



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

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

2019

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2021 Derechos
Reservados. Secretaría de
Energía Insurgentes Sur 890 Col.
Del Valle, C.P. 03100 Ciudad de
México Editado en México
www.gob.mx/sener



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	11
1 GENERACIÓN.....	13
1.1 Capacidad y generación de energía eléctrica de CFE y permisionarios interconectados a la red del Sistema Eléctrico Nacional.....	14
1.1.1 Capacidad de generación eléctrica.....	14
1.1.1.1 Empresas de generación de CFE.....	17
1.1.2 Generación de energía eléctrica.....	19
1.1.3 Generación de energía eléctrica por parte de CFE.....	22
1.1.4 Fortalecimiento de la CFE.....	26
1.1.4.1 Reorganización de Centrales de Generación en CFE.....	30
1.2 Generación Distribuida.....	33
1.3 Fuentes de Energía Empleadas en la Generación.....	37
1.3.1 Consumo de combustibles fósiles en el Sector Eléctrico	38
1.3.1.1 Consumo de Gas Natural y Gasoductos.....	39
1.3.1.2 Consumo de otros combustibles.....	41
1.3.2 Comparación de Fuentes de Energía: México VS. EUA	42
1.4 Consumo de Combustibles de Permisionarios.....	43
1.5 Emisiones de Bióxido de Carbono (CO ₂)	44
1.6 Impuestos al Carbono	48
2 TRANSMISIÓN	51
2.1 Infraestructura de transmisión.....	53
2.2 Principales proyectos de infraestructura de transmisión eléctrica en 2019	56
2.3 Interconexiones transfronterizas.....	58
2.4 Indicadores de desempeño de CFE Transmisión.....	60
3 DISTRIBUCIÓN	63
3.1 Infraestructura de Distribución	64
3.2 Proceso de planeación para incrementar y fortalecer las RGD.....	66
3.3 Proyectos de distribución construidos y en construcción durante 2019	68
3.3.1 Proyectos de distribución concluidos en 2019.....	68
3.3.2 Proyectos de distribución en construcción al cierre de 2019.....	70
3.4 Pérdidas de Energía en el proceso de Distribución.....	72
3.5 Confiabilidad en Redes Generales de Distribución.....	74
3.6 Estrategia Nacional de Electrificación	75
3.6.1 Invitaciones a CFE Distribución.....	76
3.6.2 Convocatorias.....	77
4 COMERCIALIZACIÓN	80
4.1 Suministro Básico	80
4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos.....	80
4.2 Precios Medios Pagados por Sector de Consumo.....	83
4.3 Ventas de Suministro Básico por Sector y Entidad Federativa.....	84
4.4 Estacionalidad anual de las Ventas de Energía Eléctrica.....	86
4.5 Participantes Privados	87
4.6 Suministro Calificado	88
4.7 Tarifas Eléctricas Reguladas.....	90



4.7.1	Esquema Tarifario en 2019	90
4.7.2	Tarifas subsidiadas.....	91
5	DEMANDA Y CONSUMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	94
5.1	Demanda Máxima Bruta.....	95
5.2	Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica.....	98
5.3	Cien horas Críticas de Demanda Máxima.....	99
5.4	Consumo Bruto de Energía Eléctrica	100
6	PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN	102
6.1	Planeación y Control del SEN.....	102
6.2	Ejercicio 2019.....	103
6.2.1	Indicadores para dar seguimiento a la evolución de la Industria Eléctrica Nacional en 2019.....	104
6.2.1.1	Margen de Reserva Operativo (MRO).....	104
6.2.1.2	Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión.....	105
6.2.1.3	Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI)	106
7	MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	108
7.1	Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista.....	108
7.2	Reglas del Mercado.....	108
7.3	Participantes del Mercado.....	109
7.4	Mercado de Energía de Corto Plazo	111
7.5	Comportamiento de los PML en el MDA.....	111
7.6	Comportamiento de los PML en el MDA vs MTR.....	114
7.7	Evolución de los precios de Servicios Conexos en el MDA.....	117
7.8	Combustibles.....	120
7.9	Subastas.....	122
7.9.1	Subastas de Largo Plazo.....	122
7.9.2	Avance de los proyectos asociados a las SLP.....	123
7.9.3	Subastas de Mediano Plazo	124
7.10	Mercado para el Balance de Potencia	124
7.10.1	Resultados del MPB para el año de producción 2019	125
7.10.2	Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2019.....	126
7.11	Comité de Evaluación del CENACE.....	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional (MW) ¹	14
Tabla 2.	Capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por entidad federativa (MW)*.....	16
Tabla 3.	Capacidad Instalada de generación CFE.....	17
Tabla 4.	Capacidad instalada de generación de los Productores Independientes de Energía.....	18
Tabla 5.	Capacidad bruta efectiva de generación CFE y PIE por EPS en 2019 (MW)	19
Tabla 6.	Evolución de la generación neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (GWh) ¹	19
Tabla 7.	Generación neta de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente (GWh) ¹	21
Tabla 8.	Generación bruta de CFE y PEE (GWh).....	23
Tabla 9.	Generación neta de CFE y PEE (GWh)	23
Tabla 10.	Generación neta de energía eléctrica de CFE por EPS (GWh)	24
Tabla 11.	Comparación de Centrales Eléctricas y Capacidad por EPS: 2019 vs Reasignación de activos.....	31



Tabla 12. Consumo de gas natural en CFE.....	39
Tabla 13. Gasoductos en construcción en 2019.....	41
Tabla 14. Consumo de combustibles en CFE.....	41
Tabla 15. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS.....	49
Tabla 16. Capacidad de transmisión por región de control.....	53
Tabla 17. Líneas de transmisión por nivel de tensión.....	54
Tabla 18. Longitud de líneas de transmisión (230 y 400 kV) por entidad federativa 2019.....	54
Tabla 19. Escenario Tecnológico 2019 comparado con 2018.....	56
Tabla 20. Principales proyectos de infraestructura de transmisión concluidos en 2019.....	56
Tabla 21. Proyectos de transmisión en construcción en 2019 con esquema de Obra Pública Financiada.....	57
Tabla 22. Importación y exportación de electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión.....	59
Tabla 23. Principales Indicadores de CFE Transmisión.....	60
Tabla 24. Unidades de Negocio de CFE Distribución.....	63
Tabla 25. Longitud de líneas de distribución.....	64
Tabla 26. Subestaciones con transformadores consideradas parte de las Redes Generales de Distribución.....	65
Tabla 27. Transformadores de CFE Distribución.....	66
Tabla 28. Principales obras de distribución concluidas en 2019 bajo el esquema de Obra Pública.....	68
Tabla 29. Principales obras de distribución concluidas en 2019 bajo el esquema de Obra Pública Financiada.....	69
Tabla 30. Principales obras de distribución en construcción al cierre de 2019 bajo el esquema de Obra Pública.....	70
Tabla 31. Principales obras de distribución en construcción al cierre de 2019 bajo el esquema de Obra Pública Financiada.....	71
Tabla 32. Índices para medir confiabilidad del sistema eléctrico de CFE Distribución 2019, sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor.....	74
Tabla 33. Invitación a CFE Distribución. Componente ampliación de red. Relación de localidades por electrificar.....	76
Tabla 34. Convocatorias a Ejecutores Calificados. Componente Sistemas Aislados.....	76
Tabla 35. Grado de Electrificación.....	79
Tabla 36. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico.....	81
Tabla 37. Principales Indicadores Comerciales de Suministro Básico 2019.....	82
Tabla 38. Variación anual de ventas de electricidad en año móvil por Entidad Federativa (%) 2019.....	85
Tabla 39. Demanda Máxima Bruta en 2019 (MWh/h).....	96
Tabla 40. Reglas del Mercado emitidas en 2019.....	109
Tabla 41. Resultados de las Subastas de Largo Plazo.....	122
Tabla 42. Capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en pruebas operativas o en operación comercial hasta 2019.....	124
Tabla 43. Resultado del MBP para el año de producción 2019.....	125

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Participación de la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de tecnología * 2019.....	15
Gráfico 2. Participación de la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de permiso* 2019.....	15
Gráfico 3. Energía producida por tecnología 2019.....	20
Gráfico 4. Energía producida por tecnología al considerar el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente 2019.....	22
Gráfico 5. Capacidad por instalar en la RNT de noviembre de 2020 a diciembre de 2024.....	25
Gráfico 6. Capacidad a instalar en la RNT de noviembre de 2025 a diciembre de 2034.....	25
Gráfico 7. Capacidad instalada por año y número de contratos de interconexión de Generación Distribuida por año 2007-2019.....	34
Gráfico 8. Capacidad instalada acumulada de GD y proyección esperada al 2023.....	35



Gráfico 9. Capacidad Instalada por rango.....	35
Gráfico 10. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2019	36
Gráfico 11. Régimen de contraprestación de Generación Distribuida y de los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (MW)	37
Gráfico 12. Participación porcentual de la Generación de Energía Eléctrica por Fuente	38
Gráfico 13. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México.....	40
Gráfico 14. Estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México* 2019	42
Gráfico 15. Consumo de combustibles por permisionario 2019.....	43
Gráfico 16. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2019	44
Gráfico 17. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona.....	45
Gráfico 18. Participación de los Sectores en las emisiones de GEI en México 2017.....	46
Gráfico 19. Emisión de GEI por generación bruta de electricidad	46
Gráfico 20. Emisiones de bióxido de carbono (CO ₂) por tipo de tecnología.....	47
Gráfico 21. Emisiones de CO ₂ por GWh de Generación.....	48
Gráfico 22. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles.....	49
Gráfico 23. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México.....	50
Gráfico 24. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario Sin Eventos ¹	61
Gráfico 25. Frecuencia Media de Interrupción por Usuario Sin Eventos ¹	62
Gráfico 26. Porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en media y baja tensión dentro del proceso de distribución por unidad de negocios 2019.....	73
Gráfico 27. Participación en comercialización de energía eléctrica en 2019.....	80
Gráfico 28. Distribución porcentual por sector de usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2019.....	81
Gráfico 29. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2019.....	82
Gráfico 30. Distribución porcentual por sector de los ingresos de CFE SSB en 2019	82
Gráfico 31. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo (TWh)	83
Gráfico 32. Precios Medios de la Energía Eléctrica.....	84
Gráfico 33. Variación de las Ventas de Energía.....	85
Gráfico 34. Ciclo anual de las Ventas de Energía	87
Gráfico 35. Ventas por usuarios industriales de CFE y Capacidad de Generación privada	88
Gráfico 36. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE por año.....	88
Gráfico 37. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados.....	89
Gráfico 38. Tarifa media nacional estimada con base en la metodología establecida en los Acuerdos A/064/2018 y A/038/2019 de la CRE.....	91
Gráfico 39. Variación acumulada anual de la tarifa 1 para uso doméstico en Consumo Básico (2019 y 2020) vs Tasa de inflación anual.....	92
Gráfico 40. Comparación de la variación de la Tarifa 9 - CU (Cargo Único) para bombeo de agua para uso agrícola con la variación de la inflación	93
Gráfico 41. Demanda Máxima Bruta Semanal en el SIN (MWh/h)	96
Gráfico 42. Curva de Duración de la Demanda del SIN en 2019 (MWh/h)	97
Gráfico 43. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCA en 2019 (MWh/h)	97
Gráfico 44. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCS en 2019.....	98
Gráfico 45. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Gerencia de Control Regional (MWh/h)	98
Gráfico 46. Frecuencia de las cien horas de demanda máxima 2019, SIN.....	99
Gráfico 47. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2019, SIN	99
Gráfico 48. Evolución del Consumo Bruto Anual SEN y SIN periodo 2010-2019.....	100
Gráfico 49. Evolución del Consumo Bruto Anual por Gerencia de Control Regional. Periodo 2010-2019.....	101
Gráfico 50. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN 2011 - 2019	104
Gráfico 51. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión (%).....	106
Gráfico 52. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI).....	107
Gráfico 53. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en operación en 2019.....	108
Gráfico 54. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2019.....	109



Gráfico 55. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad: 2016-2019 ¹	110
Gráfico 56. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM: CFE y Privados, 2016-2019 ¹	110
Gráfico 57. Precio Marginal Local SIN, BCA y BCS – MDA 2016-2019 Promedios mensuales (\$/MWh).....	111
Gráfico 58. Precio Marginal Local – SIN MDA 2016-2019 Promedios por hora del día (\$/MWh).....	112
Gráfico 59. Curva de Duración de PML en el SIN, MDA 2019 y promedio por hora del Sistema.....	113
Gráfico 60. Curva de Duración de PML en BCA, MDA 2019 y promedio por hora del Sistema.....	113
Gráfico 61. Curva de Duración de PML en BCS, MDA 2019 y promedio por hora del Sistema.....	114
Gráfico 62. SIN Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 Promedios diarios (\$/MWh).....	115
Gráfico 63. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 en el SIN Promedios anuales (\$/MWh).....	116
Gráfico 64. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 en BCA Promedios anuales (\$/MWh).....	116
Gráfico 65. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 en BCS Promedios anuales (\$/MWh).....	117
Gráfico 66. Precios de Servicios Conexos en el SIN MDA 2016-2019 Promedios mensuales de cada Reserva (\$/MWh).....	118
Gráfico 67. Precios de Servicios Conexos BCA MDA 2016-2019 Promedios mensuales de cada Reserva (\$/MWh).....	119
Gráfico 68. Precios de Servicios Conexos BCS MDA 2016-2019 Promedios mensuales de cada Reserva (\$/MWh).....	119
Gráfico 69. Combustibles Fósiles utilizados para la Generación Neta 2018-2019.....	120
Gráfico 70. Precio de combustibles nacionales 2016-2019 (\$/MMBTU).....	121
Gráfico 71. Precios internacionales del gas natural 2016-2019 (\$/MMBTU).....	121
Gráfico 72. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia: Años de Producción 2016-2019 (miles de pesos/MW-año).....	126

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Estados con mayor capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional*.....	17
Mapa 2. Distribución geográfica de los portafolios de Centrales Eléctricas, vigente en 2019 (Sin CFE Gen V).....	32
Mapa 3. Distribución geográfica de la Reasignación de los portafolios de Centrales Eléctricas (Sin CFE Gen V).....	32
Mapa 4. Distribución geográfica de los portafolios de Centrales Eléctricas, vigente en 2019.....	33
Mapa 5. Distribución geográfica de la Reasignación de los portafolios de Centrales Eléctricas.....	33
Mapa 6. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2019.....	36
Mapa 7. Red Nacional de Transmisión.....	52
Mapa 8. Interconexiones transfronterizas 2019.....	59
Mapa 9. Capacidad y número de transformadores en subestaciones de distribución por unidad de negocio 2019.....	65
Mapa 10. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	95
Mapa 11. Capacidad instalada asociada a las SLP por Entidad Federativa y tecnología al finalizar 2019.....	123



SIGLAS Y ABREVIATURAS

A	Alimentadores
AIE	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency- IEA)
AUT	Autoabastecimiento
BCA	Baja California
BCS	Baja California Sur
BTU	Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit)
CCC	Central Ciclo Combinado
CEER	Consejo de Reguladores Europeos de Energía (Council of European Energy Regulators)
CEL	Certificados de Energías Limpias
CEMIE	Centros Mexicanos de Innovación en Energía
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFE SSB	CFE Suministrador de Servicios Básicos
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO₂	Dióxido de carbono (Bióxido de carbono)
COG	Cogeneración
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CPTT	Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
EUA	Estados Unidos de América
EXP	Exportadores
FIRCO	Fideicomiso de Riesgo Compartido
FSUE	Fondo de Servicio Universal Eléctrico
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
GDL	Generación Distribuida Limpia
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEN	Generadores
GWh	Gigawatt-hora
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
IMP	Importación
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático



INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
INPC	Índice Nacional de Precios al Consumidor
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change)
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
km-c	Kilómetro circuito
kV	Kilovoltio
kWh	Kilowatt-hora
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LIEPS	Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LT	Línea de transmisión
MBP	Mercado para el Balance de Potencia
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MDD	Millones de dólares
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMBTU	Millones de BTU
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MRO	Margen de Reserva Operativo
MTR	Mercado de Tiempo Real
MVA	Megavoltios amperios (megavolt ampere)
MVA_r	Megavolt amper reactivo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PEE	Productor Externo de Energía (sinónimo de PIE)
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE	Productor Independiente de Energía
PM	Participantes del Mercado
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PP	Pequeña Producción
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SAIDI	Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (System Average Interruption Duration Index)
SAIFI	Frecuencia Media de Interrupción por Usuario (System Average Interruption Frequency Index)
SASPA	Sistema de Atención de Solicitudes por Aportación



SE	Subestación eléctrica
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIE	Sistema de Información Energética
SIM	Sistema de Información del Mercado (dispuesto en el portal electrónico del CENACE)
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SLP	Subastas de Largo Plazo
SLT	Subestación y línea de transmisión
TMCA	Tasa media de crecimiento anual
TWh	Terawatt-hora
UME	Unidades Móviles de Emergencia
UPC	Usos Propios Continuos
USD	Dólar de Estados Unidos
WECC	Western Electricity Coordinating Council (sistema eléctrico ubicado en el Oeste de los Estados Unidos de América)
\$	Pesos Mexicanos



INTRODUCCIÓN

El *Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional* es un documento publicado anualmente por la Secretaría de Energía en cumplimiento al artículo 11 de la Ley de la Industria Eléctrica. Este documento informa sobre el desempeño de cada componente de la industria eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

El año 2019 fue el primer año en que se implementó la actual política energética nacional bajo principios de soberanía, seguridad energética nacional y sostenibilidad. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND 2019-2024) y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033 (PRODESEN 2019-2033) establecieron los principios y acciones de esta nueva política energética.

En dichos documentos de planeación se realizó un claro diagnóstico sobre la situación que guardaba la industria eléctrica nacional derivado de la reforma energética del sexenio previo, identificando como principal resultado la reducción de las capacidades operativas, financieras, de inversión y de servicio de la Empresa Productiva del Estado Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Lo anterior demostró la necesidad del rescate del sector energético, plasmado en el PND 2019-2024, en donde, como un objetivo prioritario, se determinó el rescate de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y de la CFE, con el fin de que estas empresas públicas sean palancas del desarrollo nacional.

En el caso particular de la CFE, se contempla la modernización de la infraestructura de electricidad propiedad del Estado y la revisión de su carga fiscal, además de aplicarle todas las regulaciones que se aplican a los productores privados, con el fin de asegurar una competencia, equidad e igualdad de condiciones para todos los integrantes de la industria eléctrica nacional.

Entre las principales acciones instruidas por la SENER durante 2019, destacan las siguientes:

- Orden en el otorgamiento de permisos de generación.
- Suspensión y revisión de mecanismos diseñados durante la reforma energética cuyo principal resultado ha sido el debilitamiento de la CFE.
- Planeación del Sistema Eléctrico Nacional para priorizar la soberanía energética y la confiabilidad.
- Reestructuración de las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de generación de la CFE (aplicable a partir del ejercicio 2020), con el objetivo de contribuir a la mejora de su



eficiencia operativa y administrativa, obtener mayor disponibilidad, confiabilidad y conseguir una reducción de costos no operativos.

La SENER refrenda su compromiso con la transformación del sector eléctrico, de conformidad con lo señalado en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 a efecto de lograr el fortalecimiento de la empresa productiva del estado CFE y el impulso social en el sector, que permita 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 metas de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

2019 se caracterizó por ser un año en que se sentaron las bases de la nueva política en materia eléctrica, en que se revisaron a fondo aspectos contractuales de la industria eléctrica nacional, en que se puso orden en el otorgamiento de permisos, así como se hizo una planeación de largo plazo, teniendo como objetivo de fondo la inclusión: contribuir a mejorar las condiciones de vida de todos los habitantes del país, a la vez de aumentar la competitividad económica en todos los sectores.



1 GENERACIÓN

La generación de energía eléctrica es el proceso de transformación en electricidad de alguna clase de energía primaria como la química (por ejemplo, la contenida en los combustibles fósiles), hidráulica, eólica, nuclear, solar, etc. Para ello, se instalan Centrales Eléctricas que realizan alguna de las transformaciones citadas.

Las tecnologías de generación se clasifican como:

Convencionales: La generación de electricidad es a partir del uso de combustibles fósiles y no cuentan con equipos de captura y confinamiento de CO₂.

Limpias: La Ley de la Industria Eléctrica las define como 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.¹ En este caso, sus procesos de generación de electricidad producen emisiones de CO₂ menores a los 100 kg por cada MWh generado².

El artículo 17 de la LIE establece que las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para generar energía eléctrica en el territorio nacional.

En este sentido, la generación eléctrica en México está inmersa en un proceso de transición, en el cual conviven las Centrales Eléctricas con permisos de Generación otorgados dentro de la Ley de la Industria Eléctrica y las centrales con permisos otorgados con la derogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica entre los que se encuentran los permisionarios: Autoabastecedores, Cogeneradores, Pequeños Productores, Importadores, Exportadores y Productores Independientes de Energía.

¹ De conformidad con el artículo 3, fracción XXII, de la Ley de la Industria Eléctrica, entre las Energías Limpias se consideran: 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 nucleoelectrónica; 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

² De acuerdo con el Transitorio Décimo Sexto, fracción VI de la Ley de Transición Energética: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015

1.1 CAPACIDAD Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CFE Y PERMISIONARIOS INTERCONECTADOS A LA RED DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1.1.1 Capacidad de generación eléctrica

Una de las características más importantes de las centrales generadoras de electricidad (Centrales Eléctricas) 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 su operación.

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, emitido por el Gobierno de México ha puesto énfasis en la estrategia de fortalecer a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), por lo que dentro del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2020-2034, se analizó la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas y su producción de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional para 2019 y años anteriores (2017 y 2018). En este análisis se presentan datos de CFE y PEMEX, así como de permisionarios privados que incluye: Productores Independientes de Energía, Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Importación, Generadores y Exportadores interconectados a la red del Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo con los datos del PRODESEN 2020-2034, al cierre de 2019, la capacidad instalada a la red eléctrica de Centrales Eléctricas de CFE, de los PIE y de los demás permisionarios alcanzó 78,4 MW, que representa un incremento de 7.5% en relación con 2018 (72,9 MW). La Tabla 1 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional para los años 2017-2019.

Tabla 1. Capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional (MW)¹

Tecnología	2017	2018	2019	Participación 2019 (%)
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	16.1
Geotermoeléctrica	899	899	899	1.1
Eoloeléctrica	3,897	4,866	6,050	7.7
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	4.6
Bioenergía ²	374	375	375	0.5
Suma Limpia renovable	17,953	20,630	23,582	30.0
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	2.0
Cogeneración eficiente	1,322	1,709	1,710	2.2
Suma limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	4.2
Total energía limpia	20,883	23,947	26,900	34.2
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	38.8
Térmica convencional ³	12,665	12,315	11,831	15.1
Turbogás ⁴	2,960	2,960	2,960	3.8
Combustión interna	739	880	891	1.1
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	7.0
Total	68,050	72,958	78,447	100.0

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2020-2034, CFE, CENACE y CRE.

¹ No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO.

² 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.

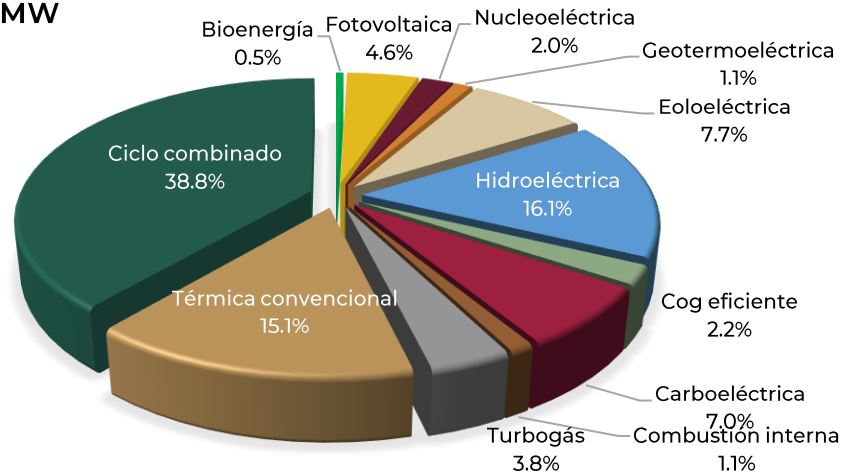
³ Incluye Lecho Fluidizado.

⁴ Incluye plantas móviles.

El Gráfico 1 y el Gráfico 2 muestran la participación de la capacidad instalada por tecnología y por tipo de permiso, respectivamente.

Gráfico 1. Participación de la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de tecnología * 2019

TOTAL: 78,447 MW

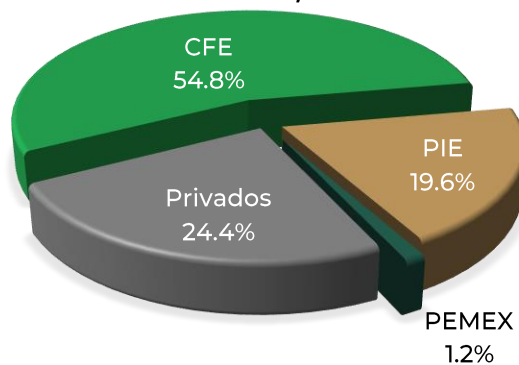


Fuente: SENER con datos del PRODESEN 2020-2034

* No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Gráfico 2. Participación de la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de permiso* 2019

TOTAL: 78,447 MW



Fuente: SENER con datos del PRODESEN 2020-2034

* No se considera la capacidad instalada de Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido. Privados incluye Autoabastecedores, Cogeneradores, (incluyendo a la Cogeneración Eficiente), Pequeños Productores, Exportadores y Generadores.

La **Tabla 2** registra la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por entidad federativa para los años 2017-2019.



Tabla 2. Capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por entidad federativa (MW)*

Entidad	2017	2018	2019	Variación 2019/2018(%)	Participación 2019 (%)	Posición
Aguascalientes	4	218	358	64.2	0.5	30
Baja California	3,178	3,178	3,249	2.2	4.1	7
Baja California Sur	820	845	845	0.0	1.1	23
Campeche	408	408	408	0.0	0.5	22
Chiapas	4,887	4,907	4,907	0.0	6.3	5
Chihuahua	2,702	2,933	3,366	14.8	4.3	10
Coahuila	3,719	4,558	4,658	2.2	5.9	6
Colima	2,754	2,754	2,754	0.0	3.5	12
Ciudad de México	282	287	288	0.3	0.4	27
Durango	1,803	1,849	1,939	4.9	2.5	16
Estado de México	1,536	1,536	1,540	0.3	2.0	18
Guanajuato	1,849	2,140	2,148	0.4	2.7	15
Guerrero	3,446	3,446	3,446	0.0	4.4	8
Hidalgo	2,365	2,366	2,467	4.3	3.1	13
Jalisco	1,416	1,523	1,523	0.0	1.9	20
Michoacán	2,016	2,016	2,016	0.0	2.6	14
Morelos	6	6	6	0.0	0.0	32
Nayarit	1,770	1,770	1,770	0.0	2.3	17
Nuevo León	4,090	4,383	6,405	46.1	8.2	3
Oaxaca	2,770	3,181	3,181	0.0	4.0	9
Puebla	1,067	1,067	1,067	0.0	1.4	25
Querétaro	678	732	732	0.0	0.9	26
Quintana Roo	293	293	293	0.0	0.4	29
San Luis Potosí	2,902	3,073	3,077	0.2	3.9	11
Sinaloa	1,746	1,746	2,633	50.8	3.3	19
Sonora	3,137	4,872	5,030	3.2	6.4	4
Tabasco	427	694	694	0.0	0.9	24
Tamaulipas	6,266	6,510	7,765	19.3	9.9	1
Tlaxcala	68	68	68	0.0	0.1	31
Veracruz	7,390	7,190	7,190	0.0	9.2	2
Yucatán	1,625	1,779	1,829	2.8	2.3	21
Zacatecas	90	90	255	183.3	0.3	28
Texas EUA**	540	540	540	0.0	0.7	-
Total	68,050	72,958	78,447	7.5	100.0	

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2020-2034.

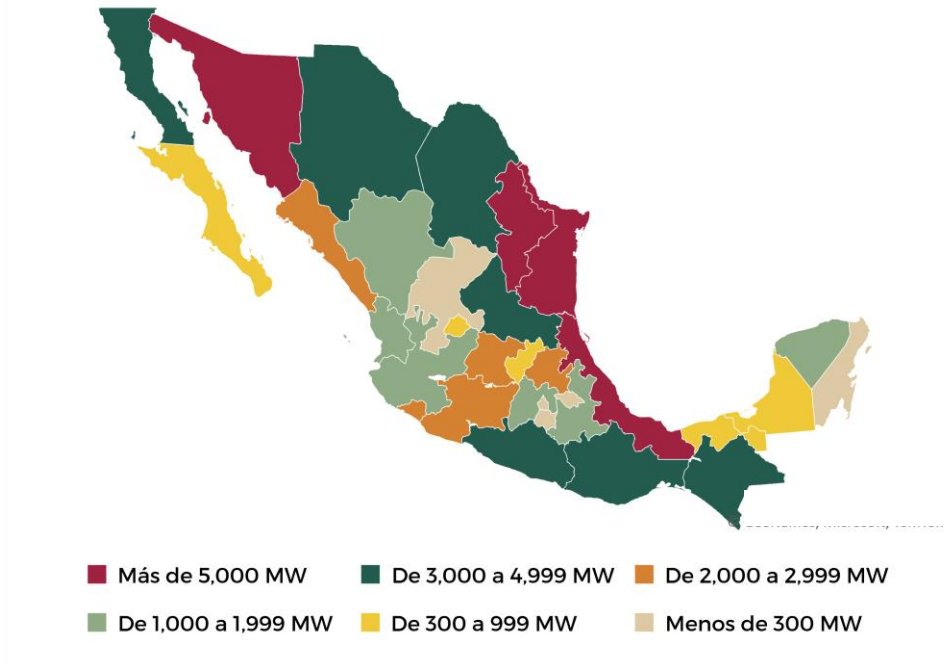
* No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

** En 2017 inició operaciones una Central Eléctrica instalada en Texas, EUA, de 540 MW con operación radial al SIN. Al principio operó como importador y actualmente entrega el total de su energía al MEM con permiso de Generador al amparo de la LIE.

En el Mapa 1 se muestran los Estados de la República Mexicana que cuentan con la mayor capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional durante 2019, en la cual se puede apreciar que, en general, los estados ubicados en el Norte del país tienen una mayor capacidad instalada de generación eléctrica.



Mapa 1. Estados con mayor capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional*



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2020-2034. * No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO.

