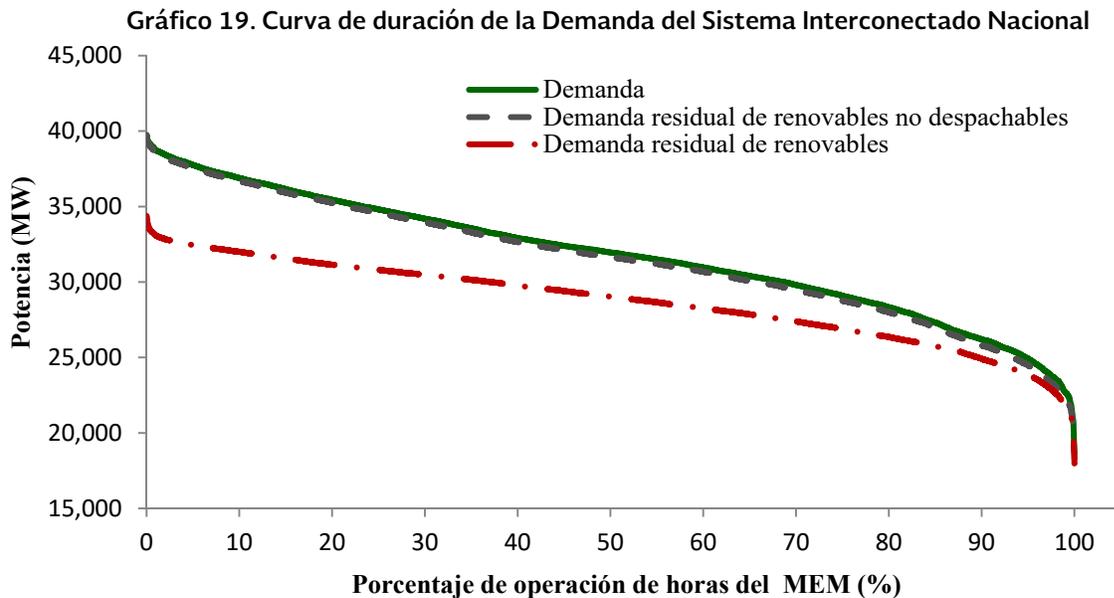
El Gráfico 19 muestra la curva de duración de la demanda para el SIN durante el 2016, así como curvas de duración residuales de renovables no despachables, y de renovables (la primera calculada como la demanda – la generación solar y eólica, mientras la segunda es calculada como la demanda – la toda la generación renovable, incluyendo la hidráulica).

La curva de duración de la demanda muestra que para 2016, las demandas mínima y máxima en el SIN fueron de 18.67 GW y 40.89 GW respectivamente, La pendiente de la curva de duración de la demanda denota la variabilidad de la demanda en el tiempo. De acuerdo a los resultados, alrededor de 90.9% del tiempo, la demanda del SIN estuvo por encima de los 20 GW, mientras que alrededor del 0.10% del tiempo, la demanda presentó valores por encima de los 39.82 GW, que fue la demanda máxima del 2015. Esto denota que se requiere de capacidad instalada disponible de al menos 1 GW que sería utilizado sólo el 0.10 % de las horas en el año. El mínimo de la curva residual de duración de renovables es de 17.9 GW, comparado con los 18.67GW de la demanda mínima.

La diferencia entre el máximo de la curva de duración de la demanda y la curva de residual de duración de las renovables es de alrededor de 5.3 GW, esto significa que en un año de extrema escasez de recurso hidráulico la capacidad instalada disponible del sistema tendría que aumentar en 5.3 GW para compensar la pérdida del recurso hídrico.

El área entre la curva de duración de la demanda y la curva de duración de las renovables no despachables muestra la cantidad de demanda que fue cubierta por estas tecnologías durante el 2016. Así mismo, el área entre las curvas residuales de renovables no despachables y la curva de duración de renovables muestra la cantidad de demanda de las renovables despachables, que incluye las plantas hidráulicas. Como puede ser observado en la gráfica, la cantidad de demanda cubierta, y energía generada por la tecnología hidráulica es mucho mayor a la del resto de los renovables, pero significativamente inferior a la demanda cubierta por las plantas térmicas (área comprendida entre la curva residual de renovables y el eje de las abscisas).

La pendiente de demanda residual de renovables es menos pronunciada y más continua que la curva de duración de la demanda (ver el cambio de pendiente alrededor del 45% y 34 GW). Esta diferencia en las pendientes denota el uso de las hidroeléctricas del sistema para tareas de regulación, pues absorbe una parte de la variabilidad de la demanda.

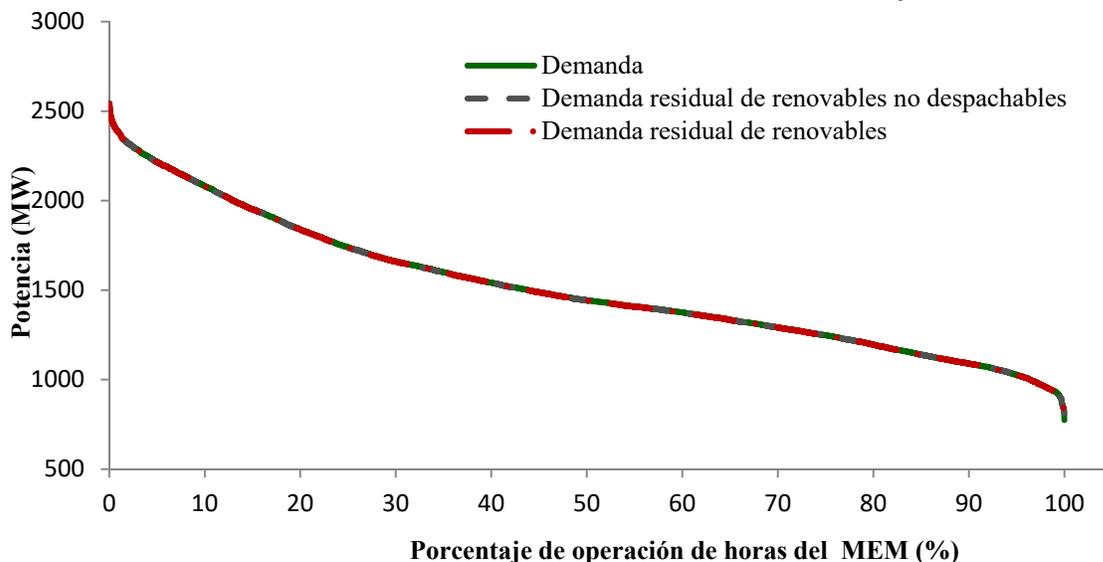


El Gráfico 20 muestra la curva de duración de la demanda para el sistema de Baja California (BCA). La pendiente de demanda residual en este sistema es mucho más pronunciada que aquella del SIN, esto denota que el sistema BCA requiere de mayores recursos flexibles (rápido aumento o descenso de generación) que lo requerido por el SIN de renovables es menos pronunciada y más continua que la curva de duración de la demanda (ver el cambio de pendiente alrededor del 45% y 34 GW). Esta diferencia en las pendientes denota el uso de las hidroeléctricas del sistema para tareas de regulación, pues absorbe una parte de la variabilidad de la demanda.

La demanda máxima y mínima del sistema durante el 2016 fueron 2.54 GW y 0.77 GW respectivamente. Consecuentemente, el sistema requiere de por lo menos 2.54 GW de capacidad instalada disponible (más el margen de reserva operativo), para cubrir de forma confiable la demanda, esto a pesar de que sólo 10% del tiempo se requiere de más de 2.0GW de capacidad instalada disponible.

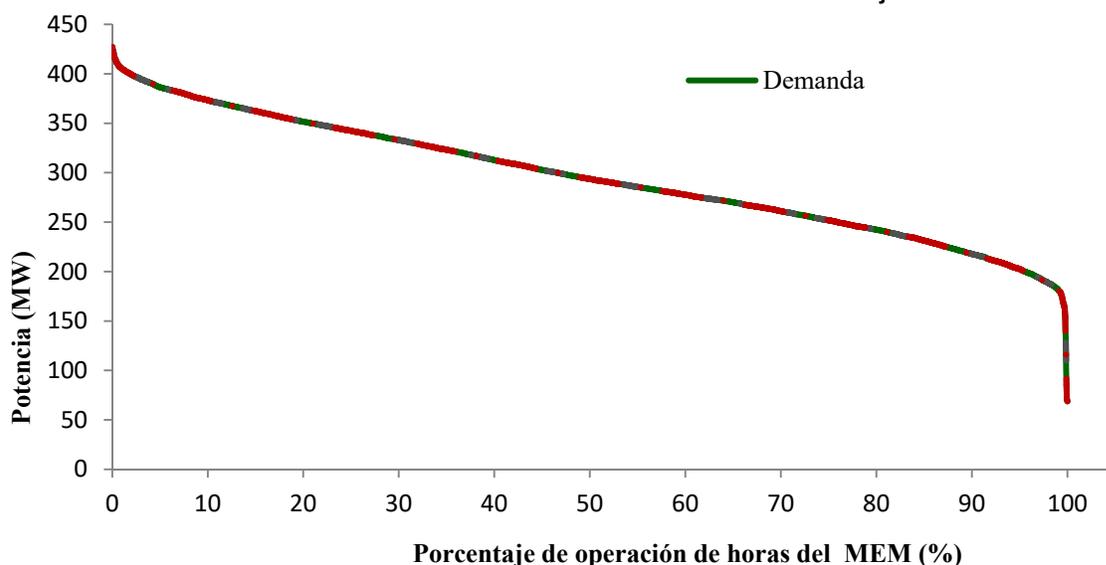
Las curvas residuales de los renovables no despachables y de los renovables son prácticamente coincidentes con la curva de duración de la demanda. Esto denota la poca participación de los renovables en el sistema de BCA. Los resultados de las subastas, mayor interconexión con otros sistemas del país y del extranjero, así como las políticas actuales han sido encaminadas para modificar esta situación y aumentar la participación de los renovables en todos los sistemas que comprenden el SEN.

Gráfico 20. Curva de duración de la Demanda del sistema de Baja California



El Gráfico 21 muestra la curva de duración de la demanda, la curva de duración de la demanda residual de renovable no despachables, y la curva de duración de la demanda residual de renovables. Estas últimas dos curvas son prácticamente coincidentes con la curva de duración de la demanda, lo que muestra la poca participación de las tecnologías de energía renovable en el sistema de BCS. Las políticas públicas implementadas a partir de la reforma energética están encaminadas a modificar esta situación, incluyendo aquellas a promover el desarrollo de la generación distribuida (sección 3.5).

Gráfico 21. Curva de duración de la Demanda del sistema de Baja California Sur



Los gráficos 22, 23, y 24 muestran el promedio de las rampas necesarias por la demanda de cada uno de los tres sistemas, SIN, BCA, BCS. En el caso del SIN se puede observar que las envolventes de las rampas de la demanda residual de la demanda (línea roja punteada), es más estrecha que la envolvente de la curva residual de la demanda. Esto significa que gran parte de la variabilidad de la demanda está siendo captada por las tecnologías de energía renovable. Lo anterior responde a que la mayor parte de la generación renovable es usando la tecnología hidráulica. No obstante, se espera que al entrar más tecnologías de energía renovable no despachable, como solar y eólica, al sistema, las envolventes de las rampas de la demanda residual cambie. Esta envolvente es un parámetro simplificado que deberá a ser observado en la evolución del Sistema Eléctrico Nacional.

Los gráficos 23 y 24 correspondientes a las envolventes de las rampas de los sistemas de BCA y BCS muestran que los renovables no cambian la situación de las rampas que requiere la demanda. Estas envolventes, o cambios en las necesidades rampas debido a la introducción de tecnologías renovables, deberá ser un observados para seguir la evolución completo del SEN.

Gráfico 22. Rampas de la Demanda y de la Demanda residual de renovables para el Sistema Interconectado Nacional

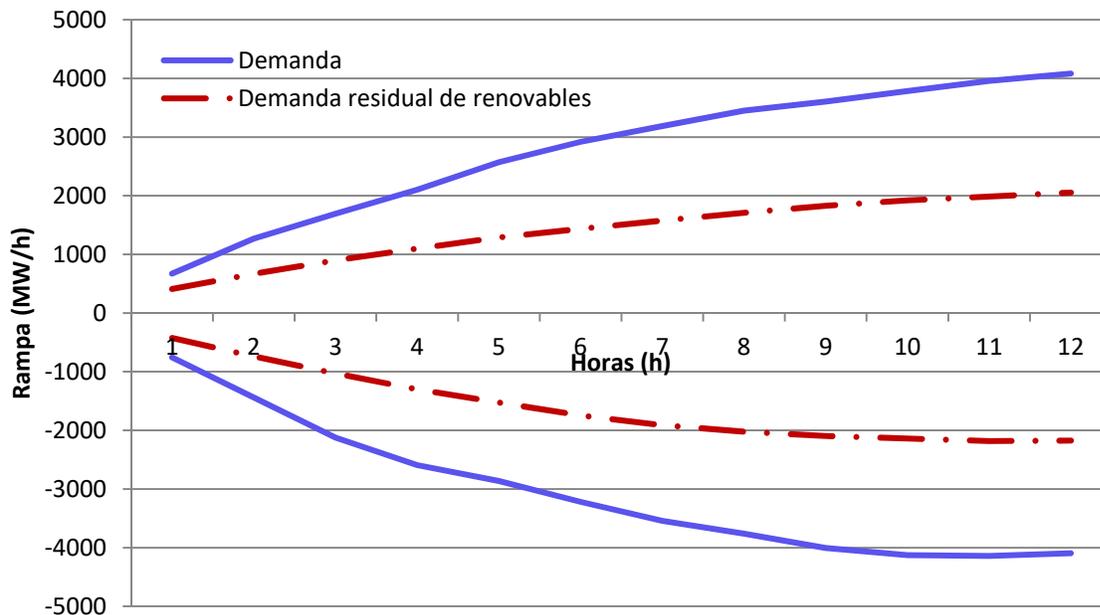


Gráfico 23. Rampas de la Demanda y de la Demanda residual de renovables para el sistema de Baja California

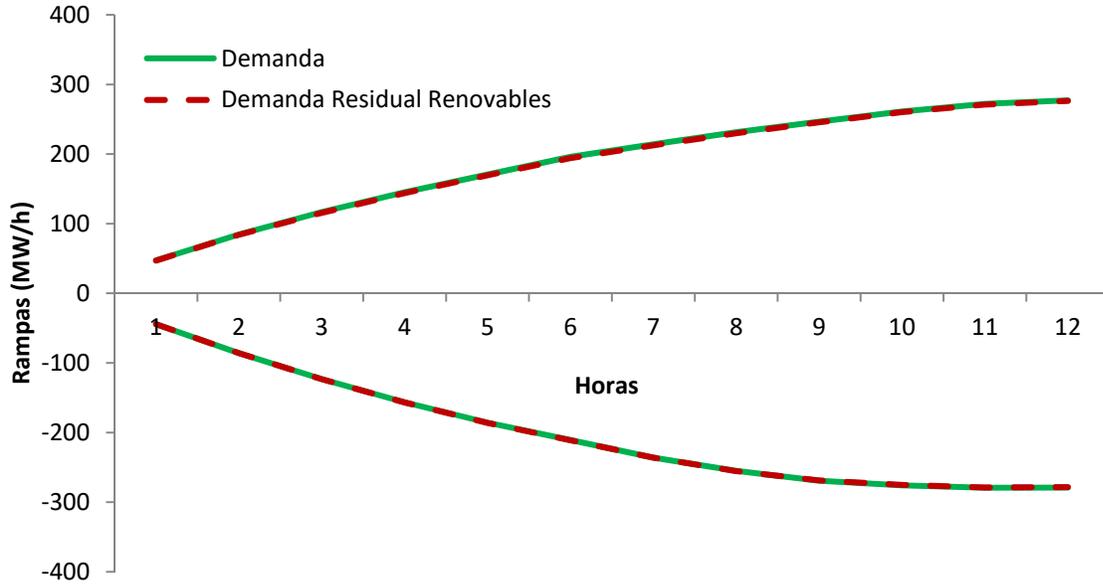
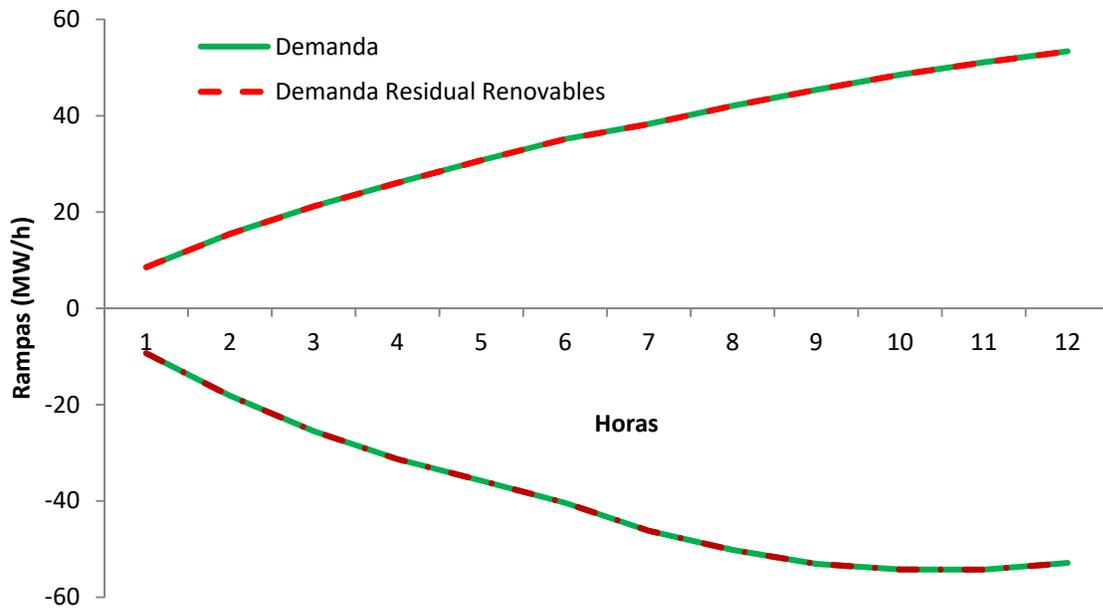


Gráfico 24. Rampas de la Demanda y de la Demanda residual de renovables para el sistema de Baja California Sur

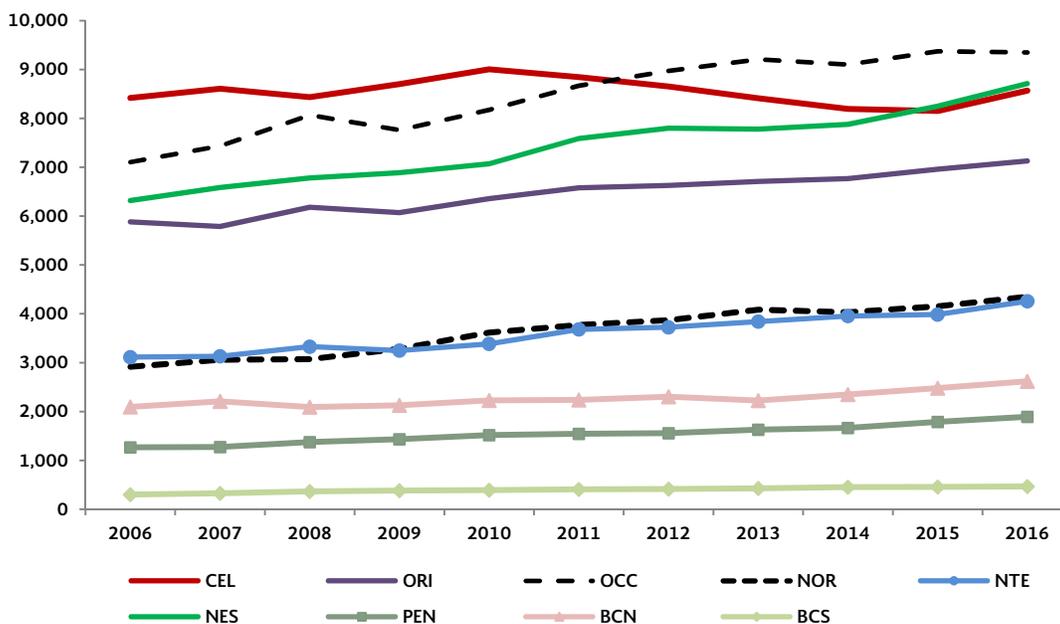


2.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En virtud de que la electricidad no puede almacenarse en grandes cantidades, la generación eléctrica debe estar coordinada con sus fluctuaciones de carga, por ello, los registros de demanda son indispensables para la toma de decisiones en la operación y el desarrollo del parque de generación de cualquier país.

En el Gráfico 25 se observa la evolución de la demanda máxima bruta anual durante el periodo 2006-2016, por cada una de las áreas de control del SEN.

Gráfico 25. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Área de Control MW



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el período 2007-2016, la demanda máxima bruta registró la mayor tasa media de crecimiento anual (TMCA) en el área Baja California Sur con 4.5%, seguida por el área Peninsular con 4.1% y por el área Noroeste con 4.1%.

Destaca también que la demanda máxima bruta en el área Central observó la menor TMCA (0.2%) en dicho período, pero en los dos últimos años ha presentado un cambio de tendencia al pasar de una reducción anual de 0.5% en 2015 a un incremento de 5.1% en 2016, en relación con sus respectivos años anteriores.

2.3 100 HORAS CRÍTICAS DE DEMANDA MÁXIMA

Con base en información proporcionada por el CENACE, a continuación se presenta un análisis sobre el comportamiento de las cien horas de mayor demanda máxima durante el año 2016.

En los Gráficos 26 (a) se muestran las horas del día en las que se presentaron las cien horas de mayor demanda en el SIN y en el Gráfico 27 (b) la frecuencia de ocurrencia por mes.

Gráfico 26. (a) Frecuencia de las cien horas de demanda máxima

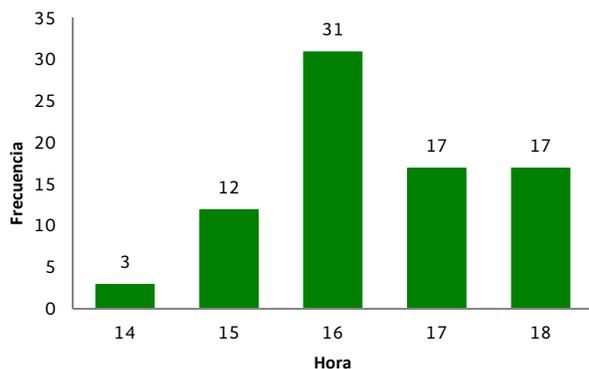
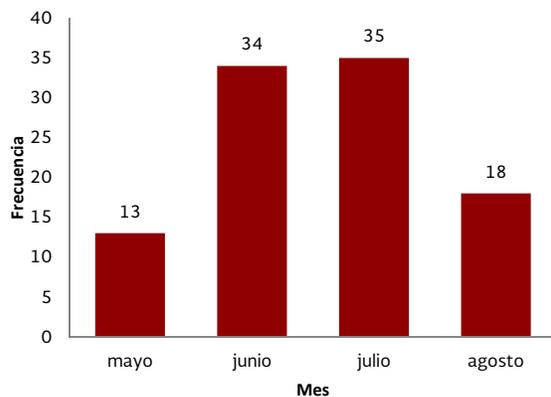


Gráfico 27. (b) Frecuencia en el mes de ocurrencia



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

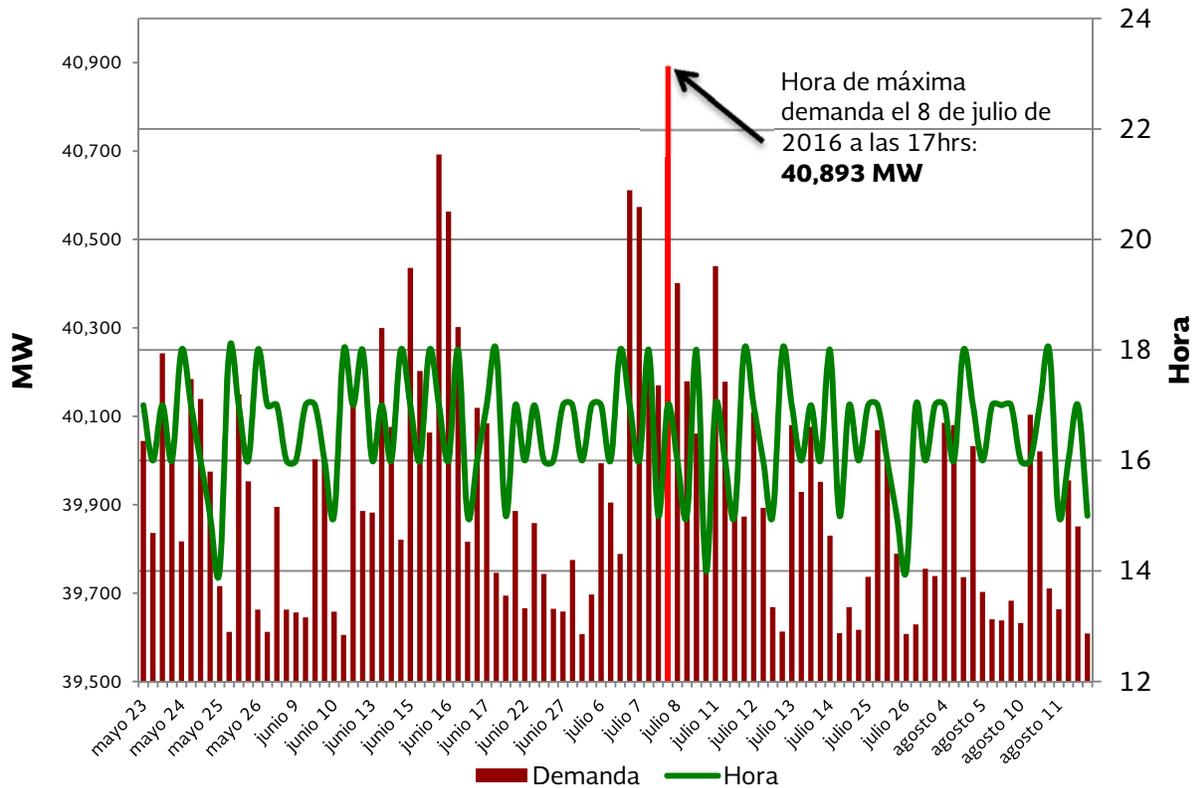
En la Gráfica 26 (a) se observa que las cien horas de mayor demanda en 2016 sucedieron entre las 14 horas y las 18 horas, periodo en el que destacan 31 horas de demanda máxima que ocurrieron a las 16 horas. Por su parte, la Gráfica 27 (b) muestra que las cien horas de mayor demanda ocurrieron entre los meses de junio y julio, siendo este último mes en el que se presentó la demanda máxima coincidente en el SIN.

Ambas gráficas indican que la mayor demanda ocurrió en meses de verano y durante el día, que suelen ser las horas más calurosas del año. Durante esos días, se hace un uso intensivo de los equipos de aire acondicionado, los cuales consumen altas cantidades de energía eléctrica y son, comúnmente, la principal causa del pico de demanda durante el verano, principalmente en el norte del país.

El Gráfico 28 muestra las cien horas de mayor demanda del SIN. En el eje de la izquierda se muestra la demanda máxima en MW y, en el eje de la derecha, las horas en que ocurrieron. Se aprecia un comportamiento aleatorio para las horas donde se presenta la máxima demanda y la cantidad demandada.

De acuerdo a los Resúmenes Mensuales de Temperaturas y Lluvia del Servicio Meteorológico Nacional, las temperaturas más altas en promedio durante 2016 se dieron en los meses de mayo, junio y julio², por lo que se pueden explicar en parte los picos durante estos meses.

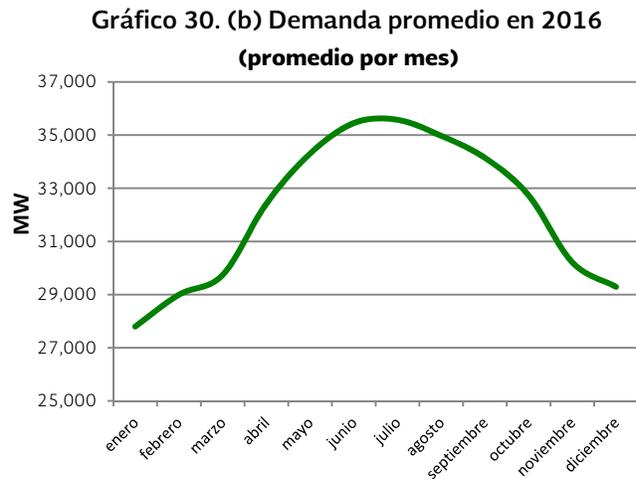
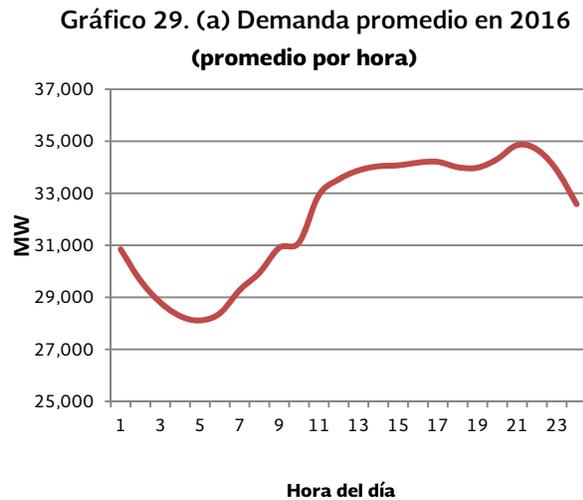
Gráfico 28. Horas de mayor Demanda en el SIN, 2016



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

² Resúmenes Mensuales de Temperaturas y Lluvia, Servicio Meteorológico Nacional, a través de la Comisión Nacional del Agua. Extraído de <http://smn.cna.gob.mx/es/climatologia/temperaturas-y-lluvias/resumenes-mensuales-de-temperaturas-y-lluvias> el 5/05/2017.

Los Gráficos 29 (a) y 30 (b) muestran la demanda promedio en 2016 durante las 24 horas del día y su evolución estacional durante los doce meses del año, respectivamente.



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el Gráfico 29 (a) se puede apreciar que en 2016 la demanda fue mayor en promedio durante las últimas horas del día, especialmente entre las 21 y 22 horas. En el Gráfico 30 (b) se aprecia que la mayor demanda promedio se presentó entre los meses de junio y julio.

De conformidad con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 (PRODESEN 2017-2031), en su escenario de planeación, se estima que la demanda máxima integrada en el SIN tendrá un crecimiento medio anual de 3.0% durante los próximos quince años.