1.1.1.1 Empresas de generación de CFE

De acuerdo con los datos del PRODESEN 2020-2034, durante 2019 la CFE contó con una capacidad instalada de generación de 43,008 MW (incluye Laguna Verde) asignada a cinco Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación y al Corporativo, ver Tabla 3.³

Tabla 3. Capacidad Instalada de generación CFE

Tecnología	Capacidad instalada (MW)		Variación 2019-2018 (MW)	Variación (%) (2019/2018)
	2018	2019		
Hidroeléctrica	12,125	12,125	0.0	0.0
Térmica convencional	10,932	10,447	-485.0	-4.4
Ciclo Combinado	9,403	9,403	0.0	0.0
Carboeléctrica	5,463	5,463	0.0	0.0
Turbogás*	2,637	2,637	0.0	0.0
Geotermoeléctrica	874	874	0.0	0.0
Combustión Interna	359	359	0.0	0.0

³ PRODESEN 2020-2034, Capítulo 9 Anexos Infraestructura del Sistema Eléctrico, Nacional páginas 188 - 193. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>



Eoloeléctrica	86	86	0.0	0.0
Solar Fotovoltaica	6	6	0.0	0.0
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	0.0	0.0
Total	43,493	43,008	-485.0	-1.1

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2020-2034, Capítulo 9 Anexos, Infraestructura del Sistema Eléctrico, Nacional páginas 188 - 191: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

* Incluye plantas móviles.

En 2019, de la capacidad total instalada de CFE el 34.2% corresponde a centrales que generan energía eléctrica con fuentes limpias como el agua, viento, vapor geotérmico, sol y nuclear, mientras que el 65.8% restante la genera con hidrocarburos y carbón.

Por otra parte, en 2019 la CFE contó con una capacidad instalada de generación correspondiente a los PIE de 15,376 MW, los cuales son administrados por la EPS CFE Generación V⁴, de ellos el 4% (613 MW) es capacidad de generación de energía limpia que utiliza el viento (eólica) y el 96% (14,763 MW) restante corresponde a ciclos combinados que se clasifica como energía convencional proveniente de combustibles fósiles, (Tabla 4).

Tabla 4. Capacidad instalada de generación de los Productores Independientes de Energía

Tecnología	Capacidad bruta efectiva (MW)		Variación 2019-2018 (MW)	Variación (%) (2019/2018)
	2018	2019		
Ciclo Combinado	13,007	14,763	1,756	13.5
Eoloeléctrica	613	613	0	0.0
Total	13,620	15,376	1,756	12.9

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2020-2034, Capítulo 9 Anexos Infraestructura del Sistema Eléctrico, Nacional páginas 189 - 191: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

Destaca que durante 2019 se incrementó la capacidad instalada de los PIE en 12.9% respecto a lo registrado en 2018, equivalente a 1,756 MW adicionales. Esto se debió a la entrada en operación comercial de los siguientes proyectos:

- CCC Noreste (Escobedo) de CFE Generación V, el 11 de enero de 2019.
- CCC Noroeste (Topolobampo II) de CFE Generación V, el 15 de octubre de 2019.

Por otro lado, a partir del Informe Anual de CFE 2019, se obtuvo la capacidad bruta efectiva de generación de CFE y la capacidad neta garantizada de los PIE por empresa productiva subsidiaria, que se presenta en la **Tabla 5**, en la cual CFE-Generación V incluye los datos de los contratos que tiene la CFE con los PIE⁵.

⁴ La diferencia entre la información de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2020-2034 y el Informe Anual de CFE 2019 radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva de las Centrales Eléctricas y la capacidad neta garantizada de los Contratos con los PIE.

⁵ Ibidem.



Tabla 5. Capacidad bruta efectiva de generación CFE y PIE por EPS en 2019 (MW)

Concepto	Capacidad bruta efectiva (MW)	Participación 2019 (%)	Variación (%) (2019/2018)
CFE – Generación I	7,140	12.3	0.0
CFE – Generación II	8,520	14.7	0.0
CFE – Generación III	8,368	14.5	0.0
CFE – Generación IV	8,412	14.5	0.0
CFE – Generación VI	8,833	15.3	10.8
CFE – Generación V (PIE)*	14,991	25.9	13.2
Corporativo (L. Verde)	1,608	2.8	0.0
Total	57,872	100.0	4.7

Fuente: SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, páginas 24 a 28:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

*Nota. Se incluye la información de la capacidad neta garantizada de los PIE en la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V. Conviene mencionar que la asignación de activos en este cuadro corresponde a 2019, ya que a partir del 1 de enero de 2020 entró en operación la nueva reasignación de activos y contratos para la generación de las EPS y empresas filiales de CFE.

1.1.2 Generación de energía eléctrica

La producción de electricidad que considera la generación neta de CFE y la recibida (neta) en la red eléctrica proveniente de los demás permisionarios durante 2019 fue de 317,820 GWh, valor 2.3% superior al registrado el año 2018 (310,685 GWh).

La **Tabla 6** presenta la evolución de la generación neta de CFE y de los demás permisionarios, la cual considera el 100% de la generación eléctrica con Cogeneración Eficiente como el 100% de Energía Limpia, tal y como se había considerado en los anteriores PRODESEN (2015-2029 al 2019-2033). En este caso, el porcentaje de Energía Limpia obtenido fue del 23.5% (74,570 GWh) del total producido (317,820 GWh).

Tabla 6. Evolución de la generación neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (GWh)¹

Tecnología	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)	Participación 2019 (%)
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	-26.8	7.4
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	-0.1	1.6
Eoloeléctrica	10,456	12,436	16,727	34.5	5.3
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	285.8	2.6
Bioenergía ²	585	600	669	11.5	0.2
Suma Limpia renovable	48,801	52,511	54,453	3.7	17.2
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,880	-17.6	3.4

Cogeneración eficiente	5,840	6,636	9,237	39.2	2.9
Suma limpia no renovable	16,412	19,836	20,117	1.4	6.3
Total energía limpia	65,213	72,347	74,570	3.1	23.5
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,810	6.3	54.0
Térmica convencional ¹	42,884	39,345	38,020	-3.4	12.0
Turbogás ⁴	6,580	7,815	9,090	16.3	2.9
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	27.2	0.9
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	-21.0	6.8
Total	302,880	310,685	317,820	2.3	100.0

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2020-2034, Anexo 4.6 Evolución de la Energía producida (MWh) 2017-2020 (ene-oct) por tipo de tecnología.

Notas: Incluye la generación neta de la CFE y del resto de los permisionarios. Considera el 100% de la energía producida por las Centrales Eléctricas con acreditación como Cogenerador Eficiente.

¹ No se considera Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO

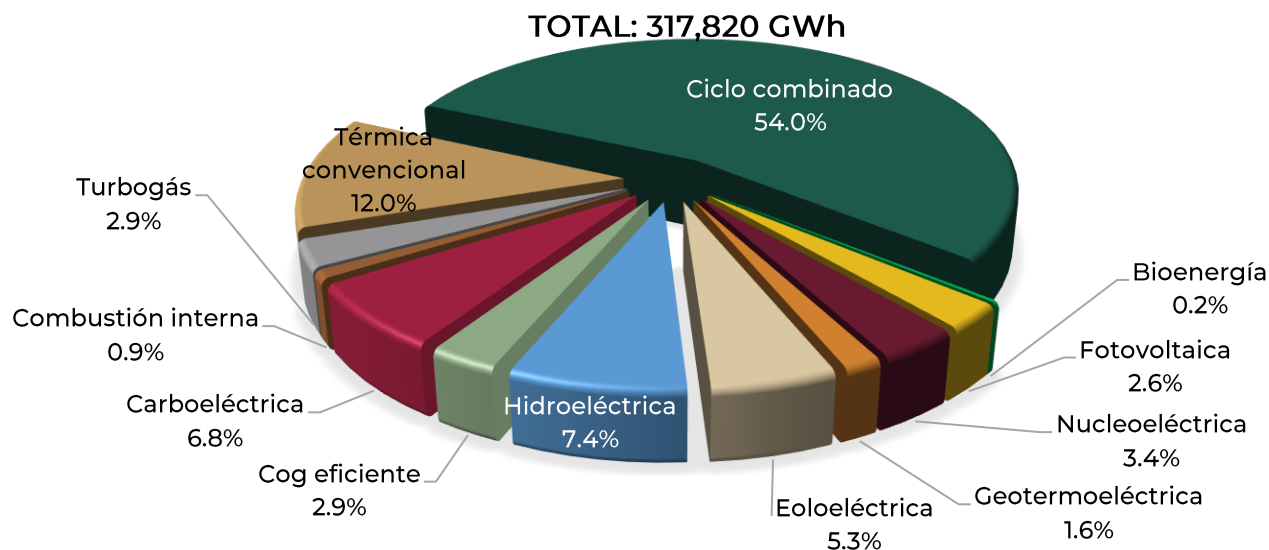
² Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

³ Incluye Lecho Fluidizado.

⁴ Incluye plantas móviles.

El **Gráfico 3** detalla la participación de la energía eléctrica producida durante 2019 por tecnología considerando el 100% de la generación eléctrica con Cogeneración Eficiente como el 100% de Energía Limpia.

Gráfico 3. Energía producida por tecnología 2019



Fuente: SENER con datos del PRODESEN 2020-2034, Anexo 4.6 Evolución de la energía producida (MWh) 2017-2020 (ene-oct) por tipo de tecnología

Nota: Considera la generación neta de CFE y para los permisionarios es la energía eléctrica recibida (neta) en la red. Considera el 100% de la energía producida por las Centrales Eléctricas con acreditación como Cogenerador Eficiente.

No obstante, no toda la generación de electricidad proveniente de la Cogeneración Eficiente es considerada limpia con derecho a recibir Certificados de Energía Limpia, debido a que la CRE estableció los criterios de eficiencia y la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica⁶.

En este sentido, se deben considerar los factores de acreditación de Energía Limpia para las Centrales Eléctricas con sistema de Cogeneración Eficiente, por lo que solo se acredita una parte de la generación eléctrica a partir de la cogeneración eficiente como Energía Limpia, y el resto de la generación de dichas Centrales se incluye en la tecnología que utilizan (por ejemplo turbogás), ver **Tabla 7**. En este caso, el porcentaje de Energías Limpias fue de 21.6% (68,592 GWh) en relación con el total producido (317,820 GWh).

Tabla 7. Generación neta de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente (GWh)¹

Tecnología	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)	Participación 2019 (%)
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	-26.8	7.4
Geotermoeléctrica	5,747	5,066	5,061	-0.1	1.6
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	34.5	5.3
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	285.8	2.7
Bioenergía ²	585	600	669	11.5	0.2
Suma Limpia renovable	48,801	52,511	54,453	3.7	17.2
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,880	-17.6	3.4
Cogeneración eficiente	2,054	2,310	3,259	41.1	1.0
Suma limpia no renovable	12,626	15,510	14,139	-8.8	4.4
Total energía limpia	61,427	68,021	68,592	0.8	21.6
Ciclo combinado	159,163	163,876	175,506	7.1	55.2
Térmica convencional ³	42,884	39,344	38,020	-3.4	12.0
Turbogás ⁴	8,435	9,508	10,904	14.7	3.4
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	23.1	1.0
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	-21.0	6.8
Total	302,880	310,685	317,820	2.3	100.0

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2020-2034, Anexo 4.7 Evolución de la energía producida (MWh) 2017-2020 (ene-oct) por tipo de tecnología.

Notas: Incluye la generación neta de la CFE y del resto de los permisionarios. Considera el porcentaje de acreditación de Energía Limpia proveniente de la Cogeneración Eficiente.

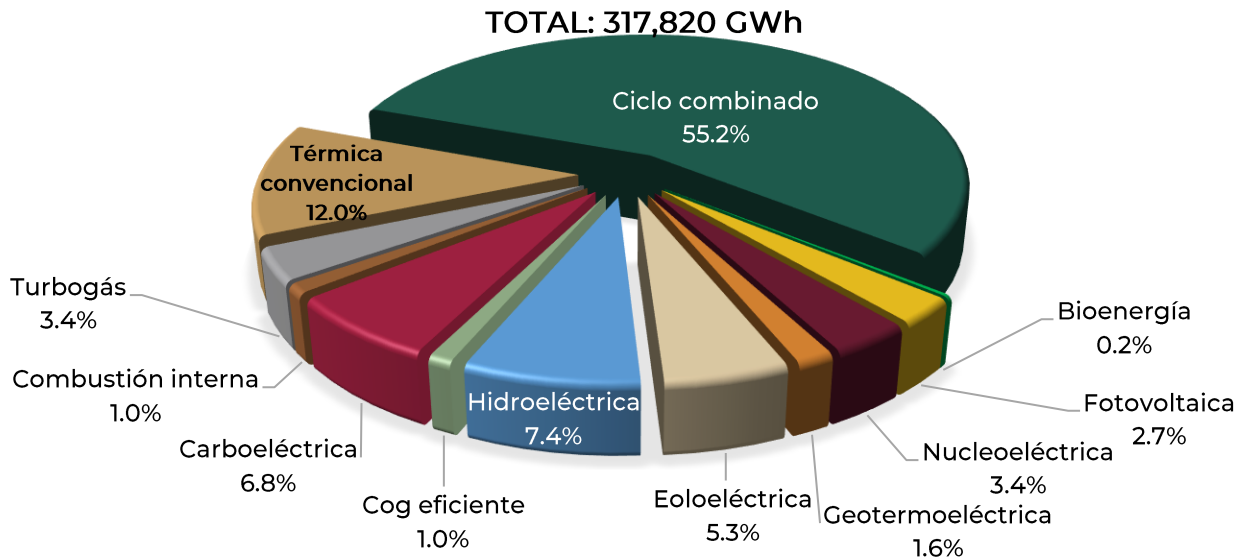
⁶ Resolución de la CRE por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016

- ¹ No se considera Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO
² 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.
³ Incluye Lecho Fluidizado.
⁴ Incluye plantas móviles.

Por ello en el **Gráfico 4** se puede observar la participación de la energía eléctrica producida durante 2019 por tecnología considerando el factor de acreditación de energía limpia de la Cogeneración Eficiente.

Gráfico 4. Energía producida por tecnología al considerar el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente 2019



Fuente: SENER con datos del PRODESEN 2020-2034, Anexo 4.7 Evolución de la energía producida (MWh) 2017-2020 (en oct) por tipo de tecnología.

Nota: Considera la generación neta de CFE y para los permisionarios es la energía eléctrica recibida (neta) en la red. Considera el porcentaje de acreditación de Energía Limpia proveniente de la Cogeneración Eficiente.

1.1.3 Generación de energía eléctrica por parte de CFE

Durante 2019 las centrales generadoras de CFE y de los Productores Independientes de Energía también denominados Productores Externos de Energía (PEE) en su conjunto reportaron una generación bruta de 250,395 GWh, valor 3.2% inferior a la registrada en 2018, equivalente a una caída de 8,290 GWh, ver **Tabla 8**. Los principales factores que influyeron para esta disminución fueron:

- Despacho prioritario de nuevos generadores, principalmente de tecnología renovable intermitente, por lo que se redujo fundamentalmente el despacho de las centrales con ciclo de vapor y las carboeléctricas de la CFE.
- Reducción de aproximadamente 27% en la generación de hidroeléctricas debido a una política de protección de embalses y menores aportaciones pluviales.
- Recarga programada de combustible de la central Nucleoeléctrica Laguna Verde.



Tabla 8. Generación bruta de CFE y PEE (GWh)

Tecnología	Generación bruta (GWh)		Participación 2019 (%)	Variación 2019-2018 (GWh)	Variación (%) (2019/2018)
	2018	2019			
Ciclo Combinado	131,078	140,143	55.9	9,065	6.9
Vapor	37,964	36,279	14.5	-1,685	-4.4
Hidroeléctrica	30,545	22,237	8.9	-8,308	-27.2
Carboeléctrica	29,345	23,233	9.3	-6,112	-20.8
Turbogás	6,852	8,464	3.4	1,612	23.5
Geotermoeléctrica	5,248	5,245	2.1	-3	-0.1
Combustión Interna	1,946	1,678	0.7	-268	-13.8
Eoloeléctrica	2,142	1,916	0.7	-226	-10.6
Solar Fotovoltaica	10	10	0.0	0	-2.9
Nucleoeléctrica	13,555	11,190	4.5	-2,365	-17.4
Total CFE + PEE	258,685	250,395	100	-8,290	-3.2

Fuente: SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, páginas 28 y 29:
https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

En términos de energía neta (sin incluir los usos propios de las centrales eléctricas), durante 2019 las centrales generadoras de CFE y PEE entregaron al Sistema Eléctrico Nacional 243,661 GWh, valor 2.9% menor que el registrado en 2018 (250,976 GWh), cuyas causas son las mismas que se mencionaron en la explicación de la caída de la generación bruta (ver **Tabla 9**).

Tabla 9. Generación neta de CFE y PEE (GWh)

Tecnología	Generación neta (GWh)		Participación 2019 (%)	Variación 2019-2018 (GWh)	Variación 2019/2018 (%)
	2018	2019			
Ciclo Combinado	129,830	138,927	57.0	9,097	7.0
Vapor	35,047	33,633	13.8	-1,414	-4.0
Hidroeléctrica	30,196	22,038	9.0	-8,158	-27.0
Carboeléctrica	27,079	21,422	8.8	-5,657	-20.9
Turbogás	6,651	8,277	3.4	1,626	24.4
Geotermoeléctrica	4,961	4,954	2.0	-7	-0.1
Combustión Interna	1,862	1,604	0.7	-258	-13.9
Eoloeléctrica	2,140	1,915	0.8	-225	-10.5
Solar Fotovoltaica	10	10	0.0	0	-2.0
Nucleoeléctrica	13,200	10,881	4.5	-2,319	-17.6
Total CFE + PEE	250,976	243,661	100	-7,315	-2.9

Fuente: SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, página 30:
https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

Conviene mencionar que el fortalecimiento en la infraestructura de transporte y la mayor disponibilidad de gas natural permitieron obtener un incremento de 7% (9,097 GWh) en la producción de energía eléctrica en las centrales de ciclo combinado con respecto al año anterior. Sin embargo, la falta de agua en los embalses de las grandes hidroeléctricas derivó en una disminución de 27% (-8,158 GWh) en la producción de electricidad en comparación con la reportada durante 2018.

Por su parte, la generación neta de energía eléctrica por EPS de Generación se presenta en la **Tabla 10** donde se puede apreciar que la mayor participación (37.9%) en la generación neta de CFE la tuvo CFE Generación V (administra los contratos PIE) con 92,213 GWh de un total de 243,661 GWh, a la vez que también presentó el mayor incremento porcentual (6.9%) de las EPS de CFE en comparación con el Ejercicio 2018, debido a la entrada en operación comercial de las CCC Noreste (Escobedo) y CCC Noroeste (Topolobampo II).

Tabla 10. Generación neta de energía eléctrica de CFE por EPS (GWh)

Tecnología	Generación neta (GWh)		Participación 2019 (%)	Variación (%) (2019/2018)
	2018	2019		
CFE - Generación I	28,291	24,674	10.1	-12.8
CFE - Generación II	30,420	25,386	10.4	-16.5
CFE - Generación III	31,060	29,325	12.1	-5.6
CFE - Generación IV	30,345	27,103	11.1	-10.7
CFE - Generación VI	31,290	32,703	13.4	4.5
CFE - Generación V (PIE)	86,279	92,213	37.9	6.9
Corporativo (L. Verde)	13,292	12,256	5	-7.8
Total	250,977	243,660	100	-2.9

Fuente: SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, páginas 121 a 196:
https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

En cuanto a las tendencias de la generación eléctrica en México, el PRODESEN 2020-2034, especifica que de enero a octubre de 2020 se reportó una capacidad instalada a la red de 86,034 MW, equivalente a un incremento de 7,587 MW en comparación con el cierre de 2019 (78,447 MW), lo que representa un aumento del 9.7%, derivado de la entrada en operación de 3,344 MW de Ciclo Combinado, 2,149 MW de Fotovoltaica, 926 MW de Eólica, 833 MW de Turbogás, 197 MW de Cogeneración Eficiente, 52 MW de Geotermoeléctrica, 52 de Combustión Interna, 33 MW de Bioenergía y 1 MW de Hidroeléctrica⁷.

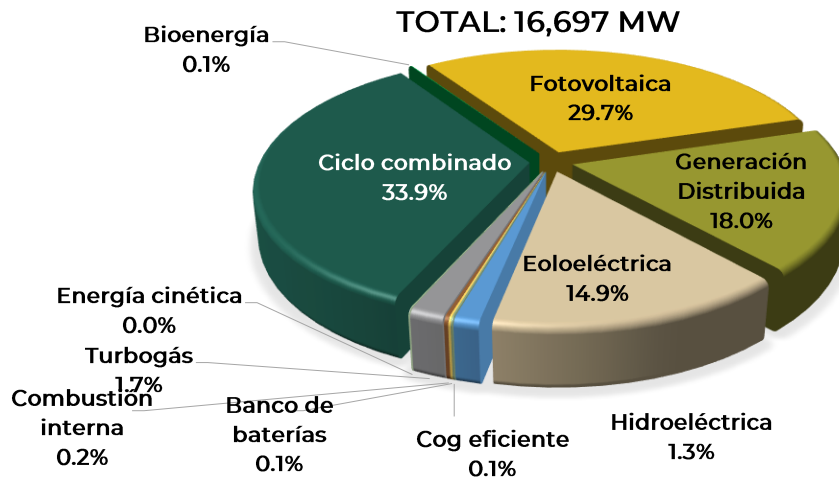
Además, se indica que de acuerdo con el Programa Indicativo de Incorporación de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de noviembre de 2020 a diciembre de 2024 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 13,677 MW en la Red Nacional de Transmisión, aunque esta capacidad se elevaría a 16,697 MW si se incluyera la Generación Distribuida Fotovoltaica (escenario acelerado) ver **Gráfico 5**.⁸

⁷ Los valores se obtuvieron de la diferencia entre la capacidad instalada a octubre de 2020 y el año 2019, publicados en el PRODESEN 2020-2034, página 26, cuadro 4.4 Capacidad instalada de CFE y del resto de los permisionarios (MW).

⁸ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034, Capítulo 6 Programa Indicativo para la Instalación y retiro de Centrales Eléctricas, página 65: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>



Gráfico 5. Capacidad por instalar en la RNT de noviembre de 2020 a diciembre de 2024

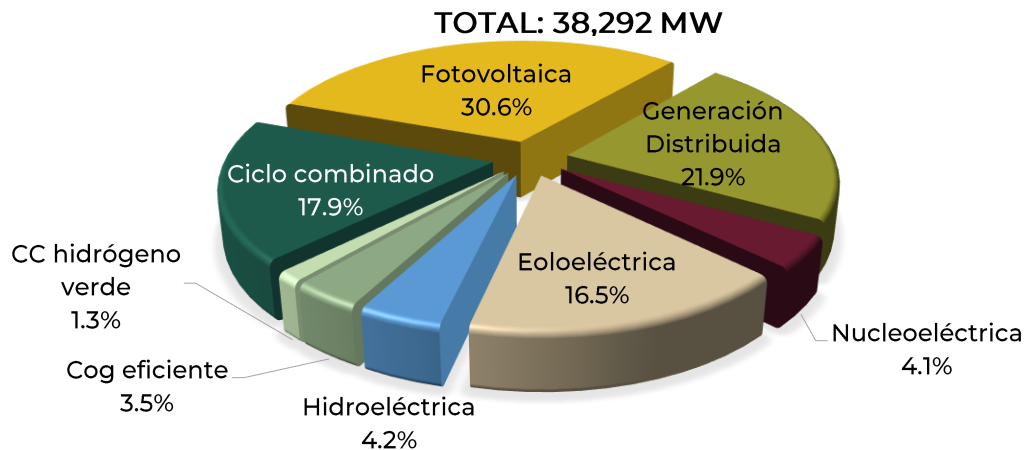


Fuente: SENER con datos del PRODESEN 2020-2034

Nota. No se incluye el escenario acelerado de instalación a la RNT de Generación Distribuida Fotovoltaica

De igual modo, en el periodo 2025-2034 se estima una incorporación de capacidad a instalar en la RNT de 29,889 MW en la RNT, mientras que si se incluyera la Generación Distribuida Fotovoltaica el valor se eleva a 38,292 MW⁹ ver Gráfico 6.

Gráfico 6. Capacidad a instalar en la RNT de noviembre de 2025 a diciembre de 2034



Fuente: SENER con datos del PRODESEN 2020-2034

Nota. No se incluye el escenario acelerado de instalación a la RNT de Generación Distribuida Fotovoltaica

Por otra parte, para el caso específico de la CFE, dentro del periodo 2021-2024, de acuerdo con la nueva política energética de la Administración Pública Federal, se plantea la incorporación de 4,557 MW de Centrales Eléctricas,

⁹ Ibidem

de los cuales 91.4% (4,166 MW) son de Ciclo Combinado, 4.3% (196 MW) Hidroeléctricos, 4.1% (187 MW) Turbogás y 0.2% (8 MW) de Combustión Interna¹⁰.

Además, el PRODESEN 2020-2034 indica que del Programa en estudio en el periodo 2025-2031 de Centrales Eléctricas consideradas como proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, se tienen en análisis 9,157 MW de capacidad bruta media anual en unidades de Central Eléctrica Flexible con base a combustible gas natural, que provean al Sistema Eléctrico Nacional de la capacidad de ajustarse y adaptarse a múltiples condiciones de carga-generación para asegurar la suficiencia y seguridad de Despacho, con la integración de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente (fotovoltaicas y eólicas).

Para la integración de Centrales Eléctricas con Energía Limpia, se estudia el potencial en hidroeléctricas con capacidad menor o igual a 30 MW (clasificadas como de “filo de agua” pues no requieren de embalses), así como otros proyectos de mediana capacidad. Además, se estudia la tecnología nuclear, al considerar el potencial de uranio como recurso natural disponible en México como estrategia dentro de la matriz energéticas soberana, debido a que las nuevas centrales nucleares pueden brindar flexibilidad, actuando en modo de seguimiento de la demanda y seguir garantizando la Confiabilidad en el SEN.

Las adiciones de capacidad del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudio o indicativos, etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética nacional de 2025 a 2031, ascienden a 5,411 MW, de los cuales el 42.4% corresponde a ciclos combinados (2,294 MW), el 29.9% a hidroeléctricas (1,617 MW) y el 27.7% a nuclear (1,500 MW).

Por su parte, la capacidad a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2020 a 2034 asciende a 2,280 MW (325 en 2020, 187MW en 2023, 1,218 MW en 2024 y 550 MW en 2029), de las cuales 2,068 MW corresponden a unidades de vapor.

1.1.4 Fortalecimiento de la CFE

Desde el 1 de diciembre de 2018, por instrucciones del Ejecutivo Federal, la CFE se dio a la tarea de cumplir su propósito primario, que es brindar el servicio de electricidad a los mexicanos, y al mismo tiempo, iniciar las transformaciones necesarias para rescatar a la empresa del deterioro económico generado principalmente por los efectos de la Reforma Energética de 2013. Las tareas son complejas y se realizan de manera simultánea, sin detener la operación y respetando la normatividad en apego a las instrucciones del presidente de México¹¹. Así, en 2019 se inició el desmontaje de prácticas que llevaban a la pérdida de capacidades de la empresa eléctrica nacional (CFE), en particular se señalan las siguientes acciones:

1. Fortalecimiento de la generación propia

Se logró detener el deterioro inercial de años de abandono de la infraestructura eléctrica, al dar mantenimiento a una capacidad de 49,768 MW, que representó el 94% de lo programado. Con ello se recuperaron 6,084 MW de unidades que se recibieron a fines de 2018 con falla, decremento y degradación.

¹⁰ PRODESEN 2020-2034, Capítulo 6 Programa Indicativo para la Instalación y retiro de Centrales Eléctricas, página 60 a 62: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

¹¹ Informe Anual 2019 CFE, página 5.

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf



además, se logró una mejora de 0.97% en la eficiencia térmica de la generación, que representa una mejoría en el aprovechamiento de los combustibles.

A partir de la publicación de los “Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad” en el DOF el 25 de noviembre de 2019, se reorganizaron los activos de generación para incentivar el uso eficiente de los recursos y reducir costos de operación y administración.

Además, durante 2019 se analizaron opciones para reforzar el parque de centrales de generación propia, por lo que el Consejo de Administración de CFE autorizó la ejecución de los siguientes proyectos:

- Ciclo Combinado Salamanca, con capacidad de 836.79 MW +/- 4% para entrar en operación en mayo de 2023.
- Ciclo Combinado San Luis Potosí, con capacidad de 804.8 MW +/- 4% para entrar en operación en junio de 2023.
- Central de Combustión Interna Baja California Sur VI, en La Paz (BCS), con capacidad de 42.26 MW +/- 15% para entrar en operación en mayo de 2023.

Adicionalmente al cierre de 2019, la CFE trabajaba en las actividades previas y gestiones para emitir la convocatoria para la realización de otros cuatro nuevos proyectos de generación, con lo que se podría agregar una capacidad conjunta de alrededor de 1,750 MW y una inversión cercana a 1,350 millones de dólares.

2. Reorganización de las áreas estratégicas de la empresa.

En primer lugar, se llevó a cabo un diagnóstico del modelo de adquisiciones de CFE y sus EPS en 2019, para identificar las áreas de oportunidad, en donde se encontraron problemas estructurales, aspectos problemáticos relacionados con el proceso de contratación y con los contratos.

Derivado de lo anterior se modificaron las Disposiciones Generales y el artículo 44 del Estatuto Orgánico, para incluir dentro de las funciones que corresponden a la Coordinación de Administración y Servicios, pero separadas de la Gerencia de Abastecimientos, las relativas a proponer disposiciones normativas e implementar acciones en materia de Inteligencia y análisis de mercados, con el propósito de contar con un control efectivo de los procesos de contratación, disminuir la discrecionalidad, eliminar la corrupción y aumentar el ahorro en los procedimientos de contratación que realiza la CFE.

3. Recuperación del sentido social de la adquisición de combustibles.

Al inicio de la nueva administración del Gobierno de México que inició en diciembre de 2018, se encontraron distorsiones que redundaban en riesgos contra la viabilidad de CFE, le podrían acarrear mermas económicas y reducían sus capacidades, entre ellas su potencial para racionalizar adquisiciones y capitalizar su volumen de operaciones a modo de obtener mejores condiciones de precio y calidad, en particular el insumo de los combustibles, pues su procura llega a constituir entre el 70% y 80% del costo de generación.



Por ello, se reformó el enfoque de las empresas dedicadas a la procura de fuentes primarias, CFenergía y CFE Internacional, para que fueran conducidas con una visión de fortalecimiento nacional, orientada al rescate de la fortaleza de la CFE y aumentar la contribución para que las actividades de la empresa busquen el mayor beneficio social.

Durante 2019 se tomaron acciones entre las que destacan:

- **Renegociación de contratos lesivos.** Se solicitó a cuatro empresas transportistas de gas natural la renegociación de los contratos de siete gasoductos, que representan la mitad de toda la capacidad de transporte de gas natural que la CFE tiene reservada en México, y se alcanzaron acuerdos con tres de las empresas el 27 de agosto y con la cuarta el 6 de septiembre de 2019. La renegociación abarcó los siguientes puntos:
 - a) modificación de la naturaleza de las tarifas;
 - b) tarifas fijas (niveladas) a través del tiempo;
 - c) acuerdos equilibrados sobre casos fortuitos y fuerzas mayores, y
 - d) desistimiento de las partes de cualquier acción legal.

El principal resultado fue un ahorro equivalente a la construcción de cinco centrales de generación nuevas, con capacidad conjunta de más de 900 MW. En términos anuales, el ahorro representa el 12% de la inversión física de la CFE o el 11% del presupuesto para mantenimiento y servicios generales.

- **Recuperación de capacidades.** Al inicio de la presente administración, casi el 60% de las compras de energéticos se realizaban por separado, con lo que se perdió el potencial para obtener mejores condiciones de precio y calidad. Por ello, CFenergía impulsó en 2019 un proceso para ser el brazo comercializador de energéticos de la CFE en beneficio de una producción de energía más barata y eficiente, que privilegie objetivos sociales.

Por ejemplo, las compras de gas natural licuado, que pueden alcanzar altos precios, se realizaban de manera mensual, y gracias a la política de racionalización, comenzaron a planificarse anualmente. Tan solo en este rubro y mediante este mecanismo se han evitado gastos cercanos a los 600 millones de pesos en las operaciones realizadas a través de las terminales de Manzanillo y Altamira.

Además, debe añadirse una situación de duplicidad de funciones entre algunas áreas corporativas y la filial especializada en la procura; la inadecuada gestión de los eventos considerados como de fuerza mayor que repercuten en la paralización de obras; y un defectuosos diseño de los contratos de cobertura realizados al amparo de la figura del Contrato Legado, que impiden recuperar cabalmente algunos costos, como el de reserva de capacidad, mientras que sobrecargan otros costos como el de transporte.

El conjunto de estas acciones hará posible:

- Mejorar la administración de los procesos asociados al pago de las obligaciones
- Hacer más eficientes las operaciones de suministro de gas natural en México
- Ubicar todos los procesos de comercialización de energéticos de la CFE en sus empresas filiales especializadas en suministro de combustibles.



- **Atención de requerimientos de energías regionales.** En 2019, CF Energía impulsó la adecuada dotación de gas natural para la Península de Yucatán, la cual enfrentaba temporadas de escasez del combustible debido a carencias en la infraestructura energética. Además, y derivado de un compromiso asumido por el Presidente de la República, cuyo cumplimiento fue asignado a la CFE, CF Energía emprendió redefiniciones en torno al gasoducto Mayakán, que llevarán a convertirlo en un eslabón que articulará una estrategia de abasto suficiente de gas natural a la región para producir electricidad y para sostener el crecimiento de industrias de manufactura, transformación y químicas.
- **Una nueva política comercial.** La CFE cuenta con un activo constituido por su reserva de capacidad en gasoductos de México y Estados Unidos, por lo que la reorientación social de CF Energía y CFE Internacional, junto con la determinación de replantear las relaciones con los operadores y empresas del sector, habilita a CFE para detonar una nueva política comercial de energéticos que permita alinear todos los incentivos de forma adecuada, establecer como prioridad la recuperación de costos, tanto de CFE como de privados, consiguiendo implantar un diferencial en la tasa de rentabilidad de las contrapartes, administrando de manera justa y equilibrada los factores de riesgo.

La rentabilidad debe ser distinta, pero la recuperación de costos debe ser idéntica en ambos casos, a través de una política de precios de transferencia transparente que brinde certeza a inversionistas y a las autoridades fiscales.

4. Lucha contra la corrupción.

Como un imperativo ético y de política pública que, atendiendo reclamos sociales y principios puestos en marcha por el actual Gobierno de México, guía la actuación y orienta el camino del rescate de la CFE. En este sentido, en febrero de 2019, el **Consejo de Administración de la CFE aprobó el Programa Anticorrupción de la CFE**, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, a cargo de la Coordinación de Control Interno, la que deberá llevar a cabo su implementación y seguimiento.

Al inicio de los trabajos del Programa se llevaron a cabo eventos de difusión, para dar a conocer los principios, estrategias, acciones y alcances del mismo, tanto para el personal que labora en CFE como las personas físicas y morales que participan en contratos o licitaciones públicas, con el objetivo de que conozcan y detecten posibles conductas irregulares que los servidores públicos y particulares puedan cometer, incentivando la cultura anticorrupción y, en su caso, la denuncia de posibles actos de corrupción.

Una vez iniciada la implementación del Programa Anticorrupción en las diversas áreas involucradas se identificaron factores que favorecían el uso ineficiente de recursos públicos y la proliferación de prácticas corruptas en los procesos sustantivos, por lo que se llevaron a cabo actividades preventivas, de detección y correctivas a fin de atender los riesgos asociados. Como resultado se obtuvieron los siguientes principales logros:

- a) El área de Auditoría Interna elaboró su programa anual en el cual incorporó, por primera vez, aspectos sensibles de riesgo de corrupción en la operación.



- b) Se desarrolló un mecanismo para prevenir que las empresas que aparecen en el listado de Empresas que Facturan con Operaciones Simuladas (llamadas Empresas Fantasma) constituyan contratos de proveeduría en la CFE.
- c) Se modificaron las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la CFE y sus Subsidiarias, para establecer que el área especializada en inteligencia de mercado será independiente del área contratante, así como el rediseño de la metodología para investigaciones de condiciones de mercado.
- d) Se incluyó en el Estatuto Orgánico de CFE las funciones relativas a proponer disposiciones normativas y de implementar acciones en materia de inteligencia de mercado.
- e) Se redujo en 49% la cantidad de áreas subcontratantes con las que contaban las subsidiarias de generación.
- f) La renovación total del Programa de Aseguramiento Integral 2019 tuvo una reducción del 33.1% en el costo por pago de primas.
- g) Aprobación del Consejo de Administración de CFE de las Políticas que Regulan la Disposición y Enajenación de los Bienes Muebles de la CFE, de sus EPS y EF.
- h) Se logró disminuir en 0.24 puntos porcentuales el porcentaje de pérdidas de electricidad en Distribución.
- i) Se regularizaron 4,342 viviendas en asentamientos conectados de manera indebida, mediante el establecimiento de 16 Convenios, los cuales fueron realizados en 19 zonas de Distribución.
- j) Para el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica y optimización de redes se ejecutaron 436 proyectos, en 35 zonas de Distribución pertenecientes a las 16 Divisiones del país.
- k) Se advirtieron algunas conductas probablemente constitutivas de responsabilidad administrativa y/o penal, por lo que se presentaron diversas denuncias ante las autoridades correspondientes.
- l) Hubo un avance significativo en las obligaciones de transparencia de CFE, al pasar de un 54% de cumplimiento en 2018 a 85% en 2019.

El Programa Anticorrupción ha servido para que los servidores públicos de la CFE asuman la responsabilidad del cambio de rumbo con la nueva visión en el combate frontal a la corrupción y mejores prácticas internacionales, por lo que, de acuerdo con los planes de CFE, se continuará impulsando el cumplimiento de este Programa.

1.1.4.1 Reorganización de Centrales de Generación en CFE

El 25 de marzo de 2019 la Secretaría de Energía publicó en el DOF el "Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016"¹², con objeto de adecuar los Términos para la estricta separación legal de CFE de las centrales de generación para hacer más eficientes sus actividades y reducir los costos de operación, que se traduzca en menores precios para el usuario final.

Con base en lo anterior, el 25 de noviembre de 2019 se publicaron en el DOF los "Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la

¹² Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555005&fecha=25/03/2019

Comisión Federal de Electricidad¹³ (en adelante los términos para la reasignación de activos), mediante los cuales se modificó la asignación inicial prevista en los "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"¹⁴ publicados en el DOF el 4 de noviembre de 2016, y define las Centrales Eléctricas y demás instalaciones que la CFE deberá reasignar a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación.

Esta reorganización corrige errores para mejorar la eficacia y eficiencia, para hacerla más competitiva y contribuir con el propósito superior de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Además, la reasignación tiene por objeto contribuir al desarrollo eficiente del SEN y rescatar la capacidad de generación de CFE, procurando la viabilidad financiera de sus EPS y Empresas Filiales (EF).

Para dar cumplimiento al artículo Cuarto transitorio de los Términos para la reasignación de activos, el Consejo de Administración de CFE, los Consejos de Administración de las EPS de Generación, las diferentes áreas de la CFE y los diferentes reguladores coordinaron esfuerzos para que el 1 de enero de 2020, iniciara la operación en el Mercado Eléctrico Mayorista de los nuevos portafolios de centrales generadoras.

La Tabla 11 muestra un comparativo del número de Centrales Eléctricas y la capacidad conforme a la asignación vigente hasta 2019 y la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad publicados en el DOF el 25 de noviembre de 2019.

Tabla 11. Comparación de Centrales Eléctricas y Capacidad por EPS: 2019 vs Reasignación de activos

EPS	Número de Centrales		Capacidad (MW) *	
	2019	Reasignación de activos	2019	Reasignación de activos
CFE Generación I	40	35	7,641	9,354
CFE Generación II	31	23	9,331	10,079
CFE Generación III	24	40	8,941	7,293
CFE Generación IV	20	26	10,145	8,015
CFE Generación V	35	34	17,248	16,648
CFE Generación VI	56	37	9,762	9,426
Total	206	195	63,068	60,815

Fuente: SENER con datos de CFE.

* Con base en la capacidad efectiva reportada en el PRODESEN 2015-2029, esto debido a que los Términos para la asignación de activos publicados el 04/11/2016 consideraron dicha capacidad.

¹³Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5579715&fecha=25/11/2019

¹⁴ "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": https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459866&fecha=04/11/2016

Como parte del objeto y alcance de los referidos términos para la reasignación de activos, el portafolio de Centrales Eléctricas y Contratos de Centrales Externas Legadas para cada una de las EPS de Generación se definió con el objetivo de asegurar que cada una de estas empresas:

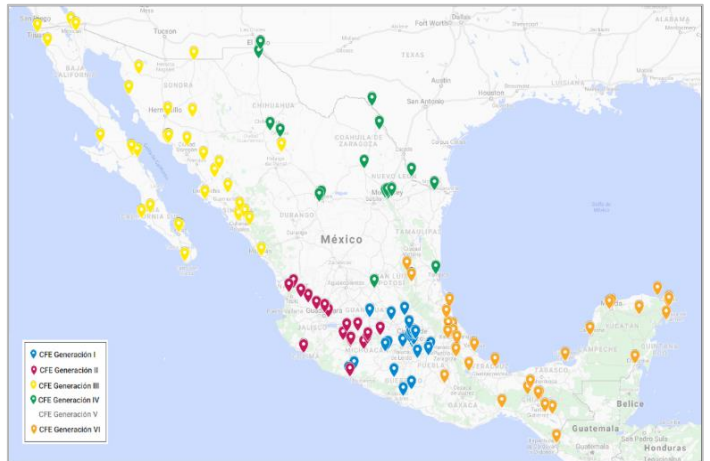
1. Pueda participar en el MEM sin detentar poder de mercado a nivel regional o nacional, considerando que se trata de un mercado de costos y la necesidad de ampliar el contrato legado con Suministro Básico, y
2. Se aproveche la experiencia operativa y administrativa de la organización regional de la generación en CFE.

Conforme a lo anterior, el **Mapa 2** y el **Mapa 3** muestran conjuntamente el comparativo de la distribución geográfica de los portafolios de Centrales Eléctricas y contratos vigentes en 2019, así como su reasignación por cada EPS de Generación de CFE. Debido a que las centrales bajo el esquema PIE, representadas por CFE Generación V, no fueron reasignados a otras EPS de Generación, en dichos mapas no se contempla su localización. No obstante, el **Mapa 4** y el **Mapa 5** en conjunto muestran el mismo comparativo incluyendo la distribución de las centrales representadas por CFE Generación V.¹⁵

Mapa 2. Distribución geográfica de los portafolios de Centrales Eléctricas, vigente en 2019 (Sin CFE Gen V)



Mapa 3. Distribución geográfica de la Reasignación de los portafolios de Centrales Eléctricas (Sin CFE Gen V)



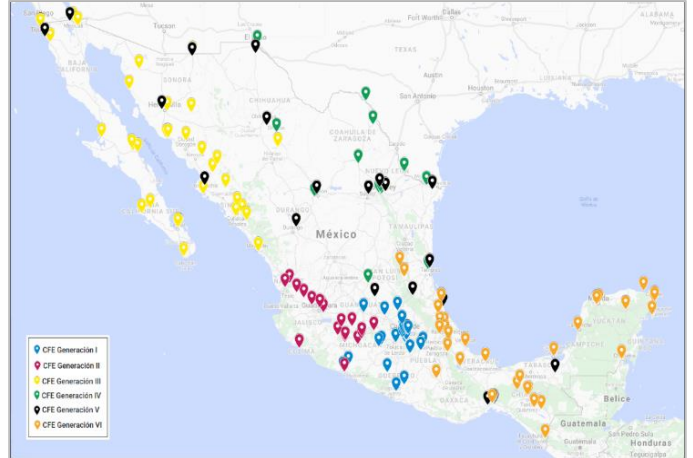
¹⁵ Excepto la central denominada "C.E. Sureste IV" que no se identificó en el portafolio de contratos correspondientes a CFE Generación V dentro de los referidos términos para la reasignación de activos publicados en 2019.



Mapa 4. Distribución geográfica de los portafolios de Centrales Eléctricas, vigente en 2019



Mapa 5. Distribución geográfica de la Reasignación de los portafolios de Centrales Eléctricas



Fuente: Elaborado por SENER con base en los términos para la asignación y la reasignación de activos. Para la geolocalización se utilizó el servicio de Google My Maps,

Cabe mencionar que los activos de generación nuclear quedan bajo control inmediato del Corporativo de CFE y la EPS de Generación VI será representante de la Central Nuclear de la CFE en el MEM. Asimismo, con la finalidad de que la CFE esté en condiciones de coadyuvar en la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y a la sociedad mexicana en condiciones de emergencia, se determinó que las Unidades Móviles de Emergencia (UME) permanezcan en el Corporativo de la CFE, puesto que en la asignación inicial dichas unidades estaban distribuidas entre las EPS de Generación I, II, III y VI.

1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Generación Distribuida (GD) es aquella que se realiza por un generador con una capacidad menor a 0.5 MW (denominado generador exento) y se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de usuarios (Centros de Carga)¹⁶.

Si la generación distribuida se realiza a partir de energías limpias se denomina Generación Limpia Distribuida (GLD) de acuerdo con el artículo 3, fracción XX, de la Ley de Transición Energética (LTE). Tanto la LIE como la LTE, fomentan la GLD para aprovechar sustentablemente los recursos naturales.

De acuerdo con las disposiciones administrativas aplicables a la Generación Distribuida¹⁷ emitidas por la CRE, se establece que la Generación Distribuida podrá realizar las siguientes actividades:

- a) Consumo de Centros de Carga,

¹⁶ Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3 fracción XXIII.

¹⁷ Resolución RES/142/2017 de la CRE por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. Diario Oficial de la Federación, 7 de marzo de 2017. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017

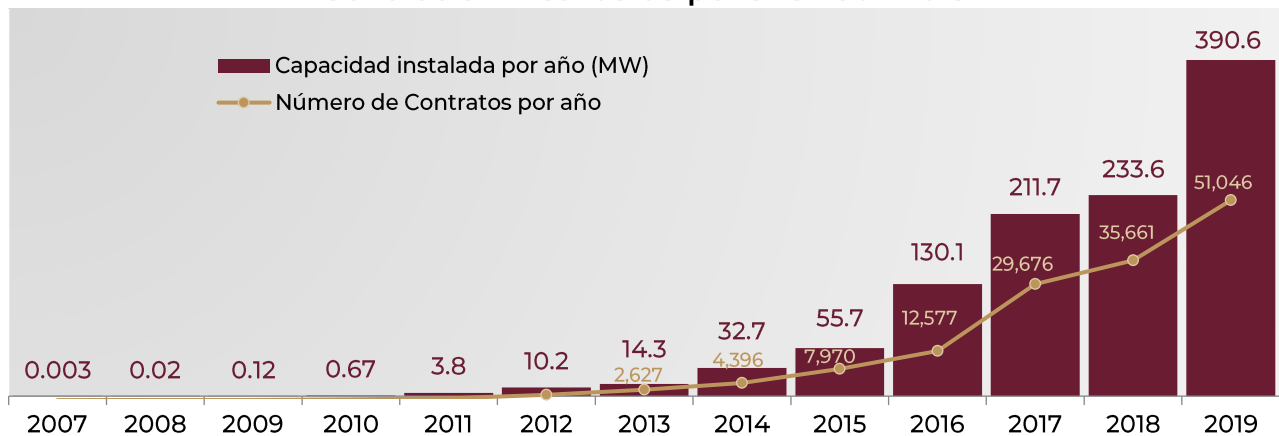


- b) Venta de excedentes de electricidad y
- c) Venta total de energía eléctrica.

Por lo anterior, la generación distribuida podrá usar la electricidad generada para su propio consumo, vender sus excedentes o el total de su electricidad a través de un Suministrador de Servicios Básicos y recibir una contraprestación de acuerdo con la metodología establecida, o bien a través de un Suministrador de Servicios Calificados bajo un régimen de competencia, por lo cual las dos partes deben acordar y convenir la contraprestación.

En 2019 se celebraron 51,046 nuevos contratos de interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (que incluye contratos de interconexión de Pequeña y Mediana Escala y Generación Distribuida), cifra 43.1% superior a los firmados el año previo (35,661); además, se instalaron 390.6 MW de capacidad adicional, valor 67.2% mayor a la instalada en 2018 (233.6 MW).¹⁸

Gráfico 7. Capacidad instalada por año y número de contratos de interconexión de Generación Distribuida por año 2007-2019



Fuente: SENER con datos reportados por la CRE en el documento "Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019", febrero 2021.

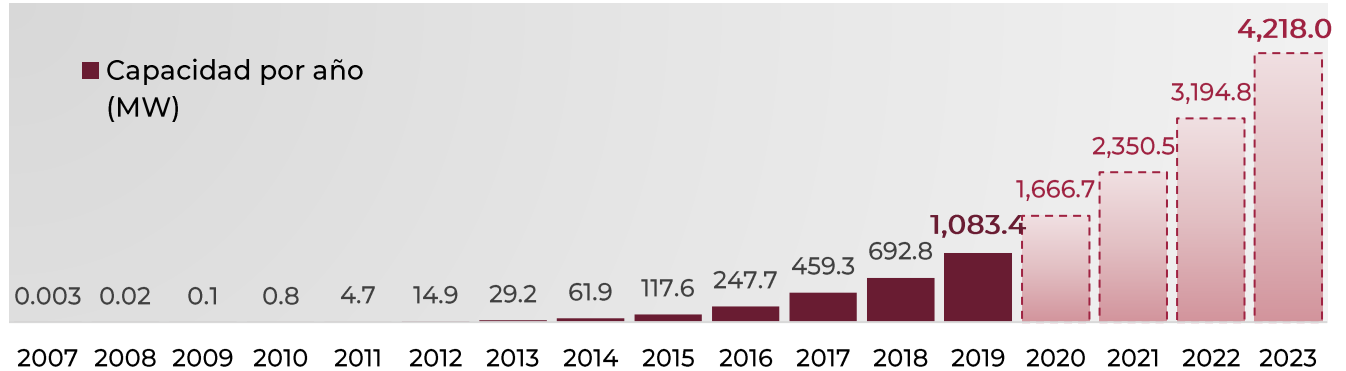
La capacidad total instalada de Generación Distribuida en el país al cierre de 2019 ascendió a 1,083.4 MW, 56.4% mayor a la reportada el año anterior (692.8 MW). El Gráfico 8 muestra la capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida en el país por año y la proyección esperada al 2023.¹⁹

¹⁸ Estos datos tienen como fuente la información reportada por la CRE en el documento: Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019 con datos de CFE Distribución del Oficio 31.313.02-0024 (19/02/2021), Febrero de 2021.

¹⁹ Elaboración propia con datos reportados por la CRE en el documento Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019, febrero 2021.



Gráfico 8. Capacidad instalada acumulada de GD y proyección esperada al 2023



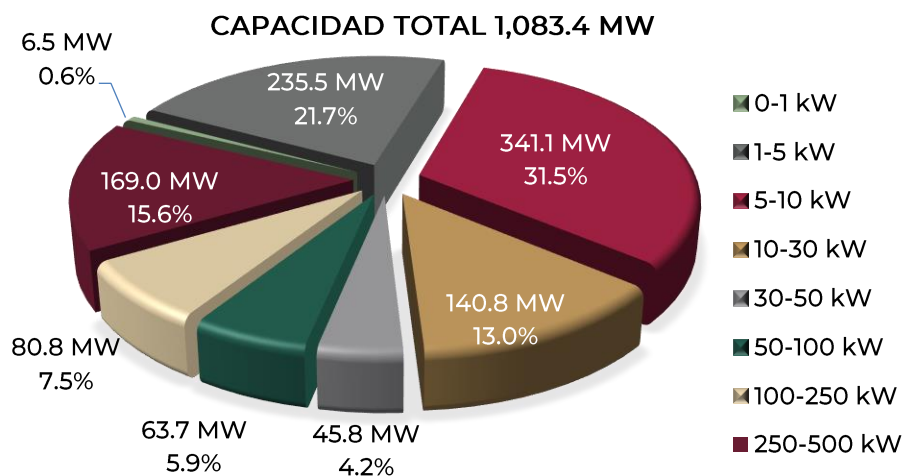
Fuente: SENER con datos reportados por la CRE en el documento "Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019", febrero 2021.

La Generación Distribuida se puede agrupar en:

- Pequeña escala** cuya capacidad se encuentra entre 0 y 10 kW para uso residencial y hasta 30 kW para uso general en baja tensión, con tensión de interconexión menor a 1 kV, y
- Mediana escala** cuya capacidad es menor a 500 kW y la tensión de interconexión es menor o igual a 35 kV.

La principal tecnología en la Generación Distribuida es la fotovoltaica que utiliza la energía solar para generar electricidad, misma que representó el 99.36% de la capacidad instalada en 2019, seguida de la generación por biocombustibles con 0.58%, mientras que la cogeneración, eólica y otras tecnologías (hidroeléctrica, térmica con diésel, combustóleo o gas natural) tienen una participación marginal de 0.06%, 0.02% y 0.01%, respectivamente.

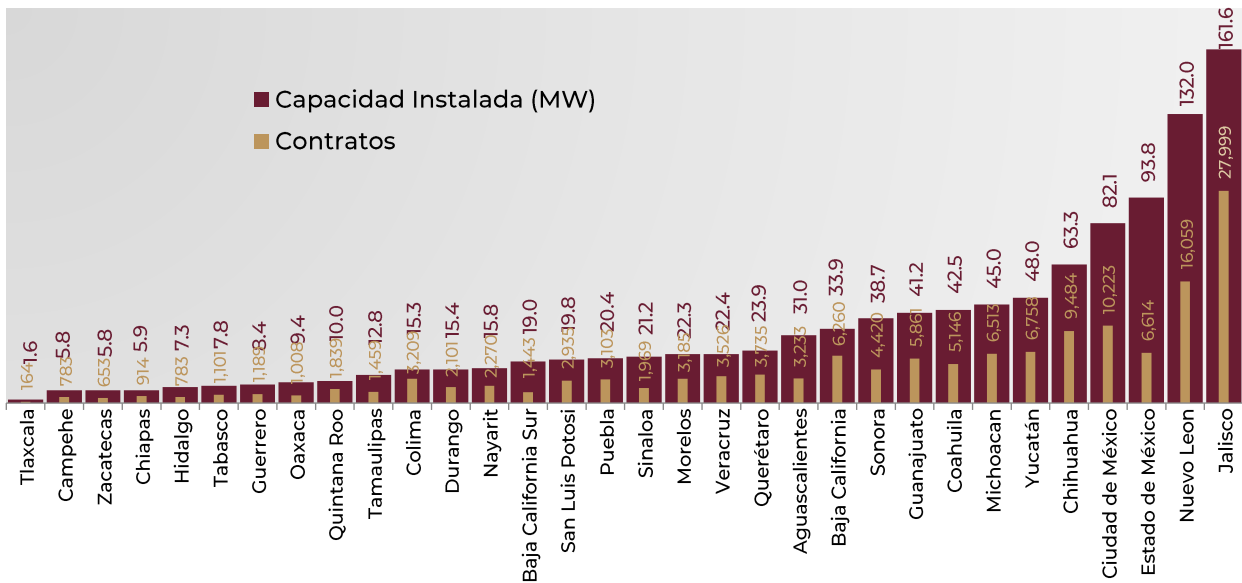
Gráfico 9. Capacidad Instalada por rango



Fuente: SENER con datos de CRE. Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre 2019, febrero 2021.

La capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa en 2019 se muestra en el **Gráfico 10** en donde se observa que los estados de Jalisco, Nuevo León, Estado de México, Ciudad de México y Chihuahua tienen la mayor capacidad instalada, pues en conjunto representan el 49.2% del total.

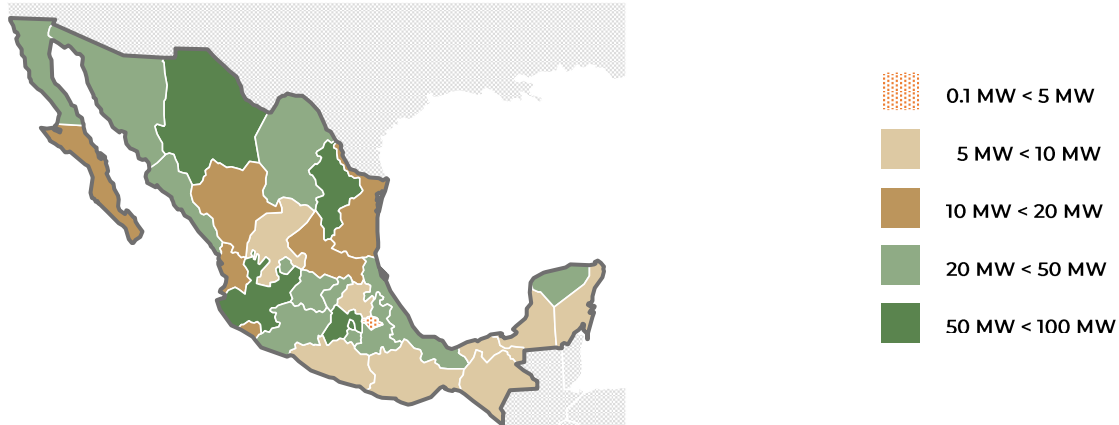
Gráfico 10. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2019



Fuente: Elaborado por SENER con datos reportados por la CRE en el documento "Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019", febrero 2021.

Además, en el **Mapa 6** se muestra la distribución de la capacidad instalada por Entidad Federativa, en el cual se puede observar que los estados con la mayor capacidad instalada de Generación Distribuida tienden a ubicarse en el norte, centro y occidente del país.

Mapa 6. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2019



Fuente: Elaborado por SENER con datos reportados por la CRE en el documento "Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019", febrero 2021.

Como se mencionó anteriormente, la generación distribuida podrá usar la electricidad generada para su consumo, vender sus excedentes o el total de su electricidad a través de un Suministrador de Servicios Básicos y recibir una contraprestación de acuerdo con la metodología establecida, o bien a través de un Suministrador de Servicios Calificados bajo un régimen de competencia.

En este sentido, el **Gráfico 11** presenta la clasificación de la Generación Distribuida por Régimen de contraprestación por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución, en la cual se puede apreciar que la Medición Neta es el Régimen de contraprestación preferido (76.2% del total de la capacidad instalada).

Gráfico 11. Régimen de contraprestación de Generación Distribuida y de los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (MW)



Fuente: SENER con datos reportados por la CRE en el documento "Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2019". Febrero 2021.

* CIPyME: Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala.

1.3 FUENTES DE ENERGÍA EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN

La generación de energía eléctrica para uso industrial, comercial, residencial o agrícola generalmente implica la producción a gran escala en centrales eléctricas diseñadas para convertir la energía de una caída de agua, del viento, solar, carbón, nuclear o los hidrocarburos (combustóleo, diésel, gas natural) en energía eléctrica. Por lo que cada país utiliza los recursos naturales con los que cuenta para la generación eléctrica.

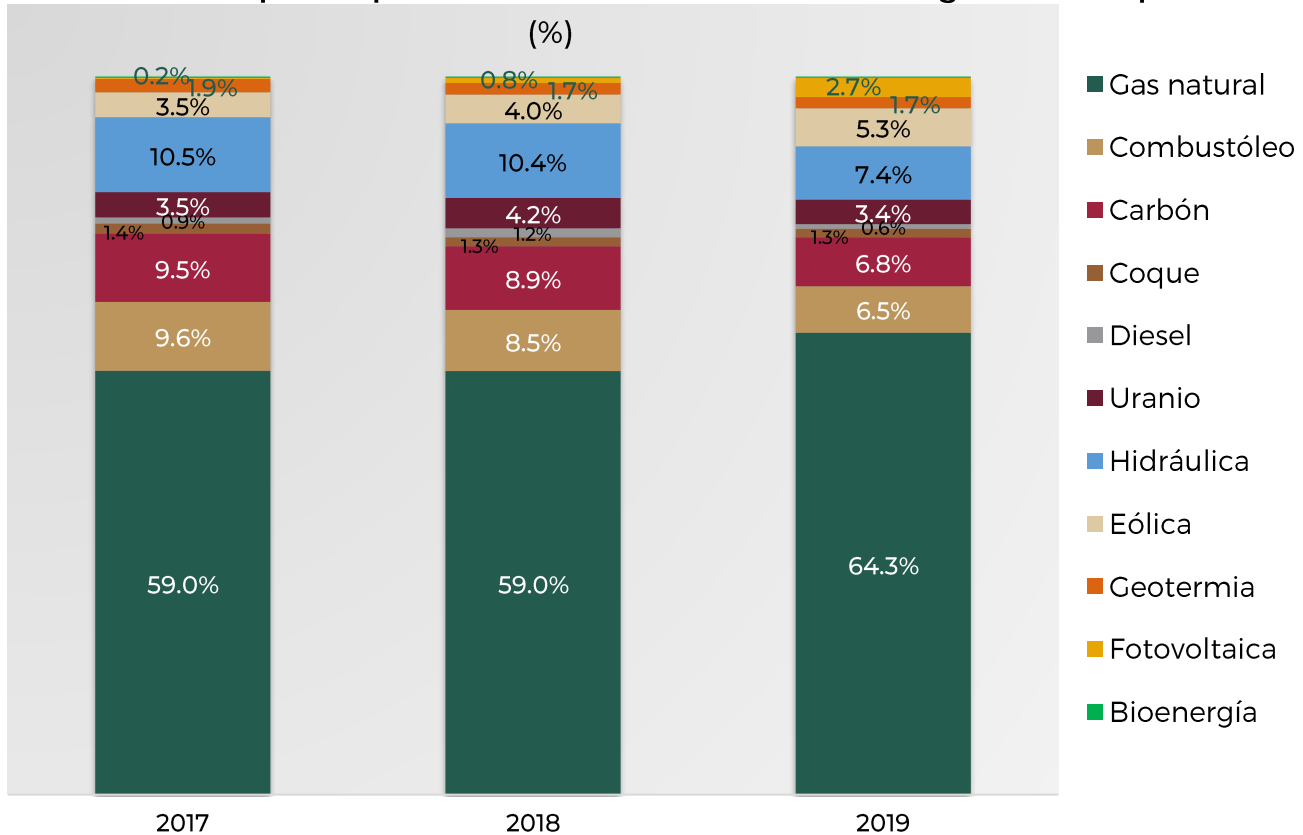
En México se tienen recursos hidroeléctricos, eólicos, solares, carbón e hidrocarburos (combustóleo, diésel y gas natural), y para aprovecharlos se han instalado centrales de generación eléctrica, así como una central nuclear.