2.4 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

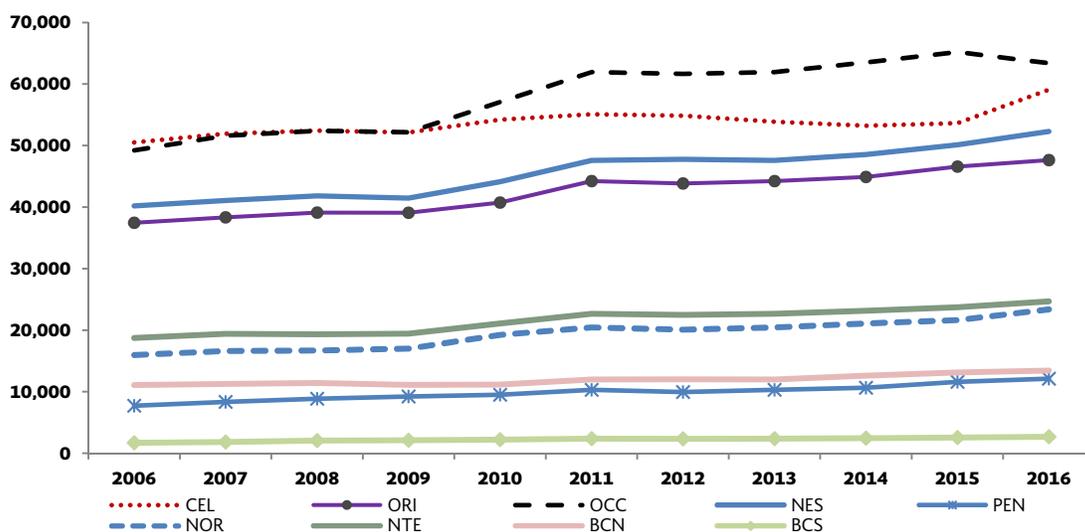
El consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional “aguas arriba” incluye los niveles de generación bruta en las centrales de CFE, Productores Independientes de Energía (PIE), autoabastecedores, cogeneradores, pequeños productores y otros permisionarios, el neto de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica.

El consumo bruto “aguas abajo” incluye los usos propios en las centrales generadoras y los servicios requeridos en el proceso de transmisión y distribución, las pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas), el porteo a cargas remotas y los niveles de ventas internas de electricidad a los diferentes sectores de consumo eléctrico (residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial).

2.4.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONTROL

De 2007 a 2016, las áreas de control que observaron las TMCA más altas en su consumo bruto fueron: Baja California Sur con 4.7%, Peninsular con 4.6% y Noroeste con 3.9%. El área Central muestra una TMCA (1.6%) y un aumento en la demanda máxima bruta en 2016, resultado de los programas de regularización de servicios y de reducción de pérdidas de energía que permiten mejorar la medición y facturación del consumo. (Véase Gráfico 31).

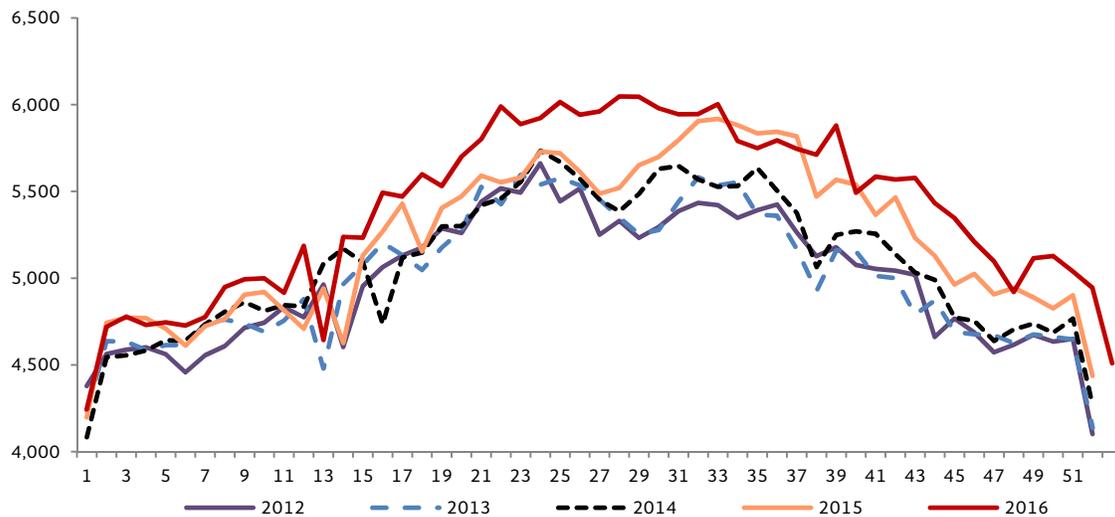
Gráfico 31. Evolución del Consumo Bruto Anual por Área de Control
GWh



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

El consumo bruto tiene una marcada estacionalidad durante el año, similar al perfil de la demanda máxima que se presenta en cada periodo anual, mismo que se encuentra en función del patrón estacional de consumo eléctrico de los usuarios. El consumo bruto es más alto en temporada de verano, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en zonas con climas calurosos. Lo anterior se puede observar en la Gráfica 32.

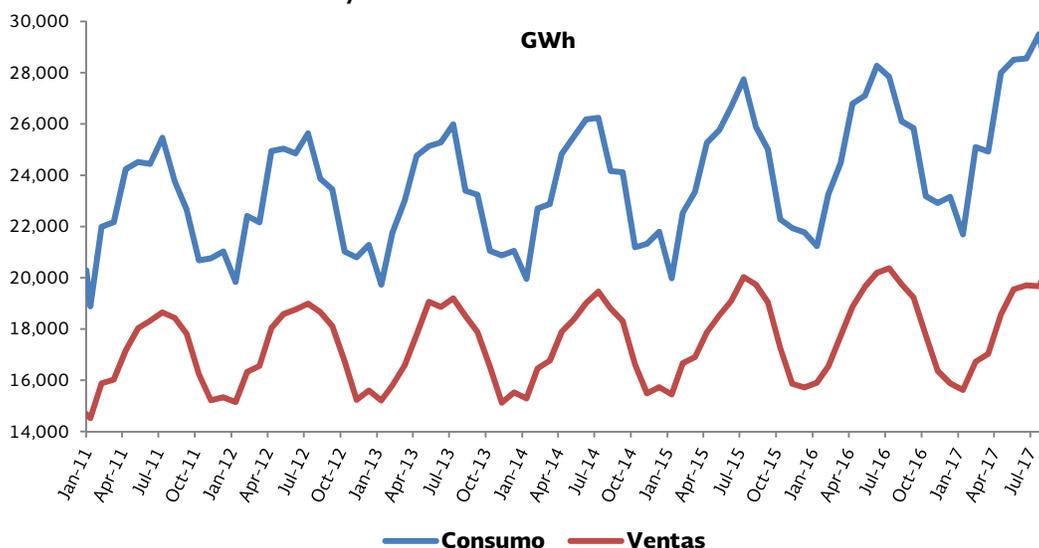
Gráfico 32. Consumo Bruto Semanal en el Sistema Interconectado Nacional
GWh



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Asimismo, el comportamiento del consumo bruto tiene una correlación estacional similar al de las ventas de electricidad, como se muestra en el Gráfico 33.

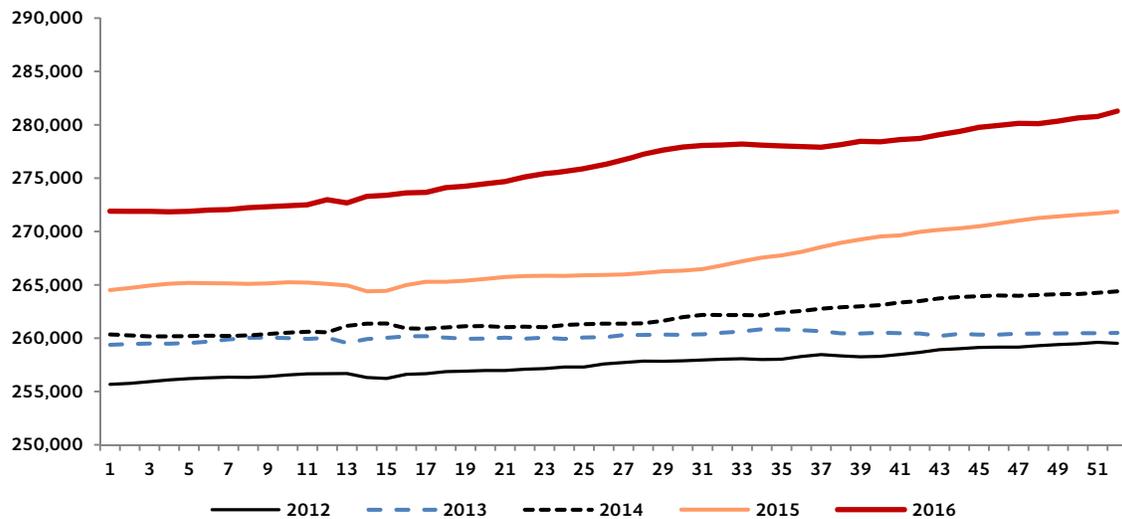
Gráfico 33. Ventas totales y Consumo Bruto Mensual en el Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

El consumo bruto semanal de energía eléctrica en año móvil en el SEN ha mostrado una tendencia de crecimiento ascendente durante el periodo 2012-2016, debido principalmente al incremento del número de usuarios (sector residencial) y, en algunos años, por el aumento en el consumo medio por usuario (ver Gráfico 34).

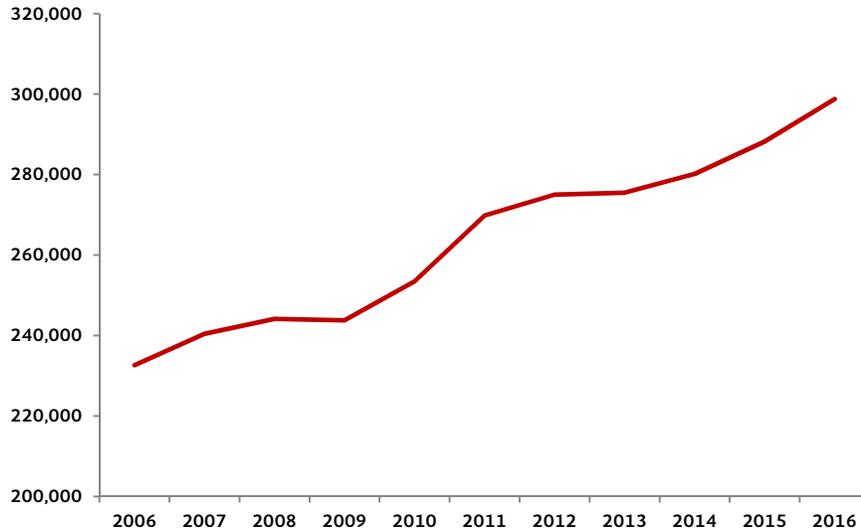
Gráfico 34. Consumo Bruto Semanal en Año Móvil en el Sistema Interconectado Nacional (GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

En términos generales, el consumo bruto ha registrado una tendencia ascendente durante el periodo 2006-2016, con excepción en 2009, año en que el consumo bruto se vio afectado a la baja por la caída del consumo de energía eléctrica en el sector industrial de nuestro país, derivado del impacto de la crisis económica en los EUA (Véase Gráfico 35).

Gráfico 35. Consumo Bruto Anual en el Sistema Eléctrico Nacional (GWh)

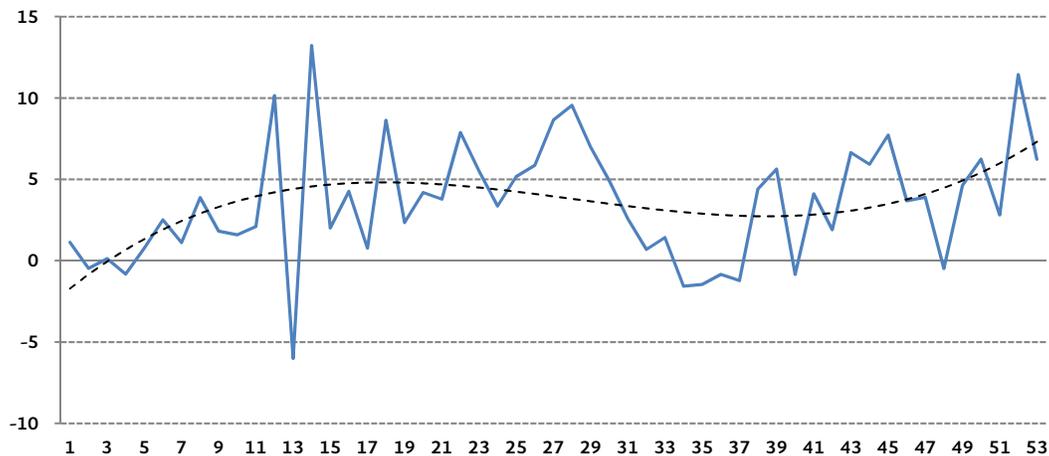


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

2.4.2 VARIACIÓN DEL CONSUMO BRUTO 2016

Durante el periodo enero-diciembre de 2016, el consumo bruto semanal de electricidad en el SIN observó una trayectoria de crecimiento por arriba de los niveles registrados en 2015, de manera que en términos anuales registró un incremento de 3.1%. Esta variabilidad semanal durante 2016 se puede apreciar en la Gráfico 36.

Gráfico 36. Variación Semanal del Consumo Bruto en el SIN durante 2016 respecto a 2015 (Porcientos)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

Las variaciones semanales más pronunciadas del Consumo Bruto que se observan en el Gráfico 34, entre las semanas 12 y 15 de 2016, obedecen al desfase del efecto de la Semana Santa en relación con 2015.

De conformidad con el PRODESEN 2017-2031, en su escenario de planeación, se estima que el consumo bruto tendrá un crecimiento medio anual de 2.9% durante los próximos quince años.

3. GENERACIÓN

3.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

Antes de la Reforma Energética, en la industria eléctrica prevalecía el esquema establecido en la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992 (LSPEE), donde la construcción de plantas de generación de mayor escala dependían en exclusiva de la planeación y ejecución del Estado y se permitía la participación de particulares en la generación de electricidad para su entrega a la CFE bajo los siguientes esquemas:

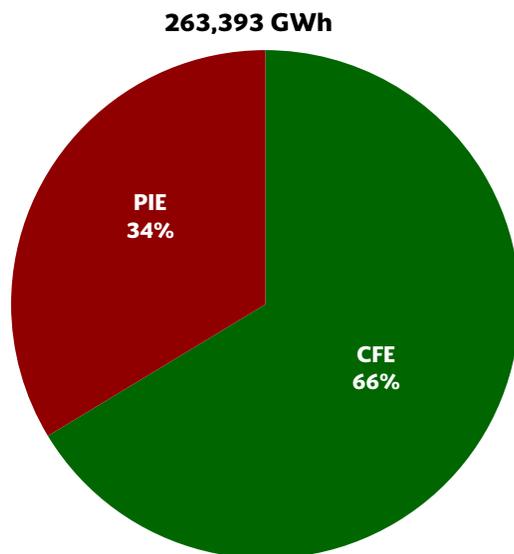
Tabla 8. Permisarios bajo la LSPEE

Permisarios		
PIE	Productores Independientes de Energía	Se construyen y operan por una empresa privada bajo un contrato de largo plazo para vender su producción a CFE.
AUT	Autoabastecimiento	Forman parte de una sociedad privada con la participación del usuario final para consumo local o remoto usando el porteo de la red de CFE.
COG	Cogeneración	Centrales privadas que aprovechan el calor producido en la generación eléctrica para la realización de un proceso industrial.
PEQ	Pequeños Productores	Centrales privadas de hasta 30 MW que venden su producción a CFE.
EXP	Exportación	Centrales privadas que venden su producción a sistemas en otros países.
UPC	Usos Propios Continuos	Centrales privadas de autoabastecimiento local; operan bajo el régimen previo a la reforma de 1992.

3.1.1 GENERACIÓN DESTINADA AL SERVICIO PÚBLICO

En 2016, la generación destinada al servicio público ascendió a 263,393 GWh, de los cuales el 66% correspondió a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el 34% restante a los Productores Independientes de Energía (PIE), conforme se puede apreciar en el Gráfico 37.

Gráfico 37. Generación destinada al servicio público



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE.

3.1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL

La Ley de la Industria Eléctrica permite la participación pública y privada en la generación de energía eléctrica bajo la modalidad de Generador (GEN), por lo que actualmente en México se desarrolla un periodo de transición hacia el libre mercado, no obstante, se continúan las operaciones de las empresas privadas en su esquema anterior.

En 2016, la generación total de energía eléctrica fue por un volumen de 319,364 Gigawatt-hora (GWh). De este volumen, el 79.7% se generó con tecnologías convencionales y el 20.3% restante con tecnologías limpias (véase Tabla 9).

Tabla 9. Generación de energía eléctrica
Gigawatt-hora

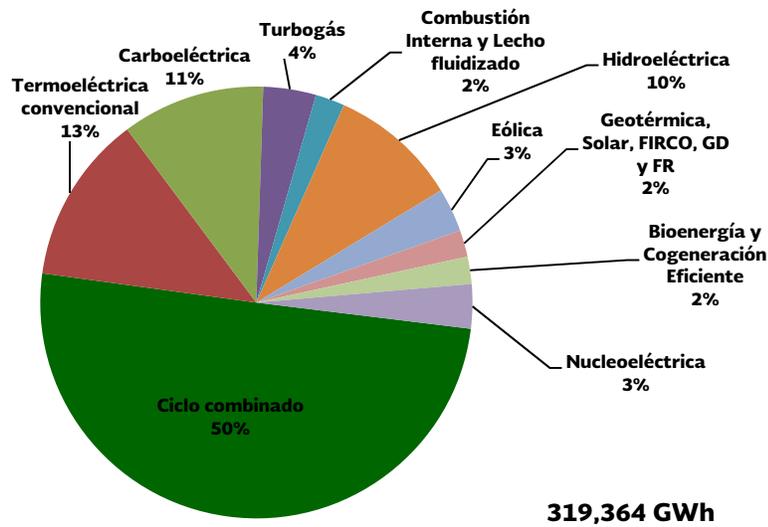
Tecnología	Generación 2015 ^{1/}	Generación 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Convencional	246,601	254,496	3.2
Ciclo combinado	155,185	160,378	3.3
Termoeléctrica convencional	39,232	40,343	2.8
Carboeléctrica	33,599	34,208	1.8
Turbogás ^{4/}	11,648	12,600	8.2
Combustión Interna	2,651	3,140	18.5
Lecho fluidizado	4,286	3,826	-10.7
Limpia	62,952	64,868	3.0
Renovable	47,576	49,244	3.5
Hidroeléctrica	30,892	30,909	0.1
Eólica	8,745	10,463	19.6
Geotérmica	6,331	6,148	-2.9
Solar	78	160	104.6
Bioenergía ^{5/}	1,369	1,471	7.5
Generación Distribuida (GD)	128	56	-55.8
GD Eólica	0	0	-92.2
GD Solar	112	55	-51.1
GD Bioenergía ^{5/}	16	2	-89.5
GD Híbrida ^{6/}	0	0	-96.4
FIRCO ^{7/}	33	36.12	8.3
Otras	15,376	15,624	1.6
Nucleoeléctrica	11,577	10,567.2	-8.7
Cogeneración eficiente	3,795	5,053	33.1
Frenos regenerativos	4	4	0.0
Total^{8/}	309,553	319,364	3.2

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Incluye plantas móviles. 5/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. 6/ Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. 7/ Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). 8/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

En comparación con 2015, el total de energía generada en 2016 observó un incremento de 9,811 GWh (3.2%), correspondiendo 7,895 GWh (3.2%) con tecnologías convencionales y 1,916 GWh (3.0%) con tecnologías limpias.

Gráfico 38. Generación de energía eléctrica por tecnología

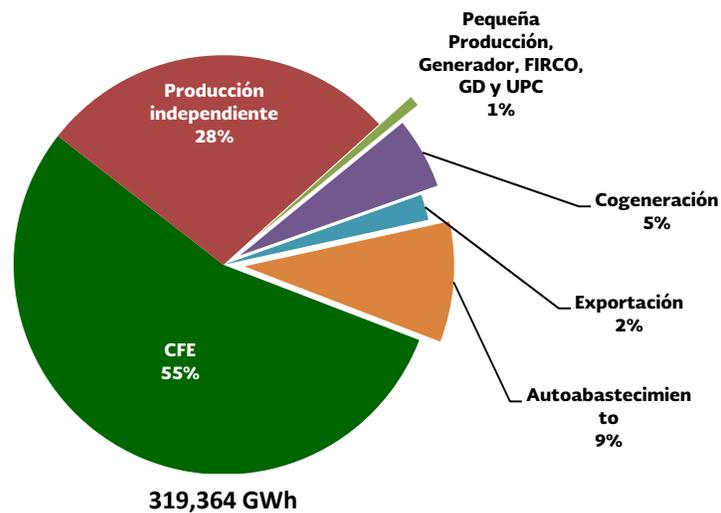


Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

3.1.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR OPERADOR

Del total de energía bruta generada por operador a nivel nacional, el 82% correspondió a energía para el servicio público (CFE+PIE) y el 18% restante a la energía generada por las diferentes modalidades de permisionarios (véase Gráfico 39).

Gráfico 39. Generación de energía eléctrica por operador



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

3.1.4 GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA Y TOTAL

En doce de las 32 entidades federativas se produjo el 75% del volumen total de energía generada en 2016, en tanto que en las restantes entidades se generó el 25% restante.

Los mayores niveles de generación se concentraron en los estados de Veracruz, Tamaulipas, Guerrero y Coahuila, en tanto que los menores niveles de generación se registraron en Aguascalientes, Quintana Roo, Zacatecas, Morelos, Tlaxcala y Cd. De México (Véase Tabla 10).

Tabla 10. Generación por entidad federativa

Entidad	Generación 2015 ^{1/}	Generación 2016 ^{2/}	TCA(%) ^{3/}	Participación (%) ^{4/}	Posición
VER	36,474	39,339	7.9	12.3	1
TAMS	37,163	36,084	-2.9	11.3	2
GRO	20,103	22,066	9.8	6.9	3
COAH	20,504	20,746	1.2	6.5	4
BC	19,901	19,427	-2.4	6.1	5
NL	16,652	17,358	4.2	5.4	6
CHIH	15,691	16,282	3.8	5.1	7
SON	13,569	16,256	19.8	5.1	8
SLP	15,207	15,326	0.8	4.8	9
COL	14,010	13,453	-4.0	4.2	10
HGO	12,307	13,317	8.2	4.2	11
CHIS	11,727	10,832	-7.6	3.4	12
GTO	6,998	9,919	41.7	3.1	13
OAX	9,345	9,706	3.9	3.0	14
DGO	9,845	9,236	-6.2	2.9	15
MEX	7,250	6,836	-5.7	2.1	16
YUC	5,725	6,096	6.5	1.9	17
PUE	4,814	5,800	20.5	1.8	18
SIN	5,687	5,151	-9.4	1.6	19
MICH	4,459	4,544	1.9	1.4	20
NAY	4,410	4,455	1.0	1.4	21
QRO	4,798	4,037	-15.9	1.3	22
CAMP	3,731	3,574	-4.2	1.1	23
TAB	3,325	3,205	-3.6	1.0	24
BCS	2,685	2,947	9.8	0.9	25
JAL	1,335	1,485	11.2	0.5	26
CDMX	865	739	-14.6	0.2	27
TLAX	438	427	-2.6	0.1	28
MOR	63	279	345.8	0.1	29
ZAC	155	187	20.8	0.1	30
QR	144	124	-13.8	0.0	31
FIRCO y GD ^{5/}	161	93	-42.6	0.0	-
AGS	15	40	176.8	0.0	32
Total^{6/}	309,553	319,364	3.2	100.0	-

^{1/} Datos ajustados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Respecto a la generación de 2016. ^{5/} FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

3.2 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La capacidad, la generación, el transporte, la distribución y el suministro de electricidad poseen características exclusivas que las diferencian de otros servicios que utilizan redes de distribución y suministro (como lo es el agua potable), pues la potencia eléctrica (capacidad de hacer un trabajo en la unidad de tiempo), que se produce en cualquier momento debe ser igual a la potencia que se consume más las pérdidas del sistema eléctrico en el mismo momento.

En este sentido, el sistema eléctrico consiste en el conjunto de centrales, plantas generadoras, subestaciones de transformación, redes de transmisión y distribución y conexiones a los centros de consumo (industrias, comercios, hogares, etc.). La potencia eléctrica se obtiene al poner en operación la capacidad de generación de las centrales eléctricas.

La generación de energía eléctrica es la producción de electricidad a partir de energéticos primarios como lo son los combustibles fósiles y nucleares, las energías (potencial, cinética y en su caso mecánica) hidráulica, geotérmica, eólica, solar, entre otras.

La selección de las tecnologías de generación en cada país se realiza tomando en cuenta la disponibilidad de los recursos energéticos, su factibilidad técnico-económica y la competitividad de sus costos, entre otros aspectos.

En México, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) agrupa a las tecnologías de generación en:

Convencionales	Limpias
La generación de electricidad es a partir del uso de combustibles fósiles y no cuentan con equipos de captura y confinamiento de CO ₂ .	Sus procesos de generación de electricidad producen emisiones de CO ₂ menores a los 100 kg por cada MWh generado.

Tecnologías convencionales

Centrales que generalmente satisfacen la demanda base, como es el caso de los ciclos combinados, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de turbogás. Dentro de este grupo se encuentran las tecnologías que se observan en la tabla 11.

Tabla 11. Tecnologías convencionales 2016

Tecnología	Principio de Generación	Número de Centrales	Capacidad Instalada (MW)	Energía eléctrica generada (GWh)
Ciclo Combinado	Turbina de gas + ciclo de vapor	71	27,274	160,378
Termoeléctrica Convencional	Ciclo de vapor	60	12,564	40,343
Carboeléctrica	Carbón como combustible	3	5,378	34,208
Lecho Fluidizado	Diversos combustibles sólidos	2	580	3,826
Turbogas	Turbina de gas	128	5,052	12,600
Combustión Interna	Ciclo Diésel (generalmente)	253	1,453	3,140

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

La generación eléctrica con tecnología de Ciclo Combinado es la que mayor energía eléctrica produce y gracias a su alta eficiencia y su bajo contenido de emisiones contaminantes ha desplazado las termoeléctricas convencionales. En la tabla 12 se puede observar que son 5 Estados los que concentran este tipo de tecnología, sin embargo, destaca la participación de Tamaulipas al generar 30,164 GWh (18% del total generado por Ciclo Combinado).

Tabla 12. Eficiencias y principales estados generadores con Tecnologías convencionales

Tecnología	Eficiencia (%)	Promedio de CO ₂ por MWh (kg)	Principales Estados generadores
Ciclo Combinado	33	417	Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua
Termoeléctrica Convencional	25	680	Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa
Carboeléctrica	35	819	Coahuila y Guerrero
Lecho Fluidizado	37		San Luis Potosí
Turbogás	35	566	Campeche, Baja California, México, Guanajuato y Tamaulipas
Combustión Interna	26	692	Baja California Sur

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

En la segunda subasta de largo plazo la venta de Potencia con tecnología de Ciclo Combinado predominó con el 71.6% de los 1,187 MW-año.

Tecnologías limpias

De acuerdo con la Ley, las tecnologías limpias son aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan³.

México cuenta con una amplia variedad de Energías Limpias gracias a sus condiciones geográficas y climáticas; otorgando competitividad y diversificación en la generación eléctrica. En la tabla XX se observan las principales tecnologías limpias en 2016.

Tabla 13. Tecnologías limpias

Tecnología	Principio de Generación	Número de Centrales	Capacidad Instalada (MW)	Energía eléctrica generada (GWh)
Hidroeléctrica	Energía potencial del agua	84	12,589	30,909
Nucleoeléctrica	Fisión	1	1,608	10,567
Eólica	Energía cinética del viento	41	3,735	10,463
Geotérmica	Vapor del subsuelo	8	909	6,148
Solar	Energía solar	17	145	160

³ a) El viento, b) La radiación solar; c) La energía oceánica en sus distintas formas; d) El calor de los yacimientos geotérmicos; e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales; g) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en su ciclo de vida; h) La energía de centrales hidroeléctricas; i) La energía nucleoeléctrica; j) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las NOM que al efecto emita la SEMARNAT; k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente; l) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT; m) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la SEMARNAT; n) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales.

Termosolar*	Energía calorífica del sol	1	14	-
Bioenergía	Conversión de biomasa	75	889	1,471
Cogeneración Eficiente	Energía eléctrica y térmica a partir de la misma fuente	22	1,036	5,053

*Proyecto que entrará en operación durante el 2017.

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

Por su parte, las tecnologías limpias tuvieron en 2016 un importante año, ya que se llevaron a cabo dos Subastas de Largo Plazo con el objetivo de potenciar la generación eléctrica por esta vía. Como resultado, se realizarán inversiones en Diversas Entidades Federativas, de las que destaca Tamaulipas al registrar un monto de inversión superior a los mil millones de dólares en tecnología eólica; y Coahuila con un monto de inversión similar pero en tecnología solar. Ambos estados se convertirán en unos años en principales generadores de electricidad con energías limpias y serán agregados a la lista que contempla la tabla 14.

Tabla 14. Estados con mayor capacidad de tecnologías limpias 2016

Tecnología	Estados con mayor capacidad disponible
Hidroeléctrica	Nayarit, Guerrero y Chiapas
Nucleoeléctrica	Veracruz
Eólica	Oaxaca
Geotérmica	Baja California, Michoacán, Puebla y Baja California Sur
Solar	Baja California Sur, Durango, Chihuahua y Estado de México
Termosolar	Sonora
Bioenergía	Veracruz, Jalisco y San Luis Potosí
Cogeneración Eficiente	Veracruz y Tabasco

Comparativa 2016 vs 2015

La siguiente tabla muestra la energía eléctrica generada y el número de centrales por tecnología de generación para el año 2015 y 2016. Asimismo incluye las tasas de crecimiento anual (TCA) del 2016 con respecto al 2015 para el número de centrales y la generación eléctrica.

Tabla 15. Generación de Energía eléctrica 2016 vs 2015

Tecnología	Número de Centrales			Energía eléctrica generada (GWh)		
	2015	2016	TCA (%)	2015	2016	TCA (%)
Hidroeléctrica	97	84	-13.4	30,892	30,909	0.1
Nucleoeléctrica	1	1	-	11,577	10,567	-8.7
Eólica	32	41	28.1	8,745	10,463	19.6
Geotérmica	8	8	-	6,331	6,148	-2.9
Solar	9	17	88.9	78	160	105.1
Bioenergía	70	75	7.1	1,369	1,471	7.5
Cogeneración Eficiente	11	22	100.0	3,795	5,053	33.1
Ciclo Combinado	63	71	12.7	155,185	160,378	3.3
Termoeléctrica Convencional	67	60	-10.4	39,232	40,343	2.8
Carboeléctrica	3	3	-	33,599	34,208	1.8
Lecho Fluidizado	2	2	-	4,286	3,826	-10.7
Turbogas	126	128	1.6	11,648	12,600	8.2
Combustión Interna	265	253	-4.5	2,651	3,140	18.4

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

En la tabla 15 se pueden apreciar los resultados del esfuerzo realizado para impulsar el crecimiento de energías limpias en la matriz energética nacional. Destaca el aumento de centrales de cogeneración eficiente al pasar de 11 a 22 y la solar que pasó de 9 a 17 en tan solo un año.

Se espera que estos números continúen con la tendencia creciente gracias a los resultados de las dos primeras subastas de largo plazo, donde se priorizaron las tecnologías limpias. Los resultados se verán reflejados a partir de 2018, una vez que las nuevas centrales de la primera subasta se incorporen a la operación.