La tendencia en las últimas décadas ha sido emplear la tecnología el ciclo combinado que usa gas natural pues tiene una mayor eficiencia de aprovechamiento del combustible (entre 40% y 60%), menor inversión y emisiones contaminantes, en comparación con las térmicas convencionales (eficiencia entre 35% y 40%), además el precio del gas natural es más barato que el combustóleo y el diésel.

Además, en los últimos años se ha incrementado el uso de las energías solar (fotovoltaica) y eólica, aunque se han presentado problemas relacionados con el respaldo que debe proporcionar el Sistema Eléctrico en su conjunto debido a la intermitencia, los costos de transmisión y la saturación en algunos enlaces. En el **Gráfico 12** se presenta la tendencia, entre 2017 y 2019, de la generación de electricidad por fuente (energético primario).

Gráfico 12. Participación porcentual de la Generación de Energía Eléctrica por Fuente



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de CFE y CRE. Preliminar.

Nota: No incluye Generación Distribuida ni FIRCO.

1.3.1 Consumo de combustibles fósiles en el Sector Eléctrico

En México, los combustibles fósiles empleados para la generación eléctrica son: gas natural, combustóleo, carbón y diésel, y su consumo depende de la demanda eléctrica, la disponibilidad de los recursos renovables (eoloeléctrica, fotovoltaica, geotérmica e hidroeléctrica), así como del despacho de energía que realiza el CENACE dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.



1.3.1.1 Consumo de Gas Natural y Gasoductos

En 2019 la CFE continuó con el avance en proyectos de ciclo combinado con recursos propios o a través de Productores Independientes de Energía y la construcción de infraestructura de transporte de gas natural, asimismo, el consumo de gas natural se vio incrementado en 2019 con la conclusión de la conversión de las centrales termoeléctricas a combustión dual para que además de combustóleo, puedan utilizar gas natural para la generación eléctrica.

Con base en lo anterior el consumo de gas natural en CFE, sin considerar las Centrales Eléctricas de los Productores Independientes de Energía, registró una tasa media de crecimiento anual de 4.4% en el periodo 2012- 2019.

**Tabla 12. Consumo de gas natural en CFE
(Millones de metros cúbicos)**

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Gas natural	12,128.20	13,012.50	13,550.80	15,365.00	16,016.80	14,210.50	15,361.30	15,761.69

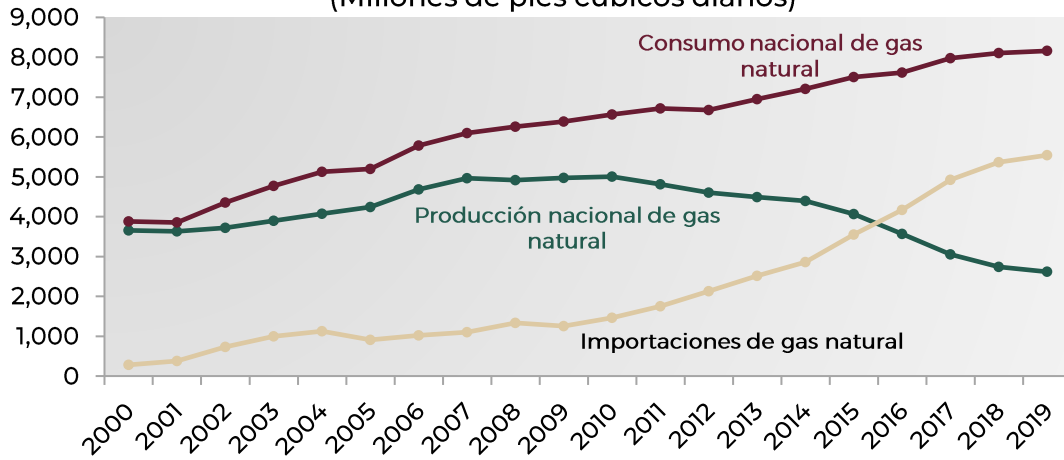
Fuente: SENER con datos del SIE, CFE y CRE.

Nota: Información preliminar. No incluye el consumo de los Productores Independientes de Energía.

El consumo nacional de gas natural en México se incrementó a una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 2.5% durante los últimos diez años y el consumo del sector eléctrico incluyendo a CFE, Productores Independientes de Energía y particulares (autoabastecimiento y cogeneración) registró un mayor dinamismo con una TMCA de 5.3%, pero la producción nacional de gas natural registró una tendencia descendente a partir de 2010, por lo que la disponibilidad de gas natural en México ha estado limitada a pesar del aumento en las importaciones, ver **Gráfico 13**.



Gráfico 13. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México
(Millones de pies cúbicos diarios)



* Datos preliminares para 2019

Fuente: Elaborado por SENER con base en las Prospectivas de gas natural y Prontuario Estadístico, febrero 2020 y agosto 2020: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/533396/Prontuario_febrero_2020.pdf y https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569886/Prontuario_agosto_2020.pdf

El gas natural se transporta a las Centrales Eléctricas a través de gasoductos. En 2012 México tenía 11,347 km de gasoductos²⁰ en operación con un volumen promedio de transporte de 9,511.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd)²¹ y 3 terminales de almacenamiento de gas natural licuado (Altamira -Tamaulipas- Ensenada -Baja California- y Manzanillo -Colima-) con una capacidad de regasificación de 2,500 millones de pies cúbicos de gas natural diarios²².

Para satisfacer la creciente demanda de gas natural de 2013 a 2019 se incrementó la capacidad de transporte en los gasoductos del Sur de Estados Unidos que se interconectan en la frontera con Tamaulipas, y se construyeron siete nuevas interconexiones en los estados de Sonora (Sásabe), Chihuahua (San Isidro y Ojinaga), Coahuila (Colombia) y Tamaulipas (Camargo, Argüelles y Brownsville). Además, el gasoducto marino Sur de Texas- Tuxpan inició operaciones en septiembre de 2019.²³

Asimismo, de 2013 a 2019 se han instalado 5,910 km de nuevos gasoductos en el país (incremento de 52.1%) para alcanzar 17,257 km en total, con un aumento en la capacidad de transporte de gas natural de 15,504 mmpcd (incremento de 163%) para un total de 25,016 mmpcd y con el proyecto de gasoducto de CFE Tula - Villa de Reyes

²⁰ Estatus de gasoductos, SENER:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/314344/Estatus_de_gasoductos_abril_2018.pdf

²¹ Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2027, página 120:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62950/Prospectiva_de_Gas_natural_y_Gas_LP_2013-2027.pdf

²² Prontuario Estadístico https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224263/Prontuario_gas_natural_mayo_2017.pdf y Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026, página 75:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62957/Prospectiva_del_Mercado_de_Gas_Natural_2012-2026.pdf

²³ Página Internet CFE:

https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/770-cfe-gasoducto-sur-de-texas-tuxpan-marino/



en construcción se adicionarán otros 420 km a la red de gasoductos y se incrementará en 886 mmpcd la capacidad de transporte de gas natural en México.²⁴

Tabla 13. Gasoducto en construcción en 2019

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (millones de dólares)	Capacidad (mmpcd)
Tula - Villa de Reyes	2021	HGO-SLP-QRO-GTO	420	554	886

Fuente: SENER con datos CFE y Oil And Gas Magazine.(Preliminar).

Además, como ya se mencionó anteriormente, durante 2019 la CFE solicitó a 4 empresas la renegociación de los contratos de 7 gasoductos que representan la mitad de la capacidad total de transporte de gas natural que CFE tiene reservada en México y alcanzó acuerdos con todas ellas.

La renegociación de contratos abarcó los siguientes puntos:

- Modificación de la naturaleza de las tarifas
- Tarifas fijas (niveladas) a través del tiempo
- Acuerdos equilibrados sobre casos fortuitos y fuerzas mayores, y
- Desistimiento de las partes de cualquier acción legal.

El principal resultado de estas acciones fue un ahorro equivalente a la construcción de 5 centrales de generación nuevas, con capacidad conjunta de más de 900 MW. En términos anuales, el ahorro representa el 12% de la inversión física de CFE o el 11% del presupuesto para mantenimiento y servicios generales.²⁵

1.3.1.2 Consumo de otros combustibles

Durante 2019 se reportó un incremento en la generación eléctrica con base en las tecnologías de ciclo combinado, fotovoltaica y eólica, principalmente. Lo anterior debido a una mayor disponibilidad de gas natural a precios bajos y a la entrada en operación comercial de proyectos de generación con las tecnologías de ciclo combinado, fotovoltaica y eólica.

Con ello, CFE redujo el uso de combustóleo y carbón para la generación en comparación con lo empleado en años anteriores, ver tabla de consumo de combustibles en CFE. De esta manera, en 2019 el consumo de combustóleo y carbón en CFE disminuyó en 12.3% y 25.8%, respectivamente, en relación con el observado en 2018, mientras que el diésel tuvo un incremento del 28.5%.

Tabla 14. Consumo de combustibles en CFE

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
	(Miles de metros cúbicos)							
Combustóleo	11,697.3	9,792.8	6,433.3	5,995.4	6,525.2	7,386.1	6,382.1	5,594.8

²⁴ Fuente: SENER con datos de CFE y Oil and GAS Magazine:

https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/768-cfe-gasoducto-tula-villa-de-reyes/.

<https://www.oilandgasmagazine.com.mx/tc-energia-retrasa-puesta-en-marcha-de-gasoducto-tula-villa-de-reyes/>

²⁵ Informe anual CFE 2019, página 16:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
	(Miles de metros cúbicos)							
Diésel	709.3	616.1	330.7	343.5	473	565.2	677.0	870.2
(Miles de toneladas)								
Carbón	15,453.2	14,477.3	15,529.4	15,687.3	16,233.5	13,790.0	13,799.7	10,236.4

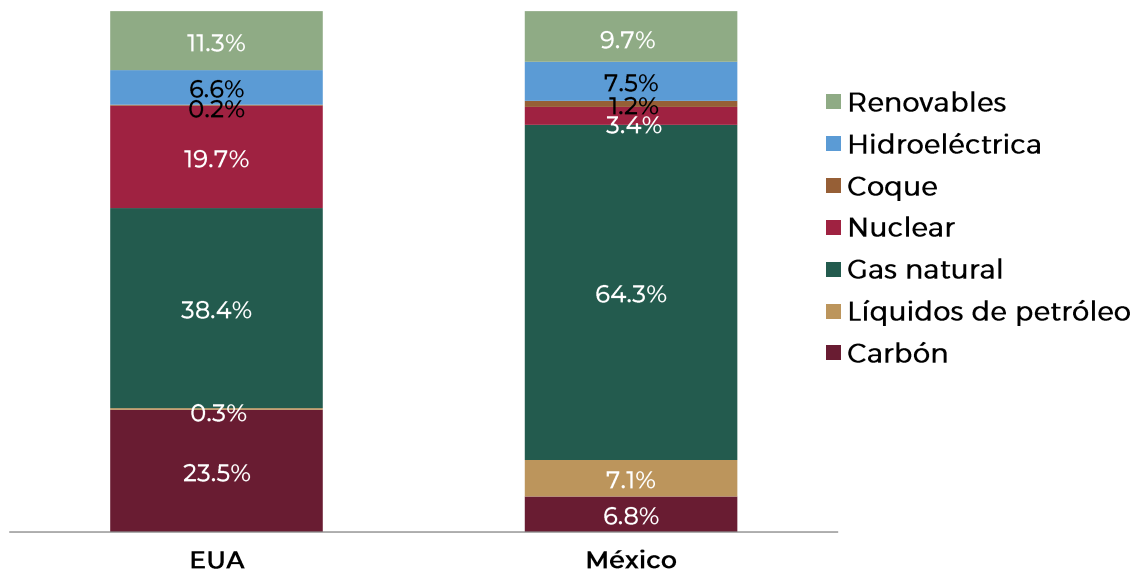
Fuente: Elaborado por SENER con datos del SIE, CFE y CRE

*Información preliminar.

1.3.2 Comparación de Fuentes de Energía: México VS. EUA

En el **Gráfico 14** se presenta la estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México durante 2019.

Gráfico 14. Estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México* 2019



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de PRODESEN 2020 - 2024 y datos de CFE y CRE; así como de U.S. Energy Information Administration.

*La estructura de generación se estimó con la producción neta en el Mercado Eléctrico Mayorista (CFE + PEE + Privados).

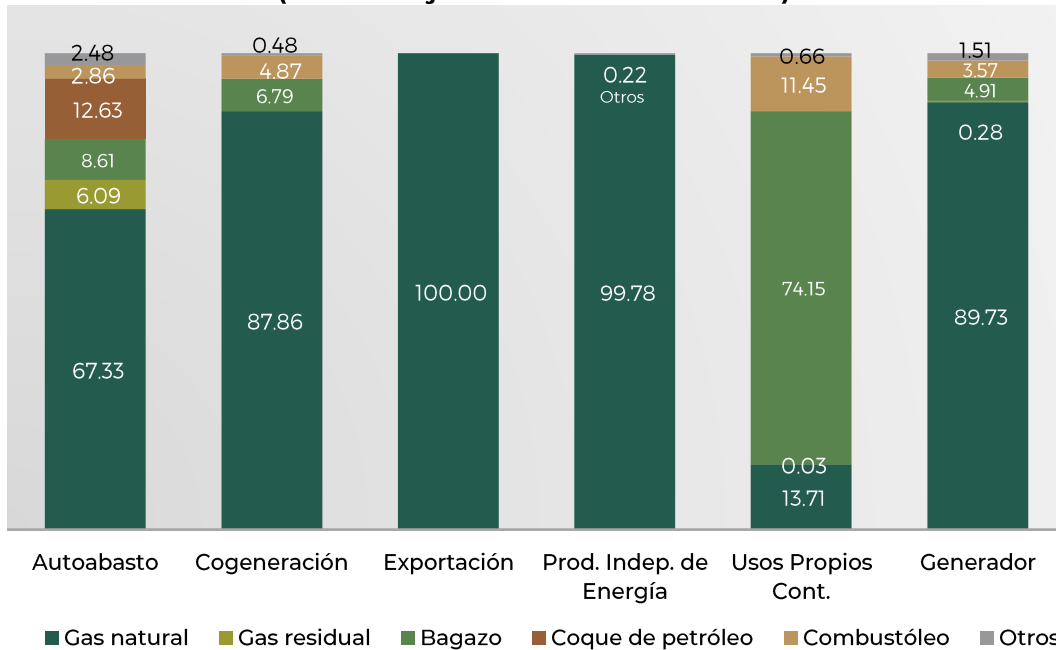
Del **Gráfico 14**, se puede observar que ambos países tienen una importante participación del gas natural en la generación de energía eléctrica. EUA sigue dependiendo en buena parte del carbón, combustible que mantiene relativamente estable su precio de compra, y de la energía nuclear; por su parte, la hidroeléctrica y las energías renovables mantienen participaciones similares en la estructura de generación de cada país.



1.4 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE PERMISIONARIOS

En 2019 la participación del consumo de combustibles por parte de los permisionarios (sin incluir a CFE) se muestra en el Gráfico 15.

**Gráfico 15. Consumo de combustibles por permisionario 2019
(Porcentaje con base en MMBTU)**



Fuente: Elaborados por SENER con datos de la CRE.

Notas. - No se incluye a CFE en los Generadores.

Bagazo: incluye bagazo, biogás, aserrín y licor negro.

Otros: incluye diésel, carbón, aceite residual, gas LP, etano, gas de alto horno y gas de coque.

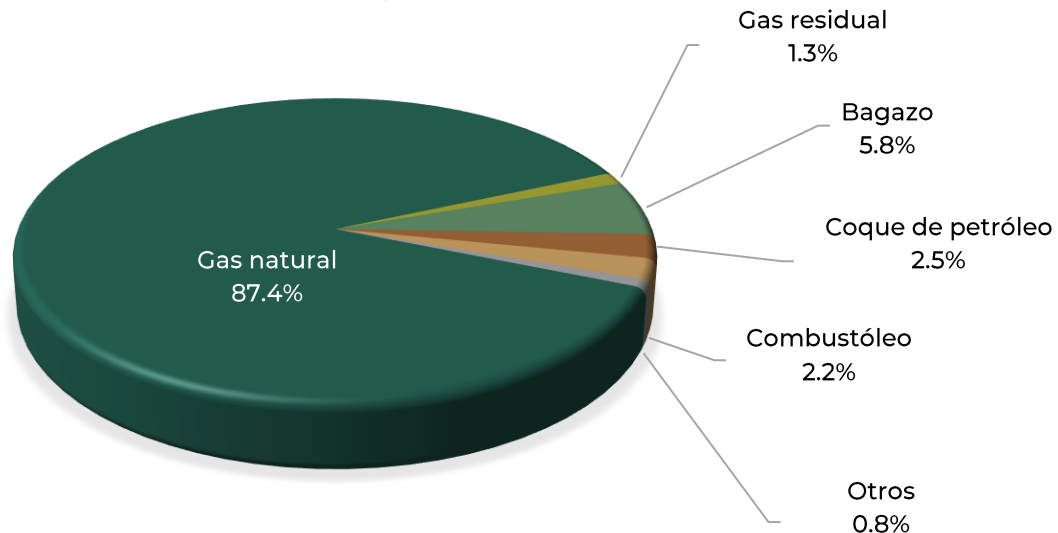
Los Productores Independientes de Energía y Exportadores emplearon prácticamente solo gas natural, ya que la mayor parte de sus centrales cuentan con tecnología de ciclo combinado que utilizan este energético, y una pequeña parte son centrales eoloeléctricas.

Los permisionarios de Autoabastecimiento consumieron el 91.4% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte gas natural, coque de petróleo, gas residual y combustóleo, mientras que el 8.6% restante se generó a partir de bagazo y biocombustibles. Los permisionarios de Usos Propios Continuos (UPC) concentran a una gran cantidad de los ingenios, seguido de los Autoabastecedores, y en el último año varios de los ingenios que tenían permiso de autogeneración lo cambiaron a Generador y Cogenerador, por lo que en estos casos, el área verde representa biocombustibles, principalmente bagazo de caña.

En 2019, el consumo de combustibles de los permisionarios (sin incluir a CFE) observó la siguiente distribución:



**Gráfico 16. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2019
(Porcentaje con base en MMBTU)**



Fuente: Elaborador por SENER con datos de la CRE.

Notas. Solo permisionarios particulares (no se incluye a CFE).

Otros: incluye diésel, carbón, aceite residual, gas LP, etano, gas de alto horno y gas de coque.

Bagazo: incluye bagazo, biogás, aserrín y licor negro.

1.5 EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) contribuyen al aumento de la temperatura de la superficie de la tierra al retener la energía del sol, entre ellos el bióxido de carbono (CO₂) tiene un papel preponderante.

A partir de la era industrial, las actividades humanas han añadido una mayor cantidad de GEI a la atmósfera, principalmente por la quema de combustibles fósiles y el cambio de uso de suelo o deforestación. El sector energía es uno de los que producen la mayor cantidad de emisiones de CO₂.

Se ha previsto que la acumulación de los GEI puede provocar un cambio climático con resultados negativos para la humanidad, por lo que a nivel internacional se conformó la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), donde se acordaron estrategias para detenerlo.

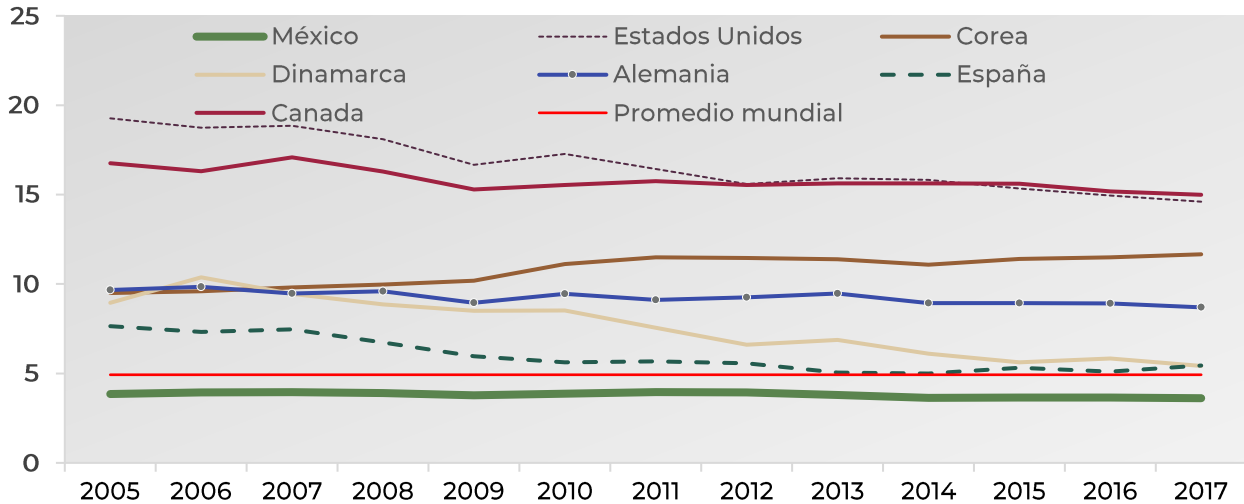
México forma parte de la Convención Marco y realiza anualmente el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero que permite conocer las emisiones y contribuye a la toma de decisiones orientadas a su mitigación.²⁶

²⁶ Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero 2013- 2017, INECC:

https://datos.abiertos.inecc.gob.mx/Datos_abiertos_INECC/Inventario_Nacional_de_Gases_de_Efecto_Invernadero/INEGyCEI_2017/INEGyCEI_1990-2017_IPCC_2006.xlsx

A pesar de que México se encuentra entre los primeros 15 países con mayor emisión de GEI y presenta altos niveles de vulnerabilidad ante los impactos del cambio climático,²⁷ las emisiones per cápita promedio anual de la población mexicana entre 1993 y 2017 fue de 3.61 toneladas de CO₂ por habitante, valor 5.7% inferior al promedio mundial estimado por el Banco Mundial de 4.93 ton CO₂/habitante.²⁸

**Gráfico 17. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona
(Toneladas de CO₂ per cápita)**



Fuente: SENER con datos de la OCDE/ IEA Statistics. CO₂ Emissions from Fuel Combustion, IEA, 2019.
<https://www.iea.org/statistics/co2emissions/>

De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en México durante 2017 se estimaron emisiones netas por 551 millones de toneladas de CO₂ (MTCO₂e), valor 6.0% superior al observado en 2013 (520 MTCO₂e). En el Gráfico 18 se muestra la participación de los diferentes sectores en las emisiones de GEI en 2017²⁹.

²⁷ Instituto nacional de Ecología y Cambio climático, Programa Presupuestario E015, Investigación en Cambio Climático, Sustentabilidad y Crecimiento Verde. Diagnóstico, marzo 2018, pág. 13.

https://www.inecc.gob.mx/transparencia/transparencia/Diagnostico_E015_INECC_abril%202018.pdf

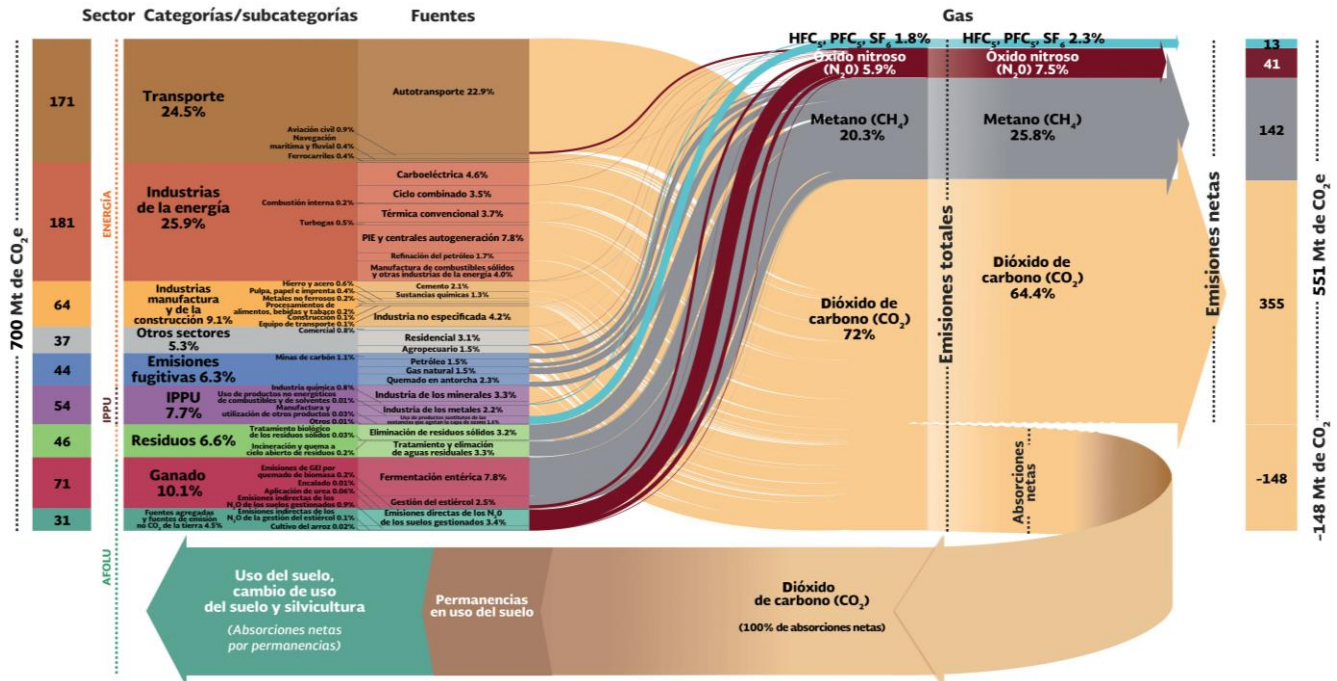
²⁸ Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015

INECC, Indicadores per cápita e intensidad de carbono, página 60. Promedio mundial 4.9272 ton CO₂/habitante, fuente Banco Mundial 2017. <https://cambioclimatico.gob.mx/sexta-comunicacion/introduccion.php>

²⁹ Gráfica del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero 2017: <https://cambioclimatico.gob.mx/estadosymunicipios/Emisiones.html>



Gráfico 18. Participación de los Sectores en las emisiones de GEI en México 2017

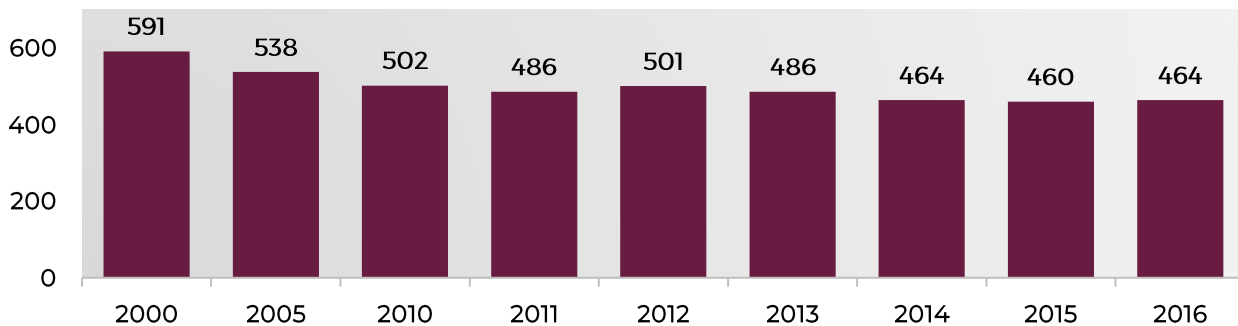


Fuente: INECC, SEMARNAT, Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2017. <https://cambioclimatico.gob.mx/estadosymunicipios/Emisiones.html>

La participación de la generación eléctrica en las emisiones netas de GEI en 2017 fue 25.9% y se redujo 3.6% al pasar de una emisión de 169 MTCO₂e en 2016 a 163 MTCO₂e en 2017, debido principalmente a la disminución en el uso de carbón para la generación de energía eléctrica en México.

Además, en el Gráfico 19 se observa una tendencia descendente en la emisión de bióxido de carbono por GWh de energía eléctrica generada en México.

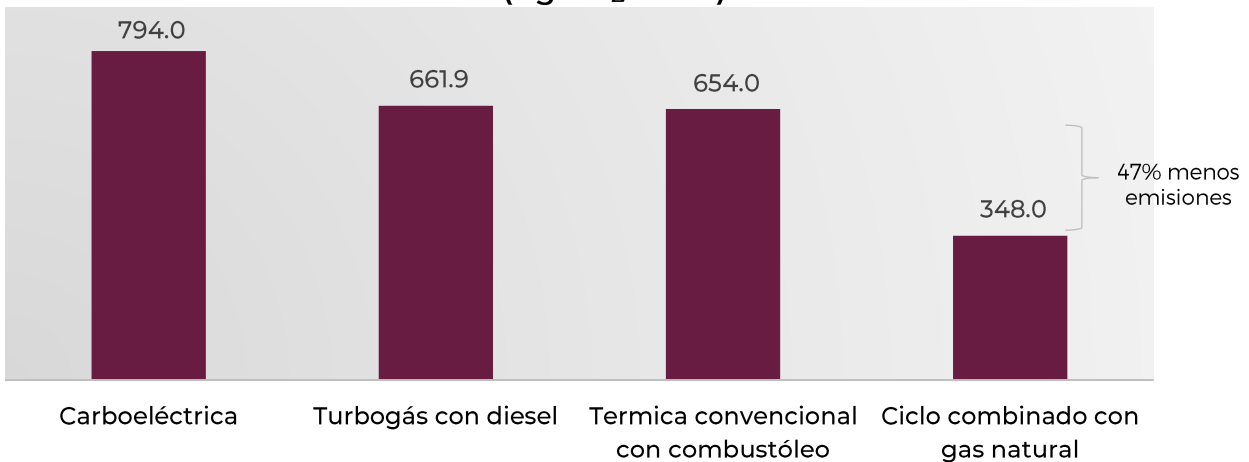
Gráfico 19. Emisión de GEI por generación bruta de electricidad (Ton CO₂/GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la OCDE, IEA, Emisiones de CO₂ por kWh provenientes de la generación de electricidad. OCDE/IEA Statistics 2018 CO₂ emissions from fuel combustion. Preliminar.