Las tecnologías convencionales también muestran un aumento, debido al crecimiento de la demanda de energía en el país. Estas tecnologías no presentan una generación intermitente (algunas tecnologías limpias presentan intermitencia de generación), por lo cual son necesarias para mantener la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

Se ha enfatizado la eficiencia de las centrales para reducir las emisiones de CO₂ al medio ambiente. Un ejemplo es la reducción de centrales termoeléctricas convencionales de 67 a 60; abriendo paso a nuevas de ciclo combinado que son de mayor eficiencia. En 2015 se contaba con 63 centrales de ciclo combinado y para 2016 aumentó la cifra a 71 plantas.

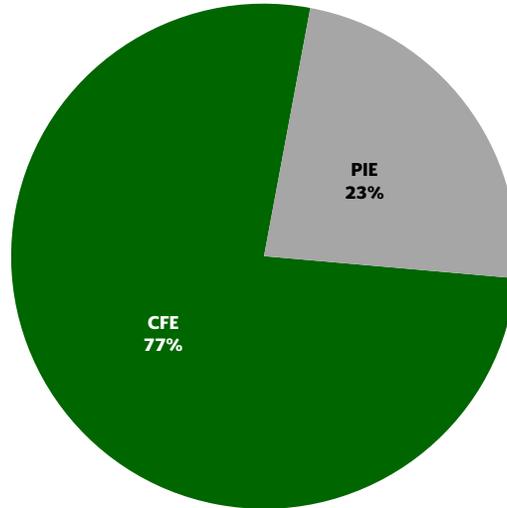
3.3 CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

Una de las características más importantes de las unidades y plantas generadoras de electricidad es su capacidad de generación. La capacidad efectiva de generación se define como la potencia máxima que puede entregar una unidad en forma sostenida, verificada en las pruebas de aceptación y durante la operación de la misma.

De conformidad a lo dispuesto por el artículo Décimo Primero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica, las Centrales Eléctricas de CFE deben obtener los permisos de generación correspondientes, por lo que durante 2016 la CFE obtuvo de la CRE los permisos de Generador (GEN) para 42,902 MW de su capacidad (99.1% del total) y los 367 MW restantes (0.9%) los conservó en el antiguo régimen.

Al cierre de 2016, la capacidad de generación de la CFE y de los Productores Independientes de Energía (PIE) ascendió a 56,524 MW, de los cuales 43,269 MW (77%) correspondieron a la CFE y 13,255 MW (23%) de los PIE. Cabe aclarar que la capacidad de los PIE corresponde a la capacidad neta demostrada bajo contratos de largo plazo con la CFE (véase Gráfico 40).

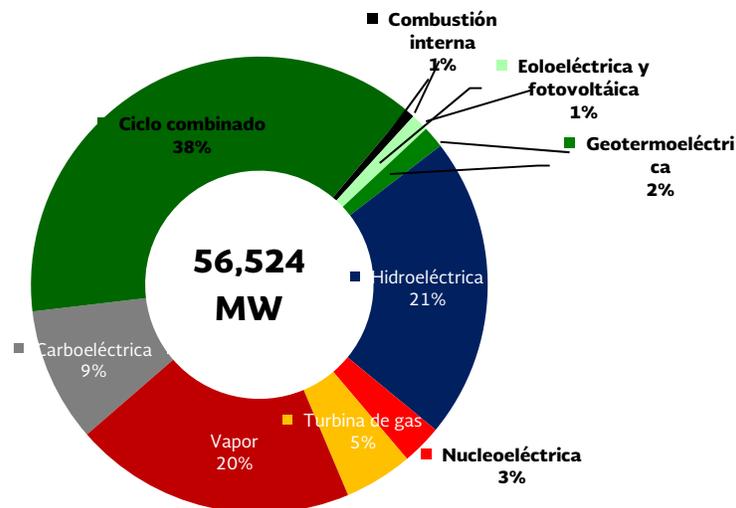
Gráfico 40. Capacidad disponible de la Empresa Productiva del Estado CFE y de PIE: 56,524 MW



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

La composición la capacidad disponible de CFE y de PIE por tecnología en 2016, se observa en la Gráfica 41.

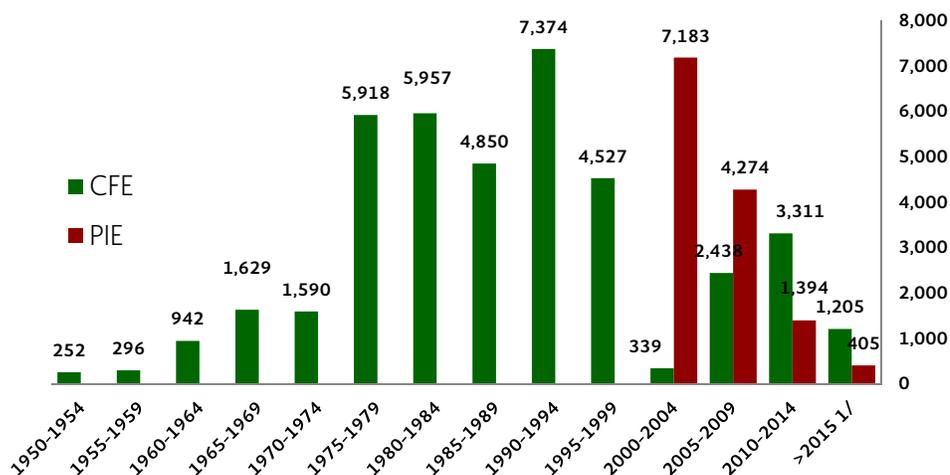
Gráfico 41. Capacidad disponible para servicio público por tecnología



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

La capacidad de generación de CFE y PIE ha sido constante en los últimos años, ya que desde 2005 ha incorporado menos capacidad efectiva al total nacional (véase Gráfico 42).

Gráfico 42. Adiciones de capacidad efectiva de CFE y PIE (MW)



^{1.-} En el periodo 2010-2016 la CFE adició 8,078 MW de nueva capacidad (incluye PIE), pero retiró 3,259 MW (incluye la baja de las 5 centrales hidroeléctricas que se transfirieron al SME para su operación como generador privado), dando como resultado un incremento neto de 4,819 MW.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

A nivel nacional, en 2016 la capacidad de generación ascendió a un total de 73,510 MW, con un incremento de 8.1% en relación con 2015. Se registró un incremento de 10.2% en energías limpias (principalmente en renovables como son la eólica, la solar, la bioenergía y la hidroeléctrica), y un aumento de 7.2% en tecnologías convencionales, básicamente ciclo combinado y, en menor medida, combustión interna y turbogás (véase Tabla 16).

Tabla 16. Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)

Tecnología	Capacidad 2015 ^{1/}	Capacidad 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Convencional	48,801	52,331	7.2
Ciclo combinado	24,043	27,274	13.4
Termoeléctrica convencional	12,711	12,594	-0.9
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0
Turbogás ^{4/}	4,904	5,052	3.0
Combustión Interna	1,186	1,453	22.5
Lecho fluidizado	580	580	0.0
Limpia	19,224	21,179	10.2
Renovable	17,124	18,529	8.2
Hidroeléctrica	12,489	12,589	0.8
Eólica	2,805	3,735	33.2
Geotérmica	884	909	2.8
Solar	56	145	157.4
Bioenergía ^{5/}	760	889	17.0
Generación Distribuida (GD)	118	248	110.6

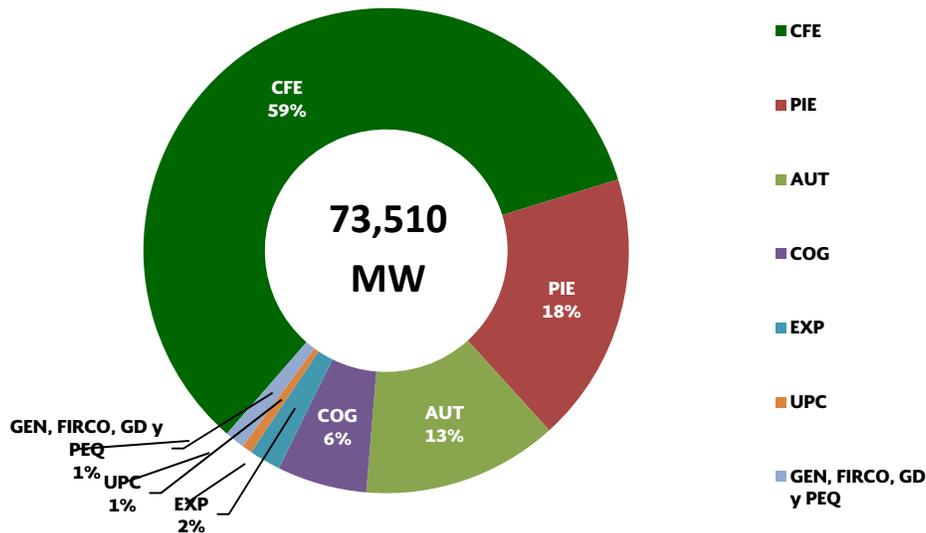
GD Eólica	0	0	4.5
GD Solar	114	244	113.9
GD Bioenergía ^{5/}	4	4	9.5
GD Híbrida ^{6/}	0	0	0.0
FIRCO ^{7/}	13	14	8.9
Otras	2,100	2,651	26.2
Nucleoeléctrica	1,510	1,608	6.5
Cogeneración eficiente	583	1,036	77.7
Frenos regenerativos	7	6.61	0.0
Total^{8/}	68,025	73,510	8.1

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Incluye plantas móviles. 5/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. 6/ Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. 7/ Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). 8/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Si bien la capacidad de generación no presenta variaciones importantes en periodos cortos de tiempo, la entrada en operación de otros generadores (operadores) representa un cambio importante en la diversificación de la matriz energética del país (véase Gráfico 43).

Gráfico 43. Capacidad de generación a nivel nacional por operador 2016

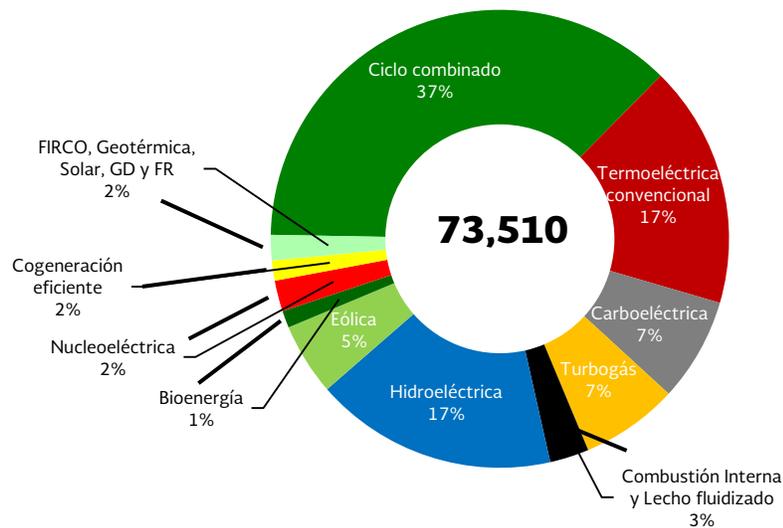


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Del total de la capacidad de generación nacional en 2016, corresponden 43,269 MW (59%) a la CFE, 13,255 MW (18%) a los PIE, 9,577 MW (13%) a AUT, 4,395 MW (6%) a COG, 1,547 MW (2%) a EXP, 497 MW (1%) a UPC y 968 MW (1%) a Generador, FIRCO, GD y PEQ.

En el Gráfico 44 se presenta la capacidad nacional de generación por tipo de tecnología.

Gráfico 44. Capacidad Nacional por Tecnología 2016



Fuente: SENER con datos de CRE y CFE.

3.4 ADICIONES Y RETIROS DE CAPACIDAD INSTALADA EN 2016

Durante 2016 la capacidad efectiva de generación de la CFE y PIE aumentó 1,670.56 MW. Este aumento es el resultado de una adición de 1,753.86 MW en CFE, y un retiro de 83.3 MW, conforme se indica a continuación en las tablas 17 y 18.

Tabla 17. Adiciones de capacidad CFE y PIE 2016

Central	Unidad	Capacidad (MW)	Fecha
Central Hidroeléctrica Santa Bárbara del Sistema Hidrológico Manuel Alemán	Unidad 3	22.525	1 de enero de 2016
Central Hidroeléctrica Tingambato	Unidad 3	42.0	1 de enero de 2016
Central Nuclear Laguna Verde	Unidad 1	105.0	1 de enero de 2016
Central de Combustión Interna Guerrero Negro II (Vizcaíno)	Unidades 4 y 5	11.64 (5.82 MW c/u)	1 de septiembre de 2016
Central de Combustión Interna Baja California Sur I	Unidad 5	47.066	13 de septiembre de 2016
Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II	Unidades 1 a 3	410.469 (131.097 MW, 131.858 MW y 147.514 MW)	6 de octubre de 2016
Central Ciclo Combinado Poza Rica	Unidad 4	156.5	1 de noviembre de 2016
Nueva Central Ciclo Combinado Centro		656	31 de diciembre de 2016
Nueva Central Ciclo Combinado Iberdrola Energía Baja California		302.66	31 de diciembre de 2016

Fuente: SENER con datos de CFE.

Tabla 18. Retiro de capacidad CFE 2016

Central	Unidad	Capacidad (MW)	Fecha
Central Ciclo Combinado Presidente Juárez (Rosarito)	Unidades 9 a 11	30 (18 MW, 10 MW y 2 MW)	1 de enero de 2016
Central de Combustión Interna Santa Rosalía	Unidad 5	2.8	1 de enero de 2016
Central Nuclear Laguna Verde	Unidad 2	7.0	1 de enero de 2016
Central Ciclo Combinado Poza Rica	Unidades 1 y 3	41.7 (13.9 MW en c/u)	1 de noviembre de 2016
Central de Combustión Interna Yécora	Unidades 1 a 4	1.8 (0.25 MW, 0.25 MW, 0.6 MW y 0.7 MW)	12 de diciembre de 2016

Fuente: SENER con datos de CFE.

3.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Ley de la Industria Eléctrica define a la Generación Distribuida como la generación de energía eléctrica que se realiza por un generador cuya central tiene una capacidad menor a 0.5 MW (Generador Exento) y además se encuentra interconectado a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga. La Ley de Transición Energética extiende este concepto al de Generación Limpia Distribuida, el cual, además de lo ya establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, indica que es la generación que se realiza a partir de energías limpias.

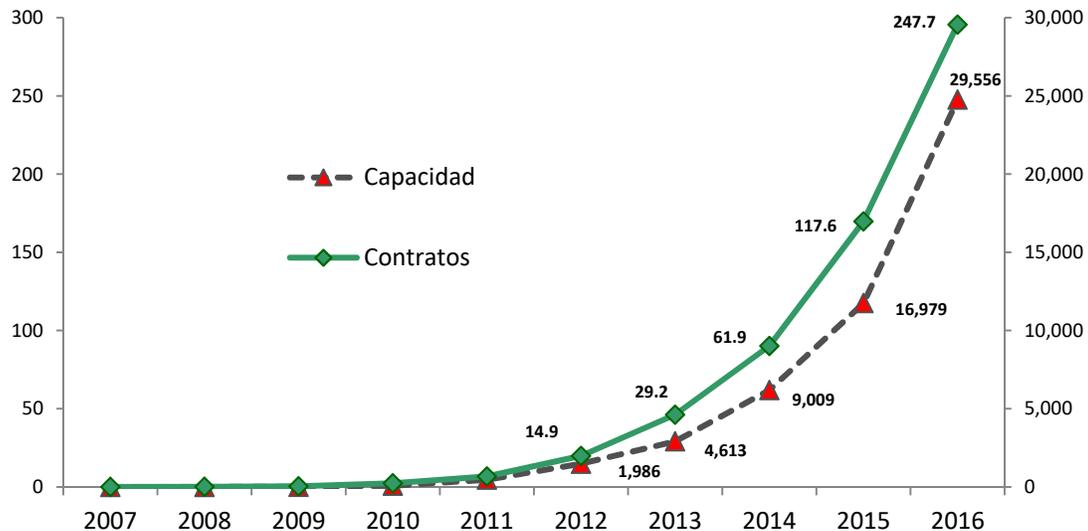
La Reforma Energética busca impulsar la Generación Limpia Distribuida mejorando el marco legal, regulatorio y normativo, al facilitar su integración a la red mediante reglas para asegurar que los usuarios que utilizan paneles solares y otras tecnologías de generación puedan interconectarse de forma expedita y vender sus excedentes de energía a la CFE a precios regulados, o vender a otros suministradores a precios de mercado.

En 2015, la CRE emitió disposiciones para la interconexión y compensación a generadores que operan bajo la modalidad de Generación Distribuida. Bajo el esquema actual, si la venta de energía excedente se realiza a través de un Suministrador de Servicios Básicos, el generador puede escoger uno de tres esquemas de contraprestación (Medición neta de energía, Facturación Neta y Venta Total). En el caso que el excedente sea vendido a través de un Suministrador de Servicios Calificados, ésta se realizará bajo un régimen de competencia, por lo cual las dos partes deben acordar y convenir la contraprestación.

El Programa Especial de Transición Energética (PETE) 2017-2018, es la hoja de ruta que marca acciones para cumplir que al cierre de 2018 el 25% de la electricidad se genere con fuentes limpias. Dentro del PETE, se ha propuesto como meta incrementar la capacidad instalada de Generación Limpia Distribuida a 527 MW para el año 2018

Entre 2014 y 2016 se han firmado 24,943 nuevos contratos de interconexión de Generación Distribuida, cifra 5.4 veces mayor al periodo comprendido entre 2007 y 2013. Tan sólo en 2016, el número de nuevos contratos firmados ascendió a más de doce mil. La capacidad instalada de Generación Distribuida en 2016 asciende a 247.7 MW, el 47% de la meta establecida para 2018, El Gráfico 45 muestra la capacidad instalada y número de contratos acumulados de Generación Distribuida.

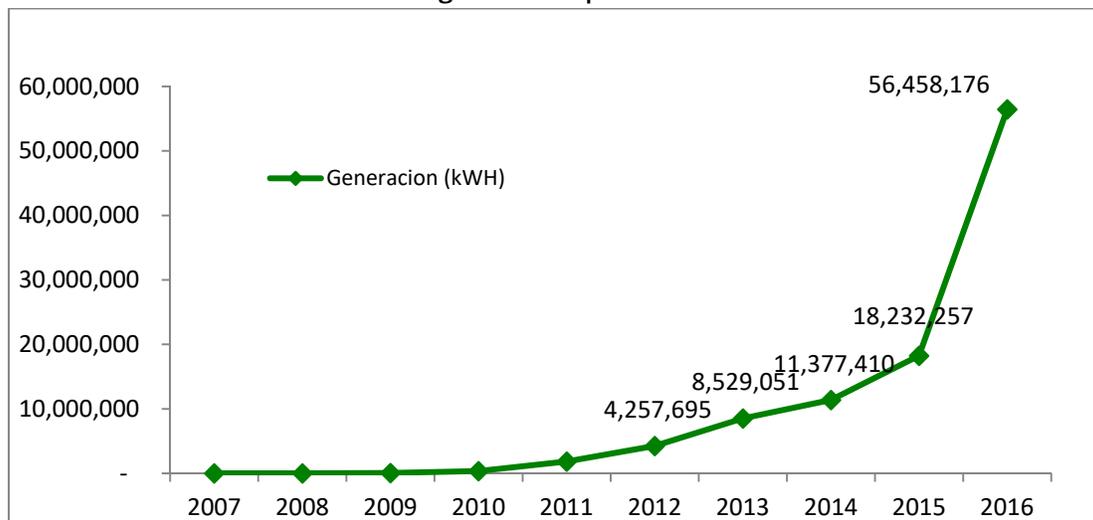
Gráfico 45. Capacidad Instalada y Número de Contratos de Interconexión de Generación Distribuida 2007-2016



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

En el año 2016 se generaron más de 56 millones de kWh bajo el régimen de Generación Distribuida, lo que representa un crecimiento anual de 457 % con respecto a 2015. El Gráfico 46 muestra que previo a la Reforma Energética, solamente 8.5 millones de kWh eran generados bajo este esquema.

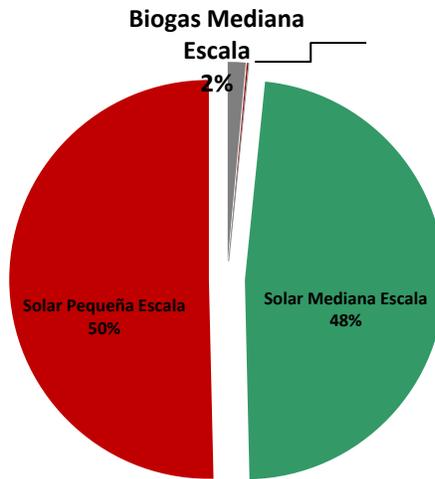
Gráfico 46. Generación de Energía Eléctrica por Generación Distribuida 2007-2016



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

La tecnología solar es la principal utilizada en el esquema de generación distribuida. Entre 2007 y 2016 los paneles fotovoltaicos representaron el 98 % de la tecnología utilizada, seguido de la generación eléctrica por biomasa (2%).

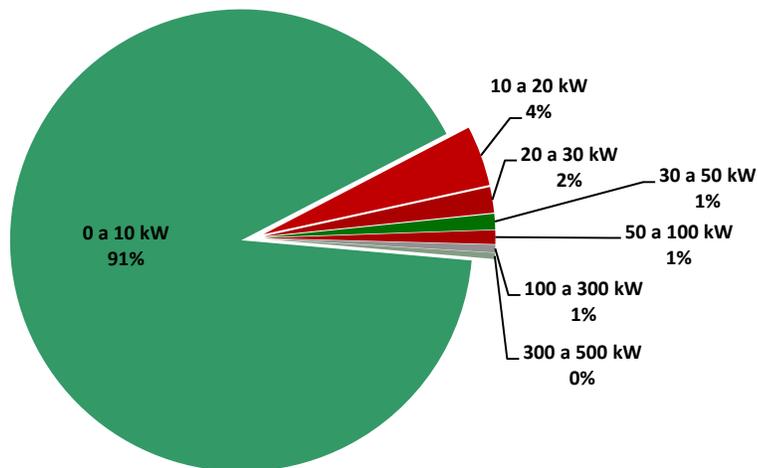
Gráfico 47. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2007-2016



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

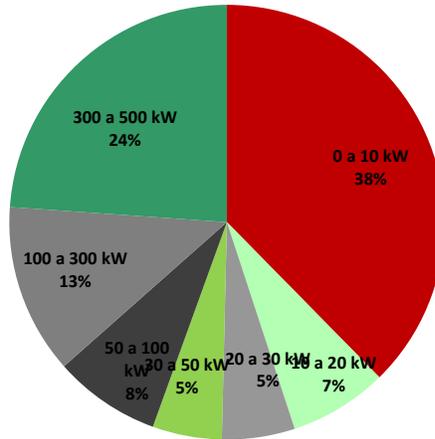
Los contratos asignados son en su mayoría de pequeña capacidad (0 a 10 kW). Mientras que el 38% de la capacidad instalada se encuentra en este mismo rango. No obstante, como los Gráficos 48 y 49, muestran, el 24% de la capacidad instalada se encuentra en un rango de 300 a 500 kW, proveniente del 0.43% de los contratos otorgados.

Gráfico 48. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2007-2016



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

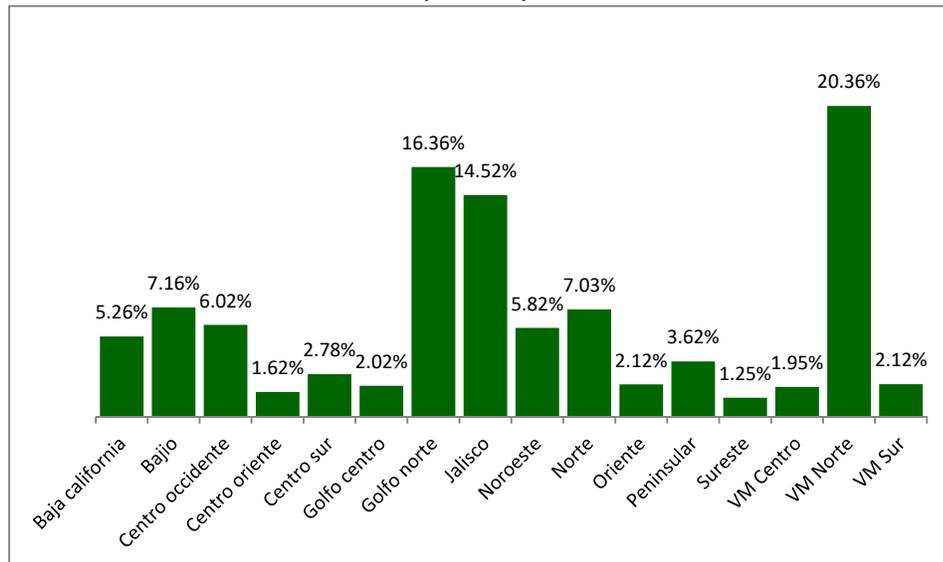
Gráfico 49. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2007-2016



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

La distribución de capacidad por división se muestra en el Gráfico 50. La división del Valle de México Norte concentra el 20.36% de la capacidad instalada, seguida de la división Golfo Norte (16.36%) y Jalisco (14.52%).

Gráfico 50. Distribución de capacidad por división 2007-2016

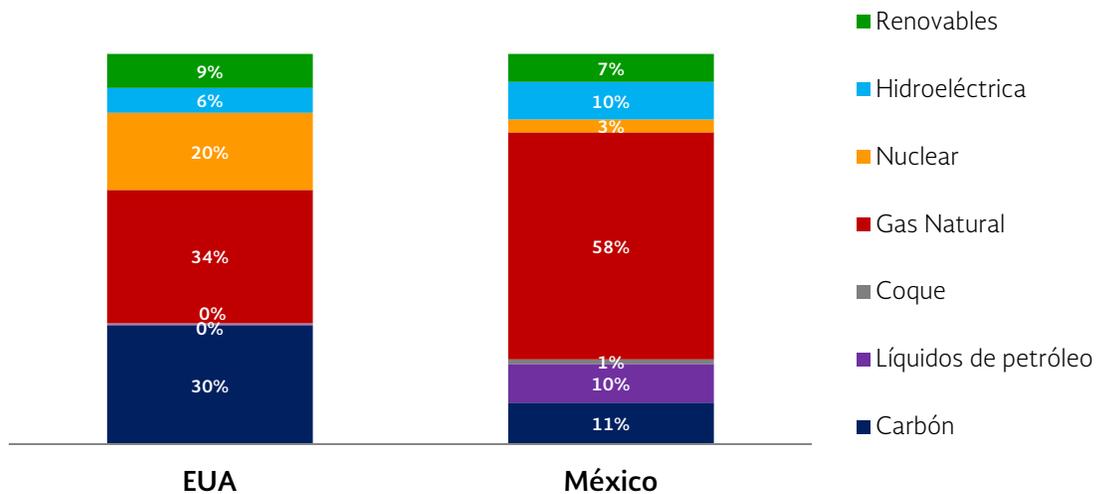


Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

3.6 COMBUSTIBLES EMPLEADOS EN LA GENERACIÓN: MÉXICO VS. EUA

En el Gráfico 51 se presenta la estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México.

Gráfico 51. Estructura de Generación de Electricidad 2016



*La estructura de generación se estimó con la generación bruta nacional (CFE + Particulares), los diferentes combustibles (aceite residual, gas de alto horno, etc.) se agruparon dentro de combustibles similares (petrolíferos, gas natural, etcétera).

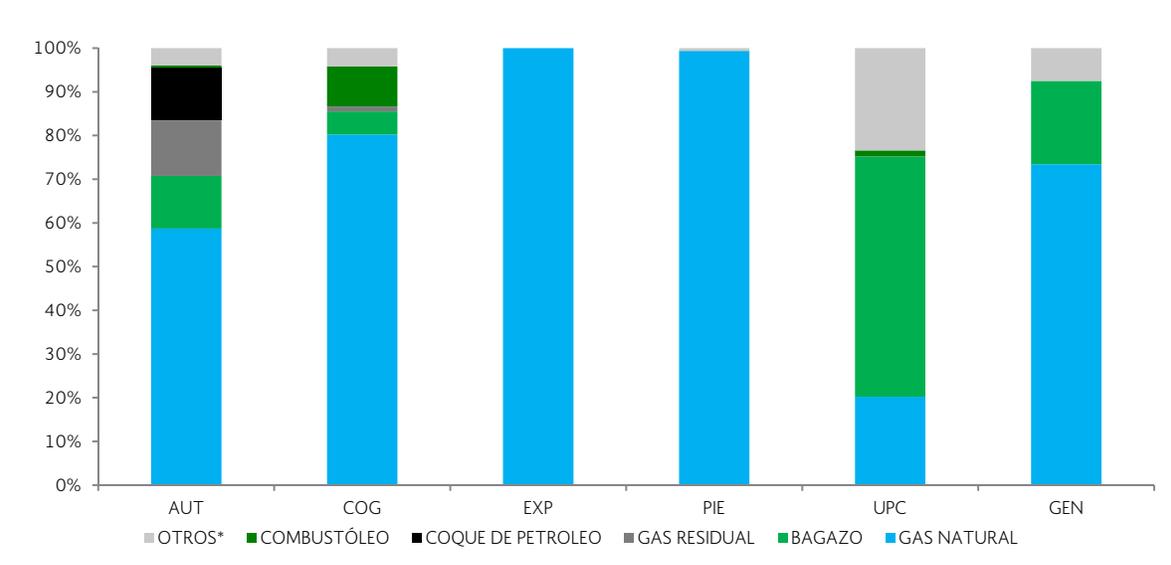
Fuente: CFE y U.S. Energy Information Administration.

Del Gráfico 51, se puede observar que ambos países tienen una importante participación del gas natural en la generación de energía eléctrica, EUA sigue dependiendo en buena parte del carbón, combustible que mantiene relativamente estable su precio de compra, mientras que México conserva todavía una fracción importante de combustóleo, cuyo costo en el mercado es superior al del gas natural y el carbón.

3.7 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE PERMISIONARIOS

En 2016 la participación del consumo de combustibles por parte de los permisionarios se muestra en el Gráfico 52.

Gráfico 52. Consumo de combustibles por permisionario 2016 (MMBTU)



*Otros: incluye Diésel, carbón, aceite residual, gas LP, etano, gas alto horno, gas coque, biogás y aserrín.

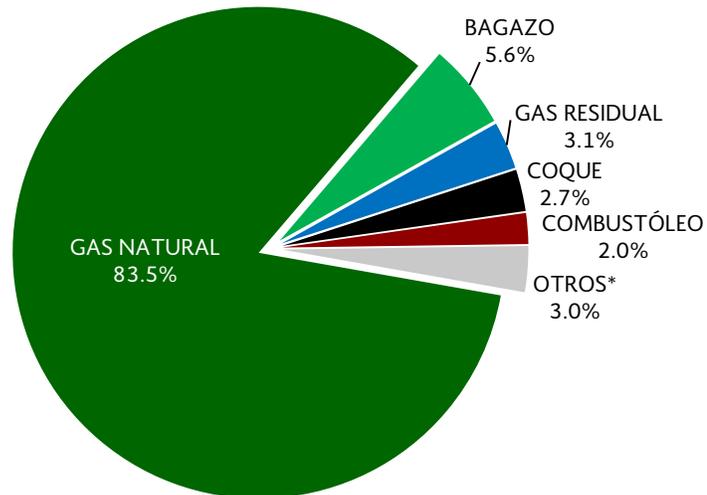
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

Los permisionarios PIE y EXP emplearon prácticamente solo gas natural, ya que la mayor parte de sus centrales cuentan con tecnología de ciclo combinado que utilizan este energético, y una mínima parte son plantas eoloeléctricas.