El Gráfico 20 presenta la emisión de bióxido de carbono en las diferentes tecnologías que utilizan combustibles fósiles por cada MWh de energía eléctrica generada.

Gráfico 20. Emisiones de bióxido de carbono (CO₂) por tipo de tecnología (Kg CO₂/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER. Valores estimados para centrales nuevas. CFE, Copar 2016.

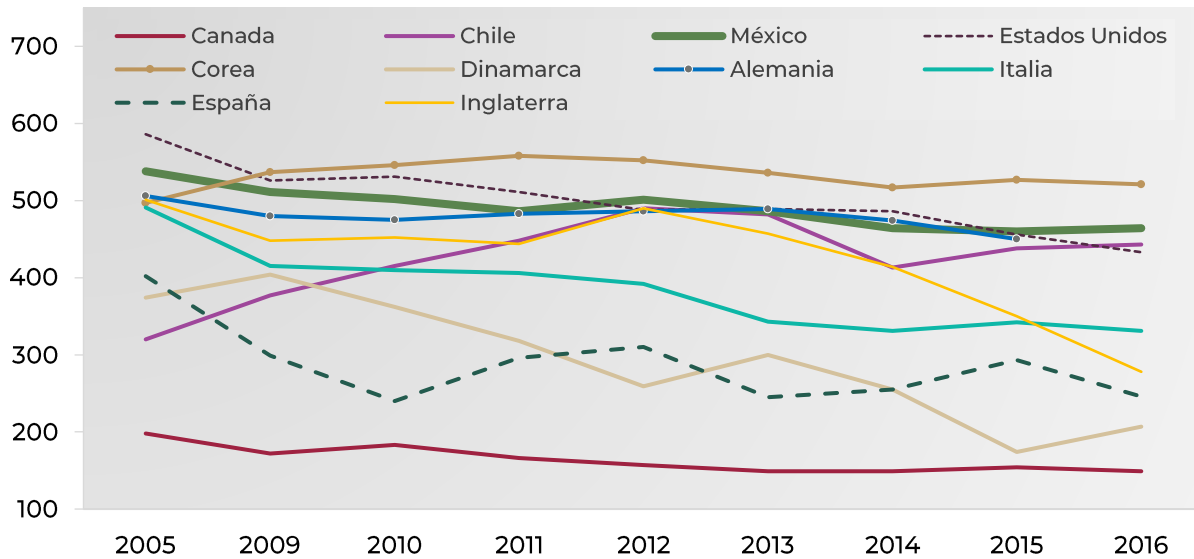
El consumo anual de carbón para generación eléctrica en CFE se ha reducido, pues pasó de 15.4 millones de toneladas de carbón en 2012 a 10.2 millones de toneladas en 2019, equivalente a una reducción de 33.8% en el consumo anual.

Los esfuerzos realizados por México para reducir la emisión de gases efecto invernadero en la generación de energía eléctrica se pueden observar en comparación con otros países, por ejemplo, de acuerdo con datos de la OCDE³⁰, México ha logrado reducir 7.4% las emisiones de bióxido de carbono por kWh de generación eléctrica entre 2012 y 2016, y esta disminución se incrementa hasta 13.8% si se compara con datos de 2005 (Gráfico 21).

³⁰ OCDE/ IEA Statistics 2018 CO₂ emissions from fuel combustion.



**Gráfico 21. Emisiones de CO₂ por GWh de Generación
(Ton CO₂/GWh)**



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la OCDE/ IEA Statistics 2018 CO₂ emissions from fuel combustion.

1.6 IMPUESTOS AL CARBONO

Debido a las preocupaciones ambientales en México y el mundo, se ha decidido impulsar la instalación de energías más amigables con el medio ambiente a través de diferentes instrumentos, entre ellos el impuesto al carbono. Dicho impuesto se establece en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y se aplica desde enero de 2014.

La Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (LIEPS) establece cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con su contenido de carbono, la cual se basa en el principio de “quien contamina paga”, por lo que induce a la adopción de tecnologías más limpias en la producción de bienes y servicios y desincentiva las emisiones de gases efecto invernadero.

Estas cuotas se actualizan anualmente y entran en vigor a partir del 1 de enero de cada año.³¹ Para tal efecto se calcula un factor que se obtiene al dividir el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) del mes de noviembre del año anterior (2018) entre el INPC correspondiente al penúltimo año (2017). Dicho factor se multiplica por la cuota anterior y se obtiene el impuesto del siguiente año (2019).³²

En la Tabla 15 se presenta el impuesto por unidad de medida para cada combustible utilizado en la industria eléctrica.

³¹ Artículo 2o., fracción I, inciso H de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios:

https://www.sep.gob.mx/work/models/sep1/Resource/17e0fb21-14e1-4354-866e-6b13414e2e80/ley_impuesto_especial.pdf

³² Acuerdo 131/2018 por el que se actualizan las cuotas que se especifican en materia del impuesto especial sobre producción y servicios., artículo Primero: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5547405&fecha=28/12/2018

Tabla 15. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS

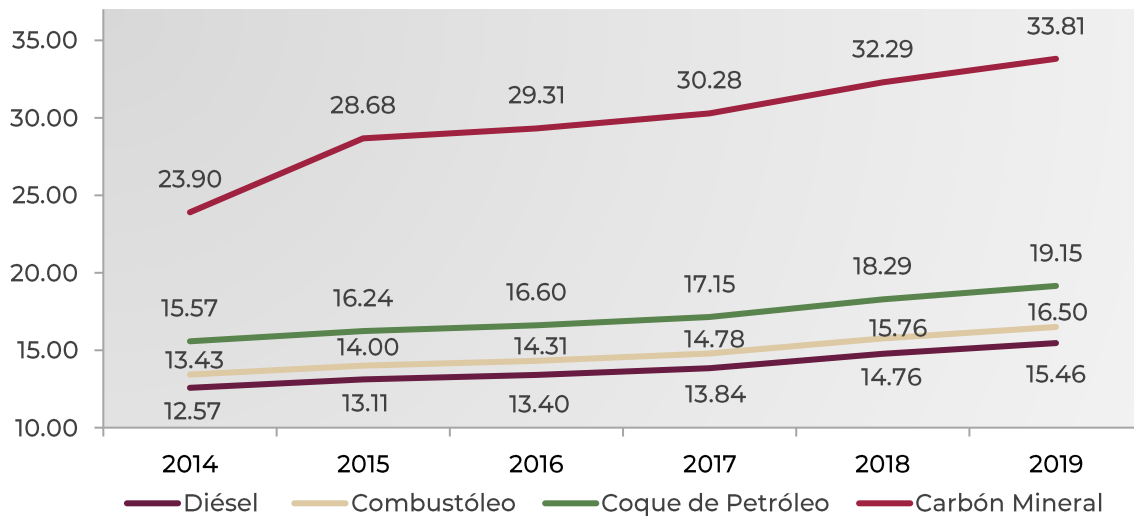
Combustible	Ton de CO ₂ por unidad de medida	Unidad de Medida	Impuesto por unidad de medida		Unidades	Variación (%)
			2018	2019		
Diésel	0.00287	1 litro	14.76	15.46	Centavos por litro	4.7
Combustóleo	0.00323	1 litro	15.76	16.50	Centavos por litro	4.7
Coque de Petróleo	2.547	1 tonelada	18.29	19.15	Pesos por tonelada	4.7
Carbón Mineral	2.42597	1 tonelada	32.29	33.81	Pesos por tonelada	4.7

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

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5547405&fecha=28/12/2018

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5509505&fecha=29/12/2017

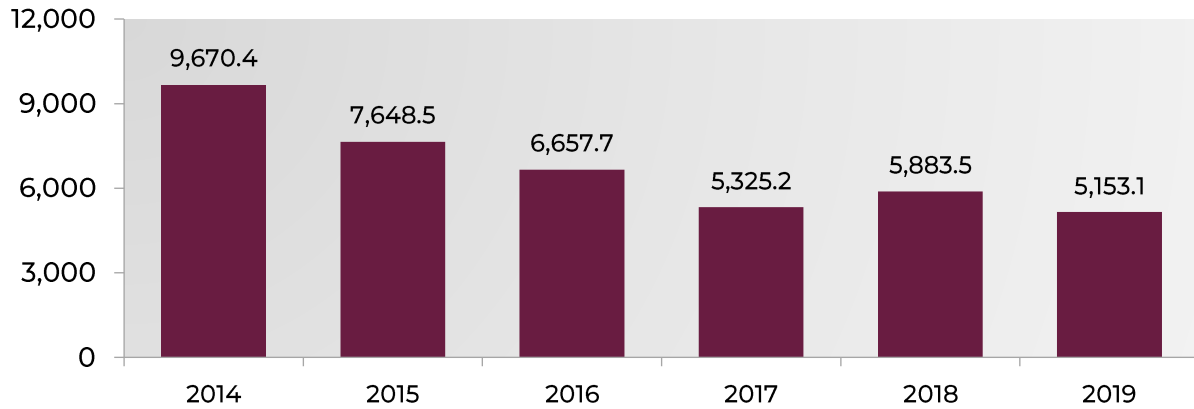
Por cada unidad de medida se determinó un impuesto fijo para el año en curso. En general, la cuota aumentó 4.7% de 2018 a 2019 en comparación con el incremento de 6.6% en 2018, 3.3% en 2017, 2.2% en 2016 y 4.1% en 2015, ver Gráfico 22.

Gráfico 22. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles


Fuente: SENER con datos de las cuotas aplicables a los Combustibles Fósiles.

De acuerdo con la SHCP, en 2019 el monto total recaudado por el impuesto al carbono fue de 5,153 millones de pesos. Al cierre de 2019, los ingresos totales recaudados en los cinco años que lleva el impuesto ascendieron a 40,338 millones de pesos, de los cuales preliminarmente se estima que el sector eléctrico aportó el 23%.

**Gráfico 23. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México
(Millones de pesos)**



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de la SHCP, CFE y CRE. (Preliminar).
Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (2020). Recaudación: Ingresos tributarios del Gobierno Federal. IEPS. Obtenido de Dirección General de Estadística de la Hacienda Pública. Unidad de Planeación Económica de la Hacienda Pública:
http://omawww.sat.gob.mx/cifras_sat/Paginas/datos/vinculo.html?page=IngresosTributarios.html
http://www.mexico2.com.mx/uploads/mexico/file/Impuesto%20al%20carbono%20en%20M%C3%A9xico_mayo.pdf



2 TRANSMISIÓN

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 25 quinto párrafo, 27 sexto párrafo y 28 cuarto párrafo, determina que el servicio público de transmisión de energía eléctrica es un área estratégica, por lo que el Gobierno Federal mantendrá su propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del estado que se establezcan.

En la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), artículo 3, fracción XXXV, se define a la Red Nacional de Transmisión (RNT) como un Sistema integrado por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como a las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros.

Para precisar lo anterior, las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las Redes Generales de Distribución (RGD) de Energía Eléctrica³³, presentan una definición más detallada de la actividad de transmisión, que establece:

“La actividad de transmisión es aquella que tiene por objeto conducir energía eléctrica desde las Centrales Eléctricas a través de líneas, subestaciones, elementos de transformación, requiriendo de equipos y actividades implícitas asociadas como la operación física, mantenimiento, modernización del equipo, compensación, protección, conmutación, medición y monitoreo, entre otros, con el fin de entregar la energía eléctrica al Mercado Eléctrico Mayorista o a Usuarios Finales o a las Redes Generales de Distribución.

La Red Nacional de Transmisión son aquellas instalaciones necesarias para transmitir la energía eléctrica en niveles de tensión iguales o superiores a 69 kV, o que tengan por objeto elevar el nivel de tensión por niveles iguales o superiores a 69 kV, salvo aquellas que, por motivos operativos, la Secretaría o el CENACE consideren integradas a las Redes Generales de Distribución. Se considera un servicio de transmisión todo aquel que se encuentre conectado a tensiones iguales o superiores a 69 kV...”

El artículo 8 de la LIE establece que la transmisión de energía eléctrica se realizará de manera independiente de las otras actividades (generación, distribución, etc.) de la industria eléctrica y bajo condiciones de estricta separación legal. Por ello, el 29 de marzo de 2016 se publicó en el DOF el Acuerdo para la creación de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión³⁴, la cual tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica.

En este sentido, los Términos para la estricta separación legal de la CFE³⁵ disponen:

“3.3.1 Formarán parte de la Red Nacional de Transmisión y, por lo tanto, le serán asignadas a la Empresa Productiva Subsidiaria que haya sido creada por la CFE para prestar el Servicio Público de Transmisión

³³ 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: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

³⁴ Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Transmisión: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431303&fecha=29/03/2016

³⁵ Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/45065/Notificaci_n_CFE.pdf

de Energía Eléctrica en los términos de la disposición 3.2.1, las Redes Eléctricas a cargo de la CFE que operen a una tensión igual o superior a 69 kV salvo que:

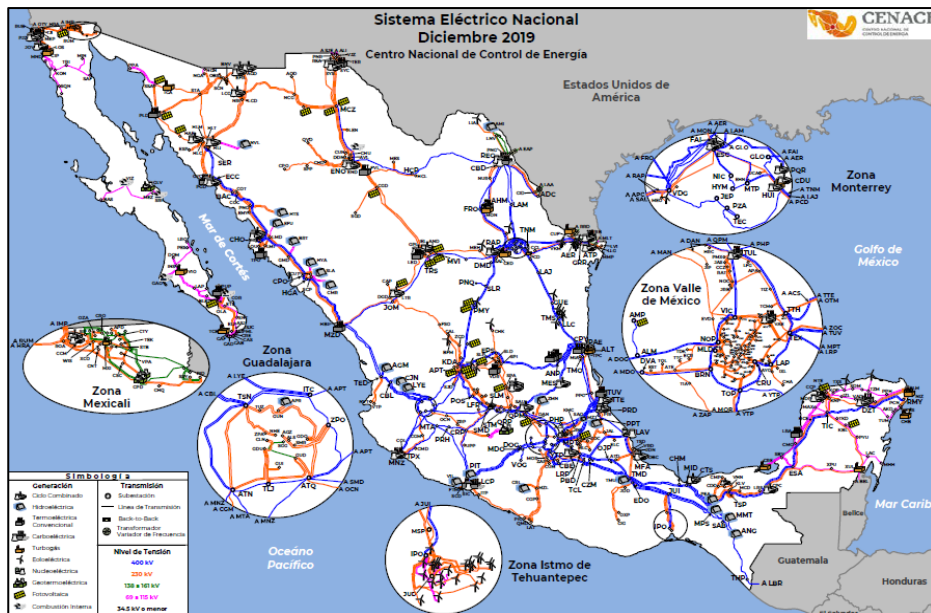
- (a) Formen parte de Redes Particulares asociadas a Centrales Eléctricas;
- (b) Deban clasificarse por excepción como Redes Generales de Distribución por determinación expresa, fundada y motivada por parte de la Secretaría; o,
- (c) Estén temporalmente a cargo de las divisiones de distribución de la CFE o de las Empresas Productivas Subsidiarias creadas para realizar actividades de Distribución.

Por su parte, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por 9 regiones de control y un pequeño sistema eléctrico aislado (Mulegé); siete de las regiones de control corresponden al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y dos a los sistemas interconectados de Baja California y Baja California Sur.

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

El Sistema de Baja California no está interconectado con el SIN y opera enlazado 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 entre sí y del resto de la red eléctrica nacional. En el **Mapa 7** se puede apreciar la configuración de la Red Nacional de Transmisión.

Mapa 7. Red Nacional de Transmisión



Fuente: CENACE.

La RNT se clasifica en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí y los 8 restantes pertenecen a los sistemas de la Península de Baja California. De estas últimas, 4 están interconectadas en Baja California y 3 en Baja California Sur, mientras que la restante es el sistema eléctrico aislado denominado Mulegé.

En particular, un enlace de transmisión es una serie de componentes y equipos que trabajan en conjunto para intercambiar volúmenes de electricidad entre diferentes regiones de la red eléctrica.

En 2019, la capacidad total de los enlaces de transmisión del SEN fue de 78,469 MW, siendo 1.7% superior a la registrada en 2018 (77,139 MW). De dicho total, 76,496 MW correspondieron al SIN y 1,973 MW a los sistemas de la Península de Baja California.

La capacidad de transmisión por región de control se presenta en la **Tabla 16**, donde se aprecia que las regiones de control con mayor capacidad de transmisión son la Noreste, la Oriental y la Occidental con 25.7%, 20.9% y 16.3% del total, respectivamente.

Asimismo, las regiones de control que registraron los mayores crecimientos durante 2019 fueron: Baja California Sur con 42.9%, Noroeste con 14.4% y Noreste con 3.3%.

Tabla 16. Capacidad de transmisión por región de control (MW)

Región de Control	2016	2017	2018 ^{1/}	2019 ^{2/}	Variación 2019/2018 (%)
Central	11,400	11,650	12,150	12,150	0.0
Oriental	16,550	16,450	16,410	16,410	0.0
Occidental	12,450	13,200	13,178	12,783	-3.0
Noroeste	6,060	6,955	6,755	7,730	14.4
Norte	4,110	4,385	4,100	4,085	-0.4
Noreste	18,670	18,960	19,495	20,140	3.3
Peninsular	3,210	3,329	3,198	3,198	0.0
SIN	72,450	74,929	75,286	76,496	1.6
Baja California	1,488	1,498	1,573	1,573	0.0
Baja California Sur ^{3/}	270	270	280	400	42.9
SEN	74,208	76,697	77,139	78,469	1.7

Fuente: SENER con datos del CENACE.

^{1/} Información revisada.

^{2/} Información preliminar a 2019.

^{3/} Sistema La Paz (la región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces).

2.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con el escenario tecnológico de transmisión presentado por CFE en el Informe Anual 2019, al cierre de 2019, la Red Nacional Transmisión registró 110,117 kilómetros (km) de líneas de transmisión, en un rango de tensión entre 69 kV y 400 kV, con un incremento total en su longitud de 2,100 km, valor 1.9% mayor que lo registrado en



2018 (108,017 km). De este total, el 49.5% corresponde a líneas con tensiones entre 69 kV y 161 kV, el 26.8% a 230 kV y el 23.7% restante corresponde a líneas de transmisión con tensión de 400 kV, ver **Tabla 17**.

Tabla 17. Líneas de transmisión por nivel de tensión (longitud km)

Líneas de Transmisión	2015	2016	2017	2018	2019	Variación (%) 2019/2018
Tensión (161 a 400 kV)	53,737	53,803	54,361	55,088	56,168	2.0%
Nivel de Tensión 400 kV	24,697	24,714	24,747	25,454	26,096	2.5%
Nivel de Tensión 230 kV	28,518	28,566	29,095	29,115	29,553	1.5%
Nivel de Tensión 161 kV	522	523	519	519	519	0.0%
Tensión (69 a 138 kV)	50,656	50,330	52,681	52,929	53,949	1.9%
Nivel de Tensión 138 kV	1,608	1,152	1,691	1,779	1,807	1.6%
Nivel de Tensión 115 kV	46,147	46,326	47,852	48,012	48,994	2.0%
Nivel de Tensión 85 kV	156	180	795	795	795	0.0%
Nivel de Tensión 69 kV	2,745	2,672	2,343	2,343	2,353	0.4%
Total	104,393	104,133	107,042	108,017	110,117	1.9%

Fuente: SENER con datos de CFE Transmisión, Escenario tecnológico de transmisión.

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

Conviene mencionar que, de los 2,100 km de líneas de transmisión adicionadas en 2019, 1,080 km corresponden a líneas con tensión entre 161 kV y 400 kV, para integrar un total de 56,168 km en estas tensiones (51% del total de líneas de transmisión) mientras que los 53,949 km restantes corresponden a líneas de transmisión entre 69 kV y 138 kV (49% del total de líneas), valor que incluye la adición de 1,020 km de líneas en el año.

La **Tabla 18** muestra la longitud de líneas de transmisión por entidad federativa, en la cual se observa que algunos de los estados de mayor superficie territorial cuentan con la mayor longitud de líneas de transmisión de alta tensión (230 kV y 400 kV), como es el caso de Sonora, Chihuahua y Veracruz, que en conjunto suman 14,604 kilómetros de líneas (26.2% del total nacional).

Tabla 18. Longitud de líneas de transmisión (230 y 400 kV) por entidad federativa 2019

No.	Entidad Federativa	Categoría		Total (km)
		400 kV	230 kV	
1	Sonora	810	4,703	5,513
2	Chihuahua	420	4,208	4,628
3	Veracruz	3,359	1,104	4,463
4	Coahuila	2,004	1,124	3,128
5	Sinaloa	1,583	1,524	3,107
6	Jalisco	1,656	1,040	2,696
7	Nuevo León	1,800	449	2,249
8	Estado de México	1,076	1,094	2,170
9	Puebla	1,672	340	2,012
10	San Luis Potosí	1,222	747	1,969
11	Oaxaca	834	1,052	1,886
12	Tamaulipas	1,258	565	1,823
13	Yucatán	569	1,027	1,596
14	Guanajuato	531	1,058	1,589
15	Michoacán	986	589	1,575

No.	Entidad Federativa	Categoría		Total (km)
		400 kV	230 kV	
16	Guerrero	293	1,178	1,471
17	Chiapas	1,128	323	1,451
18	Hidalgo	655	695	1,351
19	Durango	189	1,107	1,296
20	Campeche	728	566	1,294
21	Baja California	0	1,038	1,038
22	Tabasco	303	672	975
23	Zacatecas	580	391	971
24	Nayarit	661	197	858
25	Aguascalientes	435	396	831
26	Querétaro	397	311	708
27	Quintana Roo	154	519	673
28	Ciudad de México	163	435	598
29	Tlaxcala	197	290	487
30	Morelos	218	262	479
31	Colima	215	174	389
32	Baja California Sur	0	375	375
Total		26,096	29,553	55,649

Fuente: SENER con datos de CFE, Subdirección de Transmisión, Escenario tecnológico de transmisión. Coordinación de Redes de Transporte Eléctrico.

En contraste, los estados con la menor longitud de líneas de transmisión de alta tensión (230 kV y 400 kV) son Baja California Sur, Colima, Morelos y Tlaxcala, con 375 km, 389 km, 479 km y 487 km, respectivamente.

Conviene mencionar que las subestaciones eléctricas propias de las Centrales Eléctricas también denominadas subestaciones de potencia o subestaciones elevadoras son reportadas en el proceso de transmisión, mientras que las subestaciones eléctricas con la función de reducir la tensión para su posterior distribución, también denominadas subestaciones reductoras o de maniobras están reportadas por la empresa subsidiaria de distribución.

En este sentido la electricidad se genera en media tensión, y en la mayoría de los casos se eleva a alta tensión en las Subestaciones de Potencia, para permitir que la energía sea conducida a largas distancias hasta los centros de carga donde será consumida o hacia interconexiones con las redes del proceso de Distribución, que a su vez conducirán la electricidad hacia los usuarios finales en tensiones menores.

Al considerar todas las instalaciones (líneas de transmisión y subestaciones de potencia) que permiten transportar la electricidad desde las Centrales Eléctricas hasta los puntos remotos, en el escenario tecnológico de transmisión presentado en el Informe Anual de CFE 2019, la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 166,165 MVA, equivalente a un incremento de 2.2% respecto al año anterior (162,602 MVA).³⁶

³⁶ Informe Anual 2019 CFE, página 52: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

Tabla 19. Escenario Tecnológico 2019 comparado con 2018

Tipo	2017	2018	2019	Variación 2019 - 2018	Variación (%) 2019 - 2018
Capacidad de Subestaciones de potencia (MVA)	157,643	162,602	166,165	3,563	2.2
Número de subestaciones de potencia	2,123	2,192	2,223	31	1.4

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2019 CFE, página 52:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

2.2 PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN 2019

En 2019 la expansión de la Red Nacional de Transmisión se realizó a través de las obras de 8 Proyectos Legados de Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas bajo el esquema de Obra Pública Financiada, ver **Tabla 20** con una inversión de 92.97 millones de dólares, lo que incrementó en más de 349.98 los kilómetros-circuito de las redes de transmisión y en 725 MVA la capacidad de transformación, y permitió mejorar la confiabilidad y calidad en el servicio.³⁷

Tabla 20. Principales proyectos de infraestructura de transmisión concluidos en 2019 (Obra Pública Financiada)

No. Proyecto	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDD	Características Principales	kilómetro-circuito	MVA
1	288 SLT 1722 Distribución Sur (3a Fase) ¹	Cosoleacaque, Veracruz	5.99	40 MVA, 3.96 km-C, 10 A.	3.96	0
2	283 LT 1723 Red de Transmisión Asociada al CC Norte III, Sitio Cereso	Juárez, Chihuahua	15.66	12.9 km-C, 10 A.	12.9	0
3	300 LT 1812 Red de Transmisión Asociada al CC Topolobampo III	Bacum, Ahome, Cajeme, Sonora	24.49	276 km-C, 5 A.	276	0
4	309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México	CDMX	6.6	4.6 km-C	4.60	0
5	321 SLT 1920D Subestaciones y Líneas de Distribución (4a Fase)	Tlahualilo, Durango	2.92	20 MVA, 5A.		0
6	321 SLT 1920E Subestaciones y Líneas de Distribución (5a Fase)	Ciudad Madero, Tamaulipas	5.45	30 MVA, 1.42 km-C, 8 A.	1.42	0
7	336 SLT 2001A Subestaciones y Líneas Baja California Sur-Noroeste (1a Fase)	Nogales y Hermosillo, Sonora	15.99	425 MVA, 0.3 km-C, 5 A.	0.3	425

³⁷ Informe Anual 2019 CFE, página 53 y 54: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

No. Proyecto	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDD	Características Principales	kilómetro-circuito	MVA
8	336 SLT 2001B Subestaciones y Líneas Baja California Sur-Noroeste (2a Fase)	Los Cabos, Baja California	15.87	300 MVA, 50.8 km-C, 4 A.	50.8	300
Total			92.97		349.98	725

Fuente: SENER con datos del Informe Anual 2019 CFE, páginas 53 y 54.

SLT: Subestación y línea de transmisión; LT: Línea de transmisión; A: Alimentadores; km-c: kilómetro-circuito; MVA: Mega Volt-Ampere; MDD: Millones de dólares.

^{1/} CFE Transmisión no ejecuta proyectos de CFE Distribución, los ejecuta la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. Este proyecto es legado (autorizado por la SHCP antes de la LIE); en ese momento era del ámbito de Distribución.

Adicionalmente, se realizó un mejoramiento y reforzamiento de la red de transmisión a través de la sustitución de equipo eléctrico en subestaciones y líneas de transmisión con una inversión de 579 millones de pesos a través de Obra Pública Financiada. Estas obras consistieron en:

- Subestaciones: sustitución de equipo eléctrico primario (interruptores, aisladores, transformadores de potencia, reactores, transformadores de instrumento, apartarrayos, cuchillas, bancos de baterías, tableros de transferencia y boquillas).
- Líneas: reubicación e instalación de apartarrayos de líneas, mejoras en los sistemas de tierra en estructuras de líneas de transmisión, negociación para el acceso a la limpieza y corte de vegetación en brechas críticas con problemática social modificación del ángulo de blindaje en líneas de transmisión, así como sustitución de cadenas de aislamiento de vidrio y/o cerámicas por material polimérico.

Por otro lado, con una inversión de 286.19 millones de pesos se construyeron tres proyectos bajo la modalidad de Obra Pública Financiada: dos líneas de transmisión, Diana- Condesa y Escárcega- Candelaria, que representan la incorporación de 58.2 kilómetros-circuito y 4 alimentadores a la Subestación Maniobras SET 2.

Por otra parte, al cierre de 2019 había 8 proyectos de transmisión en construcción, con una inversión conjunta de 492.3 millones de dólares, que consideran 878.4 km-c, 3,455 MVA, 685.1 MVAr y 230 alimentadores.

Tabla 21. Proyectos de transmisión en construcción en 2019 con esquema de Obra Pública Financiada

	Nombre de Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	MVAr	Alimentadores	LT	km-c	Inversión MDD	Término estimado
1	337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte - Occidental (1a Fase) *	Chihuahua	3	975	100	4	2	209	36	
2	188 SE 1116 Transformación del Noreste (4a Fase)	Nuevo León	2	500		11	4	97.6	31	Ago-2020
3	304 LT 1805 Líneas de Transmisión Huasteca - Monterrey	Nuevo León y Tamaulipas	2		195.3	3	3	441.8	126.8	Mar-2021
4	274 SE 1620A Distribución Valle de México (1a Fase) *	CDMX y Edo México	10	780	124	123	7	16	95	

	Nombre de Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	MVAr	Alimentadores	LT	km-c	Inversión MDD	Término estimado
5	274 SE 1620B Distribución Valle de México (2a Fase)	CDMX	11	420	73.8	83	4	26.1	89.8	Nov-2020
6	349 SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución 3a Fase)	Edo. México	2	120	18		2	7.9	17.0	Ago-2020
7	266 SLT 1603 Subestación Lago*	Edo. México	2	660	0	6	2	80	91	
8	348 SE 2101 Compensación Capacitiva baja - Occidental	Baja California	6		174				5.7	Jun-2020
TOTAL			38	3,455	685.1	230	24	878.4	492.3	

Fuente: SENER con datos de CFE. Informe Anual 2019 CFE, páginas 62-64 y 247-248.

* Las características y especificaciones de estos proyectos se obtuvieron del Informe Anual CFE 2018, páginas 145 y 231 a 232 Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, CFE.