Los permisionarios de AUT consumieron el 88% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte con gas natural, gas residual y coque de petróleo, seguido de bagazo de caña y gas de alto horno. Los permisionarios de UPC concentran a una gran cantidad de los ingenios, seguido de los AUT, y en el último año varios de los ingenios que tenían permiso de autogeneración lo cambiaron a Generador (GEN) y Cogenerador (COG), por lo que, en estos casos, el área verde representa biocombustibles, principalmente bagazo de caña.

En 2016, el consumo de combustibles de los permisionarios observó la siguiente distribución:

Gráfico 53. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2016
MMBTU



*Otros: incluye Diésel, carbón, aceite residual, gas LP, etano, gas alto horno, gas coque, biogás y aserrín.

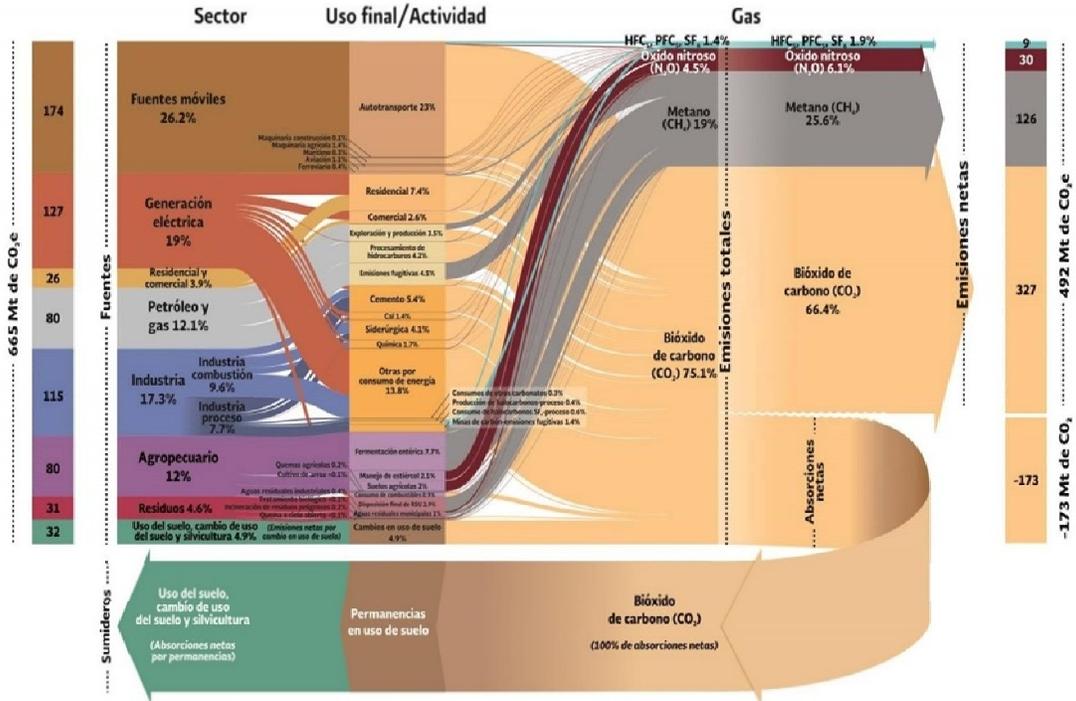
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

3.8 EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

El cuidado del medio ambiente es un compromiso asumido por México a nivel internacional. En 2013 la participación de la generación eléctrica en las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) fue de un 19%, de acuerdo al Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, llevado a cabo por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) a cargo de la SEMARNAT.

En el Gráfico 54 se muestra la participación de los diferentes sectores en las emisiones de GEI en México durante el año 2013, de conformidad con el citado primer informe del INECC.

Gráfico 54. Participación de los diferentes sectores en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México durante el año 2013.

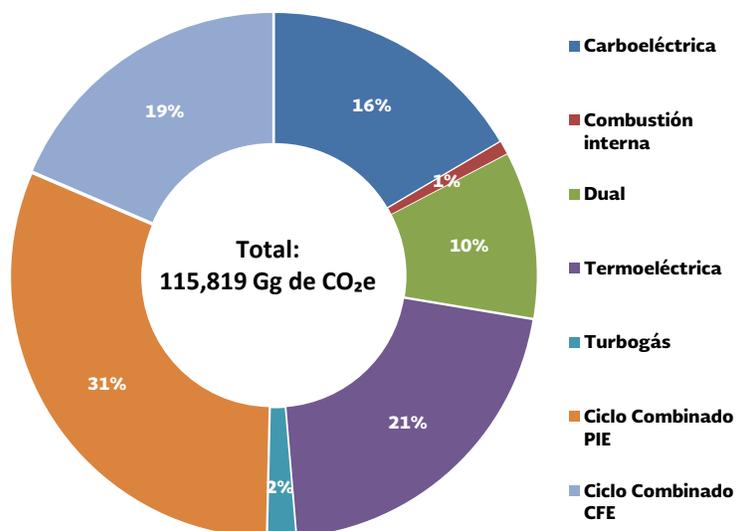


Fuente: INECC y SEMARNAT, 2015. Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. INECC/SEMARNAT, México.

Para el caso de la generación eléctrica en nuestro país, el informe del INECC “reporta las emisiones por el uso de combustibles fósiles de las centrales eléctricas operadas por la CFE y los Productores Independientes de Energía” (PIE).

En 2014, las emisiones de GEI en el sector de generación eléctrica fueron de 115,819 Gg de CO₂e, de la cuales el 99.47% correspondieron a emisiones de CO₂ y el 0.53% restante a emisiones de CH₄ y N₂O. Por tipo de tecnología, estas emisiones fueron como se indica en el Gráfico 55.

Gráfico 55. Emisiones de GEI por la Generación Eléctrica en México en 2014



Fuente: INECC y SEMARNAT, 2016.

Nota: La estimación de las emisiones en 2014 para todas las categorías será reportada en el curso 2017.

- La **Tecnología de ciclo combinado** (CFE+PIE) tuvo la mayor participación en las emisiones totales de GEI en la generación de electricidad, con 49.6%, lo que equivale a 57,498 Gg. De estos, el 62.6% (36,015 Gg) fueron emitidos por las centrales operadas por los PIE, y el 37.4% restante (21,484 Gg) por las centrales de la CFE.
- Las **termoeléctricas con ciclo de vapor** contribuyeron con el 21%, que equivale a 24,359 Gg.
- Las **plantas duales** contribuyeron con 10.3%.
- Las **carboeléctricas** participaron con el 16.5%.
- Las **turbogás** con 1.7%.
- Finalmente, las **centrales de combustión interna** con el 0.8%.

Con base en información disponible en 2014, las emisiones totales de GEI por la generación de energía eléctrica disminuyeron 5.7% en relación con 2013, lo cual fue posible por las reducciones observadas en las tecnologías Dual (-32.1%) y la Termoeléctrica (-28.4%) y, en menor medida, en la de Combustión Interna (-1.8%) y Turbogás (-1.7%). Estas disminuciones se compensaron parcialmente con los incrementos registrados en la tecnología de Ciclo Combinado de CFE (20.7%) y PIE (8.4%) y en la carboeléctrica (10.5%), según se puede apreciar en la Tabla 19.

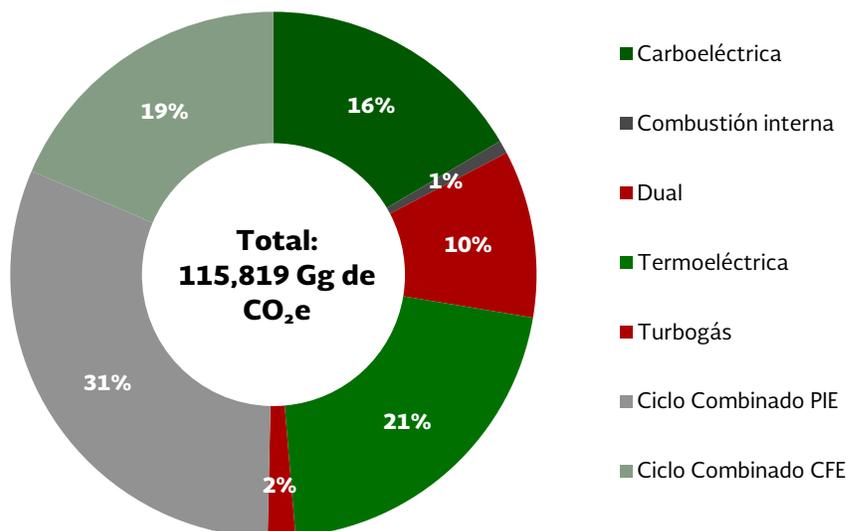
Tabla 19. Emisiones de GEI por Generación Eléctrica en México, 2013-2014

Tecnología	Emisiones totales de GEI Gg de CO ₂ e		Cambio (%)
	2013	2014	
Carboeléctrica	17,310	19,135	10.5%
Combustión interna	945	929	-1.8%
Dual	17,561	11,930	-32.1%
Termoeléctrica	34,010	24,359	-28.4%
Turbogás	2,002	1,968	-1.7%
Ciclo Combinado PIE	33,215	36,015	8.4%
Ciclo Combinado CFE	17,806	21,484	20.7%
Total	122,850	115,819	-5.7%

Fuente: SENER con información de INECC y SEMARNAT.

En el Gráfico 56, se muestra la participación por tecnología de generación en las emisiones de GEI en México al cierre de 2014.

Gráfico 56. Participación por tecnología de generación en las emisiones de GEI en México, 2014 (%)



Fuente: SENER con información de INECC y SEMARNAT.

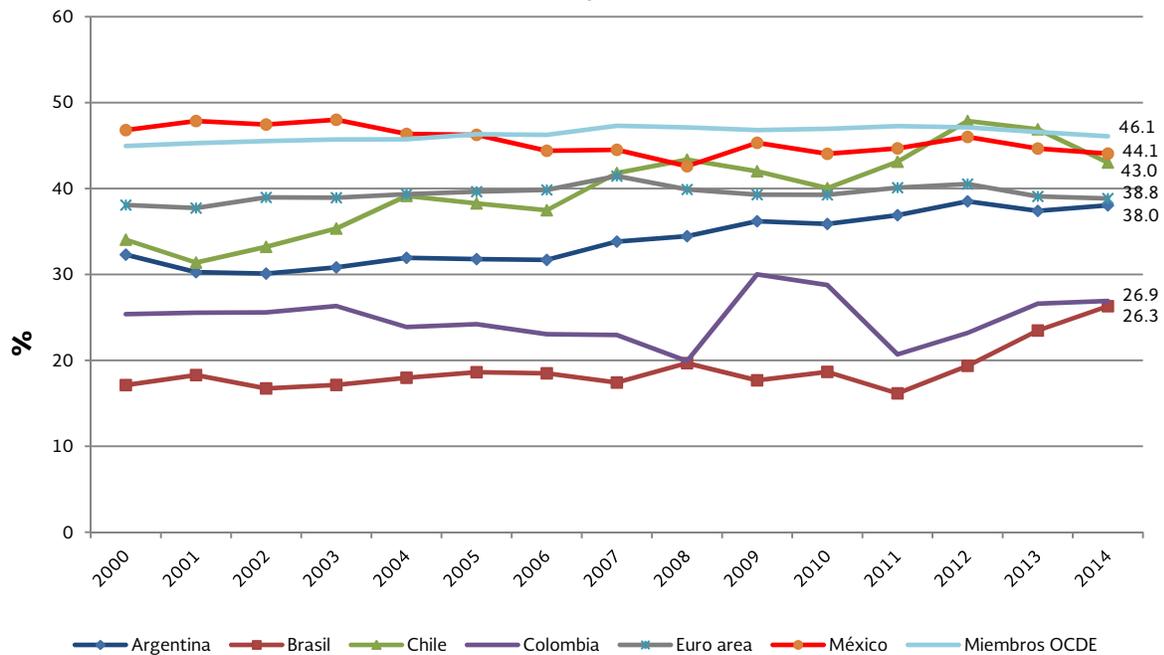
Una de las estrategias de la industria eléctrica en México es la sustitución de combustibles caros y contaminantes, como lo es el combustóleo y el diésel, por fuentes más baratas y amigables con el medio ambiente, como lo son el gas natural y las energías renovables. Entre 2012 y 2016, el consumo de combustóleo para la generación de energía eléctrica se redujo en

44% y por ende las emisiones de CO₂ asociadas. Esto significó pasar de 201 mil barriles de dicho energético consumidos al día en 2012 a alrededor de 112 mil barriles al día en 2016.

Para 2018, con la entrada en operación de nuevos gasoductos, centrales convertidas, nuevas centrales de ciclo combinado y de energías renovables, la CFE se ha propuesto reducir su consumo de combustóleo en un 90% respecto al volumen utilizado en 2012. Es decir, pasará de consumir 201 mil barriles al día a solo 19 mil barriles al día. Con esto, las emisiones de bióxido de carbono ocasionadas por el uso de combustóleo también disminuirían en 90%, lo que equivale a reducir las 34 millones de toneladas emitidas en 2012 a 3 millones de toneladas aproximadamente en 2018.

El Gráfico 57 muestra las emisiones de CO₂ por la generación de electricidad y producción de calor como porcentaje del total de la quema de combustibles en diferentes países seleccionados.

Gráfico 57. Emisiones de CO₂ por producción eléctrica y calorífica (% del total de la quema de combustibles)



Fuente: World Development Indicators, del Banco Mundial 2000-2014.

De los países seleccionados, Brasil, Colombia y Argentina mantienen los niveles de emisiones de CO₂ más bajos por la producción eléctrica y calorífica, en relación con su respectivo total de quema de combustibles. Sin embargo, estos países han observado una tendencia ascendente en los últimos años, al pasar sus emisiones promedio de 16.2%, 20.7% y 36.9% respectivamente en 2011, a emisiones promedio de 26.3%, 26.9% y 38.0% en ese mismo orden al cierre de 2014. Es conveniente señalar que en estos países predomina la generación

hidroeléctrica en su matriz energética, lo que en cierta medida les favorece mantener sus emisiones de CO₂ en los niveles más bajos respecto a los demás países seleccionados.

Por su parte, los países de la OCDE y de la Zona del Euro se han mantenido en niveles relativamente altos pero estables de sus emisiones como porcentaje de la quema de combustibles. Los países de la OCDE y de la Zona Euro pasaron de 44.9% y 38.1% en 2000 a 46.1% y 38.8% en 2014, respectivamente. En contraste, países como Chile han aumentado sus emisiones mientras que México las disminuyó marginalmente. En el periodo 2000-2014, Chile pasó de 34.0% a 43.0% y México pasó de 46.8% a 44.1%.

3.9 IMPUESTOS AL CARBONO

La Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (LIEPS) establece cuotas aplicables a los combustibles fósiles que se actualizan anualmente y entran en vigor a partir del 1 de enero de cada año. Para tal actualización se calcula un factor que se obtiene al dividir el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) del mes de noviembre del año en curso entre el INPC correspondiente al año previo. Tal factor es entonces multiplicado por la tarifa anterior y así se obtiene el impuesto del siguiente año.

En la Tabla XX se presenta el impuesto por unidad de volumen (UV) para cada combustible utilizado en la industria eléctrica. Por cada unidad de volumen se determinó un impuesto fijo para el año en curso. En general la cuota ha aumentado un 2.2% de 2015 a 2016.

Tabla 20. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo a la LIEPS*

Combustible	Toneladas de CO ₂ por UV	Unidad de Volumen	Impuesto por UV		Unidad Monetaria	Variación (%)
			2015	2016		
Diésel	2.8669	1 litro	13.11	13.40	Centavos por litro	2.2%
Combustóleo	3.2268	1 litro	14.00	14.31	Centavos por litro	2.2%
Coque de Petróleo	2,547	1 tonelada	16.24	16.60	Pesos por tonelada	2.2%
Carbón Mineral	2,425.97	1 tonelada	28.68	29.31	Pesos por tonelada	2.2%

* Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.

Fuente: Diario Oficial de la Federación, COPAR e IPCC. La masa de toneladas de CO₂ calculada para el carbón mineral se hizo de acuerdo a un promedio simple entre el carbón importado y el carbón doméstico.

4. TRANSMISIÓN

Las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, son consideradas áreas estratégicas y están reservadas al Estado Mexicano, conforme a lo señalado en el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y el artículo 2 de la LIE.

Por otra parte, los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) de la Comisión Federal de Electricidad, publicados por la Secretaría de Energía en el Diario Oficial de la Federación el 11 de enero de 2016, establecen que el límite entre la transmisión y distribución se fija en los 69 kilovolts (kV) de tensión. Esa redefinición dio origen a un programa de redistribución de los activos de las empresas productivas subsidiarias de la CFE dedicadas a los dos mencionados procesos, cuyo plazo máximo para su cumplimiento está previsto a más tardar el 31 de diciembre de 2017.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por nueve regiones de control en que se divide el país, siete de ellas corresponden al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y dos a los sistemas interconectados de Baja California y Baja California Sur. Se cuenta, además, con un pequeño sistema aislado como se muestra en el Mapa 4.

La operación de estas regiones está a cargo de nueve centros de control regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali y La Paz, un pequeño centro de control en Santa Rosalía para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México coordina el Mercado Eléctrico Mayorista y la operación segura y confiable del SEN, con un Centro Nacional de respaldo en la Ciudad de Puebla.

Las siete regiones del SIN se encuentran interconectadas y entre ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas, lo que hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El sistema de Baja California no está interconectado con el SIN y opera ligado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA -Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos líneas de transmisión a 230 kV en corriente alterna.

Los sistemas eléctricos Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados del resto de la red eléctrica nacional.

Mapa 4. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



- 1.- Central**
- 2.- Oriental**
- 3.- Occidental**
- 4.- Noroeste**
- 5.- Norte**
- 6.- Noreste**
- 7.- Baja California**
- 8.- Peninsular**
- 9.- Baja California Sur**
- 10.- Sistema Mulegé**

Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, 2017 - 2031, CENACE.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3, Fracción XXXV de la Ley de la Industria Eléctrica, la Red Nacional de Transmisión es un Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía.

El 29 de marzo de 2016, en el Diario Oficial de la Federación, se publicó el Acuerdo para la creación de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión, señalando en su Artículo primero transitorio la entrada en vigor al día siguiente de su publicación (30 marzo 2016).

En el Mapa 5 se puede apreciar la configuración de la red troncal de transmisión, considerando un rango de tensión de entre 115 kV y hasta 400 kV.

Mapa 5. Red troncal de transmisión 2016



Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, 2 0 1 7 - 2 0 3 1, CENACE.

4.1 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En 2016, la Red Nacional de Transmisión estaba integrada por líneas de alta tensión con una longitud total de 104,133 kilómetros (km), en un rango de tensión entre 69 y 400 kV, con una reducción en su longitud de 0.2% en relación al año anterior (Véase Tabla 21).

Tabla 21. Longitud de líneas de transmisión
(Kilómetros)

Líneas de transmisión	Longitud 2015 ^{1/}	Longitud 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
CFE	102,657	102,391	-0.3
Transmisión (161 a 400 kV)	52,001	52,061	0.1
Nivel de Tensión 400 kV	24,307	24,324	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	27,172	27,214	0.2
Nivel de Tensión 161 kV	522	523	0.2
Transmisión (69 a 138 kV) ^{4/}	50,656	50,330	-0.6
Nivel de Tensión 138 kV	1,608	1,152	-28.4
Nivel de Tensión 115 kV	46,147	46,326	0.4
Nivel de Tensión 85 kV	156	180	15.4
Nivel de Tensión 69 kV	2,745	2,672	-2.7
Otras	1,736	1,742	0.3
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0.0
Nivel de Tensión 230 kV	1,346	1,352	0.4
Total Transmisión ^{5/}	104,393	104,133	-0.2

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar al cierre de 2016. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ La Subdirección de Transmisión (S.T.) de la CFE reporta las líneas de 400, 230 y 161 kV y en particular de acuerdo a convenio, líneas que atiende menores a 161 kV de longitud pequeña. 5/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

4.2 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL

En 2016 la capacidad de transmisión del SEN fue de 74,208 MW, lo que representó un crecimiento de 2,811 MW (3.9%) respecto al año anterior. De dicha capacidad, 72,450 MW correspondieron a las siete regiones de control que conforman el SIN y 1,758 MW a las dos regiones de control de los sistemas aislados del resto del país, como lo son Baja California y Baja California Sur, con crecimientos anuales de 4.0% en el SIN y de 3.2% en los citados sistemas aislados.

Las regiones de control que registraron los mayores crecimientos fueron: Noroeste con 9.8%, Peninsular con 8.7% y la Oriental con 7.1% (Véase Tabla 22).

Tabla 22. Capacidad de transmisión por región de control
(Megawatt)

Región de Control	Capacidad 2015 ^{1/}	Capacidad 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	11,100	11,400	2.7
Oriental	15,460	16,550	7.1
Occidental	12,450	12,450	0.0
Noroeste	5,520	6,060	9.8
Norte	4,060	4,110	1.2
Noreste	18,150	18,670	2.9
Peninsular	2,954	3,210	8.7
Baja California	1,433	1,488	3.8
Baja California Sur ^{4/}	270	270	0.0
SIN ^{5/}	69,694	72,450	4.0
SEN ^{5/}	71,397	74,208	3.9

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Sistema La Paz (la región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces). 5/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

4.3 SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

Las subestaciones de transmisión son instalaciones destinadas a modificar y regular los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica para facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.

Las subestaciones eléctricas de potencia utilizadas en la transmisión, se clasifican de la siguiente manera:

- **Subestaciones elevadoras.**- Están asociadas y ubicadas en las inmediaciones de las centrales generadoras; su función es elevar el nivel de tensión normalmente hasta 400 kV para dirigir el flujo de potencia a la red de transmisión, lo cual tiene por objeto minimizar las pérdidas de energía por efecto Joule al transportar la potencia eléctrica a grandes distancias; cuanto mayor sea el nivel de tensión, menor es el de intensidad de la corriente para transmitir la misma potencia y, en consecuencia, las pérdidas por efecto Joule son menores.
- **Subestación reductora:** Están asociadas a la red de transmisión y su función es reducir el nivel de tensión hasta valores que oscilan, recientemente en México de entre 400 hasta 69 kV, y entregan el flujo de potencia a la Red de Distribución, teniendo en

cuenta que este último nivel de tensión es el límite fijado por los TESL para definir la frontera operativa entre CFE Transmisión y CFE distribución.

Al cierre de diciembre de 2016, el proceso de transmisión disponía de 492 Subestaciones de Potencia, con un incremento de 6 subestaciones más de las existentes el año anterior.

4.3.1 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN

En 2016, la capacidad de transformación de subestaciones eléctricas de transmisión ascendió a 197,435 Megavolt-Ampere (MVA), 2.2% superior a la registrada el año previo. De esta capacidad de transformación en subestaciones, el 23.5% correspondió a subestaciones elevadoras y el 76.5% a subestaciones reductoras, con incrementos anuales en MVA de 0.1% y 2.9%, respectivamente (Véase Tabla 23).

Tabla 23. Capacidad de transformación de las subestaciones eléctricas de transmisión (Megavolt-ampere)

Tipo	Capacidad 2015 ^{1/} (MVA)	Capacidad 2016 ^{2/} (MVA)	TCA (%) ^{3/}
Elevadoras	46,410	46,435	0.1
Reductoras	146,697	151,000	2.9
Total^{4/}	193,107	197,435	2.2

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Incluye 9 Gerencias Regionales de Transmisión de la CFE y la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

De conformidad con el Balance Nacional de Energía al cierre de 2016, el proceso de Transmisión recibió un volumen de energía eléctrica de 273,020 Gigawatts-hora (GWh), siendo este volumen 2.9% superior al registrado el año 2015, en tanto que las pérdidas de energía en dicho proceso fueron por un volumen de 4,469.9 GWh (1.64%) de la energía recibida del proceso de generación. Estas pérdidas en el proceso de transmisión fueron de tipo técnico, y corresponden a los fenómenos y características físicas de los elementos y equipos de conducción y al comportamiento del fluido eléctrico.

La energía no suministrada es la electricidad que se deja de proveer a los usuarios debido a las interrupciones mayores a un minuto por causas atribuibles al proceso de Transmisión. Con base en información proporcionada por la CFE, el indicador de energía no suministrada en 2016 observó una notable mejora al disminuir 47.5% en relación al año anterior, al pasar este

indicador de 2,126 Megawatts hora (MWh) en 2015 a 1,117 MWh en 2016. El proceso de transmisión reportó en promedio 0.08 interrupciones por usuario, con una duración promedio de 0.976 minutos.

Es de destacarse que, durante 2016, la red nacional de transmisión garantizó en un 99.32% la continuidad del flujo eléctrico.

4.4 REFORZAMIENTO DE ENLACES DE TRANSMISIÓN

Un enlace de transmisión es una serie de componentes y equipos que trabajan en conjunto para intercambiar volúmenes de electricidad entre diferentes ubicaciones de la red eléctrica.

En 2012 se presentaron incrementos de la demanda en horas de alto consumo, combinados con la indisponibilidad de diversas unidades de generación en mantenimiento o con fallas. Ante ello, se determinó que la demanda podía ser satisfecha movilizand o una mayor cantidad de electricidad desde áreas con capacidad de producción suficiente. Sin embargo, para llevar volúmenes de energía mayores, se requería que los enlaces de transmisión contaran con mayor capacidad de conducción.

En ese mismo año, la CFE analizó las condiciones de la demanda para determinar los reforzamientos necesarios de enlaces prioritarios y, de esta manera, mejorar la capacidad de conducción de grandes bloques de energía de la llamada Red de Potencia (Red troncal de 400 y 230 kV).

El criterio general adoptado fue asegurar la capacidad de transmisión de energía eléctrica del Oriente hacia el Occidente del país y del Sureste hacia el Centro y Occidente. De ese modo se combinan las capacidades para satisfacer mejor la demanda de los usuarios.

Se fijó como objetivo incrementar la carga máxima en los enlaces de la red troncal de 400 y 230 kV del Sureste, Centro, Oriente, Noreste, Occidente, Noroeste, Península de Baja California y la Península de Yucatán. El reforzamiento de enlaces prioritarios permitiría asegurar la confiabilidad, la seguridad y la continuidad del servicio en dichas regiones.

Se consideró un total de 121 reforzamientos de enlaces prioritarios para el período 2012 – 2018: 14 para 2012; 32 para 2013; 15 para 2014; 20 para 2015; 17 para 2016 y 23 durante el período 2017 – 2018. El costo global aproximado era de 850 millones de pesos, para obtener los siguientes beneficios:

- Incremento en la confiabilidad del Sistema de Transmisión en las zonas Occidente, Noroeste y Centro del país, el cual comprende al Distrito Federal y a los estados de México, Querétaro, Sonora, Sinaloa y Nayarit.
- Disminución del número de salidas de operación por cada 100 kilómetros, ocasionados por fallas en líneas de transmisión de las tensiones de 400 y 230 kV.

Durante 2016, la CFE reportó haber realizado los 17 reforzamientos de enlaces prioritarios programados, con lo cual su capacidad conjunta de transmisión se incrementó en 22.6%, al pasar de 16,320 MVA a 20,010 MVA, con una inversión de 27.5 millones de pesos, beneficiando aproximadamente a 21.6 millones de usuarios en las regiones Norte, Central, Oriente y Sureste del país.

Al cierre de ese mismo año, el indicador “Incremento de Capacidad de Tránsito de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión” presentó un avance acumulado de 80.99%, lo que equivale a la realización de 98 reforzamientos de enlaces prioritarios realizados de un total de 121 programados para el periodo 2012-2018.

Como ya se señaló anteriormente, los 23 reforzamientos de enlaces restantes que están programados serán realizados durante 2017 y 2018.

4.5 INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

En México existen 13 interconexiones internacionales con Norte y Centroamérica, de las cuales 11 se encuentran en la frontera con Estados Unidos de América y 2 con Centroamérica.

El Mapa 6 presenta las capacidades de las interconexiones con Norteamérica y Centroamérica.

Mapa 6. Capacidad de las interconexiones internacionales 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

4.6.1 INTERCONEXIONES CON NORTEAMÉRICA

Se cuenta con seis interconexiones permanentes que permiten la exportación e importación de energía eléctrica, dos ubicadas entre Baja California, México y California y Texas, y tres entre Tamaulipas y Texas.

- 1) Tijuana-Miguel
- 2) La Rosita-Imperial Valley
- 3) Piedras Negras-Eagle Pass
- 4) Nuevo Laredo-Laredo
- 5) Cumbres F.-Planta Frontera
- 6) Cumbres F.-Railroad

Existen otras cinco interconexiones que son de emergencia a lo largo de la frontera:

- 7) Ribereña-Ascárate
- 8) ANAPRA-Diablo
- 9) Ojinaga-Presidio
- 10) Matamoros-Brownsville
- 11) Matamoros-Military

4.6.2 INTERCONEXIONES CON CENTROAMÉRICA

Existen dos tipos de interconexiones internacionales con Centroamérica, una se localiza en Quintana Roo y se enlaza con Belice, y la otra se ubica en Chiapas y se interconecta con Guatemala:

- 12) Xul Ha-West
- 13) Apachula-Los Brillantes

5. DISTRIBUCIÓN

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3, Fracción XXXVI de la Ley de la Industria Eléctrica, las Redes Generales de Distribución son Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.

Según lo establecen los TESL, al proceso de distribución le corresponden las Redes Generales de Distribución en media y baja tensiones menores a 69 kV, de manera que se integran por las redes en media tensión, cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV y menores e iguales a 35 kV, y las redes de baja tensión cuyo suministro se da a niveles iguales o menores a 1 kV.

El 29 de marzo de 2016 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, el Acuerdo para la creación de la EPS CFE Distribución, señalando en su Artículo primero transitorio la entrada en vigor al día siguiente de su publicación (30 marzo 2016).

5.1 LONGITUD DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Al cierre de 2016, la empresa productiva subsidiaria (EPS) CFE Distribución contaba con líneas de distribución con una longitud de 779,119 km en niveles de voltaje menores a 69 kV, con un incremento 4,961 km (0.6%) en relación al año anterior. Adicionalmente, la citada EPS reportó

líneas con una longitud 51,969 en niveles de voltaje de 138, 115, 85 y 68 kV que durante ese año atendió en etapa de transición hacia la estricta separación legal con la EPS CFE Transmisión, siendo dicha longitud de líneas menor en 0.7% en relación con el año previo.

En total, al finalizar 2016, la EPS CFE Distribución dispuso de 831,087 km de líneas de distribución: alta tensión (6.3%), media tensión (55.6%) y baja tensión (38.1%), con un incremento 4,595 km (0.6%) en relación con 2015, como resultado del programa de expansión y reemplazo de líneas realizado en ese año (Véase Tabla 24 y Mapa 7).