2.3 INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

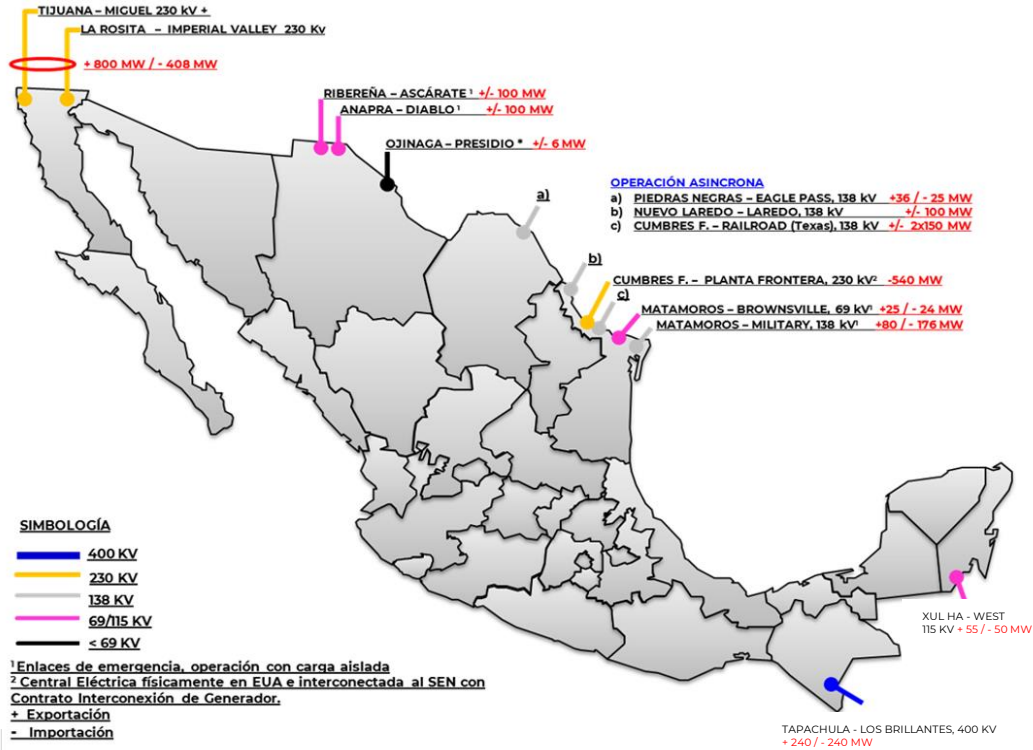
México cuenta con 13 interconexiones internacionales, 11 se ubican en la frontera con Estados Unidos de América y las dos restantes en la línea divisoria con Centroamérica. Con respecto a las interconexiones con Norteamérica, seis son permanentes y permiten la exportación e importación de energía eléctrica, mientras que las otras 5 interconexiones son de emergencia.³⁸

Conviene mencionar que durante el 2017 se inició la operación comercial de una Central Eléctrica instalada físicamente en Texas, EUA, con una capacidad de 540MW y operando radialmente al SIN, misma que continuó trabajando regularmente en 2019.

En el caso de las interconexiones con Centroamérica, la primera se localiza en Quintana Roo y que permite el enlace con Belice, y la segunda en Chiapas que se interconecta con Guatemala.

³⁸ Interconexiones de emergencia con EUA: 1) Ribereña-Ascárate, 2) ANAPRA-Diablo, 3) Ojinaga-Presidio, 4) Matamoros-Brownsville y 5) Matamoros-Military.

Mapa 8. Interconexiones transfronterizas 2019



Fuente: SENER con datos del CENACE

De acuerdo con datos de CFE Transmisión, durante 2019, a través de la Red Nacional de Transmisión se importaron 6,588 GWh y se exportaron 2,357 GWh.³⁹

Tabla 22. Importación y exportación de electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión

Concepto	Año / (GWh)			Variación (%) 2019 / 2018
	2017	2018	2019	
Importación	6,076	6,852	6,588	-3.85
Exportación	2,040	1,813	2,357	30.00

Fuente: SENER con datos del Informe Anual 2019 CFE, página 65.

³⁹ Informe Anual 2019 CFE, página 65: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

2.4 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE CFE TRANSMISIÓN

Debido a la separación de CFE en diferentes empresas productivas subsidiarias, CFE Transmisión integró nuevos indicadores para medir su desempeño en las actividades de transmisión de energía eléctrica y poderlos comparar con otros sistemas eléctricos:

- **Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario**, que se abrevia SAIDI (System Average Interruption Duration Index, por sus siglas en inglés) y se mide en minutos. Este indicador mide el promedio en que los usuarios no tuvieron suministro eléctrico atribuible al Transportista.
- **Frecuencia Media de Interrupción por Usuario**, que se abrevia SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, por sus siglas en inglés). El indicador se refiere al número de interrupciones promedio ocasionadas en la RNT, que experimenta un usuario final. Para determinar el índice, se consideran las interrupciones con duración mayor a cinco minutos, ocurridas en la RNT.⁴⁰
- **IDT: Índice de Disponibilidad de Transmisión**. Es el valor porcentual durante un periodo determinado, que la capacidad en MVA de la infraestructura de Transmisión (Líneas de Transmisión o equipos de Transformación y Compensación de las subestaciones eléctricas) permanece disponible, respecto de la capacidad Total de la infraestructura de Transmisión en todas las tensiones, en el ámbito de una Zona o Gerencia Regional de Transmisión.⁴¹

Los resultados del ejercicio 2019 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 23. Principales Indicadores de CFE Transmisión

Indicador	Cifras (Datos Observados)			Variación (Unidades)	Meta 2019
	2017	2018	2019	2019 / 2018	
1. SAIDI (minutos)	4.601	2.110	3.198	1.088	2.94
2. SAIFI (índice)	0.231	0.079	0.091	0.012	0.196
3. IDT (%)	99.643	99.662	99.668	0.006	

Fuente: SENER con datos del Informe Anual 2019 CFE, página 65:

[https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-](https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anuar_2019.pdf)

[1/assets/documentos/CFE_Informe_Anuar_2019.pdf](https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anuar_2019.pdf). Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión de 69 kV a 400 kV.

De acuerdo con CFE Transmisión, durante 2019 se tuvieron eventos de impacto en las Gerencias Regionales de Transmisión Occidente, Sureste y Oriente, lo que ocasionó que los indicadores SAIDI y SAIFI se incrementaran con respecto al ejercicio 2018 en el cual no hubo eventos atípicos.

⁴⁰ Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 - 2017, página 57: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte_de_confiabilidad_de_Electricidad_.pdf

⁴¹ 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., artículo 4, inciso 4.5: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016



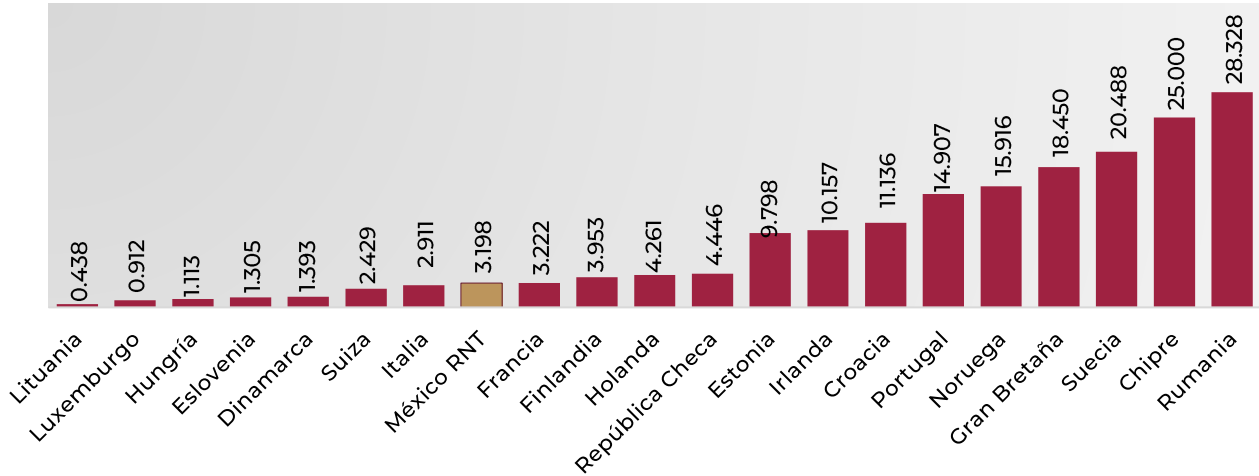
De esta manera, el SAIDI en 2019 ascendió a 3.198 minutos que comparado con el observado en 2018 (2.110 minutos) resultó en 1.088 minutos adicionales (incremento de 51.6%), es decir, del total de interrupciones con duración igual o mayor a 5 minutos por causas atribuibles al transportista, los usuarios totales promedio no tuvieron suministro eléctrico por 3.198 minutos en promedio.

Por su parte, la meta esperada para el SAIFI en 2019 fue de 0.196 y se obtuvo un resultado de 0.091, lo que significa que se alcanzó un índice 53.6% inferior al programado. No obstante, el valor obtenido en el ejercicio 2019 mostró un incremento de 15.2% (0.012) con relación al registrado en 2018 (0.079). Esto significa que la frecuencia de interrupciones en promedio con duración mayor o igual a 5 minutos por causa atribuible al transportista fue de 0.091 veces.

El IDT registró una mejora de 0.006 puntos porcentuales con respecto al obtenido en el ejercicio 2018 (99.662%) para alcanzar un valor de 99.668%.

En el Gráfico 24 y Gráfico 25 se puede observar que durante 2019 los indicadores SAIDI y SAIFI en México mostraron un buen desempeño con respecto a otros países, al compararlos con datos obtenidos del CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply data update, publicado el 26 de julio de 2018 con datos hasta 2016.

Gráfico 24. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario Sin Eventos¹ (SAIDI: System Average Interruption Duration Index)

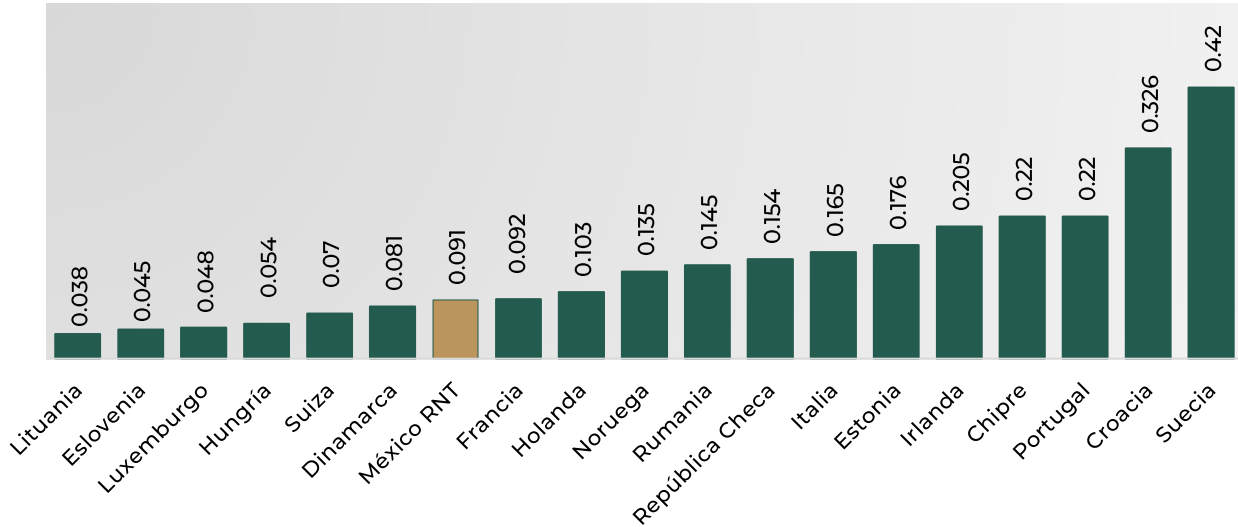


Fuente: SENER con datos del Informe Anual 2019 CFE, página 66:
https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf. Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión de 69 kV a 400 kV.
 El CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply data update, se puede consultar en el siguiente enlace:
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

¹ Sin Eventos: significa que no se consideran eventos extraordinarios de fuerza mayor (como huracanes o ciclones).



**Gráfico 25. Frecuencia Media de Interrupción por Usuario Sin Eventos¹
(SAIFI: System Average Interruption Frequency Index)**



Fuente: SENER con datos del Informe Anual 2019 CFE, página 66:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf. Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión de 69 kV a 400 kV.

El CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply data update, se puede consultar en el siguiente enlace:

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

¹ Sin Eventos: significa que no se consideran eventos extraordinarios de fuerza mayor (como huracanes o ciclones).



3 DISTRIBUCIÓN

De conformidad con lo establecido en el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los artículos 2 y 8 de la Ley de la Industria Eléctrica, el 29 de marzo de 2016 se publicó en el DOF la creación de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución⁴², la cual tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, así como para llevar a cabo, entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución. El Acuerdo asigna a CFE Distribución, las Redes Generales de Distribución (RGD).

Las RGD se definen en las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) de Energía Eléctrica, publicadas en el DOF de fecha 16 de febrero de 2016⁴³, y que a la letra dice:

“Las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista comprenden todos los equipos que operan con niveles de tensión nominales menores a 69 kV, salvo aquellas que, por motivos operativos, la Secretaría o el CENACE consideren integradas a la RNT. Se considera un servicio de distribución todo aquel que se encuentre conectado a voltajes inferiores a 69 kV.”

Asimismo, los términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad establecen: *“3.1.4 Los Transformadores de subestaciones que en su lado secundario transformen en voltajes menores a 69 kV serán considerados parte de las Redes Generales de Distribución. De igual manera formarán parte de las Redes Generales de Distribución los equipos asociados a dichos transformadores.”*

Para su objeto, CFE Distribución cuenta con 16 Unidades de Negocio denominadas Gerencias Divisionales de Distribución (GDD)⁴⁴, las cuales se enlistan en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Unidades de Negocio de CFE Distribución

Unidades de Negocio			
1	GDD Baja California	9	GDD Centro Sur
2	GDD Noroeste	10	GDD Centro Oriente
3	GDD Norte	11	GDD Oriente
4	GDD Golfo Norte	12	GDD Sureste
5	GDD Golfo Centro	13	GDD Peninsular
6	GDD Bajío	14	GDD VM Norte
7	GDD Jalisco	15	GDD VM Centro
8	GDD Centro Occidente	16	GDD VM Sur

⁴² Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431301&fecha=29/03/2016

⁴³ 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: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

⁴⁴ Estatuto Orgánico de CFE Distribución: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n550.pdf>

Fuente: SENER con información del Estatuto Orgánico de CFE Distribución, publicado en el DOF el 4 de enero de 2018, Artículo 5, inciso D.
GDD: Gerencia Divisonal de Distribución; **VM:** Valle de México

Durante 2019, la infraestructura de CFE Distribución en todo el país permitió dar el servicio de distribución de energía eléctrica a 44.0 millones de usuarios en promedio (atendidos en el Servicio Básico por CFE Suministrador de Servicios Básicos) en las 16 Unidades de Negocio, con un aumento de 2.7% en el número de usuarios promedio respecto al año anterior.

Además, dio servicio de distribución a los usuarios que estando conectados a las RGD reciben el servicio de energía eléctrica a través de un Suministrador de Servicios Calificados, y a las Cargas (usuarios) que estando conectadas a las RGD reciben su energía eléctrica de parte de los permisionarios (Autoabasto, Cogeneración, Pequeña Producción, Usos Propios Continuos, etc.) de la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

3.1 INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN

Las Redes Generales de Distribución se integran con las redes eléctricas en media tensión con niveles de tensión mayores a 1 kV y menores o iguales a 34.5 kV, y con las redes de baja tensión con niveles iguales o menores a 1 kV. La principal infraestructura de CFE Distribución se conforma de más de 2 mil subestaciones eléctricas telecontroladas, 3.2 miles de transformadores de potencia, más de 1.5 millones de transformadores de distribución de media a baja tensión y cerca de 852 mil km de líneas de baja y media tensión.⁴⁵

En particular, las líneas de distribución con las que contó CFE Distribución al cierre de 2019 alcanzaron 851,925 km, con un incremento de 13,094km con relación a 2018, equivalente a un crecimiento anual de 1.6% (ver **Tabla 25**).

Tabla 25. Longitud de líneas de distribución (km)

Nivel de Tensión	2016	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)
34.5 kV	80,013	83,152	84,552	89,044	5.3%
23 kV	65,047	73,119	74,070	74,525	0.6%
13.8 kV	317,118	350,556	353,761	356,679	0.8%
6.6 kV	127	127	127	127	0.0%
4.13 kV	0	0	0	0	-
2.4 kV	9	9	10	10	0.0%
Baja Tensión	316,805	322,962	326,311	331,540	1.6%
Total	779,119	829,925	838,831	851,925	1.6%

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE Distribución.

Nota: CFE Distribución en 2017 dejó de reportar líneas que atendía a 138, 115, 89 y 69 kV y que fueron transferidas a CFE Transmisión.

En 2019, CFE Distribución contó con 2,119 subestaciones eléctricas y 3,207 transformadores con capacidad de transformación total de 75,981 MVA, con un crecimiento anual de 1.1% en relación con el año anterior (Véase **Tabla 26** y **Mapa 9**).

⁴⁵ Elaborado por SENER con datos de CFE Distribución.

Tabla 26. Subestaciones con transformadores consideradas parte de las Redes Generales de Distribución

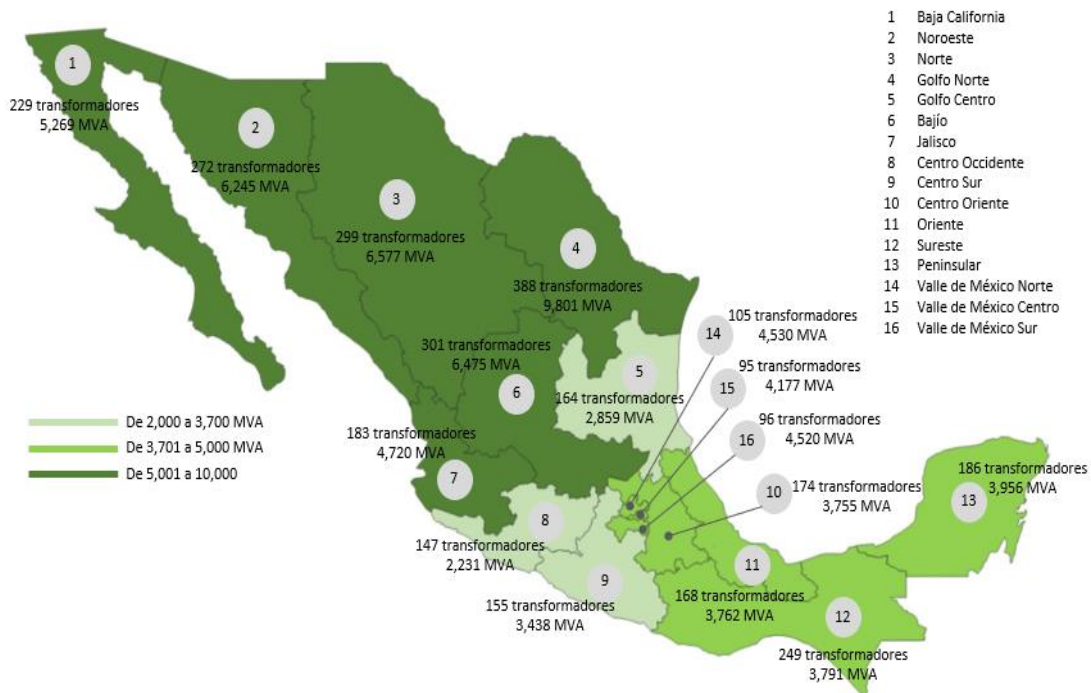
Nivel de tensión	Unidad	2016	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)
CFE Alta Tensión / Media Tensión¹						
Subestación Eléctrica	Pieza	2	1,733	1,760	1,768	0.5%
Transformador	Pieza	2,558	2,771	2,788	2,812	0.9%
Capacidad	MVA	66,613	71,749	72,662	73,542	1.2%
CFE Media Tensión / Media Tensión						
Subestación Eléctrica	Pieza	335	349	356	351	-1.4%
Transformador	Pieza	380	392	403	395	-2.0%
Capacidad	MVA	2,359	2,384	2,489	2,439	-2.0%
Subestaciones de maniobras en Distribución²						
Subestación Eléctrica	Pieza		126	90		
Total	Subestación	337	2,082	2,116	2,119	0.1%
	Transformador	2,938	3,163	3,191	3,207	0.5%
	MVA	68,972	74,133	75,151	75,981	1.1%

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

^{1/} Incluye subestaciones eléctricas transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución.

^{2/} Subestaciones incorporadas a CFE Distribución como resultado de la estricta separación legal.

Mapa 9. Capacidad y número de transformadores en subestaciones de distribución por unidad de negocio 2019



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

Adicionalmente, el número de transformadores de distribución (que reducen de media a baja tensión la energía eléctrica para alimentar a los servicios de baja tensión) instalados en las Redes Generales de Distribución, se incrementó en más de 23 mil equipos con respecto al 2018, para obtener más de 1.5 millones de transformadores, con una capacidad instalada de 56,040 MVA (ver **Tabla 27**).

Tabla 27. Transformadores de CFE Distribución

Concepto	Unidad	2016	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)
CFE Media Tensión / Baja Tensión						
Cantidad	Pieza	1,446,529	1,469,458	1,489,503	1,513,132	1.6%
Capacidad	MVA	53,528	54,366	55,157	56,040	1.6%

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución

3.2 PROCESO DE PLANEACIÓN PARA INCREMENTAR Y FORTALECER LAS RGD

CFE Distribución efectúa un proceso de planeación donde realiza los estudios para incrementar y fortalecer las RGD, que permitan evaluar las obras e inversiones necesarias. Durante 2019, se reportan los siguientes avances⁴⁶:

- **Firma de Convenio de Colaboración CENACE- CFE Distribución.** El cual permite dar atención a solicitudes de conexión de centros de carga con usuarios finales en tensiones menores a 69 kV, para agilizar la construcción de obras y la contratación de servicios.

En 2019, se atendieron 6 solicitudes para la elaboración de estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas, así como 49 solicitudes de permisionarios para la determinación de costos por Servicios de Transmisión, lo que significó ingresos de 36 millones de pesos.

- **Implementación Nacional del Sistema de Atención de Solicitudes por Aportación (SASPA).** La División Valle de México Centro desarrolló el Sistema de Atención de Solicitudes por Aportación (SASPA), mismo que durante 2019, fue implementado en las 16 Divisiones de Distribución para mejorar el proceso de seguimiento desde la recepción de las solicitudes hasta su contratación, además de que favorece la reducción de pérdidas no técnicas.

- **Coordinación con el Gobierno de la Ciudad de México.** A fines de 2019 CFE Distribución sentó las bases para la coordinación con diferentes dependencias del Gobierno de la Ciudad de México (CDMX) para la conexión de los inmuebles siniestrados durante los sismos del 2017, migración de Centros de Salud de baja a media tensión y atención del programa de revisión de instalaciones de 329 mercados:

En este sentido, durante 2019 CFE Distribución en coordinación con la Comisión para la Reconstrucción de la CDMX atendió 20 solicitudes para la rehabilitación y construcción de inmuebles siniestrados por los sismos de septiembre de 2017 de un total de 51 (avance del 39%).

⁴⁶ Fuente: SENER con datos de CFE Informe Anual 2019, páginas 72 y 73: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf



Derivado del incendio en el mercado de la Merced (24 de diciembre de 2019), el Gobierno de la CDMX informó a CFE Distribución la intención de revisar la infraestructura eléctrica particular y de la CFE en 329 mercados de la CDMX. Este programa inició con un bloque de 50 mercados, el cual fue concluido con las correcciones a la infraestructura de CFE Distribución que representaban un riesgo crítico, además de que se emitieron las recomendaciones a las instalaciones internas de los mercados para garantizar la seguridad de los inmuebles.

- **Contratos de Acceso con Prestadores de Servicios de la Industria de Telecomunicaciones.** En enero de 2019 entraron en vigor las Disposiciones Administrativas para permitir el acceso a las instalaciones y derechos de vía del Sistema Eléctrico Nacional⁴⁷, las cuales establecen la contraprestación por el uso de las RGD para la instalación de cable y fibra óptica.

Por ello, CFE Distribución formalizó 36 contratos de acceso con Prestadores de Servicios de la Industria de Telecomunicaciones que representó un ingreso de 445 millones de pesos, mismos que serán ingresados anualmente durante los 5 años de vigencia de los contratos. Además, en 2019 se terminó la especificación del Sistema Electrónico de Gestión, el cual se desarrolla por personal de CFE Distribución y, se estimaba que fuera publicado durante el primer trimestre de 2020⁴⁸.

- **Proyectos del Fondo Sectorial CEMIE- REDES.** En 2019 se logró la aprobación de 4 proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que serán financiados por el CONACYT a través del Fondo Sectorial CEMIE - REDES⁴⁹:

- **Investigación aplicada**

- Caracterización y determinación de pérdidas de electricidad en redes de baja tensión mediante instrumentos analíticos de simulación y medición.
- Herramienta informática corporativa (Big Data) para la integración de un almacén de modelos de las RGD validados eléctrica y topológicamente para la aplicación en los procesos de planeación y operación.
- Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia.

- **Formación de capital humano**

- Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución.

⁴⁷ Acuerdo de la CRE por el cual expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General para permitir a los Prestadores de Servicios de la Industria de Telecomunicaciones el acceso a las instalaciones y derechos de vía del Sistema Eléctrico Nacional: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5542320&fecha=29/10/2018

⁴⁸ Sistema Electrónico de Gestión, para la gestión del acceso a infraestructura de la CFE Distribución: <https://seg.cfe.mx/seg/>

⁴⁹ Centros Mexicanos de Innovación en Energía (CEMIEs), CIMIE -REDES: <https://www.ineel.mx/cemie-redes.html>



3.3 PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN CONSTRUIDOS Y EN CONSTRUCCIÓN DURANTE 2019

3.3.1 Proyectos de distribución concluidos en 2019

Durante el periodo enero-diciembre de 2019 se concluyeron 31 obras de distribución con el esquema de Obra Pública, incluyendo cuatro proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT), con una inversión de 544.3 millones de pesos, las cuales incluyen 18 subestaciones de distribución con una capacidad conjunta de 284 MVA y 13 líneas de alta tensión con una longitud de 131 kilómetros-circuito (km-C)⁵⁰.

Tabla 28. Principales obras de distribución concluidas en 2019 bajo el esquema de Obra Pública

Proyecto	Monto (Millones de pesos)	Administradas por:
Subestación eléctrica Buenavista Norte, sustitución	7.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Querétaro Industrial, puesta en servicios modernización	7.7	CFE Distribución
Subestación eléctrica Humedades, 1 alimentador de 23 kV	5.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Linda Vista	36.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Quinceo	33.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Apaxtla Maniobras	19.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Citrofrut, banco 1	46.9	CFE Distribución
Subestación eléctrica Norte Toyoda GoSE. I (Ampliación)	5.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Linares Repotenciación	4.7	CFE Distribución
Subestación eléctrica Ladrillera Banco Capacitores	1.8	CFE Distribución
Subestación eléctrica Maniobras Munisol	52.6	CFE Distribución
Subestación eléctrica La Palma, banco 1 y 2	19.3	CFE Distribución
Subestación eléctrica Bermejillo, banco 2	17.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Capilla, banco 1	6.6	CFE Distribución
Subestación eléctrica Parrilla, banco 2	2.8	CFE Distribución
Subestación eléctrica Tapachula, banco 2	3.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Tapachula Oriente, banco 2	14.5	CFE Distribución
Línea de alta tensión Mote Real - San José del Cabo	8.0	CFE Distribución
Línea de alta tensión Zamora Potencia - Arboledas entronque Linda Vista	25.8	CFE Distribución
Línea de alta tensión Aeropuerto entronque Pachuca-Aspasco	2.8	CFE Distribución

⁵⁰ Informe Anual CFE 2019, página 75: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf



Línea de alta tensión Universidades entronque Pir Pachuca	4.2	CFE Distribución
Línea de alta tensión Apaxtla Maniobras - Minera Capela	75.4	CFE Distribución
Línea de alta tensión Citrofrut	1.5	CFE Distribución
Línea de alta tensión Escuinapa - Teacapán	12.9	CFE Distribución
Línea de alta tensión Escuinapa - P.I. 1 transición	4.2	CFE Distribución
Línea de alta tensión Entronque Hermosillo Cuatro - S. E. Punto P.	1.9	CFE Distribución
Línea de alta tensión La Palma entronque MCZ - 73280 - VEZ	1.5	CFE Distribución
Subtotal	422.4	
Subestación eléctrica Obispado, banco 1	29.2	CPTT
Línea de alta tensión 138 kV y salidas subterráneas San Cristóbal	4.7	CPTT
Línea de alta tensión 115 kV y salidas subterráneas Obispado	4.6	CPTT
Línea de alta tensión Escárcega-Candelaria	83.4	CPTT
Subtotal	121.9	
Total	544.3	

Fuente: SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, página 75:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

CPTT: Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación.

De igual manera, en el ejercicio 2019 también se terminaron siete proyectos de distribución bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), que incluye cuatro proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) con una inversión total de 89 millones de dólares, que permitieron acabar 14 subestaciones eléctricas con una capacidad en conjunto de 590 MVA, un total de 113 km-C en 10 líneas de alta tensión, 68 MVar, 19 alimentadores en alta tensión y 81 alimentadores en baja tensión.

Tabla 29. Principales obras de distribución concluidas en 2019 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

Proyecto	Monto (Millones de dólares)	Administradas por:
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (6a Fase)	4.6	CFE Distribución
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (2a Fase)	8.5	CFE Distribución
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (1a Fase)	4.7	CFE Distribución
Subtotal	17.8	
309 SLT 1820 Divisiones de distribución del Valle de México (1a Fase)	48.1	CPTT
321 SLT 1920 Subestaciones y líneas de distribución (4a Fase)	11.7	CPTT
288 SLT 1722 Distribución Sur (3a Fase)	6.0	CPTT
321 SLT 1920 Subestaciones y líneas de distribución (5a Fase)	5.5	CPTT
Subtotal	71.3	
Total	89.1	

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, página 77:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

CPTT: Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación; SE: Subestación Eléctrica; SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.

3.3.2 Proyectos de distribución en construcción al cierre de 2019

Por otra parte, al cierre de 2019, 49 proyectos de distribución con el esquema de Obra Pública continuaban en proceso de construcción, los cuales agrupan a 41 subestaciones eléctricas con una capacidad conjunta de 902 MVA, 7 líneas de alta tensión con una longitud de 111 km-C y una red de media tensión con 84 km-C. La inversión total para el desarrollo de estos proyectos es de 1,118 millones de pesos (ver **Tabla 30**).