Tabla 24. Líneas de distribución (kilómetros)

Líneas de Distribución	Longitud 2015	Longitud 2016	TCA ^{1/} (%)
Distribución CFE	774,158	779,119	0.6
Nivel de Tensión 34.5 kV	79,413	80,013	0.8
Nivel de Tensión 23 kV	62,755	65,047	3.7
Nivel de Tensión 13.8 kV	312,757	317,118	1.4
Nivel de Tensión 6.6 kV	162	127	-21.6
Nivel de Tensión 2.4 kV	6	9	52.3
Nivel de Tensión baja	319,065	316,805	-0.7
Otras^{2/}	52,334	51,969	-0.7
Total^{3/}	826,492	831,087	0.6

1/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 2/ CFE Distribución, reporta líneas que atiende a 138, 115, 85 y 68kV.

3/ Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016.

Fuente: Secretaría de Energía con datos proporcionados por CFE Distribución.

Mapa 7. Kilómetros de líneas por unidad de negocio de distribución



MT: Media Tensión. BT: Baja Tensión.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

En 2016 la infraestructura de distribución del SEN dio servicio eléctrico a 40.8 millones de usuarios en las 16 divisiones o unidades de negocio de distribución (véase Mapa 8).

Mapa 8. Unidades de negocio de distribución



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

5.2 CAPACIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones eléctricas de distribución son denominadas reductoras, las cuales reducen el nivel límite más bajo de tensión para transmisión, de 69 kV, a niveles de tensión menores en media y baja tensiones para distribuir la energía eléctrica en los centros de carga de los usuarios finales.

En 2016, CFE Distribución contó con 1,989 subestaciones y 2,938 transformadores de potencia con capacidad de transformación total de 68,972 MVA (incluyendo subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución), esta última con un crecimiento de 1.6% en relación con el año anterior (véase Tabla 25 y Mapa 9).

Tabla 25. Subestaciones con transformadores considerados parte de las Redes Generales de Distribución

Concepto	Unidad	2015	2016	TCA ^{1/} (%)
Alta Tensión – Media Tensión^{2/}				
Subestación	Pieza	1,628	1,654	1.6
Transformador	Pieza	2,517	2,558	1.6
Capacidad	MVA	65,545	66,613	1.6
Media Tensión – Media Tensión				
Subestación	Pieza	332	335	0.9
Transformador	Pieza	379	380	0.3
Capacidad	MVA	2,326	2,359	1.4
Total por concepto				
Subestación	Pieza	1,960	1,989	1.5
Transformador	Pieza	2,896	2,938	1.5
Capacidad	MVA	67,871	68,972	1.6

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE Distribución.

Mapa 9. Capacidad de las subestaciones de distribución por unidad de negocio



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

5.3 TRANSFORMACIÓN EN DISTRIBUCIÓN

En 2016, el número total de transformadores de media a baja tensión en funcionamiento para el servicio de distribución fue de 1.45 millones, con una capacidad total de 53,528 MVA y observó un crecimiento anual de 1.8% en ambos casos. Por su parte, el número de usuarios atendidos fue de 40.8 millones y registró un aumento de 2.9% (véase Tabla 26 y Mapa 10).

Tabla 26. Usuarios atendidos, capacidad y transformadores de CFE Distribución

Concepto	Unidad	2015	2016	TCA ^{1/} (%)
Usuarios atendidos	Millones	39.6	40.77	2.9
Transformadores de distribución				
Cantidad	Pieza	1,420,380	1,446,529	1.8
Capacidad	MVA	52,561	53,528	1.8

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Mapa 10. Capacidad de los transformadores de distribución por unidad de negocio



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

De conformidad con el Balance Nacional de Energía al cierre de 2016, el proceso de Distribución recibió un volumen de energía eléctrica de 287,457.8 GWh, siendo este volumen 3.6% superior al registrado el año anterior, en tanto que las pérdidas de energía en dicho proceso fueron por un volumen de 35,542 GWh (12.36%) de la energía recibida. Estas pérdidas en el proceso de distribución fueron de tipos técnico y no técnico, siendo en su conjunto 0.75 puntos porcentuales menores a las de 13.11% registradas el año anterior.

6. COMERCIALIZACIÓN

6.1 SUMINISTRO- DEMANDA DE SUMINISTRO BÁSICO

En 2016, las ventas de energía eléctrica de suministro básico registraron un volumen de 218,072 Gigawatts-hora (GWh), con un crecimiento de 2.8% en relación con el año anterior. Por sector de consumo, la participación en el volumen total de las ventas de energía eléctrica fue como sigue: industrial con el 57.0%, doméstico con el 26.8%, comercial con el 7.0%, agrícola con el 5.2% y servicios públicos con el 4.0%.

En términos relativos, en 2016 el sector con mayor crecimiento anual en su consumo de energía eléctrica fue el agrícola (12.6%) seguido por los sectores doméstico (4.3%), comercial (3.6%) y empresa mediana (2.9%). Los sectores que disminuyeron su consumo fueron servicios públicos (-3.6%) y gran industria (-0.7%). (Véase Tabla 27).

Tabla 27. Ventas de Energía Eléctrica de Suministro Básico (GWh)

Sector	2015	%	2016	%	Variación (%)
Doméstico	55,986	26.4	58,368	26.8	4.3
Comercial	14,810	7.0	15,348	7.0	3.6
Servicios	8,969	4.2	8,643	4.0	-3.6
Agrícola	10,059	4.7	11,328	5.2	12.6
Industrial	122,377	57.7	124,385	57.0	1.6
Empresa Mediana	81,188	38.3	83,504	38.3	2.9
Gran Industria	41,188	19.4	40,881	18.7	-0.7
TOTAL	212,201	100.0	218,072	100.0	2.8

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

En 2016, el sector doméstico concentró el 88.6% del total promedio de usuarios de energía eléctrica en el año (35.7 millones), consumió el 26.8% del total de las ventas de electricidad y generó el 22.5% del total de ingresos por las ventas, mientras que el sector industrial con apenas el 0.8% de usuarios promedio consumió el 57.0% del total de energía eléctrica y generó el 53.4% del total de ingresos por la venta de electricidad.

Por su parte, el conjunto de los sectores comercial, servicios y agrícola tuvo una participación de 10.6% del total promedio de usuarios, el 16.2% del total del consumo de electricidad y el 24.1% de los ingresos por ventas de energía eléctrica. (Véase Tabla 28).

Tabla 28. Indicadores Comerciales 2016 de la CFE

Sector de Consumo	Miles de Usuarios Promedio	%	Ventas GWh	%	Ingresos MDP	%
Doméstico	35,656	88.6	58,368	26.8	68,542	22.5
Comercial	3,945	9.8	15,348	7.0	43,946	14.4
Servicios	207	0.5	8,643	4.0	23,137	7.6
Agrícola	129	0.3	11,328	5.2	6,564	2.2
Industrial	320	0.8	124,385	57.0	163,005	53.4
Empresa Mediana	319	0.8	83,504	38.3	119,474	39.1
Gran Industria	1.0	0.0	40,881	18.7	43,530	14.3
Total	40,256	100.0	218,072	100.0	305,192	100.0

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.2 PRINCIPALES INDICADORES DE SUMINISTRO BÁSICO

Los productos son los ingresos obtenidos por la comercialización de energía y se obtienen a partir de las ventas de electricidad, aplicando las tarifas eléctricas que corresponden a los servicios según los diferentes sectores de consumo en que se agrupan los usuarios.

El precio medio se refiere a la cantidad que un usuario paga en promedio por cada kilowatt-hora (kWh) consumido y se obtiene mediante la división de los productos entre las ventas de energía eléctrica.

El consumo medio mensual por usuario es el volumen de energía eléctrica que un usuario consume mensualmente en promedio, según la tarifa y el sector de consumo en el que esté agrupado: doméstico, comercial, servicios, agrícola o industrial.

La Tabla 29 se muestran los principales indicadores comerciales relativos al número de usuarios promedio, ventas, productos, precios medios y consumo medio mensual por usuario en 2016.

Tabla 29. Principales Indicadores Comerciales de suministro básico 2016

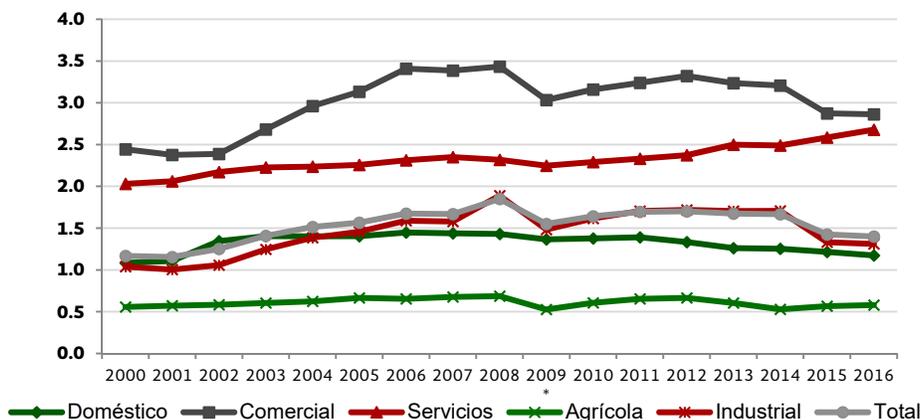
Sector	Usuarios Promedio	Ventas (GWh)	Productos (millones de pesos)	Precio Medio (Pesos / kWh)	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
Doméstico	35,655,934	58,368	68,542	1.174	136
Comercial	3,944,635	15,348	43,946	2.863	324
Servicios	207,120	8,643	23,137	2.677	3,478
Agrícola	128,552	11,328	6,564	0.579	7,343
Industrial	319,637	124,385	163,005	1.310	32,429
Total	40,255,877	218,072	305,192	1.400	451

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.2.1 PRECIOS MEDIOS PAGADOS POR SECTOR DE CONSUMO

En términos reales, el precio medio de la electricidad vendida por la CFE alcanzó su nivel máximo en 2008 en la mayoría de los sectores de consumo, debido al notable aumento en los precios de los combustibles registrado en ese año, para después declinar en 2009, repuntar moderadamente de 2010 a 2012 y mostrar una tendencia a la baja partir de 2013, con excepción del precio medio en el sector servicios que ha seguido al alza (véase Gráfica 56).

Gráfico 58. Precios medios de la energía eléctrica (pesos/kWh a precios constantes de 2016*)



* Precios medios constantes con base en el deflactor implícito del índice de Precios al Consumidor.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Los mayores precios son pagados por los usuarios comerciales quienes, además de no recibir subsidio vía tarifas eléctricas, utilizan la energía eléctrica en baja tensión que resulta más cara por la mayor infraestructura que se requiere para proveerla. Si bien la industria generalmente

no se beneficia de un subsidio por parte del Gobierno Federal, esta utiliza el servicio en media y alta tensión, lo que permite aminorar su costo de provisión.

En 2016 los precios medios más altos continuaron ubicándose en los sectores comercial (2.86 Pesos \$/kWh) y servicios (2.68\$/kWh), mientras que los precios medios resultaron moderados en los sectores industrial (1.31 \$/kWh) y doméstico (1.17 \$/kWh). En el caso del sector agrícola, el precio medio resulta ser el más bajo (0.58 \$/kWh) que en los demás sectores de consumo, por efecto de la aplicación de las tarifas de estímulo agrícola 9CU y 9N, las cuales están altamente apoyadas por el Gobierno Federal.

Al cierre de 2016, el precio medio total de la energía eléctrica observó una disminución real de 1.8% en relación con el año anterior, con reducciones también reales por sector de consumo de 3.4% en el sector doméstico (incluyendo la tarifa DAC que no está apoyada), 1.5% en el sector industrial y 0.3% en el sector comercial, en tanto que se registraron incrementos de 3.6% en el sector servicios y de 2.2% en el sector agrícola (Tabla 30).

**Tabla 30. Precios medios de la energía eléctrica 2000-2016
(pesos/kWh a precios constantes de 2016*)**

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Total
2000	1.08	2.44	2.03	0.56	1.04	1.168
2001	1.11	2.38	2.06	0.57	1.00	1.155
2002	1.34	2.39	2.17	0.58	1.06	1.252
2003	1.40	2.68	2.23	0.60	1.25	1.409
2004	1.40	2.96	2.24	0.62	1.39	1.514
2005	1.40	3.13	2.26	0.66	1.46	1.565
2006	1.45	3.41	2.31	0.65	1.59	1.675
2007	1.44	3.39	2.35	0.68	1.58	1.668
2008	1.43	3.43	2.32	0.69	1.89	1.849
2009*	1.37	3.03	2.25	0.53	1.48	1.550
2010	1.38	3.16	2.29	0.61	1.62	1.642
2011	1.39	3.24	2.33	0.65	1.70	1.695
2012	1.33	3.32	2.37	0.66	1.72	1.701
2013	1.26	3.24	2.50	0.60	1.70	1.674
2014	1.25	3.21	2.49	0.53	1.71	1.666
2015	1.22	2.87	2.58	0.57	1.33	1.425
2016	1.17	2.86	2.68	0.58	1.31	1.400
Variación real 2016/2015 (%)	-3.4	-0.3	3.6	2.2	-1.5	-1.8

* Precios medios constantes con base en el factor implícito del índice de Precios al Consumidor.

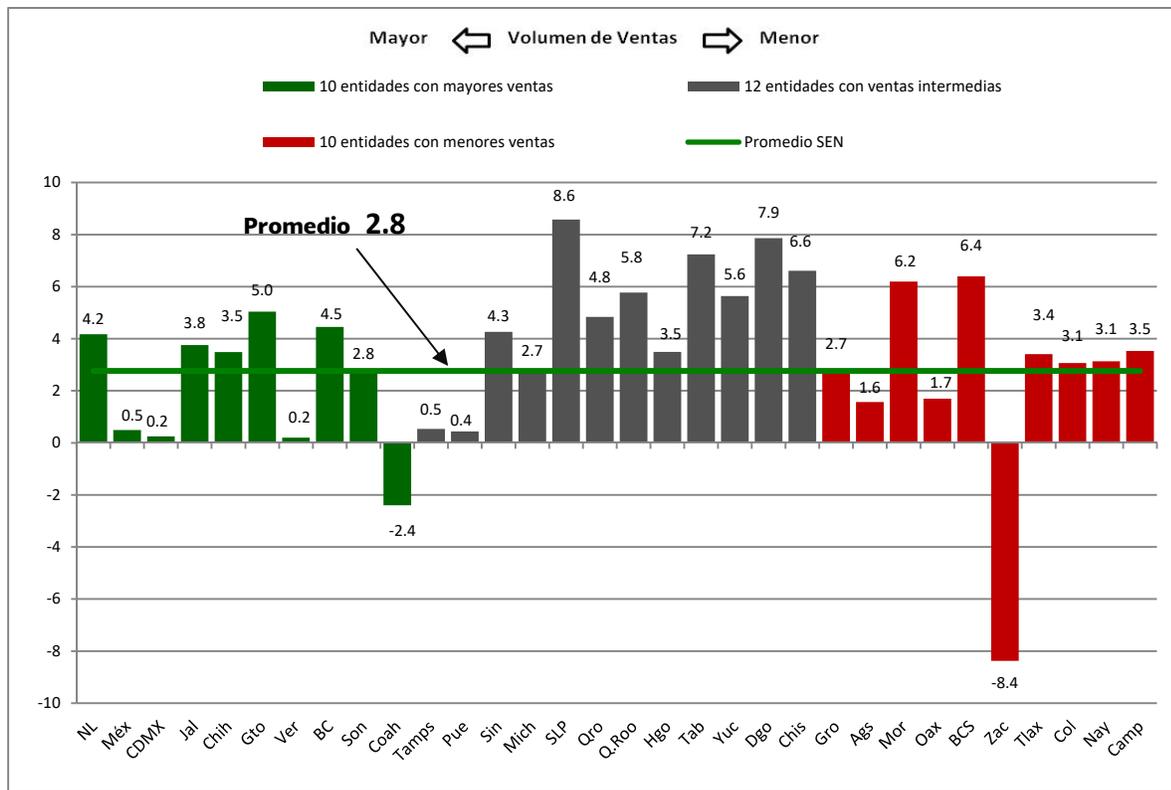
** A partir de 2009 incluye el Área Central.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.3 VENTAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR Y ENTIDAD FEDERATIVA

Las ventas totales de energía eléctrica de suministro básico cerraron 2016 con un incremento anual de 2.8%. Por su parte, las entidades federativas observaron un crecimiento anual positivo en las ventas totales de electricidad durante 2016 (en un rango entre 0.2% y hasta 8.6%), con excepción de Coahuila y Zacatecas en las que se observaron reducciones de 2.4% y 8.4% respectivamente, respecto a 2015 (Véase Gráfico 59).

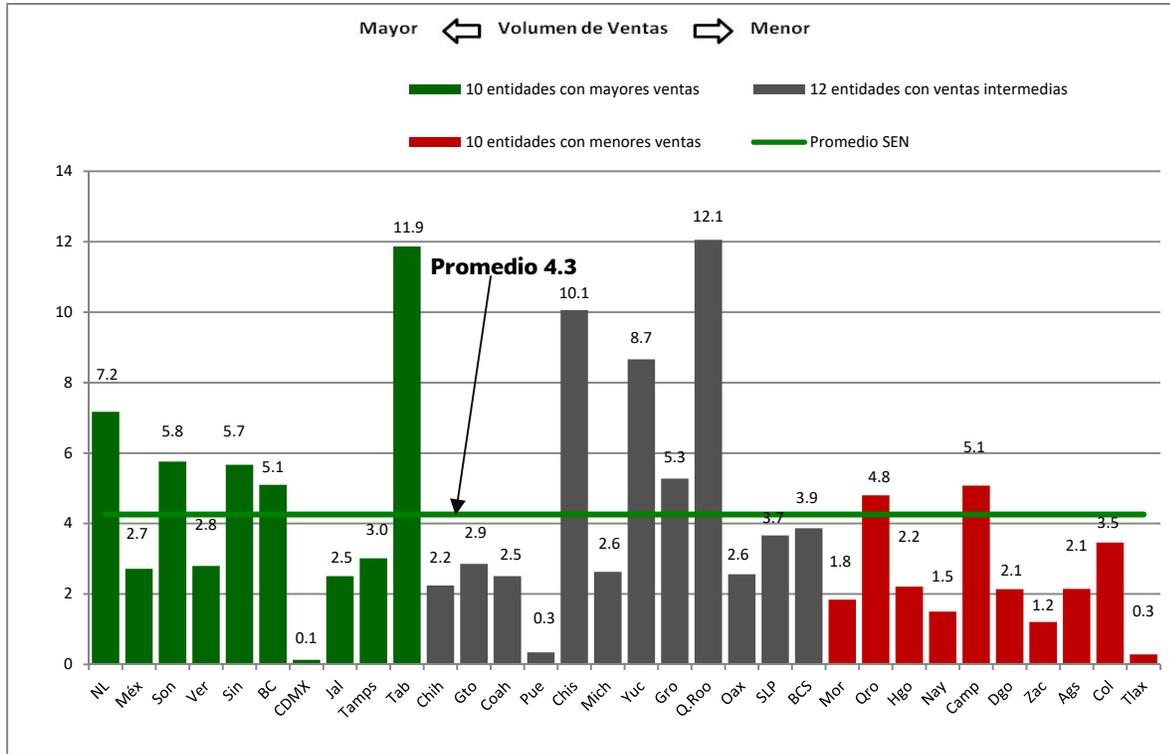
Gráfico 59. Variación de las ventas de energía eléctrica Total nacional 2016 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

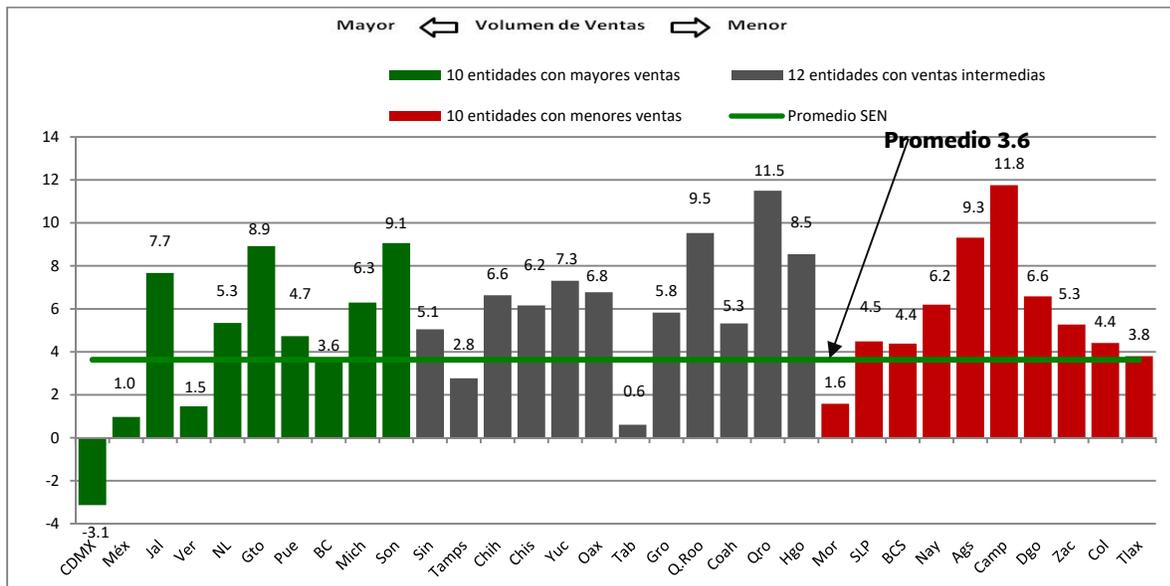
A continuación se presentan las variaciones promedio anuales de las ventas de electricidad en 2016 por cada sector de consumo y las específicas por cada una de las entidades federativas (Véase Gráficos 60, 61, 62, 63 y 64).

Gráfico 60. Variación de las ventas de energía eléctrica Sector doméstico 2016 (%)



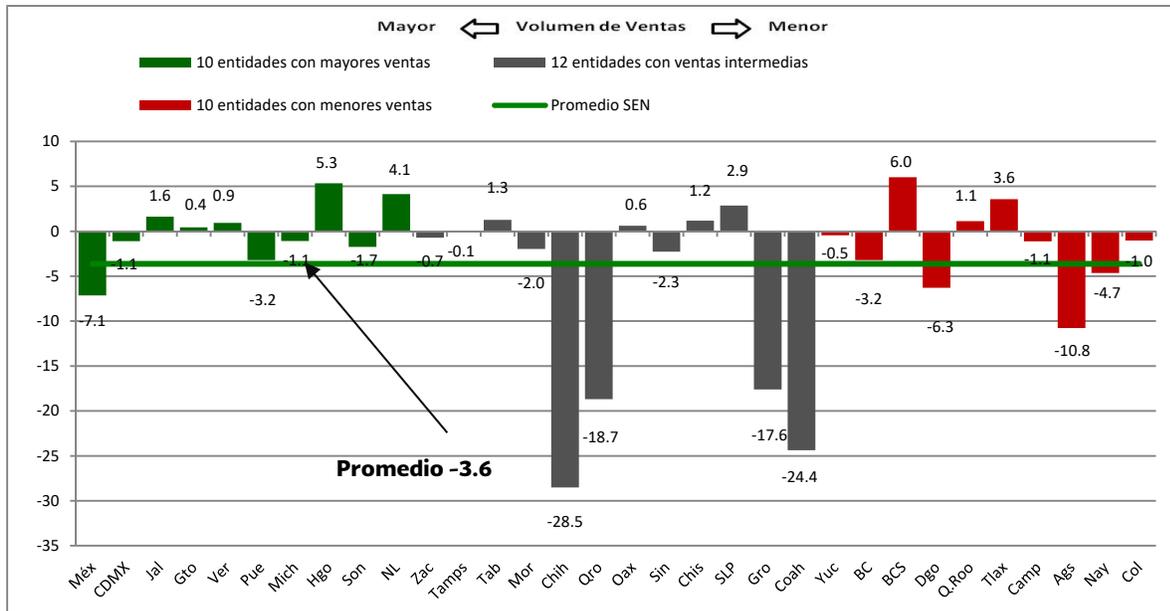
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 61. Variación de las ventas de energía eléctrica Sector comercial 2016 (%)



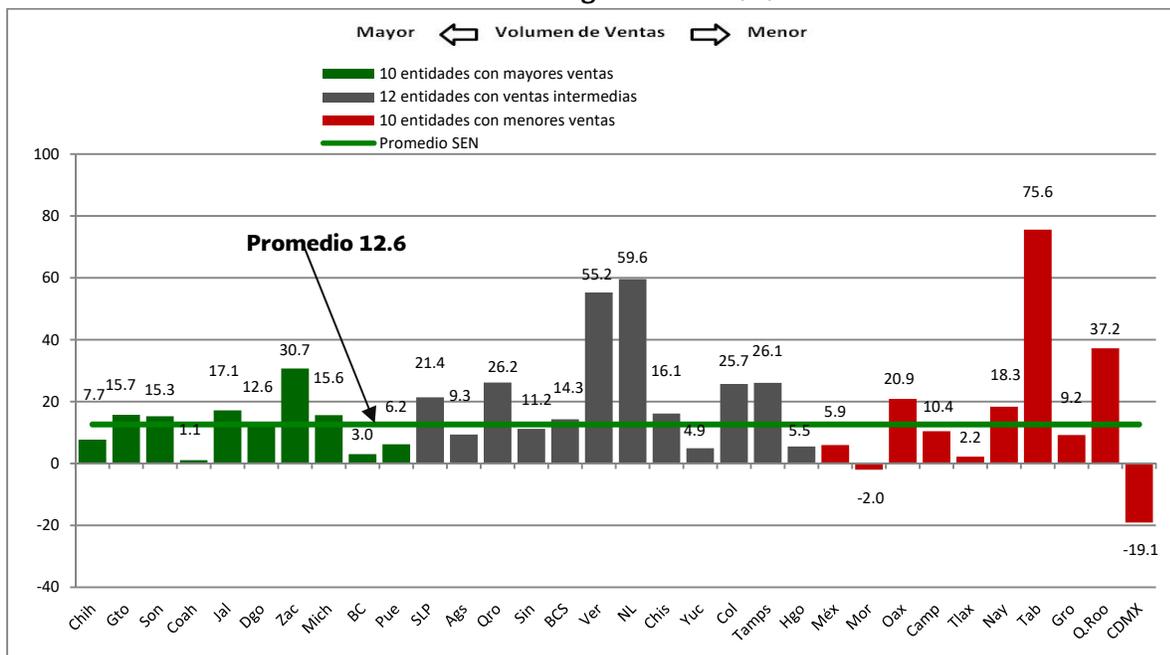
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 62. Variación de las ventas de energía eléctrica Sector servicios 2016 (%)



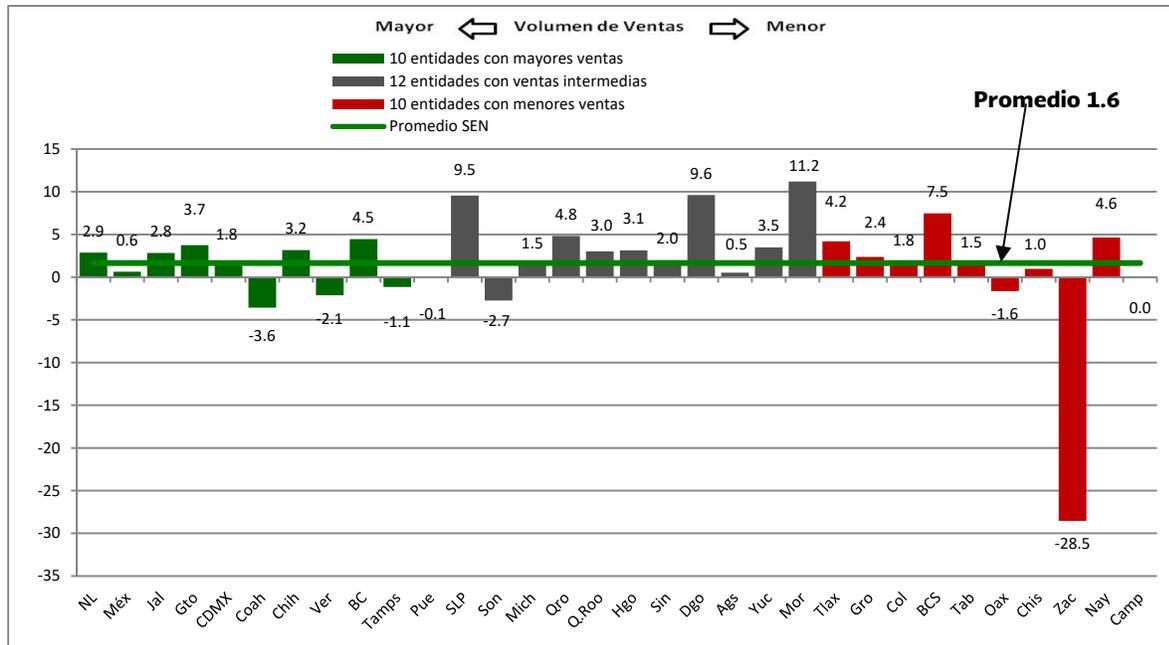
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 63. Variación de las ventas de energía eléctrica Sector agrícola 2016 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 64. Variación de las ventas de energía eléctrica Sector industrial 2016 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

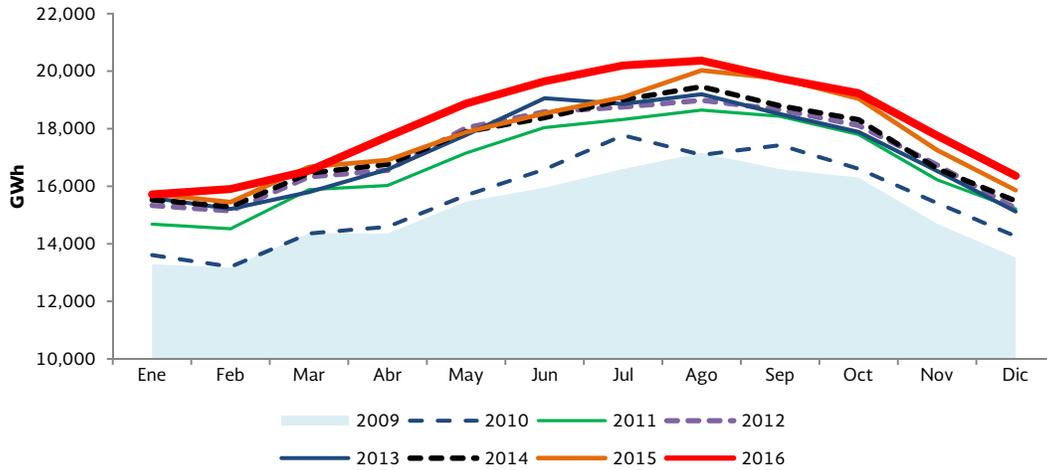
En el caso del sector industrial, en 2016 se registró un incremento anual de 2.9% en las ventas de electricidad a la empresa mediana, pero una reducción de 0.7% en las ventas a la gran industria.

6.3.1 ESTACIONALIDAD ANUAL DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Además del incremento histórico que han observado las ventas de energía eléctrica, su comportamiento es cíclico durante cada año, con un mayor consumo entre los meses de junio y septiembre, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en localidades con clima caluroso en verano, principalmente en el norte del país.

En el Gráfico 65 se puede observar el comportamiento cíclico que tiene la energía consumida mensualmente durante el periodo 2009-2016.