Tabla 30. Principales obras de distribución en construcción al cierre de 2019 bajo el esquema de Obra Pública

Proyecto	Monto (Millones de pesos)	Administradas por:
Subestación eléctrica Querétaro Sur - Sustitución banco 1	20.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Jurica - Sustitución banco 1	21.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Loreto - Sustitución banco 1	17.4	CFE Distribución
Subestación eléctrica Las Fajas - Sustitución banco 1	15.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Ezequiel Montes - Sustitución banco 2	15.8	CFE Distribución
Subestación eléctrica San Juan Oriente, puesta en servicio	3.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Santa Fe III, puesta en servicio	2.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Toro - Sustitución banco 1	14.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Celaya II - Ampliación banco 2	26.4	CFE Distribución
Subestación eléctrica Jurica - Sustitución banco 2	19.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Estadio - Ampliación banco 2	27.6	CFE Distribución
Subestación eléctrica Trejo - Ampliación banco 2	20.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Bañón - Sustitución banco 2	10.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Querétaro Industrial - 1 alimentador 115 kV	5.7	CFE Distribución
Subestación eléctrica Celaya II - 1 alimentador 115 kV	10.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica León Oriente - 1 alimentador 13.8 kV	5.1	CFE Distribución
Subestación eléctrica Las fajas - 1 alimentador 115 kV	2.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Vynmsa Querétaro	33.6	CFE Distribución
Subestación eléctrica San Juan del Río Oriente, ampliación banco 2	31.4	CFE Distribución
Subestación eléctrica Calpulalpan	6.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Satélite Continental Automotive	5.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Puerto	11.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Subestación No 5 (Lado Norte)	103.7	CFE Distribución
Subestación eléctrica Alianza Real, banco 1	29.7	CFE Distribución
Subestación eléctrica San Cristóbal, banco 1	23.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Las Torres, banco 2	28.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Río Bravo Poniente	7.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Valle Hermoso, repotenciación	11.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Cuatro Ciénegas	6.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Parras	12.1	CFE Distribución
Subestación eléctrica Guanaceví Durango, banco 1	18.7	CFE Distribución
Subestación eléctrica Rancho Cuernavaca	9.6	CFE Distribución
Subestación eléctrica Vado Santa María, banco 2	32.5	CFE Distribución
Subestación eléctrica Cabichen, banco 1	11.0	CFE Distribución
Subestación eléctrica Mérida Oriente, banco 2	24.8	CFE Distribución
Subestación eléctrica Candelaria, banco 1	36.1	CFE Distribución
Subestación eléctrica Haciendas, banco 1	10.6	CFE Distribución
Subestación eléctrica API, banco 1	1.2	CFE Distribución
Subestación eléctrica Ocosingo, banco 2	1.7	CFE Distribución



Proyecto	Monto (Millones de pesos)	Administradas por:
Subestación eléctrica Patera	34.5	CFE Distribución
Línea de alta tensión Acometida Vynmsa Querétaro	2.5	CFE Distribución
Línea de alta tensión Pachuca entronque Actopan	32.3	CFE Distribución
Línea de alta tensión Tierra Colorada - Ayutla	61.0	CFE Distribución
Línea de alta tensión 2C subestación No 5 (Lado Norte)	62.6	CFE Distribución
Línea de alta tensión 115 kV y salidas de media tensión S. E. Alianza Real	10.9	CFE Distribución
Línea de alta tensión Trinitaria - Comalapa	32.5	CFE Distribución
Línea de alta tensión Haciendas entronque km 20 Villa Hermosa Centro	1.9	CFE Distribución
Red Troncal Observatorio Astronómico Nacional de San Pedro Martil entq. 5120	29.3	CFE Distribución
Subestación eléctrica Valle de San Pedro	160.0	CFE Distribución
Total	1,118.3	

Fuente: Informe Anual CFE 2019, páginas 76 y 77: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

Asimismo, a lo largo del 2019 se avanzó en la instalación de 12 proyectos de distribución con el esquema de Obra Pública Financiada, que incluye dos obras administradas por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación, con una inversión de 161 millones de dólares. Estos proyectos integran 21 subestaciones eléctricas con capacidad conjunta de 1,110 MVA, 155 MVar, 17 líneas de alta tensión con una longitud total de 105 km-C, dos redes (media y baja tensión) con 2,505 kVA, 3 km-C, y 2,290 medidores tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure).

Tabla 31. Principales obras de distribución en construcción al cierre de 2019 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

Proyecto	Monto (Millones de dólares)	Administradas por:
209 SE 1212 Sur - Peninsular (9a Fase)	8.2	CFE Distribución
350 SLT 2121 Reducción de pérdidas de energía en distribución (1a Fase)	1.4	CFE Distribución
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (11a Fase)	5.6	CFE Distribución
273 SE 1621 Distribución Norte - Sur (7a Fase)	5.3	CFE Distribución
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (4a Fase)	4.6	CFE Distribución
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (10a Fase)	6.2	CFE Distribución
273 SE 1621 Distribución Norte - Sur (5a Fase)	4.7	CFE Distribución
280 SLT 1721 Distribución Norte (5a Fase)	5.2	CFE Distribución
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (7a Fase)	3.2	CFE Distribución
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (10a Fase)	2.1	CFE Distribución
Subtotal	46.5	
274 SE 1620 Distribución Valle de México (1a Fase)	98.0	CPTT
349 SLT 2120 Subestaciones y líneas de distribución (3a Fase)	17.0	CPTT
Subtotal	115.0	
Total	161.5	

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2019, páginas 78: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

CPTT: Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación; SE: Subestación Eléctrica; SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.

La continuación de estos proyectos de distribución que al cierre de 2019 se encontraban en proceso de construcción, y las actividades de planeación permiten observar que se continúa incrementando y mejorando la infraestructura eléctrica de distribución en el país para cumplir el objeto encomendado en la creación de CFE Distribución⁵¹ que es la de realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, a través del financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria.

3.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN

Con base en el Balance Nacional de Energía de CFE al cierre de 2019, el proceso de Distribución recibió un volumen de energía eléctrica de 240,252 GWh, mientras que las pérdidas de energía en dicho proceso fueron 31,408 GWh, equivalente al 13.07% de la energía recibida, con una mejora de 0.38 puntos porcentuales en comparación con 2018 (31,455 GWh equivalente al 13.45%).⁵²

Conviene mencionar que de 2013 a 2019, las pérdidas de energía eléctrica en las Redes Generales de Distribución han disminuido 0.7% en promedio anual, debido a las estrategias para disminuir los consumos irregulares de energía eléctrica y a las inversiones en proyectos de modernización y optimización de las RGD. No obstante, en 2019 no se pudo alcanzar la meta esperada de 12.57% para las pérdidas de energía eléctrica en el proceso de Distribución.⁵³

Las pérdidas de energía eléctrica se agrupan en:

- a) **Pérdidas técnicas** que se originan al distribuir la energía eléctrica, por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, y
- b) **Pérdidas no técnicas** que se generan por usos ilícitos, fallas de medición y errores administrativos

En este sentido, durante 2019 a nivel nacional el proceso de Distribución registró pérdidas técnicas de 6.21%, mayor en 0.02 puntos porcentuales respecto a 2018 (6.19%), mientras que las pérdidas no técnicas bajaron a 6.86%, con una mejora de 0.4 puntos porcentuales en relación con el valor de 2018 (7.26%).

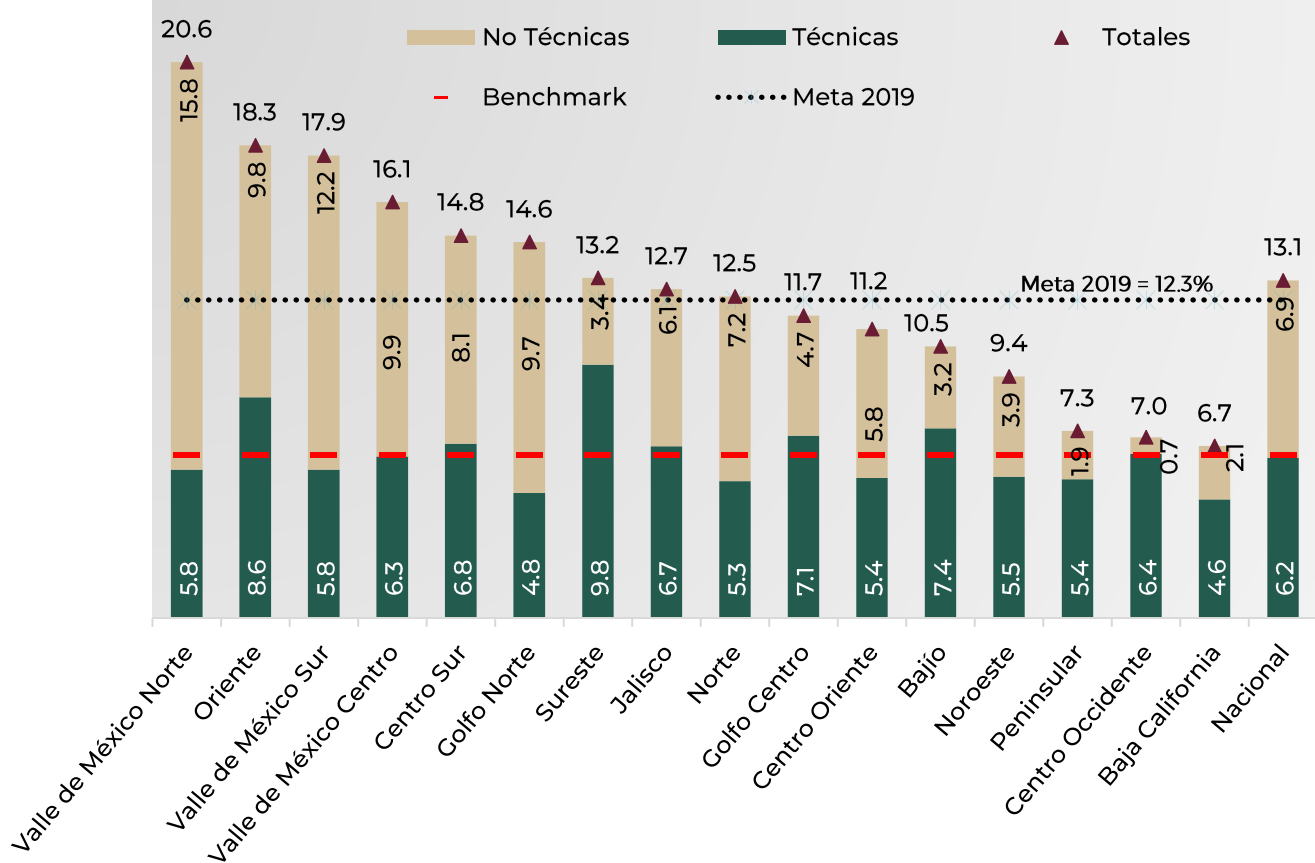
Por otra parte, el **Gráfico 26** muestra los porcentajes de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en media y baja tensión dentro del proceso de Distribución por Unidad de Negocios, donde se aprecia que las Unidades de Negocios con mayores pérdidas de electricidad son las tres áreas del Valle de México (Norte, Sur y Centro), la Oriente y la Centro Sur, mientras que las de menores pérdidas son: Baja California, Centro Occidente y Peninsular.

⁵¹ Artículo 2 del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la CFE, denominada CFE Distribución: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431301&fecha=29/03/2016#:~:text=ACUERDO%20DE%20CREACI%C3%93N%20DE%20LA,DE%20ELECTRICIDAD%2C%20DENOMINADA%20CFE%20DISTRIBUCI%C3%93N.&text=Que%20de%20acuerdo%20con%20el,%C3%A1rea%20estrat%C3%A9gica%20para%20el%20Estado.

⁵² Fuente SENER con datos de CFE Distribución.

⁵³ Ibidem.

Gráfico 26. Porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en media y baja tensión dentro del proceso de distribución por unidad de negocios 2019



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE Distribución
 Nota: Referencia internacional 2014 (Benchmark) de Banco Mundial 6.3%:
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS?locations=OE>

Las 5 estrategias implementadas por CFE Distribución para la reducción del indicador de pérdidas son⁵⁴:

- Aseguramiento de la medición (detección de anomalías)
- Modernización de la medición (sustitución de medidores electromecánicos obsoletos o dañados por electrónicos)
- Fortalecimiento del proceso comercial
- Regularización de asentamientos y usuarios
- Fortalecimiento a la infraestructura eléctrica (recalibración de circuitos e instalación de capacitores para disminuir las pérdidas técnicas).

⁵⁴ Informe Anual de CFE 2019, páginas 88 y 89.

Con base en los proyectos de reducción de pérdidas en distribución concluidos y en construcción, así como las estrategias implementadas por CFE Distribución para bajar las pérdidas de energía eléctrica, se espera que en los próximos años se continúe con una tendencia descendente en el indicador de pérdidas de energía eléctrica.

3.5 CONFIABILIDAD EN REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Los indicadores para medir la confiabilidad de los sistemas eléctricos empleados por la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica son el Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI) y la Frecuencia Media de Interrupción por Usuario (SAIFI), los cuales son estandarizados a nivel internacional por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE por sus siglas en inglés).

CFE Distribución adoptó dichos indicadores a partir de 2017, los cuales se definieron en el apartado de Transmisión de este documento y son:

- a) **Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI, System Average Interruption Duration Index)** que representa el tiempo promedio al año que un usuario permanece sin servicio de energía eléctrica a partir de 5 minutos de duración, y
- b) **Frecuencia Media de Interrupción por Usuario (SAIFI, System Average Interruption Frequency Index)**, el cual representa el número de interrupciones promedio al año que experimenta un usuario.

De esta manera, los resultados obtenidos por CFE Distribución para el ejercicio 2019 muestran que el tiempo promedio en que un usuario no dispuso del suministro eléctrico (SAIDI) fue de 25.069 minutos, con una mejora del 7.09% respecto a los 26.981 minutos por cliente obtenidos en 2018, mientras que en promedio el 47.5% de los usuarios de CFE Distribución sufrieron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica (SAIFI), con una mejoría de 5.38% respecto al año anterior cuando en promedio el 50.2% de los usuarios presentaron al menos una interrupción, ver **Tabla 32**.

Tabla 32 Índices para medir confiabilidad del sistema eléctrico de CFE Distribución 2019, sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor

Indicador	2015	2016	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)
SAIDI (minutos/año)	35.093	30.206	29.264	26.981	25.069	-7.09%
SAIFI (interrupciones/año)	0.777	0.706	0.575	0.502	0.475	-5.38%

Fuente: SENER con datos de Informe Anual CFE 2017, página 11, e Informe Anual CFE 2019 página 84: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

3.6 ESTRATEGIA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

La nueva política energética definida en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 impulsa el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella.

En este sentido, la Secretaría de Energía supervisa la administración del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)⁵⁵, de acuerdo con el artículo 113 de la Ley de la Industria Eléctrica, que especifica que el Gobierno Federal promoverá la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas en coordinación con las entidades federativas y los municipios.

El Fondo se integra con los recursos generados por el excedente de ingresos que resulte de la gestión de pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), donativos de terceros y con los ingresos por sanciones en el proceso de facturación y cobranza del MEM de conformidad con el artículo 114 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Los propósitos del FSUE son financiar las acciones de electrificación en las comunidades rurales y las zonas urbanas marginadas, así como el suministro de lámparas eficientes y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación.

Las Reglas de Operación del Fondo establecen que deberá atender prioritariamente a la población con mayor rezago social; que en donde sea posible se optará por el uso de tecnologías limpias y sustentables, y que previo a la electrificación se deberá obtener la conformidad de la población a beneficiar y posteriormente asegurar el mantenimiento y continuidad del servicio.

Las acciones del FSUE para la electrificación en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas se hacen a través de dos componentes (soluciones):

- a) **Extensión de Redes Generales de Distribución** (exclusivamente por invitación a CFE Distribución), se usa para comunidades que se encuentren a 5 km o menos de la red de distribución eléctrica.
- b) **Instalación de Sistemas Aislados de Electrificación** (convocatorias a Ejecutores Calificados⁵⁶), se utiliza para comunidades a más de 5 km de la red eléctrica.

Con la finalidad de dar acceso al servicio de energía eléctrica a localidades, al cierre de 2019, el FSUE ha realizado cuatro invitaciones a CFE Distribución, mediante la extensión de la red de distribución, y tres convocatorias a Ejecutores Calificados a través del Organismo Intermedio del FSUE para sistemas aislados, ver **Tabla 33** y **Tabla 34**.

⁵⁵ 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) y se modificó el 17 de noviembre de 2016, además, durante 2015 y 2016 se elaboró el marco normativo del Fideicomiso, que incluye 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.

⁵⁶ Ejecutor calificado: Persona física o moral que ha sido aprobada por la Unidad Responsable para participar en las Convocatorias para el componente de Instalación de Sistemas Aislados de Electrificación. Fuente: Reglas de Operación FSUE, página 5: https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaElectricidad/FondoServicioUniversalElectrico/SENER_07_ReglasOperacionFSUE.pdf



**Tabla 33. Invitación a CFE Distribución. Componente ampliación de red.
Relación de localidades por electrificar**

Año	2016	2017	2018	2019
Etapas	1ª (2016) ¹	2ª (2017) ²	3ª (2018) ²	4ª (2019)
Fecha de invitación o convocatoria	Nov-2016	13-Nov-2017	6-Abr-2018	20-Dic-2019
Fecha de firma del Convenio de Asignación de Recursos (CAR)	4-mayo-2017	21-marzo-2018	La respuesta se dio en 3 etapas por lo que se firmaron 3 CAR: 13-julio-2018 7-septiembre-2018 1-noviembre-2018	28-julio-2020
Financiamiento o presupuesto para financiar (Millones de pesos)	568.67	953.27	1,111.8	500.6
Año de ejecución de obras	2017	2018	2018 y 2019	2020
Viviendas/ habitantes	32,594 / 134,385	39,195/ 158,591	41,403 / 165,401	14,805 / 8,589
Localidades/ Municipios / Estados	727 / 237 / 24	797/ 294 / 26	1,037 / 402 / 29	416 / 137 / 5

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico:

https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaElectricidad/FondoServicioUniversalElectrico/SENER_07_ReglasOperacionFondoServicioUniversalElectrico.pdf

¹ Finiquitada

² Concluida y en cierre administrativo.

Tabla 34. Convocatorias a Ejecutores Calificados. Componente Sistemas Aislados

Relación de localidades por electrificar	Etapas	Fecha de firma del convenio de Asignación de Recursos (CAR) entre FSUE y Organismo Intermediario (FIDE)	Número de Ejecutores Calificados / Sistemas a instalar	Presupuesto para financiar obras (millones de pesos)	Habitantes /Localidades / Municipios / Estados
2016	1ª (2016)	26-mayo-2017 ¹	14 / 9,491	438.27	40,811 / 611 / 67 / 10
2017	2ª (2017)	8-febrero-2018 ²	16 / 16,444	942.00	70,709 / 689 / 148 / 25
2018	3ª (2018)	13-Jul-2018 ³	13 / 7,281	344.46	31,308 / 284 / 85 / 12

Fuente: Elaborado por SENER con datos del FSUE.

¹ El desarrollo de esta Convocatoria fue en cuatro etapas.

² El desarrollo de esta Convocatoria fue en dos etapas.

³ El desarrollo de esta Convocatoria fue en una etapa.

3.6.1 Invitaciones a CFE Distribución

Se han efectuado cuatro invitaciones para realizar obras de electrificación mediante el componente Extensión de Redes Generales de Distribución como se indica a continuación:



Relación de localidades con necesidades de electrificación 2016

El Convenio de Asignación de Recursos (CAR) correspondiente a las Solicitudes de Apoyo aprobadas se firmó el 4 de mayo de 2017, por un monto de hasta 568.67 millones de pesos para realizar obras de electrificación para dar acceso al suministro de energía eléctrica hasta 32,594 viviendas, beneficiando a 134,385 personas en 727 localidades de 237 municipios en 24 estados del país, el cual fue finiquitado en septiembre del 2020.

Relación de localidades con necesidades de electrificación 2017

Resultado de la evaluación a las Solicitudes de Apoyo aprobadas por el Comité Técnico del FSUE, se estableció el respectivo CAR, el cual se firmó el 21 de marzo de 2018, por un monto máximo de hasta 953.27 millones de pesos. Con las obras de electrificación realizadas se daría acceso al suministro de energía eléctrica hasta a 39,195 viviendas, beneficiando a 158,591 habitantes, en 797 localidades de 294 municipios en 26 estados de la República, las cuales se encuentran concluidas y en cierre administrativo.

Relación de localidades con necesidades de electrificación 2018

La respuesta a esta invitación se dio en tres etapas, por lo que se firmaron tres CAR. El primero de ellos, se firmó el 13 de julio de 2018, el siguiente el 7 de septiembre de 2018 y el último, el 1 de noviembre de 2018. En total, los tres convenios amparan un monto máximo de 1,111.80 millones de pesos para realizar obras de electrificación que permitan suministrar energía eléctrica hasta 41,403 viviendas, beneficiando a 165,401 habitantes, en 1,037 localidades de 402 municipios en 29 estados del país, las cuales se encuentran concluidas y en cierre administrativo.

Relación de localidades con necesidades de electrificación 2019

Se emitió la Invitación a CFE Distribución el 20 de diciembre de 2019, la cual será formalizada durante el año 2020.

3.6.2 Convocatorias

Las Convocatorias a Ejecutores Calificados se han emitido a través del Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica (FIDE) en su carácter de Organismo Intermedio del FSUE (OI), en estas etapas para que a nombre del FSUE realizara las convocatorias:

Relación de localidades con necesidades de electrificación 2016

El CAR entre el FSUE y el OI se firmó el 26 de mayo de 2017, el desarrollo de esta Convocatoria fue en cuatro etapas adjudicando localidades a 14 Ejecutores Calificados, para instalar un total de hasta 9,491 sistemas, beneficiando a 40,811 personas, en 611 localidades, de 67 municipios, en 10 entidades federativas del país, por un monto de hasta 438.27 millones de pesos.



Relación de localidades con necesidades de electrificación 2017

La fecha de firma del CAR entre el FSUE y el OI fue el 8 de febrero de 2018. Esta Convocatoria consto de dos etapas, los Ejecutores Calificados a los que se les adjudicó localidades fueron 16, por un total de hasta 16,444 servicios, en beneficio de 70,709 habitantes, de 689 localidades, en 148 municipios de 25 estados de la República, por un monto máximo de hasta 942 millones de pesos.

Relación de localidades con necesidades de electrificación 2018

El respectivo CAR entre el FSUE y el OI se firmó el 12 de julio de 2018. La atención a esta Convocatoria fue en una sola etapa adjudicando sistemas a 13 Ejecutores Calificados para lo cual el comité técnico aprobó un total de hasta 7,281 servicios, para el beneficio de 31,308 personas, en 284 localidades, de 85 municipios en 12 estados del país, por un monto máximo de hasta 344.46 millones de pesos.

El 17 de diciembre del 2019 el Comité Técnico del FSUE modificó las Reglas de Operación del FSUE, con la finalidad de permitir a CFE Distribución participar en la instalación de sistemas aislados de electrificación.

Por su parte, el Informe Anual de CFE 2019, indica que las obras de electrificación tienen un papel fundamental para llevar el desarrollo a todos los rincones del país y contribuir a mejorar la calidad de vida de los mexicanos, lo que refleja el compromiso social de la CFE.

Durante 2019, la Dirección General de CFE en conjunto con CFE Distribución, definieron el Programa Nacional para el Desarrollo de Electrificación (PRONADEEL), mismo que prioriza las localidades con un mayor número de habitantes pendientes de electrificar y con el mayor índice de pobreza extrema, conforme a resultados del Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social (CONEVAL).

Asimismo, CFE formalizó 136 convenios con los Gobiernos Estatales, Municipales y el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI), para la construcción de 1,325 obras de electrificación, con una inversión de 1,194 millones de pesos, de las cuales se concluyeron 662 obras. Las restantes 663 obras de electrificación se encuentran en construcción y se espera concluir las en julio del 2020.

Además, se formalizó el Convenio Marco de Colaboración, entre la CFE y el INPI, para realizar durante el periodo 2019-2024, obras de infraestructura eléctrica en pueblos y comunidades indígenas y afro mexicanas, carentes del servicio de energía eléctrica.

De esta manera, en 2019 se ejecutaron 1,587 obras de electrificación derivadas de convenios formalizados en los años 2018 y 2019, con una inversión de 1,172 millones de pesos, beneficiando a 1,132 localidades y 151,372 habitantes y se logró el mayor crecimiento en electrificación de los últimos seis años⁵⁷.

Con las 1,587 obras de electrificación ejecutadas en 2019 se alcanzaron las siguientes metas físicas:

- 151,372 habitantes beneficiados.
- 37,194 viviendas beneficiadas

⁵⁷ Informe anual CFE 2019

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

- 1,354 km de líneas de distribución
- 24,689 postes
- 4,670 transformadores

La CFE finalizó el 2019 con un grado de cobertura en el servicio de energía eléctrica del 98.95%, que superó la meta programada del 98.88%, con un incremento de 0.20 puntos porcentuales respecto a la cobertura de 2018.

Tabla 35. Grado de Electrificación

Indicador	2015	2016	2017	2018	2019	Variación 2019/2018 (%)
Grado de Electrificación	98.53	98.58	98.64	98.75	98.95	0.20

Fuente: SENER con datos de CFE Informe Anual 2019, página 79:
https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

En comparación con otros países, el 98.95% de cobertura eléctrica en México es mayor que el 98.3% promedio de América Latina y el Caribe⁵⁸, pero menor al promedio de los países miembros de la OCDE que alcanzó el 100%⁵⁹.

⁵⁸ Banco Mundial, Acceso a la electricidad (% de población), seleccionar América Latina y el Caribe:
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>

⁵⁹ Acceso a la electricidad (% de la población) en países miembros de la OCDE:
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=OE>

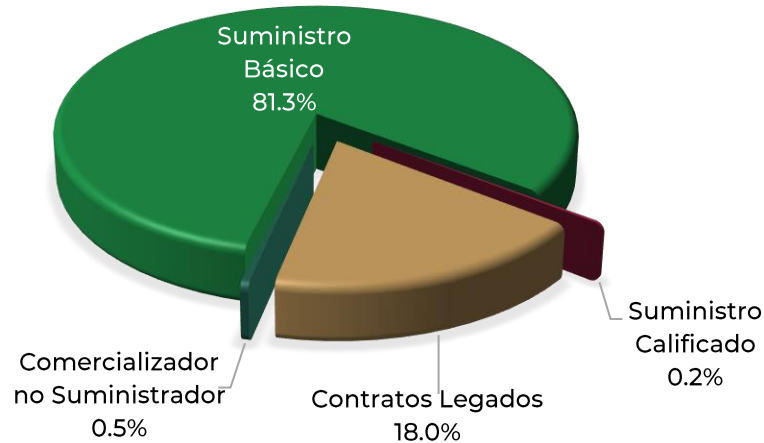


4 COMERCIALIZACIÓN

En México, la comercialización de energía eléctrica para el consumo final contempla al Suministro Calificado para grandes usuarios y al Suministro Básico para los consumidores con bajo consumo eléctrico, como los domésticos o agrícolas. Además, se consideran esquemas de consumo de electricidad aprobados en la derogada LSPEE que aún mantienen vigencia, como el autoabastecimiento.

En el **Gráfico 27** se presenta la participación de los diferentes esquemas de comercialización para el consumo de energía eléctrica en México:

Gráfico 27. Participación en comercialización de energía eléctrica en 2019



Fuente: SENER con datos de CENACE y CFE SSB.

Nota: Información preliminar. Para CFE SSB se usó el reporte Usuarios, Ventas y Productos, mientras que para los otros se empleó la cifra de resultados de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista de Corto Plazo.

* De conformidad con la LIE, un Comercializador no Suministrador es un Participante del Mercado que no presta el servicio de Suministro Eléctrico y no requiere permiso para llevar a cabo sus actividades de comercialización, aunque si deben registrarse ante la CRE.

4.1 SUMINISTRO BÁSICO

4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos

Durante 2019, el servicio de suministro básico de energía eléctrica fue realizado por la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB). Las ventas de energía eléctrica registradas por CFE SSB en el ejercicio 2019 ascendieron a 218,930 Gigawatts-hora (GWh), con un crecimiento de 0.4% respecto a 2018 (218,083 GWh), debido principalmente al aumento en las ventas de los sectores doméstico y agrícola. En términos relativos, durante 2019 los sectores de consumo que reportaron un crecimiento anual fueron el doméstico (5.2%), y el agrícola (14.0%), mientras que en contraste, los sectores que disminuyeron su consumo fueron el de servicios públicos (-10.2%), el industrial (-2.7%) y el comercial (-0.1%) (ver **Tabla 36**).



Tabla 36. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico (GWh)

Sector	2018	%	2019	%	Variación 2019/2018 (%)
Doméstico	61,469	28.2	64,671	29.5	5.2
Comercial	15,252	7.0	15,233	7.0	-0.1
Servicios	4,633	2.1	4,160	1.9	-10.2
Agrícola	10,923	5.0	12,455	5.7	14.0
Industrial	125,806	57.7	122,411	55.9	-2.7
Empresa Mediana	87,578	40.2	86,686	39.6	-1.0
Gran Industria	38,228	17.5	35,725	16.3	-6.6
TOTAL	218,083	100.0	218,930	100.0	0.4

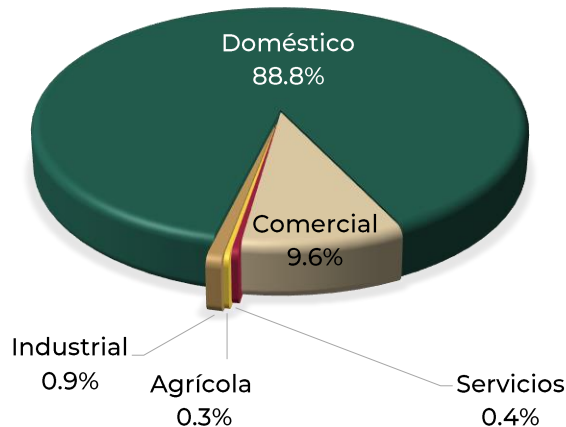
Fuente: SENER con datos de la CFE.

Nota: Gran Industria incluye las ventas de Último Recurso.

En 2019, el sector doméstico concentró el 88.8% del total promedio de usuarios de energía eléctrica en el año (39.1 millones de usuarios), consumió el 29.5% del total de las ventas de electricidad (64,671 GWh) y generó el 19.5% del total de ingresos por las ventas (80,994 millones de pesos), mientras que el sector industrial con apenas el 0.9% de usuarios promedio (399,831 usuarios) consumió el 55.9% del total de energía eléctrica (122,411 GWh) y generó el 61.8% del total de ingresos por la venta de electricidad (256,258 millones de pesos). Por su parte, el conjunto de los sectores comercial, servicios y agrícola tuvo una participación de 10.3% del total promedio de usuarios (4,532), el 14.6% del total del consumo de electricidad (31,848 GWh) y el 18.7% de los ingresos por ventas de energía eléctrica (77,195 millones de pesos). (Ver Gráfico 28, Gráfico 29, Gráfico 30).