Gráfico 65. Ciclo anual de las ventas de energía eléctrica GWh)

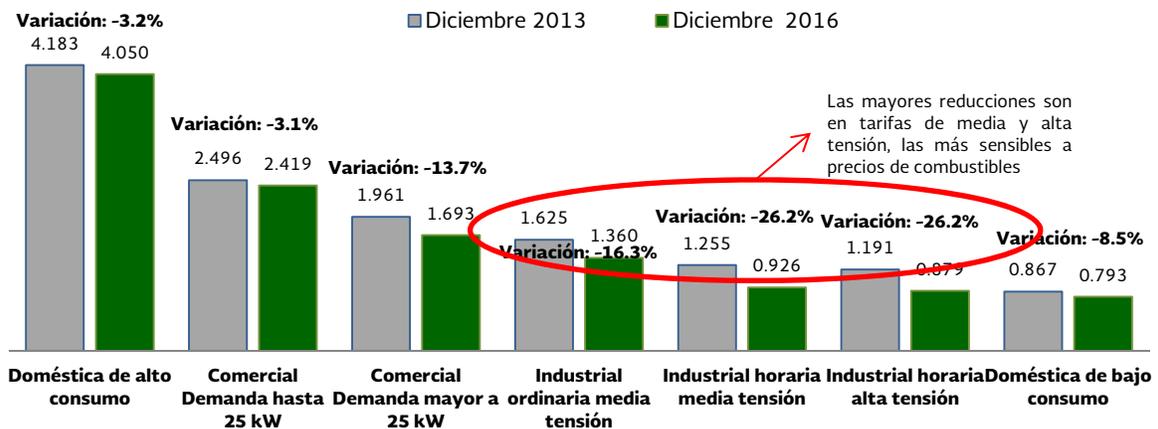


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.4 REDUCCIONES EN TARIFAS ELÉCTRICAS

Al comparar diciembre de 2016 con diciembre de 2013, mes en que se aprobó la Reforma Energética, los cargos por energía de las tarifas eléctricas aplicables a los sectores industrial, comercial y doméstico, registraron las **reducciones** en términos reales, mismos que se muestran en la Gráfica 66.

Gráfico 66. Comparativo de Tarifas entre Diciembre 2013 y Diciembre 2016 (Pesos reales por kilowatt-hora)

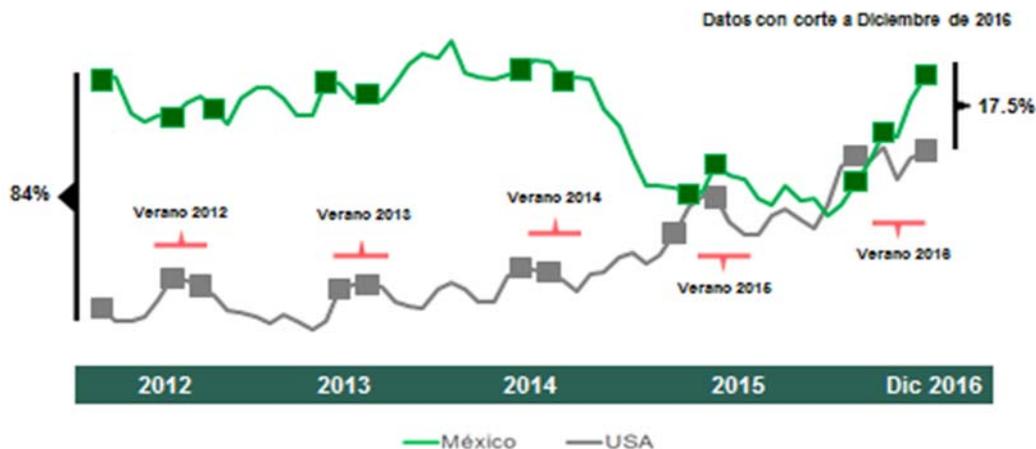


Tasa de inflación, datos a diciembre de 2016; Diciembre de 2013: 9.87%; Fuente: Calculadora de inflación INEGI.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

De Enero de 2012 a Diciembre de 2016, se ha **cerrado** la **brecha** entre la **tarifa industrial promedio** en **México** y en **Estados Unidos**. En **2012**, en **México** era **84%** más alta que en Estados Unidos. A Diciembre de **2016**, la tarifa industrial mexicana fue **17.5% más alta** (Véase Gráfica 67).

Gráfico 67. Comparativo de tarifa industrial en México Vs. USA



Tipo de cambio FIX promedio mensual 2012-2016.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y EIA.

Es posible consultar la referencia sobre tarifas eléctricas en el Anexo A3.

6.5 PARTICIPANTES PRIVADOS

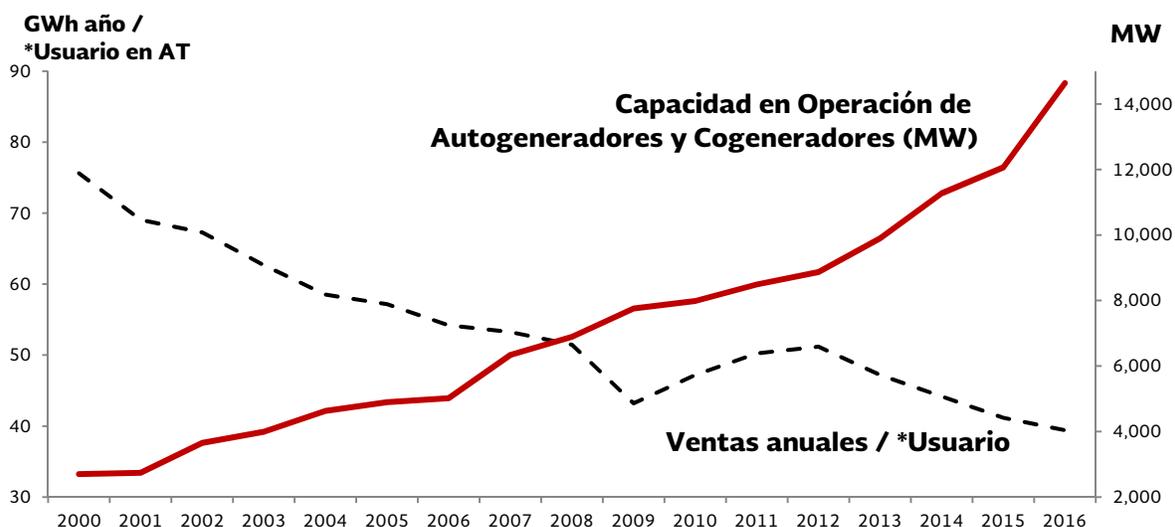
La participación privada a través del autoabastecimiento y la cogeneración ha implicado para la CFE una pérdida de grandes consumidores industriales. Esto se ha reflejado en una caída del consumo medio por usuario del servicio de energía eléctrica en alta tensión de la CFE.

Este fenómeno se denomina “descreme”, y se da cuando la empresa regulada pierde a los consumidores que adquieren los mayores volúmenes de energía eléctrica y que generalmente pertenecen al subsector de la gran industria.

Esto puede ser reflejo de la competitividad en los procesos de generación, transmisión y distribución por parte de la empresa regulada y, por ende, ofrecer mayores precios de venta de la energía eléctrica a grandes consumidores industriales, de manera que algunos de ellos han optado por generar su propia energía eléctrica que demandan sus procesos industriales.

En el Gráfico 68 se puede apreciar que durante el periodo 2002-2016 las ventas por usuario en alta tensión (gran industria) muestran una tendencia a la baja (eje izquierdo), mientras que la capacidad de autoabastecimiento y cogeneración ha venido cada vez más en aumento, al grado que estas variables han presentado un comportamiento muy divergente a partir de 2013, año en que se aprobó la Reforma Energética.

Gráfico 68. Ventas por usuario y capacidad de generación



* Usuarios al final de cada periodo.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE y la CRE.

6.6 SUMINISTRO CALIFICADO

De acuerdo con el artículo 3 fracción L de la Ley, el Suministro Calificado se define como el Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados. Por ello, durante 2016 diferentes empresas privadas realizaron gestiones para constituirse como Suministradores de Servicios Calificados.

Por su parte, y en congruencia con los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad publicados en el DOF el 11 de enero de 2016, esa Comisión constituyó a su filial CFE Calificados, S.A. de C.V., el 23 de mayo del mismo año, que tiene por objeto social realizar actividades de comercialización de energía eléctrica y servicios conexos, que compra electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista con el fin de dar servicio eléctrico a los Usuarios Calificados con los que tenga un contrato de suministro y responde por ellos ante el CENACE.

Los Suministradores de Servicios Calificados que firmaron contrato con CENACE en 2016 son los siguientes:

Suministrador	Mes de firma de contrato con CENACE en 2016
Suministro Sustentable de Energía en México, S.A.P.I. de C.V.	Marzo Inicio de operación: Septiembre
CFE Calificados, S.A. de C.V.	Abril Inicio de operación: Septiembre
Energía Buenavista, S. de R.L. de C.V.	Abril
E2M Suministrador Calificado, S.A.P.I. de C.V.	Noviembre
Iberdrola Clientes, S.A. de C.V.	Diciembre
Ammper Energía, S.A.P.I. de C.V.	Diciembre

El total de energía eléctrica que se vendió en México durante 2016 como parte del Suministro Calificado ascendió a 188 GWh (incluye las pérdidas técnicas y no técnicas), cifra que representó el 0.09% de las ventas totales de electricidad de la Comisión Federal de Electricidad en ese año.

Por otra parte, la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 3, fracción LV define como Usuario Calificado a aquel Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.

La calidad de Usuario Calificado se adquiere mediante la inscripción en el registro correspondiente a cargo de la CRE, para lo cual, el solicitante deberá acreditar que los Centros de Carga a incluirse en el registro cumplan con los niveles requeridos de consumo o demanda fijados por la Secretaría.

En este sentido durante 2016, se requería tener una demanda de 2 MW para poder solicitar el registro de Usuario Calificado y a fines de ese año el requisito se redujo a 1 MW, de acuerdo con lo establecido por el artículo Décimo Quinto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica.

Durante 2016 la CRE admitió 62 solicitudes de registro de Usuario Calificado para su análisis y evaluación, de éstas, se entregaron 35 Constancias de Inscripción como Usuario Calificado, 12 fueron rechazadas y 15 continuaban con el proceso de evaluación al cierre del año. En el mismo año un Usuario Calificado se registró ante el CENACE para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

6.7 APOYOS DEL GOBIERNO FEDERAL EN TARIFAS ELÉCTRICAS (SUBSIDIOS)

Los apoyos (subsidios) que el Gobierno Federal otorga a los usuarios del servicio de energía eléctrica se determinan para cada tarifa, mediante la diferencia entre el costo contable asociado a cada tarifa y los ingresos por ventas en cada tarifa.

Si la diferencia entre el costo contable y los ingresos por ventas es positiva, esta equivale al apoyo implícito, mientras que para los casos donde el costo contable es menor que los ingresos por ventas de energía eléctrica, se registra un superávit.

En el 2016, los apoyos vía tarifas deficitarias fue por un total de 129,788 millones de pesos, de los cuales correspondió el 78.0% al sector doméstico de bajo consumo, el 11.3% al sector agrícola, el 10.1% al sector industrial y el 0.7% al sector servicios (Véase Tabla 31).

Tabla 31. Apoyos del Gobierno Federal vía tarifas deficitarias 2016

Tarifa	Descripción tarifa	APOYOS en 2016 (millones de pesos)	%
Doméstico de bajo consumo		101,220	78.0
1	Doméstica para localidades con clima templado	45,358	34.9
1A	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 25°C	6,210	4.8
1B	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 28°C	10,383	8.0
1C	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 30°C	18,550	14.3
1D	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 31°C	4,473	3.4
1E	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 32°C	6,241	4.8
1F	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 33°C	10,004	7.7
Agrícola		14,625	11.3
9	Bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión	51	0.0
9M	Bombeo de agua para riego agrícola en media tensión	393.1	0.3
9CU y 9N	De estímulo para bombeo de agua para riego agrícola	14,181	10.9
Servicios		890	0.7
6	Bombeo de agua potable o negras, de servicio público	890	0.7
Industrial		13,053	10.1
HM's	Industrial media tensión	11,872	9.1
HS's	Industrial alta tensión	791	0.6
HT's	Industrial alta tensión	390	0.3
Total general		129,788	100.0

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la Comisión Federal de Electricidad.

En 2016 las tarifas superavitarias: comerciales (2, 3 y 7), de alumbrado público (5 y 5A), doméstica de alto consumo (DAC) y ordinaria en media tensión (OM), registraron en conjunto un superávit de 12,337 millones de pesos, por lo que los apoyos del Gobierno Federal fueron por un monto total neto de 117,450 millones.

Todas las entidades federativas se benefician de los apoyos implícitos en las tarifas eléctricas (Véase Tabla 32).

Tabla 32. Apoyos por usuario vía tarifas eléctricas por entidad federativa en 2016
Pesos por usuario

Entidad Federativa	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Media tensión	Alta tensión	Total
Sonora	6,295	0	7,763	273,149	28,155	989,630	7,601
Chihuahua	3,000	0	1,828	251,190	36,825	898,454	6,586
Sinaloa	5,960	0	3,379	75,513	24,569	280,000	5,898
Baja California Sur	4,381	0	11,422	198,573	41,249	1,569,231	5,231
Baja California	4,576	0	4,696	143,063	35,303	412,500	4,960
Coahuila	3,395	0	1,494	243,734	35,792	1,473,794	4,907
Tamaulipas	3,997	0	3,340	43,708	30,717	699,877	4,181
Durango	2,527	0	2,066	173,583	32,673	816,667	3,970
Nuevo León	3,461	0	1,955	34,757	25,805	1,015,275	3,912
Quintana Roo	3,077	0	1,570	27,783	39,214	1,425,000	3,473
Tabasco	3,556	0	3,010	57,292	29,199	287,179	3,418
Guanajuato	2,404	0	1,733	116,475	39,167	1,662,603	3,386
Aguascalientes	2,456	0	3,207	146,822	40,423	1,372,662	3,354
Zacatecas	2,292	0	2,516	84,695	17,499	1,019,653	3,347
Campeche	3,127	0	5,599	24,497	22,515	400,000	3,152
Yucatán	2,969	0	3,416	19,076	30,776	503,226	3,109
Querétaro	2,391	0	2,695	186,235	58,537	935,211	3,092
Colima	2,782	0	5,725	68,203	25,934	2,050,000	3,086
San Luis Potosí	2,611	0	839	70,243	37,984	1,362,712	3,002
Jalisco	2,442	0	4,047	72,280	33,809	873,720	2,719
Nayarit	2,647	0	3,611	35,567	23,428	50,000	2,593
Veracruz	2,631	0	1,599	63,148	25,795	1,719,231	2,589
Michoacán	2,403	0	2,412	71,019	25,481	4,676,923	2,524
Morelos	2,477	0	8,434	78,548	31,704	2,144,444	2,448
Chiapas	2,472	0	1,947	58,362	24,212	300,000	2,412
Tlaxcala	2,299	0	12,926	49,655	67,851	1,278,571	2,410
Puebla	2,274	0	5,067	93,606	47,771	2,062,500	2,405
Ciudad de México	2,300	0	83,266	0	87,383	1,850,000	2,386
Guerrero	2,442	0	2,403	11,096	30,179	966,667	2,357
Edo. México	2,134	0	26,597	23,308	87,380	1,937,037	2,278
Hidalgo	2,058	0	10,668	129,029	68,599	2,094,675	2,207
Oaxaca	2,177	0	3,313	11,108	14,948	425,000	2,067
Total	2,839	0	4,298	113,769	37,262	1,157,721	3,224

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la Comisión Federal de Electricidad.

Es importante señalar que las entidades federativas del norte del país tienen generalmente localidades con climas calurosos en verano, donde se aplican tarifas residenciales con rangos de consumo subsidiados mucho mayores que en el resto del país, principalmente por el uso de equipos de aire acondicionado, mientras que en el sector agrícola se aplican tarifas de estímulo por el uso intensivo del bombeo de agua para riego agrícola, el cual generalmente no se utiliza en regiones cuyo clima es templado.

7. PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN

7.1 PLANEACIÓN

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece la planeación del desarrollo nacional como el eje que articula las políticas públicas que lleva a cabo el Gobierno de la República. Por ello, en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND) convergen las propuestas y líneas de acción para llevar a México a su máximo potencial y a partir de éste se integró el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER).

El PROSENER contiene los objetivos y políticas que regirán las actividades del sector energético e incluye indicadores para medir su desempeño. El programa señala que el uso y suministro de energía eléctrica son esenciales para las actividades productivas y su escasez se convierte en un obstáculo para el desarrollo económico. Por ello, es imperativo que el sector sea capaz de satisfacer las necesidades energéticas, identificando anticipadamente los requerimientos asociados al crecimiento económico y promoviendo el uso eficiente de la energía.

El 2 de diciembre de 2016, se publicó en el DOF la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios (Estrategia) donde se establece como visión para el 2050 el contar con un sector energético basado en tecnologías limpias, energéticamente eficiente y que promueve la productividad, el desarrollo sustentable y la equidad social en el país.

Durante el 2016 se llevaron a cabo diversas acciones en materia de planeación que, al considerar las políticas y los objetivos establecidos en el PND, PROSENER y la Estrategia, orientan al sector hacia una mayor eficacia y eficiencia, con el objetivo de abastecer de energía eléctrica al país con precios competitivos, calidad y protegiendo al medio ambiente.

En este sentido, y de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, la planeación del Sector Eléctrico Nacional (SEN) se determina en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), el cual considera los programas indicativos para la instalación y retiro

de centrales eléctricas y los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

El 30 de mayo de 2016, se publicó en el portal electrónico de la SENER el PRODESEN 2016-2030 en el que se estima una inversión del orden de 1,684 mil millones de pesos en el rubro de generación, durante los próximos 15 años. De igual forma, se estima una inversión en transmisión y distribución por 260 mil millones de pesos y 301 mil millones de pesos, respectivamente.

En diciembre de 2016 se concluyó la elaboración de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030, la cual es un documento de planeación que provee la información necesaria que refleja las necesidades futuras de electricidad del país para un periodo de quince años. El documento se enriquece con ejercicios de sensibilidad que responden al panorama cambiante de los energéticos, asimismo proporciona opciones para reducir la exposición al riesgo y permita lograr el menor impacto ambiental.

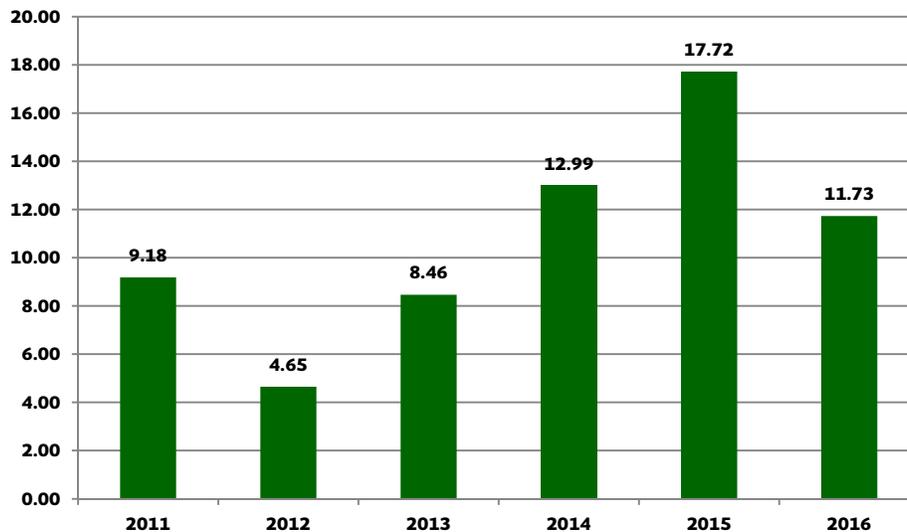
7.2 INDICADORES PROSENER 7.2.1 MARGEN DE RESERVA OPERATIVO

El Margen de Reserva Operativo (MRO) en el SIN, se determina tomando en cuenta la diferencia entre los recursos totales disponibles (capacidad efectiva bruta menos la capacidad indisponible) dividida entre la demanda máxima bruta coincidente en el SIN (demanda máxima integrada del sistema más las exportaciones). El aumento en este indicador implica una mayor confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. El MRO anual se calcula con base en la demanda máxima bruta coincidente en el SIN, teniendo en cuenta la hora, mes y año en que se presenta.

En México, el MRO se calcula normalmente entre los meses de junio y julio de cada año, aunque hay excepciones en las que el cálculo se realiza en el mes de agosto, según el mes, día y hora en que ocurre la demanda máxima coincidente en el SIN.

En el Gráfico 69 se presenta la evolución anual del Margen de Reserva Operativo en el SIN para el periodo de 2011 a 2016.

Gráfico 69. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN durante 2010 - 2016



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

El MRO en el SIN ha mostrado una tendencia ascendente de 2012 a 2015, generalmente por arriba del nivel mínimo recomendado de 6%, con excepción de 2012, año en el que se ubicó por debajo del mencionado nivel mínimo recomendado. En 2016 el MRO declinó a 11.73%, con una reducción de 6.0 puntos porcentuales respecto al de 17.72% registrado en 2015, pero continuó por arriba del nivel mínimo recomendado de 6%.

7.2.2 MARGEN DE RESERVA

En 2010, la entonces Junta de Gobierno de la CFE aprobó una nueva metodología para el cálculo del Margen de Reserva Anual (MR) del Sistema Interconectado Nacional. Este indicador toma en cuenta la capacidad de generación, los programas de mantenimiento de centrales, los efectos de la temperatura, la variabilidad de los recursos renovables, el nivel de embalse en las presas y la declinación de los campos geotérmicos para estimar el Margen de Reserva de Generación (MRG), definido como la diferencia aritmética entre la capacidad neta disponible y la demanda máxima neta (DMN) coincidente. Al Margen de Reserva de Generación se le adiciona la demanda interrumpible y la capacidad de interconexión con sistemas vecinos, para obtener los Recursos de Capacidad Disponibles (RCD), los cuales se dividen entre la demanda máxima neta (DMN) coincidente para determinar el resultado del indicador, cuya fórmula es la siguiente:

$$MR_n = \frac{RCD_n}{DMN_n} \times 100$$

La variable *RCD* se construye a partir de la siguiente expresión:

$$RCD = MRG + DI + CI$$

Dónde:

MRG = Margen de Reserva de Generación (definido como la diferencia aritmética entre la capacidad neta disponible y la demanda máxima neta coincidente).

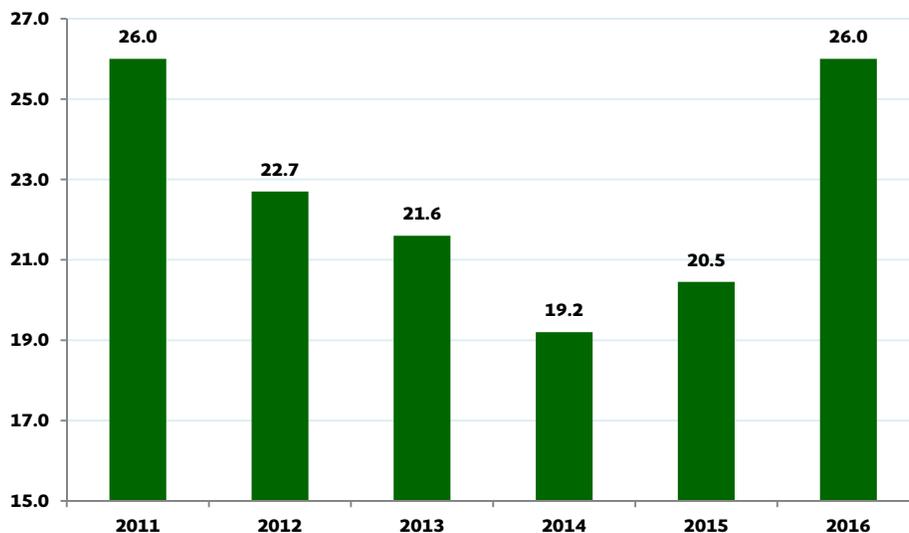
DI = Demanda Interrumpible.

CI = Capacidad en Interconexiones.

n = año calendario al que se refiere el indicador

En el gráfico 70 se muestran los resultados del Margen de Reserva para el periodo 2011-2016.

Gráfico 70. Margen de Reserva del Sistema Interconectado Nacional (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

Del Gráfico 70, se desprende que el Margen de Reserva anual del SIN observó una tendencia a la baja durante el periodo 2011-2014, para después repuntar en los dos últimos años y situarse con un nivel de 26.0% en julio de 2016, siendo este resultado idéntico al registrado en 2011 y 5.6 puntos porcentuales superior en 20.5% al reportado en 2015.

El resultado en 2016, se debe a una mayor disponibilidad del parque de generación, incluido el efecto neto de las adiciones y retiros de capacidad realizados en el año. El aumento en este indicador implica una mayor confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional a mediano y largo plazos, aunque en el corto plazo pudiera dar la impresión de que se tiene capacidad instalada ociosa. La meta para 2018 es llegar a un nivel de 17.5%

7.2.3 EFICIENCIA DEL PROCESO TERMOELÉCTRICO DE CENTRALES BASE

Este indicador mide la eficiencia del proceso termoeléctrico de centrales base de CFE y PIEs. En la medida en que este indicador aumenta, refleja cómo se va reemplazando el parque termoeléctrico por tecnologías con mayor eficiencia térmica, ya que la cantidad de combustible que requiere una central eléctrica para producir un kWh varía de manera inversa con la eficiencia. La fórmula para el cálculo de este indicador es la siguiente:

$$n = \frac{GT \text{ año} * 860}{\sum_{i=1}^u V_i, \text{ año} * PC_i} * 100$$

Dónde:

n = Eficiencia del proceso termoeléctrico de Centrales Base de CFE más PIEs

GT año= generación termoeléctrica bruta en el año en kWh.

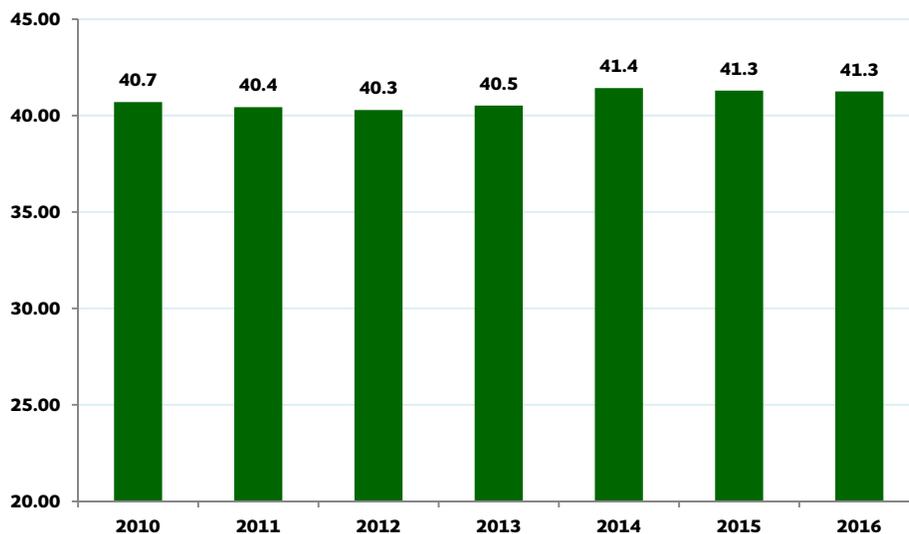
860= calor equivalente de un kWh en kcal/kWh.

V i, año= volumen de combustible i utilizado en el año en unidades físicas.

PC i = poder calorífico del combustible i en kcal/u.

En el gráfico 71 se muestran los resultados de este indicador de eficiencia para el periodo 2010-2016.

Gráfico 71. Eficiencia del Proceso Termoeléctrico Centrales Base de CFE más PIEs (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Del gráfico 71, se desprende que este indicador de eficiencia térmica ha venido reflejando cierta estabilidad, con pequeñas alzas y bajas en el periodo 2010-2013, pero a partir de 2014 observó un incremento (mejora) de 0.9 puntos porcentuales en relación con el año previo, para después declinar ligeramente en los dos últimos años y llegar a un nivel de 41.3 en 2016,

con un incremento de 0.7 puntos porcentuales (mejora) en relación al resultado registrado en 2013, lo que se atribuye a la entrada en operación comercial de nuevas centrales con ciclos de conversión térmica más eficientes que operan con gas natural y el cierre de plantas obsoletas que utilizaban principalmente combustóleo.

7.2.4 PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este indicador mide la energía eléctrica que se pierde en relación a la electricidad que se recibe en los procesos de transmisión y distribución, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$PET = (Er - Ee) * 100 / Er$$

Dónde:

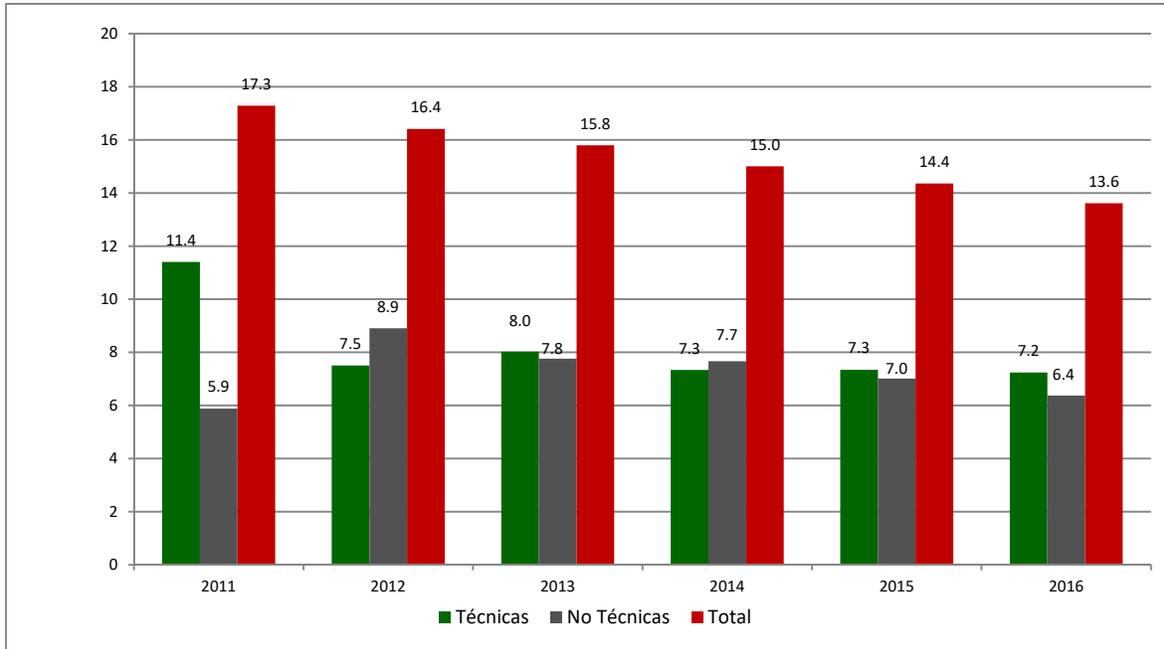
Er = Energía recibida en los últimos 12 meses (año móvil) por concepto de generación propia y entregas de permisionarios, como de importación de energía.

Ee = Energía entregada a los usuarios en diferentes tensiones en los últimos 12 meses (año móvil), incluyendo porteo, exportación y los usos propios y generales.

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en “técnicas” y “no técnicas” en función de su origen, las primeras tienen lugar en la transferencia de energía calorífica al medio ambiente producto del calentamiento de los conductores del sistema al paso de la corriente eléctrica, mientras que las segundas se presentan durante el proceso de distribución y comercialización, principalmente por el uso ilícito de la energía eléctrica, las fallas de medición y los errores de facturación.

Después que la CFE tomó control de la Zona Central, que era atendida por la extinta LyFC, el indicador de pérdidas totales de energía a nivel nacional alcanzó su máximo nivel histórico, de 17.8%, en 2010. Desde entonces, la CFE ha intensificado la ejecución de programas de reducción de pérdidas y recuperación de energía por ajustes a la facturación, dando particular importancia a la detección y eliminación de usos ilícitos, fallas de medición y errores de facturación, lo que se ha traducido en una tendencia favorable y progresivamente a la baja del porcentaje de pérdidas totales de energía en el SEN (véase Gráfico 72).

Gráfico 72. Pérdidas Totales de Energía Eléctrica (Transmisión y Distribución, %)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

En 2016, las pérdidas totales de energía eléctrica en el proceso de transmisión y distribución se ubicaron en 13.6% del total de la energía recibida, con una reducción de 4.2 puntos porcentuales en relación al máximo nivel histórico, de 17.8%, que se tenía en 2010. Del 13.6% registrado en 2016, el 7.2% correspondió a pérdidas técnicas y el 6.4% a pérdidas no técnicas. Para el 2018 se tiene previsto alcanzar una meta a nivel total de 13.38%.

7.2.5 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE CARGA EN ENLACES PRIORITARIOS DE TRANSMISIÓN

Un enlace de transmisión es una serie de componentes y equipos que trabajan en conjunto para intercambiar volúmenes de electricidad entre diferentes ubicaciones de la red eléctrica. Este indicador permite medir el avance acumulado de los trabajos para incrementar la capacidad de transmisión de los enlaces prioritarios de la Red de Transmisión.

El total de reforzamientos de enlaces prioritarios programados a realizarse por la CFE es de 121 en el periodo 2012-2018. La fórmula para el cálculo de este indicador es la siguiente:

$$X = (ETICO / ETP) * 100$$

Dónde:

ETICO = Es el número de enlaces acumulado a un año determinado, que tiene concluidos los trabajos para incrementar su capacidad de transferencia, logrando no limitar la Transmisión de Energía Eléctrica.

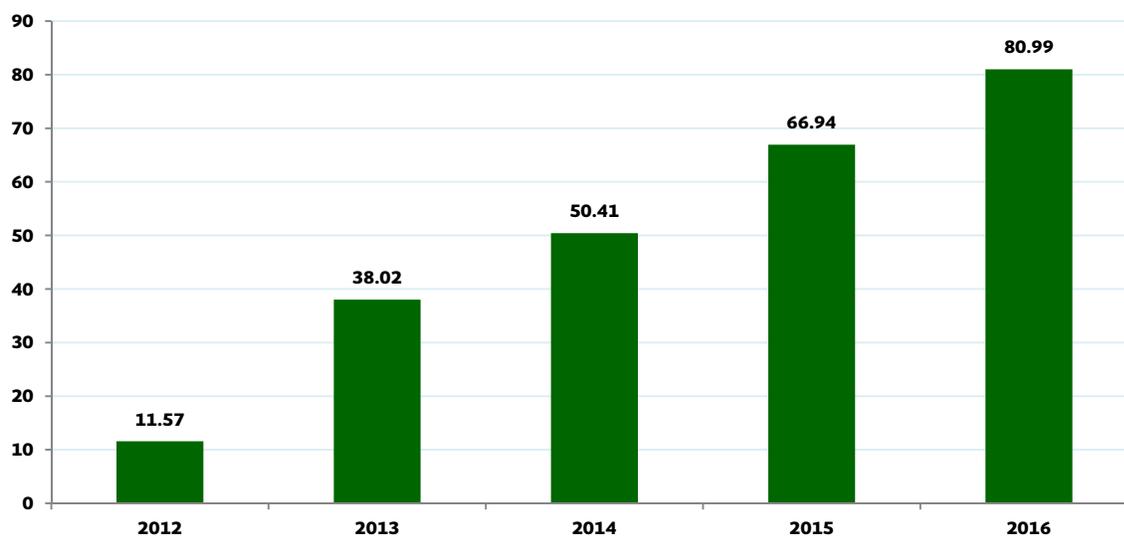
ETP = Es el número total de enlaces prioritarios identificados para el periodo 2012-2018.

En 2016, la CFE reportó haber realizado la totalidad de los 17 reforzamientos de enlaces prioritarios programados para ese año, con lo cual su capacidad conjunta de transmisión de los mismos se incrementó en 22.6%, al pasar de 16,320 MVA a 20,010 MVA, con una inversión de 27.5 millones de pesos, beneficiando aproximadamente a 21.6 millones de usuarios en las regiones Norte, Central, Oriente y Sureste del país.

El indicador “Incremento de Capacidad de Trasferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión” presentó un avance acumulado de 80.99% al cierre de 2016, lo que equivale al reforzamiento de 98 enlaces prioritarios realizados al concluir ese mismo año, de un total de 121 programados para el periodo 2012-2018 (Véase Gráfico 73).

Los 23 enlaces prioritarios restantes serán realizados durante los siguientes dos años.

Gráfico 73. Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

7.2.6 POBLACIÓN QUE CUENTA CON SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este indicador tiene por objeto conocer la evolución y tendencia del porcentaje de la población con acceso al servicio de energía eléctrica. Este indicador considera a la población total dentro y fuera del alcance del SEN, es decir, en todo el territorio nacional. La fórmula para el cálculo del indicador es la siguiente:

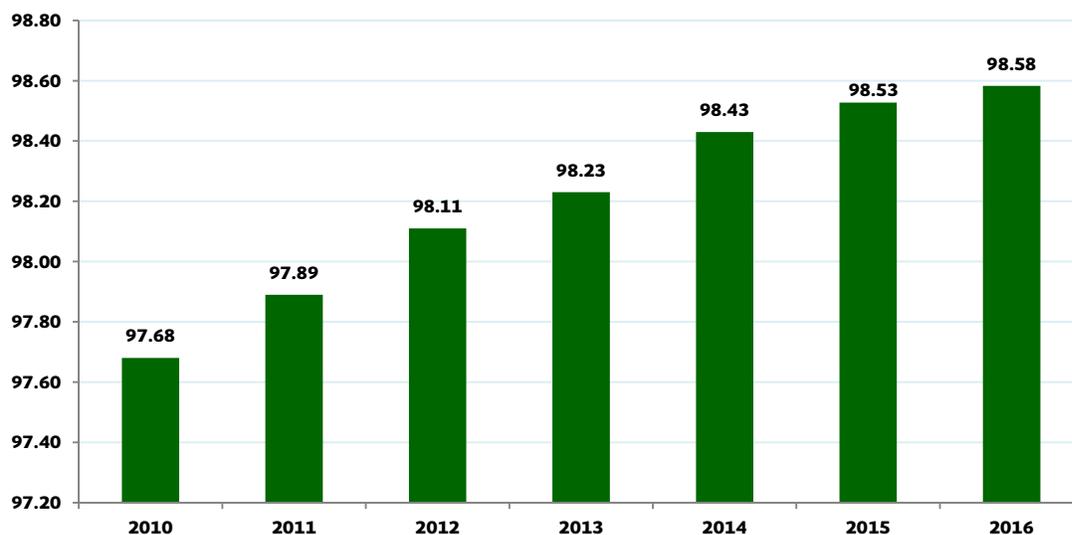
$$\text{PSEE} = (\text{Población con acceso al servicio de energía eléctrica} / \text{Población total}) * 100$$

Dónde:

PSEE = Población que cuenta con servicio de energía eléctrica

Durante el periodo 2010-2016, el indicador Población que Cuenta con Servicio de Energía Eléctrica ha mostrado una evolución favorable, con una tendencia de crecimiento progresivamente ascendente en el periodo (Véase Gráfico 74).

Gráfico 74. Población que cuenta con Servicio de Energía Eléctrica (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Este indicador de cobertura eléctrica en el país se situó en 98.58% al cierre de 2016, lo que significa que, del total de habitantes, más de 124.6 millones de ellos cuentan con el servicio de energía eléctrica, mientras que el 1.42% (1.8 millones de habitantes) todavía carece de este servicio (Véase Tabla 33 y Gráfica 75).

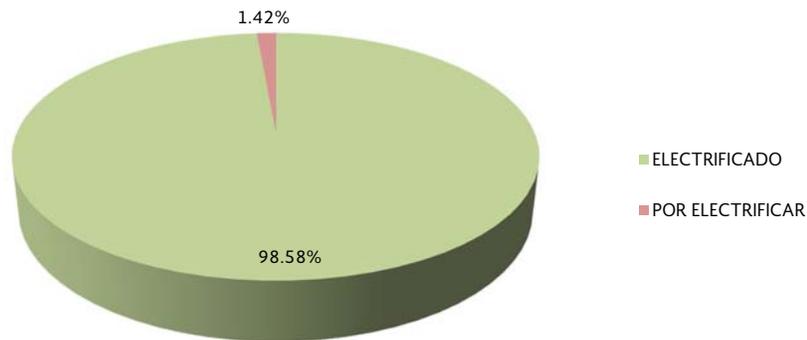
Cabe señalar que en 2016 la cobertura de electrificación en poblaciones urbanas fue de 99.56% y en poblaciones rurales de 95.15%.

Tabla 33. Población total y población sin electricidad (habitantes)

ESTADO	POBLACIÓN TOTAL	POBLACIÓN CON ELECTRICIDAD	%	POBLACIÓN SIN ELECTRICIDAD	%
Aguascalientes	1,374,832	1,370,465	99.68%	4,367	0.32%
Baja California	3,649,648	3,625,180	99.33%	24,468	0.67%
Baja California Sur	865,544	856,910	99.00%	8,634	1.00%
Campeche	926,691	914,812	98.72%	11,879	1.28%
Chiapas	5,574,171	5,361,551	96.19%	212,620	3.81%
Chihuahua	3,642,180	3,538,234	97.15%	103,946	2.85%
Coahuila	3,148,163	3,136,755	99.64%	11,408	0.36%
Colima	787,577	784,533	99.61%	3,044	0.39%
CDMX	9,038,229	8,992,184	99.49%	46,045	0.51%
Durango	1,816,319	1,762,277	97.02%	54,042	2.98%
Guanajuato	6,430,065	6,383,429	99.27%	46,636	0.73%
Guerrero	3,800,873	3,656,279	96.20%	144,594	3.80%
Hidalgo	3,179,837	3,152,459	99.14%	27,378	0.86%
Jalisco	8,270,781	8,216,614	99.35%	54,167	0.65%
México	16,987,123	16,825,990	99.05%	161,133	0.95%
Michoacán	4,941,132	4,892,666	99.02%	48,466	0.98%
Morelos	2,035,257	2,015,011	99.01%	20,246	0.99%
Nayarit	1,305,606	1,276,659	97.78%	28,947	2.22%
Nuevo León	5,376,449	5,316,540	98.89%	59,909	1.11%
Oaxaca	4,235,361	4,066,345	96.01%	169,016	3.99%
Puebla	6,376,139	6,341,520	99.46%	34,619	0.54%
Querétaro	2,204,502	2,172,930	98.57%	31,572	1.43%
Quintana Roo	1,649,515	1,640,032	99.43%	9,483	0.57%
San Luis Potosí	2,842,140	2,762,523	97.20%	79,617	2.80%
Sinaloa	3,000,629	2,972,004	99.05%	28,625	0.95%
Sonora	3,087,555	3,056,582	99.00%	30,973	1.00%
Tabasco	2,638,468	2,601,218	98.59%	37,250	1.41%
Tamaulipas	3,642,038	3,561,183	97.78%	80,855	2.22%
Tlaxcala	1,328,730	1,323,995	99.64%	4,735	0.36%
Veracruz	8,429,732	8,250,106	97.87%	179,626	2.13%
Yucatán	2,164,170	2,151,656	99.42%	12,514	0.58%
Zacatecas	1,675,192	1,654,710	98.78%	20,482	1.22%
Nacional	126,424,648	124,633,352	98.58%	1,791,296	1.42%

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

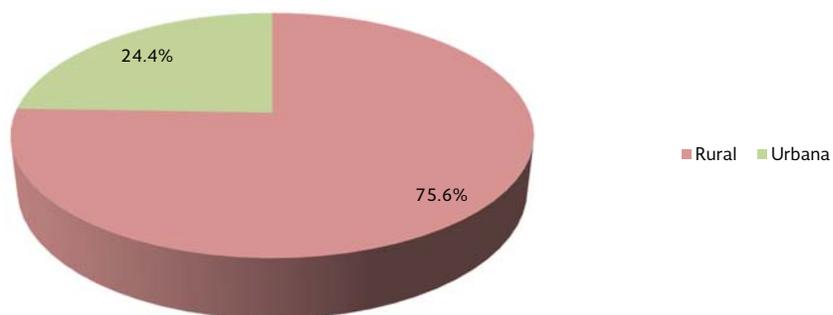
Gráfico 75. Grado de electrificación Total Nacional 2016 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

El 75.6% de la población sin acceso al servicio eléctrico corresponde a la población rural y el restante 24.4% a la población urbana (véase Gráfico 76)

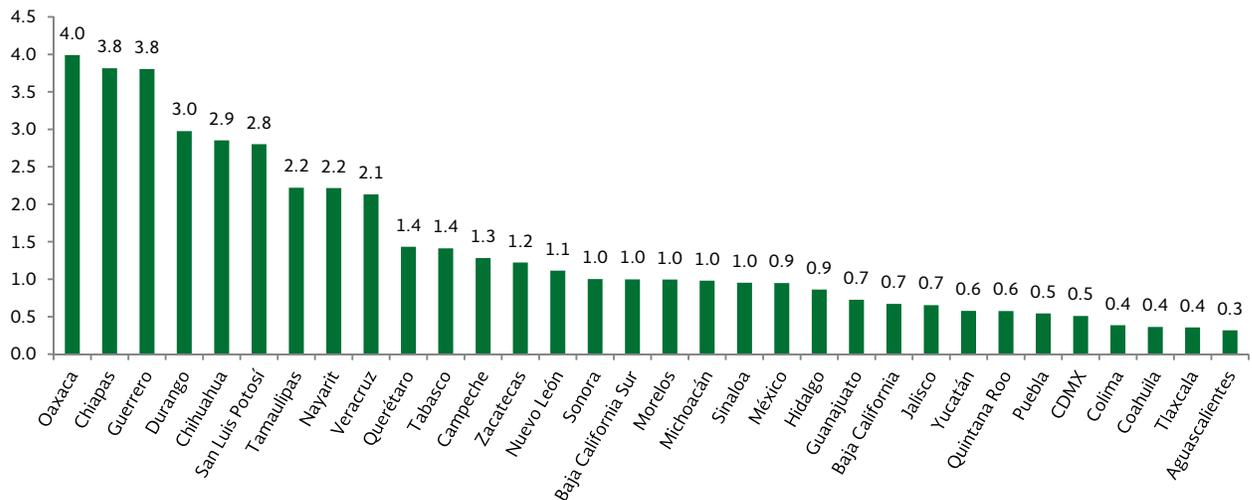
Gráfico 76. Población sin acceso al servicio eléctrico, 2016, (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Por entidad federativa, la población que menos acceso tuvo al servicio de electricidad fue la de Oaxaca, con 4%, seguida de Chiapas y Guerrero con 3.8% cada una. En contraste, los estados con más acceso al servicio de electricidad fueron Aguascalientes, Tlaxcala, Coahuila y Colima con porcentajes de la población con privación del servicio eléctrico muy similares, de alrededor de 0.4%; le siguen la Ciudad de México y Puebla con 0.5% en ambos casos (véase Gráfico 77).

Gráfico 77. Población sin acceso a la electricidad como porcentaje De la población total de cada entidad federativa, 2016 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

7.2.7 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU) SIN AFECTACIONES

El número de minutos por usuario en que se interrumpe el servicio de energía eléctrica al usuario es un indicador de calidad del servicio eléctrico. Este indicador mide el tiempo promedio en el que un usuario no dispone del servicio eléctrico en el año, producido por disturbios atribuibles a Generación, otras empresas generadoras, CENACE, Transmisión y Distribución, excluyendo redes secundarias de baja tensión y acometidas. La fórmula para el cálculo del indicador es la siguiente:

$$TIU = ATIU \text{ (Generación)} + ATIU \text{ (Otras empresas generadoras)} + ATIU \text{ (CENACE)} + ATIU \text{ (Transmisión)} + ATIU \text{ (Distribución)}$$

$$ATIU = \sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{i=1}^i T_i * U_i \right) / UT$$

Dónde: (MW)

T_i = Duración de la interrupción i , expresada en minutos por usuario y que se presentan durante el mes.

n = Número del mes.

i = Número de interrupción.

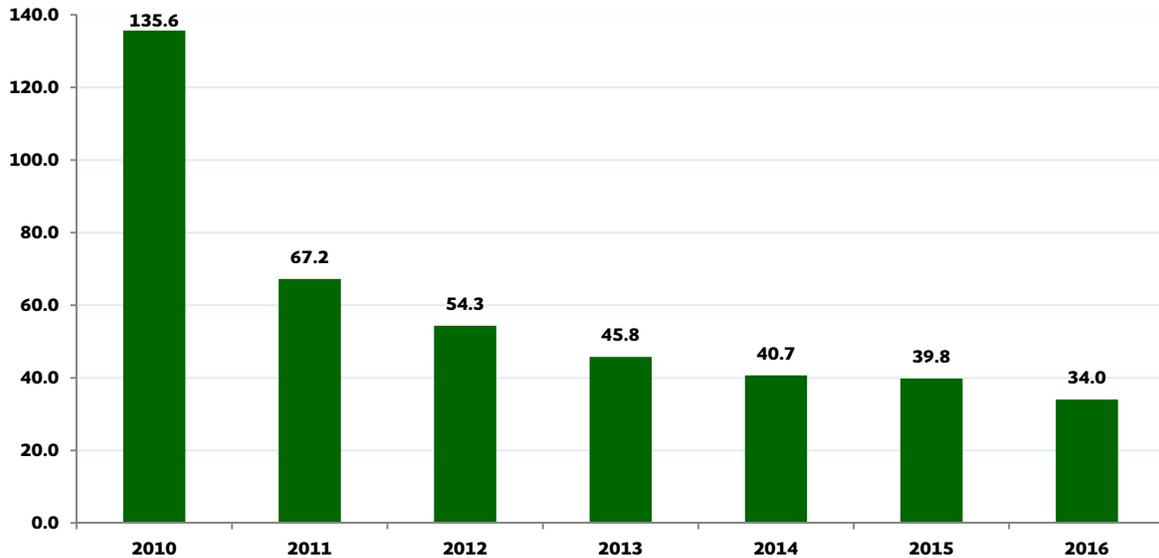
U_i = Usuarios afectados por la interrupción i .

UT = Promedio de usuarios en los últimos 12 meses (año móvil)

$ATIU$ = Aportación al tiempo en minutos de interrupción por usuario.

EL TIU sin afectaciones ajenas ha venido mostrando una clara tendencia descendente (mejora), al haberse reducido el tiempo promedio de interrupción del servicio de energía eléctrica por usuario, de 135.6 minutos/año en 2010 a 34.0 minutos/año en 2016, lo que implica una disminución de 101.6 puntos porcentuales en los últimos seis años y de 5.8 puntos porcentuales respecto al resultado de 39.8% registrado en 2015 (Véase Gráfico 78).

**Gráfico 78. Tiempo de Interrupción por Usuario Sin afectaciones
(Minutos por usuario / Año)**



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

7.2.8 PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES Y TECNOLOGÍAS LIMPIAS EN CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

Este indicador mide la participación de energías renovables y tecnologías limpias en la capacidad instalada de generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Se determina sumando el total de capacidad instalada de generación de electricidad con energía renovable y tecnologías limpias, dividida entre el total de capacidad instalada de generación. La fórmula para el cálculo del indicador es la siguiente:

$$PCIL = (CL \text{ Limpia} / CI \text{ Total}) * 100$$

Dónde:

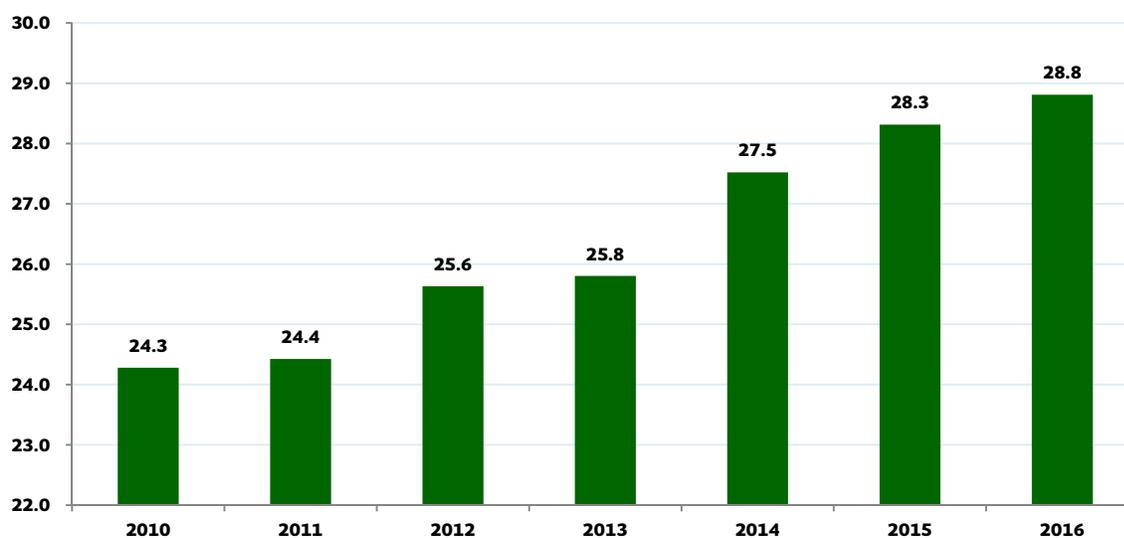
PCIL = Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación (%)

CL Limpia = Capacidad Instalada de Generación Eléctrica con Energías Limpias en capacidad instalada de generación de electricidad (MW).

CI Total = Capacidad Instalada de Generación Eléctrica total (MW)

Durante el periodo 2010-2016, el indicador Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación ha mostrado una evolución favorable, con una tendencia de crecimiento ascendente al pasar de 24.3% en 2010 a 28.8% en 2016, lo que equivale a un incremento de 4.5 puntos porcentuales en el periodo, como se puede apreciar en el Gráfico 79.

Gráfico 79. Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

La meta para 2018 es de un porcentaje mayor o igual a 34.6%, misma que se pretende alcanzar en los próximos años mediante la ejecución de proyectos y arranque de nuevas plantas generadoras que operarán con fuentes renovables y con tecnologías limpias, cuyos contratos se han venido asignando a empresas mexicanas y de otros países con base en las ofertas ganadoras de las Subastas de Largo y Mediano Plazos.

ANEXO

A1. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Tabla 34. Producto Interno Bruto de la Industria Eléctrica 2013-2016
(Miles de millones de pesos constantes base 2008=100)

Año	PIB			TMCA ¹	
	Nacional	Industria Eléctrica	Participación de la Industria Eléctrica (%)	PIB Nacional (%)	Industria Eléctrica (%)
2013	13,468	253	1.9	1.4	0.6
2014	13,774	277	2.0	2.3	9.3
2015	14,139	283	2.0	2.6	2.1
2016	14,462	292	2.0	2.3	3.5
(2013-20116)	13,961	276	2.0	2.1	3.9

^{1/} Tasa Media de Crecimiento Anual. Fuente: Elaborado por la SENER con datos revisados. BIE, INEGI.

A2. Resultados Financieros CFE

Tabla 35. Estado de Resultados Consolidados de la CFE
(Millones de pesos corrientes)

	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos **	311,021	318,410	333,397	306,864	352,106
Costo de Explotación	234,974	243,673	234,037	220,403	249,261
Depreciación	35,045	37,872	41,565	45,252	53,384
Gastos Administrativos y otros	6,557	6,904	8,151	7,999	19,193
Obligaciones Laborales	44,941	48,689	55,090	68,564	(111,828)
Remanente de Operación	(10,496)	(18,728)	(5,447)	(35,354)	142,096
Costo Financiero (Neto)	10,929	22,442	43,925	59,357	65,840
Aprovechamiento	44,779	46,013	58,792	0	0
Otros Gastos (Productos) Neto	(3,789)	(5,199)	(5,032)	(799)	0
Resultado antes de subsidios	(62,415)	(81,984)	(103,132)	(93,912)	76,256
Insuficiencia tarifaria	77,036	85,770	86,227	60,332	22,056
Cancelación de la insuficiencia tarifaria no cubierta por el	(32,257)	(39,758)	(27,435)	(60,332)	(22,056)
Aprovechamiento***					
I.S.R Remanente distribuible	1,580	1,581	2,492	0	0
Otros	-	-	-	-	-
Resultado Neto	(19,216)	(37,552)	(46,832)	(93,912)	76,256

* A partir de 2010 incluye el Área Central (ex-LFC).

** En 2016 incluye 30,000 millones de ingresos por subsidio.

*** A partir de 2012 se cancela la insuficiencia tarifaria no cubierta por el Aprovechamiento debido a la adopción de las NIIF's.

Fuente: Estados Financieros Auditados de la CFE.

Tabla 36. Estado de Situación Financiera Consolidado CFE
(Millones de pesos corrientes)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
ACTIVO TOTAL	989,925	1,125,118	1,175,948	1,291,433	1,472,663
Activo Circulante	151,746	145,603	148,532	147,638	137,201
Efectivo y Valores	33,514	35,516	36,311	35,589	42,267
Cuentas y Doctos. por Cobrar	89,547	81,694	81,611	86,356	69,714
Materiales para Operación	21,107	19,984	21,280	15,532	14,026
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	7,577	8,409	9,331	10,161	11,194
Activo Fijo	813,280	954,246	998,057	1,085,946	1,287,172
Otros Activos	24,899	25,269	29,359	57,849	48,290
PASIVO TOTAL	880,781	949,141	1,020,404	1,161,487	931,966
Pasivo a Corto Plazo	123,113	128,949	123,583	132,891	106,714
Pasivo a Largo Plazo	290,877	291,908	330,927	390,744	413,982
Pasivo Diferido	15,002	20,460	26,512	31,798	50,157
Reservas	451,789	507,824	539,383	606,054	361,114
PATRIMONIO	109,144	175,978	155,544	129,946	540,697
PASIVO Y PATRIMONIO	989,925	1,125,118	1,175,948	1,291,433	1,472,663
Relación Patrimonio/Activo Total (%)	11.0	15.6	13.2	10.1	36.7

* A partir de 2010 incluye el Área Central (ex-LFC).

Nota: A partir de 2012 CFE adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's).

Fuente: Estados Financieros de la CFE.

TABLA 37. MARCO REGULATORIO DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Diciembre/2013 - Diciembre/2016

Fecha	Regulación	Definición	Enlace
Reforma Constitucional en Materia Energética			
20 de diciembre de 2013	DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.	Reforma los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y que en materia del sector eléctrico señalan que, es exclusivo de la Nación la planeación y el control del SEN y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes. Asimismo, se	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

		establece a la Comisión Reguladora de Energía como el organismo regulador del SEN.	
Leyes Secundarias			
11 de agosto de 2014	Ley de la Industria Eléctrica.	Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme al nuevo modelo del sector eléctrico nacional. Asimismo, con la finalidad de promover el desarrollo sustentable de la industria, establece las obligaciones para los integrantes de la industria eléctrica, en materia de servicio público y universal, Energías Limpias, reducción de emisiones contaminantes, transparencia, acceso abierto, entre otros.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElc_110814.pdf
11 de Agosto de 2014	Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	Se define el fin y el objeto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como Empresa Productiva del Estado, regula su organización y funcionamiento, y establece su régimen especial para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Lo anterior, conforme a lo dispuesto en la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la SENER.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf
11 de Agosto de 2014	Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética.	Regula la organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía, además establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector Energético para fomentar la colaboración entre los reguladores del sector, la Secretaría de Energía, el Centro Nacional de Control del Gas Natural y el Centro Nacional de Control de Energía, para ejecutar, emitir recomendaciones y analizar los aspectos de la política energética establecida por la SENER.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf
Reglamentos de Ley			

31 de octubre de 2014	REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece las disposiciones que regulan la planeación y control operativo del SEN, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la industria eléctrica; procura el cumplimiento de las obligaciones de Servicio Público de transmisión y distribución de Energía Eléctrica y de servicio universal que propicien la operación continua, eficiente y segura de la Industria Eléctrica.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO Interior de la Secretaría de Energía.	Establece las atribuciones que le confiere la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y demás legislación aplicable, a la Secretaría de Energía y cada una de sus unidades administrativas.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&fecha=31/10/2014
28 de noviembre de 2014	REGLAMENTO Interno de la Comisión Reguladora de Energía.	Establece la estructura y regula la organización y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5372668&fecha=28/11/2014
Estatutos, Decretos y Términos			
31 de marzo de 2014	Reformas al ESTATUTO de la Comisión Federal de Electricidad.	Establece las modificaciones de la estructura del Órgano Interno de Control y las facultades del Abogado General de la CFE.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5338841&fecha=31/03/2014
28 de agosto de 2014	DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía.	Establece la creación del CENACE como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de distribución, además de proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de transmisión y los elementos de las Redes Generales de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.	http://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Decretos/Decreto%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20CENACE%20DOF%202014%2008%2028.pdf
11 de enero de 2016	TÉRMINOS para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad.	Establece los términos de la estricta separación legal que deberá observar la CFE para realizar actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios; y que su participación en los mercados sea de manera independiente a través de las	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016

		unidades en las que se separe, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.	
29 de marzo de 2016	ACUERDOS de creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad denominadas CFE Generación I, II, III, IV, V y VI, CFE Distribución, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Transmisión.	Se oficializa la creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, con personalidad jurídica y patrimonio propios.	http://dof.gob.mx/index.php?year=2016&month=03&day=29
24 de junio de 2016	DECRETO por el que el Instituto de Investigaciones Eléctricas se convierte en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.	Establece los términos, objetivo y facultades por el que el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), se convierte en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442434&fecha=24/06/2016
29 de junio de 2016	ESTATUTO Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía.	Establece las facultades, cargos y labores que realiza el CENACE. los órganos, unidades, direcciones y subdirecciones con las que cuenta para realizar dichas actividades.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442924&fecha=29/06/2016
19 de septiembre de 2016	RESOLUCIÓN que modifica el capítulo 8 de los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, y los plazos y mecanismos transitorios que deberá observar la Comisión Federal de Electricidad para la Separación Legal y Contable, la participación como generador y suministrador en los procesos de la subasta de largo plazo.	Se agrega un numeral 8.1.11 al capítulo 8 de los TESL y se da a conocer la ampliación de los plazos contenidos en los TESL.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5452921&fecha=19/09/2016
4 de noviembre de 2016	TÉRMINOS para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad.	Establece y define las Centrales Eléctricas y demás instalaciones que la CFE deberá asignar en forma específica a cada una de las empresas de Generación, los contratos que les corresponderá administrar en forma específica a cada una de esas empresas.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459866&fecha=04/11/2016
21 de febrero de 2017	TÉRMINOS para la administración de los contratos de producción independiente.	Define los términos para la administración de los Contratos de Producción Independiente de conformidad con lo previsto en las disposiciones transitorias de la LIE y en los Términos para la estricta separación legal de la CFE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472487&fecha=21/02/2017

Instrumentos normativos para la industria eléctrica			
Tarifas			
7 de septiembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de transmisión de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20045%202015%20Tarifas%20Transmisi%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf
31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de distribución de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20074%202015%20Tarifas%20Distribuci%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf
8 de septiembre de 2015	Bases del Mercado Eléctrico.	Definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015 Quinta Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407717&fecha=08/09/2015
19 de noviembre de 2015	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo.	Describe y establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Largo Plazo a que se refiere el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica, y la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&fecha=19/11/2015

15 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.	Presenta los procesos involucrados en la emisión de estados de cuenta diarios, facturación y procesos de pago y cobro que derivan de la compra-venta de energía eléctrica y otros productos asociados que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista; asimismo, aborda de manera general, el procedimiento de solución de controversias relacionadas a los procesos que se deriven del Manual y las medidas que se siguen para casos de emergencia.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429859&fecha=15/03/2016
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Garantías de Cumplimiento.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo y ejemplos a seguir para que el CENACE pueda administrar adecuadamente el riesgo de que los Participantes del Mercado incumplan con las obligaciones de pago que asuman frente a éste, respecto a su participación y a las transacciones que realicen en el MEM.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430146&fecha=16/03/2016
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Solución de Controversias.	Establece las disposiciones, reglas y procedimientos para la solución de las controversias que surjan entre los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430145&fecha=16/03/2016
13 de mayo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Contratos de Interconexión Legados.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones y directrices para que el Generador de Intermediación pueda representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5437141&fecha=13/05/2016
17 de junio de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.	Presenta los principios de operación y funcionamiento del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado en Tiempo Real desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas instrucciones y principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441705&fecha=17/06/2016
4 de julio de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual del Sistema de Información del Mercado.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para que los integrantes de la Industria Eléctrica, las autoridades involucradas, el Monitor Independiente del Mercado y el público en general conozcan y tengan acceso a la	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5443383&fecha=04/07/2016

		información relevante del Mercado Eléctrico Mayorista y del Sistema Eléctrico Nacional.	
15 de julio de 2016	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.	Establece los procedimientos, reglas e instrucciones que deberán seguir los interesados para estar registrados como Participantes del Mercado y acreditados por el CENACE para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5444865&fecha=15/07/2016
14 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para asignar los Derechos Financieros de Transmisión a los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, y a los Suministradores de Servicios Básicos, de conformidad con lo previsto en el artículo décimo cuarto transitorio de la Ley.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5452616&fecha=14/09/2016
22 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia.	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la operación y administración del Mercado de Balance de Potencia.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453483&fecha=22/09/2016
15 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.	Establece los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los Distribuidores, Generadores Exentos y Generadores que representen Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución de manera que garanticen las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016
17 de julio de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza y expide los modelos de contrato provisional de interconexión, los convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes.	Presenta los Modelos de Contrato provisional de interconexión y de Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes, para ser utilizados por los permisionarios que hayan celebrado Contratos Legados, cuyo plazo concluya una vez vigente la Ley de la Industria Eléctrica, pero con anterioridad a la entrada en operación del MEM y la autorización y expedición de los modelos de contratos y convenios al amparo de la referida Ley.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5400987&fecha=17/07/2015

31 de diciembre de 2015	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	Da a conocer el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421973&fecha=31/12/2015
25 de enero de 2016	ACUERDO por el que se emiten los modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado.	Presenta los modelos de contrato y/o convenios, según corresponda, entre los Participantes del MEM y el CENACE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423400&fecha=25/01/2016
28 de enero de 2016	RESOLUCIÓN que Autoriza el inicio de las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor.	Autoriza al CENACE iniciar operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, se actualiza el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo y se establecen las disposiciones transitorias para su funcionamiento.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423787&fecha=28/01/2016
3 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de Industria Eléctrica. ^{1/}	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para Centrales Eléctricas Interconectadas a la Red Nacional de transmisión o a las Redes Generales de distribución.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424297&fecha=03/02/2016
4 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Conexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para Centros de Carga conectadas a tensiones mayores a 1 kv a la Red Nacional de transmisión o a las Redes Generales de distribución.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424370&fecha=04/02/2016

	conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica. ^{2/}		
8 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/}	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para la Importación de Energía Eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424692&fecha=08/02/2016
11 de febrero de 2016	ACTUALIZACIÓN del calendario relativo al mercado de energía de corto plazo para el Sistema Interconectado de Baja California Sur.	Presenta la calendarización de recepción de ofertas de compra-venta, inicio de operación, envío de estados de cuenta y declaratoria de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Interconectado de Baja California Sur.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425279&fecha=11/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 10 de Febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Baja California.	Aviso dirigido a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426430&fecha=22/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 12 de Febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Nacional.	Aviso dirigido a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426431&fecha=22/02/2016

<p>29 de marzo de 2016</p>	<p>Acuerdos de creación de empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad de generación, transmisión, distribución y Suministro de Servicios Básicos.</p>	<p>Acuerdos unitarios en los que se establece la creación de nueve empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, que contarán con personalidad jurídica y patrimonio propio, identificadas bajo las siguientes denominaciones: CFE generación I, CFE generación II, CFE generación III, CFE generación IV, CFE generación V, CFE generación VI, CFE transmisión, CFE distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos.</p>	<p>http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2016&month=03&day=29</p>
<p>12 de abril de 2016</p>	<p>AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.</p>	<p>Aviso a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 6 de abril fue notificada mediante oficio la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema de Baja California Sur, la cual tiene validez retroactiva al primer día de operación, día 23 de marzo de 2016.</p>	<p>http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432692&fecha=12/04/2016</p>
<p>9 de junio de 2016</p>	<p>RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión legado para permisionario de exportación de energía eléctrica, a través de una central eléctrica ubicada en el territorio nacional.</p>	<p>Presenta los modelos de contrato de interconexión para la exportación de energía eléctrica desde una central en territorio nacional, el modelo de contrato de transmisión de energía eléctrica y el de compraventa de excedentes de energía eléctrica. El cálculo de pagos relacionados bajo este contrato. El factor de ajuste de inflación y el procedimiento para determinar el cargo por el uso en red a tensiones menores a 69 kv.</p>	<p>http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5440670&fecha=09/06/2016</p>
<p>20 de julio de 2016</p>	<p>ACUERDO mediante el cual se delegan en el Jefe de Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión, las facultades para celebrar subastas para llevar a cabo la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica entre los Generadores y los representantes de los Centros de Carga.</p>	<p>Se establece la facultad al Jefe de Unidad de Planeación y Derecho de Transmisión de celebrar subastas para llevar a cabo la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica entre los Generadores y los representantes de los Centros de Carga.</p>	<p>http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445291&fecha=20/07/2016</p>
<p>25 de julio de 2016</p>	<p>RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que modifica la diversa RES/008/2016 por la que se emitieron las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los</p>	<p>Modifica la diversa RES/008/2016 publicada el 10 de marzo de 2016, en la que se distaban disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica.</p>	<p>http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016</p>

	suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.		
3 de agosto de 2016	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones a las fechas y mecanismos transitorios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la emisión de Estados de Cuenta Diarios, Facturación, Notas de Crédito, Notas de Débito y Pagos para el Mercado Eléctrico Mayorista.	Se establecen nuevas fechas límite para la facturación y pagos para los Sistemas Interconectados de Baja California y Baja California Sur, también se presentan los esquemas de facturación y pagos transitorios entre el CENACE y los Participantes del Mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5446695&fecha=03/08/2016
3 de agosto de 2016	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la Administración de Garantías de Cumplimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.	Se establecen nuevas fechas límite para la entrega de Garantías de Cumplimiento por parte de los Participantes del Mercado para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5446696&fecha=03/08/2016
23 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los criterios bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece los criterios bajo los cuales se incorporarán, en el ingreso requerido del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, los costos relacionados con las asociaciones o contratos para llevar a cabo las actividades necesarias para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica a que se refieren los Artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453683&fecha=23/09/2016
6 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que establece los términos generales respecto a las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista que debe publicar el Centro Nacional de Control de Energía dentro de los 60 días naturales siguientes al día de que se trate.	Se expiden los Términos para la publicación por parte del Centro Nacional de Control de Energía de las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5464170&fecha=06/12/2016

14 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que se determinan los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.	Se determinan los elementos que componen la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465446&fecha=14/12/2016
Criterios para interconexión, inspección y verificación de la industria eléctrica			
2 de junio de 2015	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.	Establecen 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 Red Nacional de transmisión (RNT) o Redes Generales de distribución (RGD) de nuevas centrales eléctricas y nuevas centros de carga.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5394833&fecha=02/06/2015
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las bases normativas para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el procedimiento aplicable a inspecciones y las condiciones de operación de las unidades de inspección.	Establecen las bases normativas para autorizar Unidades de Inspección que certificarán el cumplimiento de especificaciones técnicas, las características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares determinados por el CENACE para la interconexión de centrales de generación de energía eléctrica y conexión de centros de carga a la Red Nacional de transmisión y Redes Generales de distribución, respectivamente.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423106&fecha=20/01/2016
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de materia eléctrica.	Presenta las disposiciones generales en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423107&fecha=20/01/2016
10 de febrero de 2016	ANEXO a la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de	Contiene las características y procedimiento que se implementarán en las verificaciones e inspecciones que realice la CRE, aplicables a las obras e instalaciones destinadas a la generación, transmisión y distribución de	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425008&fecha=10/02/2016

	la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicadas el 20 de enero de 2016.	energía eléctrica.	
16 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de transmisión y las Redes Generales de distribución de Energía Eléctrica.	Comprende las reglas de acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de distribución, las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de transmisión y distribución de energía eléctrica, los convenios y contratos entre el CENACE, los Transportistas y Distribuidores, los Participantes del Mercado y otros Usuarios, la definición de los criterios que los Transportistas y Distribuidores deben cumplir respecto a los valores mínimos de los indicadores de calidad y continuidad.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
8 de abril de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta los requerimientos técnicos mínimos, determinados por la CRE, que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), establecer las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica, y de esta manera, permitir el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada con los requerimientos técnicos-operativos, con eficiencia y economía.	Tercera Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016 Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016
11 de noviembre de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios y la metodología para determinar las visitas de verificación o inspección que deberán llevarse a cabo.	Establece los criterios y la metodología para determinar los permisionarios que serán sujetos a una visita de verificación o inspección.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460748&fecha=11/11/2016
Permisos y registros para Participantes del Mercado			
24 de diciembre de 2014	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para la importación de energía eléctrica de una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al sistema	Establece las disposiciones administrativas de carácter general que reglamentan la importación de energía eléctrica mediante una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al SEN, sujeta a la autorización por la CRE para satisfacer las necesidades de Centros de Carga en territorio nacional e interconectados a la Red Nacional de	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5377267&fecha=24/12/2014

	eléctrico nacional, conforme al transitorio décimo, párrafo tercero, de la Ley de la Industria Eléctrica.	transmisión o a las Redes Generales de distribución de uno o varios Usuarios Finales, previo a la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista de conformidad con lo señalado por el artículo Décimo Transitorio de la LIE.	
8 de abril de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica.	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica a la CRE, que se emiten en cumplimiento de los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica, 21 y 22 de su Reglamento.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&fecha=08/04/2015
24 de septiembre de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto y el formato de solicitud de permisos de suministro calificado y de suministro de último recurso.	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos para las solicitudes de permiso de suministro calificado y de suministro de último recurso ante la CRE, con fundamento en los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica y 21 y 22 de su Reglamento.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409327&fecha=24/09/2015
2 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de Usuarios Calificados. ^{4/}	Tienen por objeto crear y reglamentar la operación del Registro de Usuarios Calificados de la CRE y definir los términos para la inscripción, el formato de solicitud, la recepción y remisión de solicitudes, escritos y comunicaciones correspondientes a los procedimientos y actuaciones relacionadas a las actividades de un Usuario Calificado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424091&fecha=02/02/2016
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de	Tienen por objeto instituir y reglamentar la operación del Registro de Comercializadores no Suministradores de la CRE, por medios electrónicos y definir los términos para la inscripción, el formato de solicitud, la recepción y remisión de solicitudes, escritos y comunicaciones correspondientes a los procedimientos y actuaciones relacionadas	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424774&fecha=09/02/2016

	comercializadores no suministradores.	a las actividades de un Comercializador no Suministrador.	
16 de junio de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía delega al Secretario Ejecutivo las facultades de inscripción, emisión y suscripción de constancias, actualización de datos y baja en el registro de Usuarios Calificados.	Se delegan en el Secretario Ejecutivo de la CRE el ejercicio de las facultades de inscripción y baja, emisión y suscripción de las constancias de inscripción y actualización de datos de usuarios calificados.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441501&fecha=16/06/2016
8 de noviembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que define el criterio para determinar los proyectos de generación de energía eléctrica que, por sus características, requieren de una ubicación específica de conformidad con el artículo 71 de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece el criterio para determina la ubicación específica de los proyectos de generación de energía eléctrica desarrollados mediante el aprovechamiento de un yacimiento geotérmico o del recurso hidráulico.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460070&fecha=08/11/2016
8 de diciembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que delega a la Secretaría Ejecutiva las facultades de inscripción, emisión y suscripción de constancias, actualización de datos y baja en el registro de comercializadores no suministradores.	Se delegan en la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Reguladora de Energía, el ejercicio de las facultades en Inscripción en el Registro de Comercializadores no Suministradores; La emisión y suscripción de las constancias de inscripción al registro de Comercializadores no Suministradores; La actualización de datos en el Registro de Comercializadores no Suministradores, y; La baja en el Registro de Comercializadores no Suministradores.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5464597&fecha=08/12/2016
16 de diciembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que define los criterios administrativos para dar cumplimiento al artículo Décimo Tercero Transitorio, fracción I, inciso c) de la Ley de la Industria Eléctrica.	Se establecen los criterios administrativos para dar cumplimiento a los extremos del artículo Décimo Tercero Transitorio, párrafo segundo, fracción I, inciso c) de la LIE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465849&fecha=16/12/2016

Suministro, Potencia y Demanda Agregada			
14 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la Ley de la Industria Eléctrica.	Establece la función que determina el requisito de adquisición de potencia, medido en MW, de las Entidades Responsables de Carga, con la finalidad de garantizar la instalación de capacidad de generación suficiente para que las Entidades Responsables de Carga cuenten con recursos suficientes de potencia para abastecer a los activos que representan dentro del MEM.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de usuarios calificados y generadores exentos a los suministradores de último recurso, cuando se requiera en términos de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de Usuarios Calificados y Generadores Exentos a los Suministradores de Último Recurso.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424773&fecha=09/02/2016
17 de febrero de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional del Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta los protocolos correctivo y preventivo para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia, sin que se requiera la realización de las subastas para la adquisición de potencia para asegurar la confiabilidad del SEN.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016
18 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.	Establecen los derechos y obligaciones de los Suministradores y de los Usuarios Finales no Participantes del Mercado que cuenten con un Contrato de Suministro.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&fecha=18/02/2016

4 de marzo de 2016	ANEXO por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicada el 18 de Febrero de 2016.	Establecen los estándares de calidad del servicio que los permisionarios en modalidad de Suministrador de Servicios Básicos deberán cumplir, registrar y reportar a la CRE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5428724&fecha=04/03/2016
10 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.	Establece los requisitos de cobertura que deberán cumplir los Suministradores en relación con los Centros de Carga que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016
02 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que establece un criterio transitorio de estimación de datos de medición del Consumo de Energía Eléctrica en centros de carga con registros de medición cinco-minutales para que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén disponibles.	Se aprueba el criterio transitorio de estimación de perfiles de carga a ser utilizado por el transportista y el distribuidor cuando no existe sistema de comunicación.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463905&fecha=02/12/2016
1 de febrero de 2008	Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.	Tiene por objeto la promoción y desarrollo de los Bioenergéticos con el fin de coadyuvar a la diversificación energética y desarrollo sustentable como condiciones que garanticen el apoyo al campo mexicano.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPDB.pdf
6 de junio de 2012	Ley General de Cambio Climático.	Es reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de México en materia de protección al ambiente, desarrollo sustentable, preservación y	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgcc/LGCC_orig_06jun12.pdf

		restauración del equilibrio ecológico. Establece las disposiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático, y promueve la transición hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono.	
31 de octubre de 2014	LINEAMIENTOS que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición.	Establecen las definiciones y criterios para el otorgamiento de CEL y para el establecimiento de los requisitos para su adquisición, para cumplir con el objetivo de lograr las metas de la política en materia de participación de las Energías Limpias en la generación de energía eléctrica, con el mínimo costo y con base en mecanismos de mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
31 de marzo de 2015	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018.	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5% correspondiente al periodo de obligación 2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
14 de diciembre de 2015	Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030	Define la contribución prevista y determinada a nivel nacional 2020-2030 para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/39248/2015_indc_esp.pdf
24 de diciembre de 2015	Ley de Transición Energética.	Tiene la finalidad de regular el aprovechamiento sustentable de la energía las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
30 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias.	Tiene por objeto regular el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias y establecer el procedimiento administrativo mediante el cual se emitirán y otorgarán los Certificados de Energías Limpias por la Comisión Reguladora de Energía, y se llevará a cabo su Liquidación y Cancelación Voluntaria.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431464&fecha=30/03/2016

31 de marzo de 2016	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019, establecido por la Secretaría de Energía.	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5.8% correspondiente al periodo de obligación 2019.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016
27 de abril de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden los criterios para la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias.	Establece los criterios que serán considerados para la determinación de la imposición de sanciones, la matriz para la determinación de multas que resulten por el incumplimiento en la adquisición de Certificados de Energías Limpias.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5434788&fecha=27/04/2016
10 de mayo de 2016	Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.	Contiene la descripción de las tecnologías de la información y operación necesarias para su conformación y el grado de avance que se tiene en la implementación de cada una de ellas.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa_de_Redels_Elctricas_Inteligentes_09_05_16.pdf
02 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la primera Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.	Se aprueba y publica la actualización de la primera Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016
22 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.	Se emiten los criterios de eficiencia a que se refieren los incisos g, k, l, m, n y o, de la fracción XXII del artículo 3 de la LIE y se establece la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016

A3. TARIFAS ELÉCTRICAS

A3.1 ESQUEMA TARIFARIO APLICADO EN 2016

Bajo régimen vigente, las tarifas eléctricas se pueden clasificar en **no industriales** e **industriales**:

Tabla 38. Definiciones de tarifas no industriales

Doméstico	
1*	Para localidades con clima templado, con límite para alto consumo de 250 kWh / mes.
1A*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 25° C, con límite para alto consumo de 300 kWh/mes.
1B*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 28° C, con límite para alto consumo de 400 kWh/mes.
1C*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 30° C, con límite para alto consumo de 850 kWh/mes.
1D*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 31° C, con límite para alto consumo de 1,000 kWh/mes.
1E*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 32° C, con límite para alto consumo 2,000 kWh/mes.
1F*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 33° C, con límite para alto consumo de 2,500 kWh/mes.
DAC	Servicio doméstico de alto consumo.
Agrícola	
9*	Para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión.
9CU*	De estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único.
9M*	Para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión.
9N*	Nocturna de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola.
Servicios	
5	Para alumbrado público en zonas conurbanas de Monterrey, Guadalajara y Distrito Federal.
5A	Para alumbrado público en el resto del país
6*	Para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público.
EA	De estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas.
Comercial	
2	Servicio general hasta 25 kW de demanda.
3	Servicio general para más de 25 kW de demanda.
7	Servicio temporal.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Tabla 39. Definiciones de tarifas industriales

Industrial (Empresa Mediana y Gran Industria)	
OM	Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW.
HM	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.
H-MC	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización.
O-MF	Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW, con cargos fijos.
H-MF	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, con cargos fijos.
H-MCF	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización, con cargos fijos.
HS	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión.
H-SL	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
HT	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.
H-TL	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización.
H-SF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos.
H-SLF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos.
H-TF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos.
H-TLF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos.
HM-R	Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión con una demanda de 500 kW o más*.
HM-RF	Horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión con una demanda de 500 kW o más*.
HM-RM	Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión con una demanda de 500 kW o más*.
HS-R	Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión*.
HS-RF	Horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión*.
HS-RM	Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión*.
HT-R	Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión*.
HT-RF	Horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión*.
HT-RM	Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión*.
I-15	Servicio interrumpible aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima mayor o igual a 10,000 kW.
I-30	Servicio interrumpible aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida mayor o igual a 20,000 kW.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

A3.2 TARIFAS DOMÉSTICAS O RESIDENCIALES

En México existen 7 tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos de bajo consumo (1 a 1F) y una exclusiva para usuarios de alto consumo (DAC), establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

La tarifa 1 es para localidades con clima templado y las otras 6 tarifas para localidades con clima caluroso en el verano; la 1A para las menos calurosas $>25^{\circ}\text{C}$ y la 1F para las más calurosas $>33^{\circ}\text{C}$.

En México las tarifas 1 a 1F están estructuradas en tres rangos de consumo:

- ✓ Rango Básico - Cargo muy bajo y nivel alto de apoyo del Gobierno Federal
- ✓ Rango Intermedio - Cargo bajo con nivel de apoyo un poco menor que el básico
- ✓ Rango Excedente - Cargo tiende a cubrir la totalidad del costo de suministro

Las tarifas 1A a 1F contemplan, en los 6 meses más cálidos del verano, un consumo eléctrico progresivamente mayor dentro de los rangos apoyados (básico e intermedio), debido al uso de equipos de aire acondicionado.

Esta estructura fue establecida a fin de que los usuarios de más bajos recursos, que se mantienen en el rango básico de consumo, paguen los cargos más bajos y reciban el mayor nivel de apoyo.

Durante 2016 las tarifas domésticas observaron una reducción de 2% en relación a diciembre del año anterior.

A3.3 TARIFAS COMERCIALES

Las tarifas comerciales son de uso general en baja tensión, no están regionalizadas y tienen los siguientes cargos estructurales:

- Tarifa 2 – Un cargo fijo y tres rangos de consumo por energía
- Tarifas 3 y 7 - Un cargo por demanda y otro cargo por energía.

A3.4 TARIFAS AGRÍCOLAS

Actualmente existen en México cinco tarifas eléctricas aplicables al sector agrícola, establecidas por la SHCP:

- 9 - Aplicable al bombeo de agua para riego agrícola (cuatro rangos de consumo en baja tensión)
- 9M - Aplicable al bombeo de agua para riego agrícola (cuatro rangos de consumo en media tensión)
- 9CU - De estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único
- 9N - De estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola
- EA - De estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas (correlativa)

Las tarifas 9 y 9M se aplican al consumo de energía eléctrica que no está sujeto a las tarifas de estímulo agrícola, establecidas en el marco de la Ley de Energía para el Campo, y se ajustan con un factor fijo mensual de 1.02, que equivale a un incremento anual de 26.8%.

Lo anterior tiene por objeto reducir la brecha con relación a los costos de suministro. Esta política de ajuste a las tarifas 9 y 9M, establecida por la SHCP, ha propiciado que la gran mayoría de los usuarios agrícolas (87.4%) hayan migrado ya a las tarifas de estímulo agrícola.

Las tarifas 9CU, 9N y EA (esta última es correlativa a las que los clientes estén inscritos) son las de estímulo agrícola y fueron establecidas en el marco de la Ley de Energía para el Campo; el consumo de energía en estas tarifas está sujeto a la cuota energética que establece la SAGARPA, siempre y cuando los usuarios cumplan con los trámites y requisitos que establece dicha ley y su reglamento.

A continuación se describen las principales características estructurales de las tarifas industriales:

Por su nivel de tensión, las tarifas industriales son las siguientes:

Media Tensión (O-M, H-M y H-MC)

Alta Tensión, Nivel Transmisión (H-T y H-TL) y Nivel Subtransmisión (H-S y H-SL)

Cargos Fijos en Media y Alta Tensión (O-MF, H-MF, H-MCF, H-SF, H-SLF, H-TF y H-TLF)

Servicio Interrumpible en Alta Tensión (I-15 y I-30)

Servicio de Respaldo para Falla y Mantenimiento en Media y Alta Tensión

(HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM)

Los cargos que se aplican en las tarifas horarias para uso industrial en media y alta tensión son:

- Cargo por demanda facturable
- Cargo por energía consumida en periodo de base
- Cargo por energía consumida en periodo intermedio
- Cargo por energía consumida en periodo de semipunta (solo alta tensión en Baja California)
- Cargo por energía consumida en periodo de punta

Las tarifas O-M y OMF no son horarias, sino ordinarias en media tensión, que contienen solamente un cargo por demanda máxima y un cargo por energía consumida.

Las mediciones de demanda y energía se obtienen mediante medidores con registros horarios y son procesadas en la facturación mensual que se emite al usuario.

El cargo por demanda facturable se aplica a la demanda máxima registrada durante el mes, y contiene factores de reducción si la demanda máxima ocurre fuera del horario de punta. Este procedimiento permite reflejar en favor del usuario un beneficio económico por trasladar la demanda máxima fuera del periodo de punta.

Las tarifas industriales en media y alta tensión, al igual que las tarifas comerciales y la tarifa de alto consumo (DAC) en baja tensión, se han venido ajustando mensualmente mediante un mecanismo denominado “Fórmula de Ajuste Automático”, que toma en cuenta las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional (en precios productor).

A3.5 MARCO REGULATORIO SOBRE TARIFAS ELÉCTRICAS

Ley de la Industria Eléctrica:

Artículo 138.- *La CRE expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para los siguientes servicios:*

- I. Transmisión;*
- II. Distribución;*
- III. La operación de los Suministradores de Servicios Básicos;*
- IV. La operación del CENACE, y*
- V. Los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.*

Los Ingresos Recuperables del Suministro Básico incluirán los costos que resulten de las Tarifas Reguladas de las cinco fracciones que anteceden, los costos de la energía eléctrica y los

Productos Asociados adquiridos para suministrar dicho servicio, incluyendo los que se adquieran por medio de los Contratos de Cobertura Eléctrica, siempre que dichos costos reflejen Prácticas Prudentes.

La CRE expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso.

Los precios máximos del Suministro de Último Recurso permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos que resulten de las Tarifas Reguladas de las fracciones I, II, IV y V que anteceden, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y, siempre que reflejen Prácticas Prudentes, los costos de la energía eléctrica y los Productos Asociados adquiridos para suministrar dicho servicio y, en su caso, las sanciones por incumplimiento en la adquisición de potencia, Certificados de Energías Limpias o Contratos de Cobertura Eléctrica. En su defecto, los precios máximos del Suministro de Último Recurso podrán determinarse mediante procesos competitivos.

Artículo 139.- *La CRE aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico. La CRE publicará las memorias de cálculo usadas para determinar dichas tarifas y precios.*

El Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales a que se refiere el párrafo anterior para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico, en cuyo caso el cobro final hará transparente la tarifa final que hubiere determinado la CRE.

Vigésimo Primero Transitorio. *En tanto se expiden las disposiciones reglamentarias y administrativas derivadas de la Ley de la Industria Eléctrica, se continuarán aplicando, en lo que no se oponga a la misma, las expedidas con anterioridad a su entrada en vigor.*

*El 31 de octubre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el **Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE)**, que aboga el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y establece en sus artículos 47, 48, 49 y Sexto Transitorio lo siguiente:*

Artículo 47.- *La CRE expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, la regulación de las contraprestaciones, precios, Tarifas Reguladas y contabilidad regulatoria para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución, del Suministro Eléctrico en las modalidades de Suministro Básico y Suministro de Último Recurso, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.*

Para cada actividad, la CRE establecerá la regulación de contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas, bajo principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y que protejan los intereses de los usuarios. La CRE no reconocerá las contraprestaciones, precios o tarifas que se aparten de dichos principios.

Las disposiciones que la CRE emita en materia de contabilidad regulatoria deberá especificar el catálogo de cuentas y las reglas para el registro contable que, de manera independiente de la contabilidad fiscal o corporativa de las empresas, resulten necesarias para la evaluación y verificación en materia de precios, Tarifas Reguladas y contraprestaciones, la evaluación del desempeño de los sujetos regulados.

Adicionalmente, las contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas que autorice la CRE deberán constituir mecanismos que promuevan una demanda y uso racional de los bienes y servicios.

La CRE establecerá la regulación a que se refiere el presente artículo, a fin de que el grado de intervención corresponda con el poder monopólico en cada segmento regulado de la industria pudiendo, de ser el caso, aplicarse contraprestaciones, precios y Tarifas Reguladas basadas en condiciones de mercado, de acuerdo con las mejores prácticas regulatorias, si ello contribuye con el cumplimiento de los objetivos a que se refiere el párrafo anterior.

En la determinación de contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas, la CRE empleará las herramientas de evaluación que estime necesarias para lograr sus objetivos regulatorios, para lo cual podrá realizar ejercicios comparativos y aplicar los ajustes que estime oportunos, emplear indicadores de desempeño.

La determinación de contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas que apruebe la CRE deberá permitir que los usuarios tengan acceso a los servicios en condiciones de eficiencia, Confiabilidad, seguridad, Calidad y sustentabilidad.

La CRE podrá requerir, en los términos y formatos que al efecto determine, la información de costos, condiciones de operación y demás elementos que permitan valorar el riesgo de las actividades y el desempeño y la calidad de la prestación del servicio, para efectos de la estructura tarifaria y sus ajustes.

Artículo 48.- *Las contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas que determine o apruebe la CRE serán máximas, pudiendo los Generadores que provean Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, Transportistas, Distribuidores, Suministradores de Servicios Básicos y Suministradores de Último Recurso pactar acuerdos convencionales o descuentos en términos de los criterios que al efecto determine la CRE mediante disposiciones administrativas de carácter general. En cualquier caso, la negociación de dichos acuerdos convencionales o el otorgamiento de descuentos deberán sujetarse a principios de generalidad y no indebida discriminación. Los permisionarios a que se refiere este artículo deberán registrar ante la CRE los contratos en los que se hayan pactado acuerdos convencionales o descuentos.*

Las contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas incluirán todos los conceptos y cargos aplicables en función de las modalidades de prestación del servicio que se determinen.

La CRE, en las disposiciones administrativas de carácter general en materia de contraprestaciones, precios y Tarifas Reguladas, establecerá las metodologías para evaluar el desempeño de los entes regulados con la finalidad de determinar ajustes, en su caso, de las contraprestaciones, precios y Tarifas Reguladas.”

“Artículo 49.- La CRE publicará en su página electrónica la información relevante del proceso de determinación de las contraprestaciones, precios y Tarifas Reguladas aprobadas, la información relevante respecto de las condiciones de las contraprestaciones, precios o tarifas convencionales

pactadas o descuentos otorgados. Dicha información incluirá las memorias de cálculo usadas para determinar dichas tarifas y precios.

Transitorio Sexto. *Las disposiciones emitidas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica relativas a contratación, tarifas, medición facturación, cobranza y demás conceptos relacionados con el Suministro y venta de energía eléctrica seguirán vigentes hasta en tanto se expiden nuevas disposiciones sobre estas materias*