Gráfico 28. Distribución porcentual por sector de usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2019

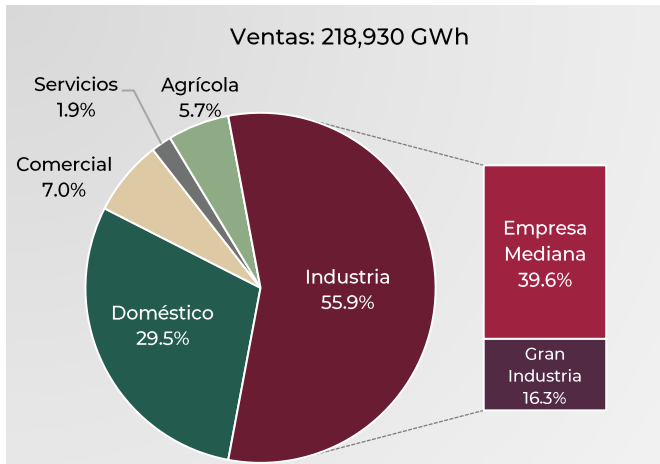
Usuarios promedio* en 2019: 44 millones



Fuente: SENER con datos de la CFE.

*Promedio anual calculado con los datos reportados mensualmente.

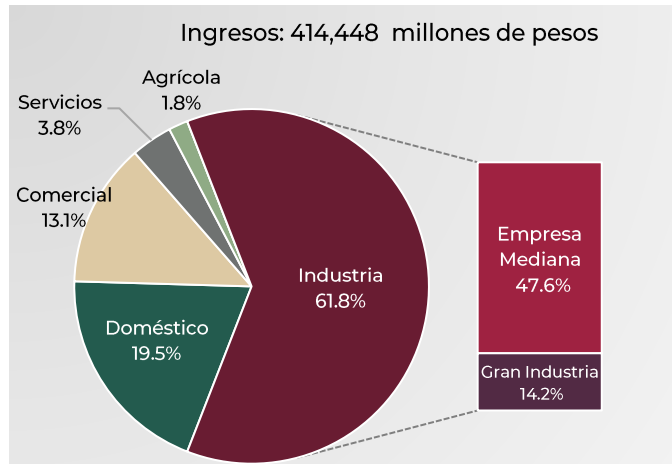
Gráfico 29. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2019



Fuente: SENER con datos de la CFE.

Nota: el total incluye las ventas de Último Recurso

Gráfico 30. Distribución porcentual por sector de los ingresos de CFE SSB en 2019



Fuente: SENER con datos de la CFE.

Nota: el total incluye los ingresos de Último Recurso

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

La **Tabla 37** muestra los principales indicadores comerciales relativos al número de usuarios promedio, ventas de energía eléctrica, productos (ingresos), precio promedio y consumo medio mensual por usuario en 2019.

Tabla 37. Principales Indicadores Comerciales de Suministro Básico 2019

Sector	Usuarios Promedio	Ventas GWh	Ingresos millones de pesos	Precio Medio (Pesos/kWh)	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
Doméstico	39,068,175	64,671	80,994	1,252	138
Comercial	4,226,782	15,233	54,313	3,565	300
Servicios	174,430	4,160	15,599	3,750	1,987
Agrícola	130,873	12,455	7,284	0,585	7,931
Industrial	399,831	122,411	256,258	2,093	25,513
Empresa Mediana	398,790	86,686	197,146	2,274	18,114
Gran Industria	1,041	35,725	59,112	1,655	2,861,211
TOTAL	44,000,091	218,930	414,448	1,893	415

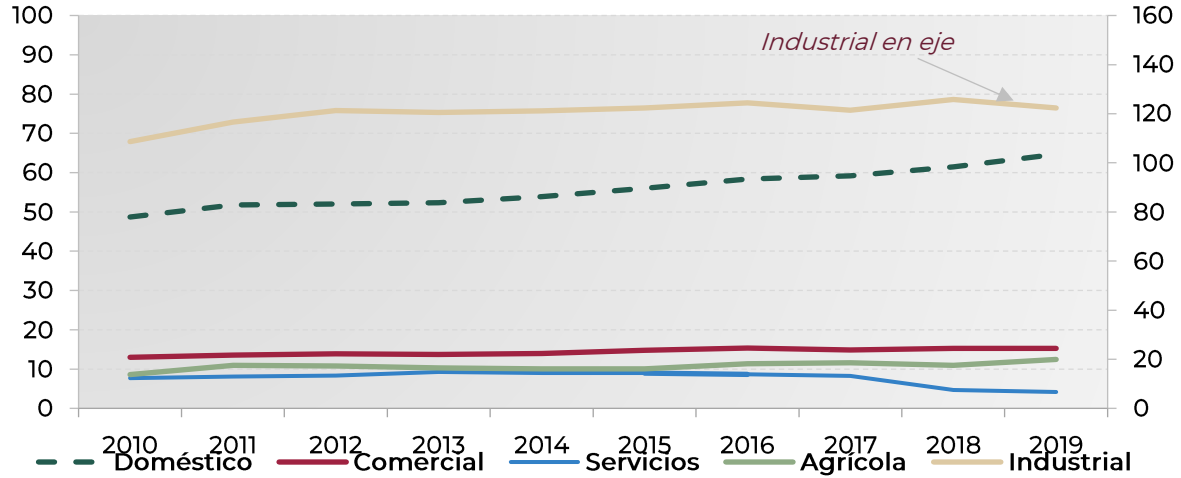
Fuente: SENER con datos de la CFE.

Nota: el total incluye las ventas de Último Recurso.

En el siguiente **Gráfico 31** se presentan las ventas anuales de energía eléctrica por sector en el periodo 2010-2019, donde se observa que el sector doméstico registra la mayor dinámica de crecimiento anual, mientras que el sector industrial presenta una tendencia ascendente, sobre todo entre los años 2010 a 2012 y 2018.



Gráfico 31. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo (TWh)



Fuente: SENER con datos de la CFE

Por su parte, los sectores comercial y agrícola también muestran una tendencia con un ligero crecimiento anual, mientras que el sector de servicios registra una trayectoria descendente sobre todo en los últimos cuatro años. Conviene recordar que partir de 2017, las ventas de energía eléctrica de CFE Suministrador de Servicios Básicos no incluyen los datos de las ventas de CFE Suministro Calificado, por lo que la información de los sectores industrial, comercial o de servicios de 2019 no son totalmente comparables con los obtenidos antes de 2017, aunque para los sectores doméstico y agrícola sí lo son.

4.2 PRECIOS MEDIOS PAGADOS POR SECTOR DE CONSUMO

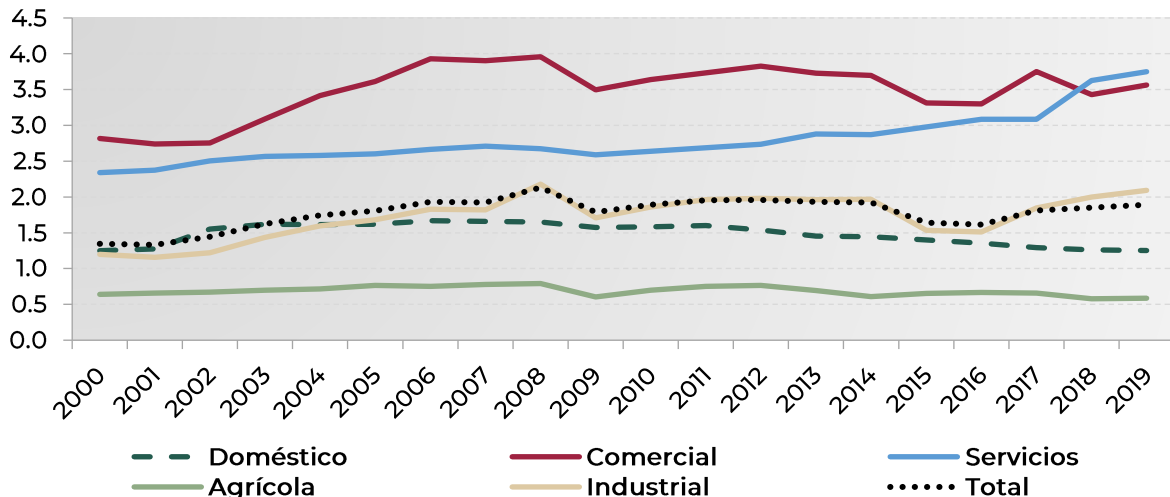
El precio medio de energía eléctrica (pesos/kWh) representa el valor promedio de los precios pagados por los usuarios del servicio eléctrico. Se calcula como el cociente entre los ingresos por la comercialización de electricidad (pesos) y el volumen de sus ventas (kWh), el cual se puede agrupar por sector de consumo, zona, etc.

El esquema tarifario vigente implica una serie de cargos diferenciados por tarifas, horarios, componentes y divisiones, por lo que obtener una tarifa media puede ser complicado en términos de extracciones de bases de datos. Los precios medios por su parte permiten una aproximación del costo promedio unitario que representa para los usuarios el consumo de electricidad.

En términos reales, el precio medio total de la electricidad vendida por la CFE Suministro Básico alcanzó su nivel máximo en 2008, 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, mostrar una tendencia a la baja de 2013 a 2016 y finalmente un ligero incremento de 2017 a 2019. (Ver Gráfico 32).



**Gráfico 32. Precios Medios de la Energía Eléctrica
(pesos/kWh a precios constantes de 2019)**



Fuente: SENER con datos de la CFE.

*Nota. A partir de 2009 incluye el Área Central.

Entre 2018 y 2019 el precio medio total ponderado presentó un aumento real del 2.1%, al pasar de 1.85 pesos/kWh a 1.89 pesos/kWh. En particular, se observó un repunte en los precios medios de los sectores servicios, comercial e industrial y en el sector agrícola se registró un ligero incremento, mientras que el sector doméstico mostró una tendencia a la baja en 0.6%.

Los mayores precios son pagados por los usuarios de los sectores de servicios y 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.

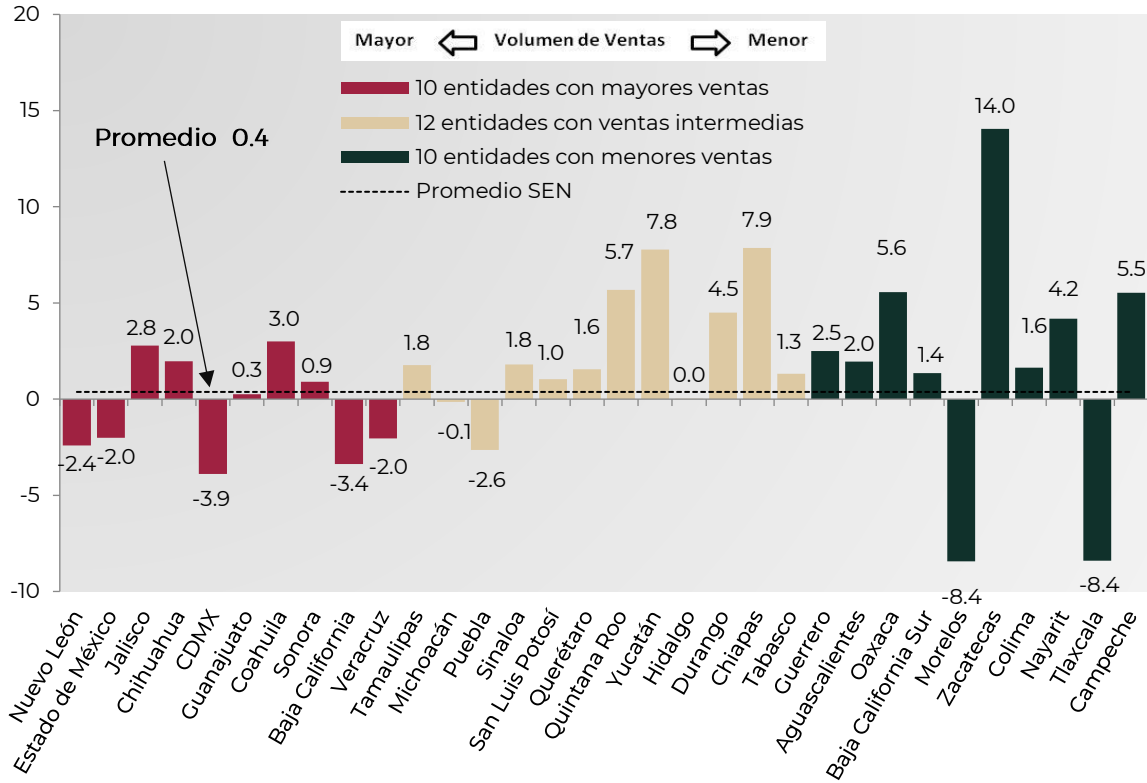
En 2019 los precios medios más altos se ubicaron en los sectores servicios (3.75 pesos/kWh) y comercial (3.57 pesos/kWh), mientras que los precios medios resultaron moderados en los sectores industrial (2.09 pesos/kWh) y doméstico (1.25 pesos/kWh). En el caso del sector agrícola, el precio medio resulta ser el más bajo (0.58 pesos/kWh) en comparación con 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.

4.3 VENTAS DE SUMINISTRO BÁSICO POR SECTOR Y ENTIDAD FEDERATIVA

Las ventas totales de energía eléctrica del suministro básico en 2019 ascendieron a 218,929.6 GWh, que representa un incremento anual de 0.4% en comparación con 2018 (218,083.2 GWh). Por su parte, 23 de las 32 entidades federativas observaron un crecimiento anual positivo en las ventas totales de electricidad durante 2019 (en un rango entre 0.01% y hasta 14.0%), mientras que las 9 entidades federativas restantes observaron reducciones de entre 0.1% hasta 8.4%, con respecto a los valores registrados en 2018 (Ver Gráfico 33).



**Gráfico 33. Variación de las Ventas de Energía
(%) Total Nacional 2019**



Fuente: SENER con datos de la CFE

La **Tabla 38** presenta las variaciones promedio anuales de las ventas de electricidad en 2019 por cada sector de consumo y las específicas por cada una de las entidades federativas.

Tabla 38. Variación anual de ventas de electricidad en año móvil por Entidad Federativa (%) 2019

Entidad Federativa	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Empresa Mediana	Gran Industria	Total
Aguascalientes	3.9	-0.8	2.6	32.0	-2.0	0.0	-6.8	2.0
Baja California	-0.6	0.6	-0.2	-3.6	-5.5	-0.7	-20.0	-3.4
Baja California Sur	2.5	-0.0	-0.4	-4.3	1.8	2.3	-3.4	1.4
Campeche	9.9	2.3	1.6	19.9	-0.5	-0.2	-29.8	5.5
Coahuila	7.0	-3.2	-6.8	22.2	0.7	-2.3	4.2	3.0
Colima	5.3	-0.5	-4.8	11.3	0.2	-0.4	0.6	1.6
Chiapas	10.2	3.2	-1.0	15.4	5.9	6.0	2.6	7.9
Chihuahua	3.2	-1.4	1.4	17.1	-4.2	-2.6	-7.3	2.0
Ciudad de México	0.6	1.7	-89.4	-18.8	-2.4	-2.0	-18.5	-3.9

Entidad Federativa	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Empresa Mediana	Gran Industria	Total
Durango	3.8	-10.7	-16.3	17.9	3.5	0.2	12.8	4.5
Guanajuato	2.6	-0.9	-8.0	15.4	-2.6	-0.4	-6.4	0.3
Guerrero	5.8	-4.2	-6.3	20.9	1.1	-3.1	14.3	2.5
Hidalgo	5.7	7.6	-24.0	15.2	-1.8	-4.0	1.1	0.0
Jalisco	5.5	2.3	2.2	18.6	0.6	1.6	-2.4	2.8
Estado de México	5.5	-1.7	-0.8	-2.5	-4.9	-2.4	-10.7	-2.0
Michoacán	4.7	0.7	-6.0	7.0	-2.4	-0.5	-3.3	-0.1
Morelos	6.5	-3.5	-5.8	4.8	-17.9	-1.2	-38.4	-8.4
Nayarit	6.6	2.5	20.1	4.3	1.6	1.3	32.9	4.2
Nuevo León	9.3	2.0	-8.3	7.9	-7.0	-2.9	-15.8	-2.4
Oaxaca	6.5	2.0	-0.1	8.5	6.2	4.9	8.3	5.6
Puebla	4.2	-9.8	37.0	6.3	-6.4	-6.0	-7.2	-2.6
Querétaro	5.1	1.6	-2.2	21.5	-0.3	0.1	-1.3	1.6
Quintana Roo	16.2	4.3	-14.0	-25.7	1.1	2.1	-20.6	5.7
San Luis Potosí	5.8	1.1	-3.3	21.9	-1.9	2.9	-5.9	1.0
Sinaloa	3.7	-2.1	4.5	-2.2	-0.2	-1.2	87.7	1.8
Sonora	2.0	-3.1	-2.4	-1.4	1.1	-1.1	12.7	0.9
Tabasco	3.1	7.5	-7.7	24.4	-3.1	-1.6	-28.5	1.3
Tamaulipas	7.9	2.1	-1.7	-11.0	-1.3	-0.8	-2.9	1.8
Tlaxcala	2.9	-14.4	29.5	14.0	-13.0	-2.9	-27.3	-8.4
Veracruz	5.1	-1.4	0.2	63.6	-8.8	-1.2	-16.7	-2.0
Yucatán	13.2	1.7	0.9	6.0	4.7	3.3	25.3	7.8
Zacatecas	2.6	-0.5	-4.3	31.9	15.6	9.9	25.2	14.0
Total SEN	5.2	-0.1	-10.2	14.0	-2.7	-1.0	-6.6	0.4

Fuente: SENER con datos de la CFE.

De la tabla anterior se observa que a nivel nacional las ventas de electricidad en 2019 registraron un aumento del 0.4% respecto a 2018, debido a aumentos en los sectores agrícola (14.0%) y doméstico (5.2), así como disminuciones en los sectores de servicios (-10.2%) y Gran Industria (-6.6%).

El incremento anual de 14% en las ventas de electricidad del sector agrícola, podría deberse a que la lluvia total anual a nivel nacional durante 2019 (718.3 mm de lluvia) fue 3.2% menor al promedio anual (1941-2018) y se ubicó como el 19° años menos lluvioso,⁶⁰ por lo que se puede suponer que el bombeo agrícola se utilizó para compensar en parte la falta de lluvias.

4.4 ESTACIONALIDAD ANUAL DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

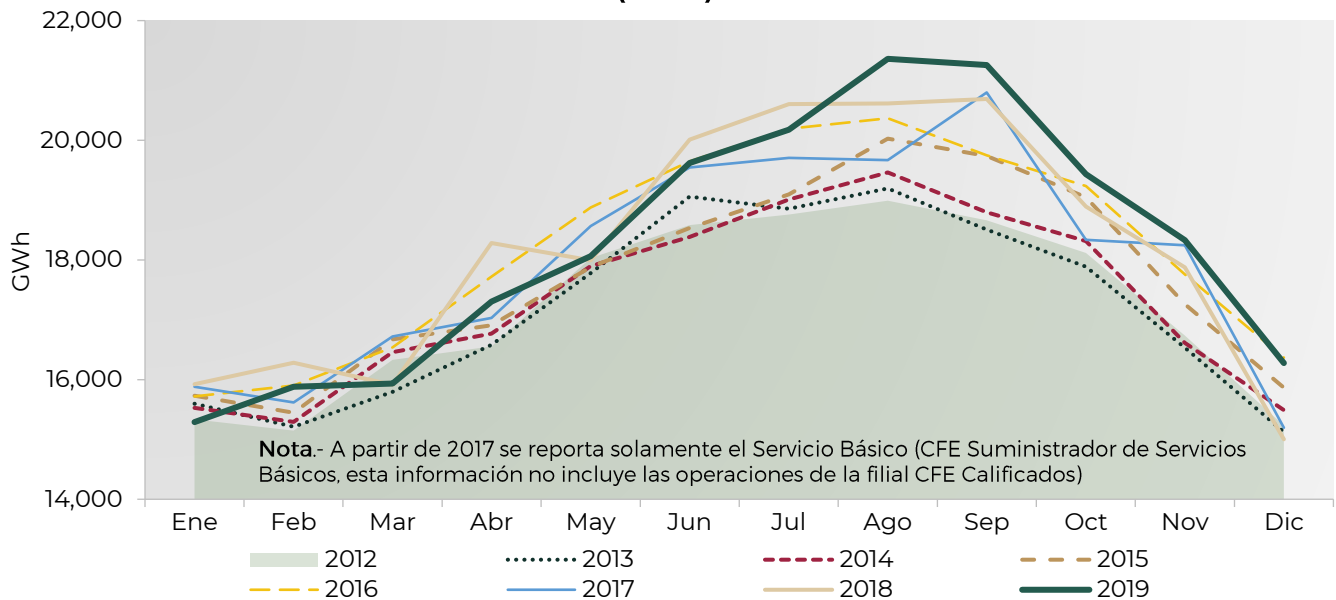
En general las ventas mensuales de energía eléctrica presentan un comportamiento cíclico cada año, con un mayor consumo entre los meses de junio a septiembre, debido principalmente al uso de equipos de aire

⁶⁰ CONAGUA, Reporte del Clima en México, 2019, página 27:

<https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Diagn%C3%B3stico%20Atmosf%C3%A9rico/Reporte%20del%20Clima%20en%20M%C3%A9xico/Anual2019.pdf>

acondicionado en localidades con clima caluroso en verano, especialmente en el norte del país. En el **Gráfico 34** se presenta el comportamiento anual en las ventas de electricidad del periodo 2012- 2019.

Gráfico 34. Ciclo anual de las Ventas de Energía (GWh)



Fuente: SENER con datos de la CFE.

En 2017 se distingue que la mayoría de los puntos de la curva de ventas están por debajo de las realizadas en 2016, debido a que en ese año se realizó la separación de las ventas de CFE Suministro de Servicios Básicos y CFE Calificados, así que en el periodo de 2017 a 2019 solo se muestran los datos reportados por el Suministrador de Servicios Básicos.

4.5 PARTICIPANTES PRIVADOS

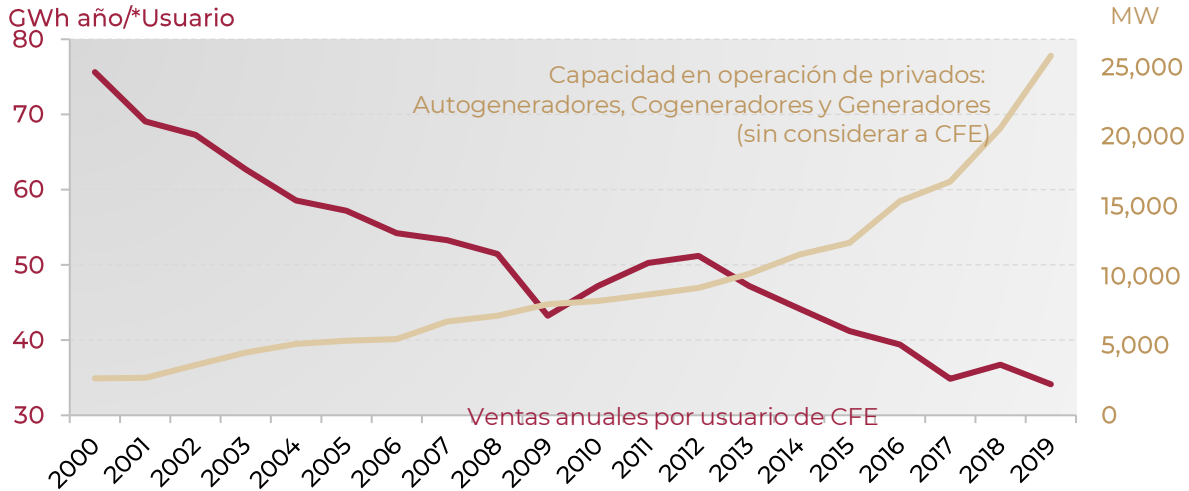
La participación privada a través del autoabastecimiento, la cogeneración y generación ha implicado para la CFE una pérdida de grandes consumidores industriales. Esto se ha reflejado en una caída del consumo medio por usuario del servicio de energía eléctrica en alta tensión de la CFE.

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.

En el **Gráfico 35** se puede apreciar que durante el periodo 2000-2019 las ventas por usuarios industriales (mediana empresa y gran industria) muestran una tendencia a la baja (eje izquierdo), mientras que la capacidad de autoabastecimiento, cogeneración y generación ha venido cada vez más en aumento, al grado que estas variables han presentado un comportamiento muy divergente a partir de 2013.



Gráfico 35. Ventas por usuarios industriales de CFE y Capacidad de Generación privada

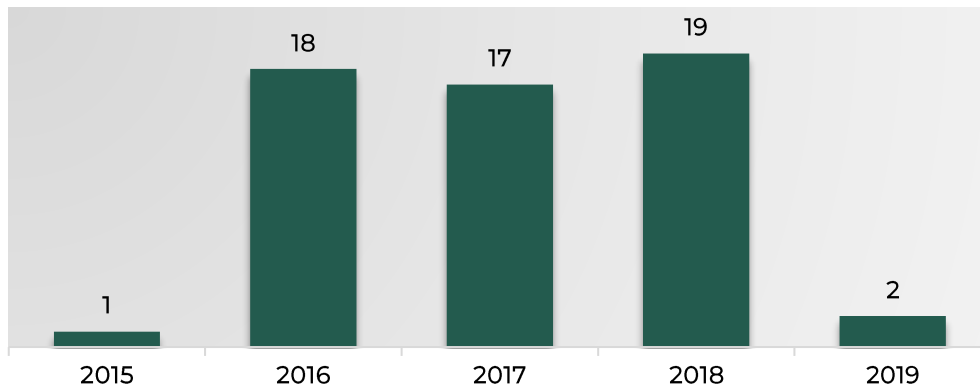


Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE. Preliminar.
* Usuarios al final de cada periodo

4.6 SUMINISTRO CALIFICADO

El Suministro Calificado se define como el Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados⁶¹. Por ello, a partir del inicio del Mercado Eléctrico Mayorista en 2016, diferentes empresas privadas realizaron gestiones para constituirse como Suministradores de Servicios Calificados y el primer paso fue solicitar ante la CRE el permiso para ello. En el Gráfico 36 se puede observar la evolución en el otorgamiento de permisos para Suministro Calificado entre 2015 y 2019.⁶²

Gráfico 36. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE por año



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE

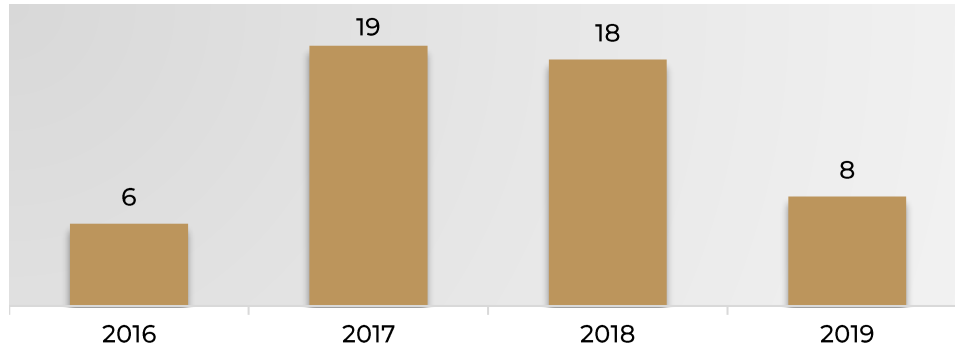
⁶¹ Artículo 3 fracción L de la Ley de la Industria Eléctrica

⁶² Ver Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision>



Además, los Suministradores de Servicios Calificados requieren firmar un contrato de participante en el MEM con el CENACE, por lo que en el **Gráfico 37** se puede observar la evolución de los contratos firmados por Suministradores Calificados con el CENACE entre 2016 y 2019.⁶³

Gráfico 37. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

El total de ventas de energía eléctrica (energía inyectada al sistema) en el MEM durante 2019 como parte del Suministro Calificado ascendió a 573.5 GWh (incluye las pérdidas técnicas y no técnicas), cifra inferior en 17.7% a la registrada en 2018 (697 GWh), y que representó el 0.26% de las ventas totales de electricidad de CFE Suministro Básico en 2019.

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 a partir de 2017, se requería tener una demanda de 1 MW para poder solicitar el registro de Usuario Calificado, en congruencia con lo establecido por el artículo Décimo Quinto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica.

De acuerdo con los datos de la Comisión Reguladora de Energía al cierre de 2019, se tenían registrados 387 Usuarios Calificados con constancia de inscripción⁶⁴. Además, la CRE tenía en proceso de evaluación 37 solicitudes admitidas a trámite para el registro de Usuarios Calificados⁶⁵.

⁶³ CENACE, Participantes del Mercado Eléctrico [https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2019/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2019\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2019/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2019).pdf)

⁶⁴ Lista de inscripciones en el Registro de Usuarios Calificados https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/540653/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_Feb20.pdf

⁶⁵ Solicitudes admitidas a trámite para el Registro de Usuarios Calificados https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/540652/SOLICITUDES_ADMITIDAS_A_TR_MITE_PARA_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_Feb20.pdf



La migración de los usuarios hacia Suministro Calificado es opcional para buscar diferentes opciones de precio y servicio en el suministro de electricidad. Por lo que, al cierre de 2019, 387 Usuarios Calificados ya podían elegir a cualquiera de los Suministradores de Servicios Calificados para adquirir el servicio de energía eléctrica.

4.7 TARIFAS ELÉCTRICAS REGULADAS

De acuerdo con el artículo 3, fracciones XLIX y LIII, de la Ley de la Industria Eléctrica, el Suministro Básico se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado; mientras que las Tarifas Reguladas son las contraprestaciones establecidas por la CRE para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Por su parte, los artículos 138 y 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) facultan a la CRE para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas, así como para aplicarlas y determinar las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico, atribución que antes estaba en manos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)⁶⁶. Además, la CRE debe publicar las memorias de cálculo usadas para determinar dichas tarifas y precios.

4.7.1 Esquema Tarifario en 2019

El 27 de diciembre de 2018, a través del Acuerdo A/064/2018, la CRE emitió la metodología y criterios a considerar para el cálculo y ajuste de las Tarifas Finales del Suministro Básico aplicables durante 2019. Además, a través del Acuerdo A/063/2018, de la misma fecha, se determinó el criterio de aplicación de las tarifas del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; se determinaron las tarifas reguladas de los servicios de transmisión, distribución, operación del CENACE, operación de CFE SSB y de los servicios conexos no incluidos en el MEM, a aplicarse a partir de 2019.

Adicionalmente, para el establecimiento de las tarifas finales de suministro básico de 2019 se consideró la política establecida por el nuevo Gobierno Federal en el capítulo III Economía del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, donde se determinaron las bases para la planeación económica del país, en particular para tarifas eléctricas se planteó que “No habrá incrementos de impuestos en términos reales ni aumentos a los precios de los combustibles por encima de la inflación. Tanto estos como las tarifas eléctricas se reducirán hacia mediados del sexenio, cuando se completen las obras de la nueva refinería de Dos Bocas, rehabilitación de las ya existentes y la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad”.

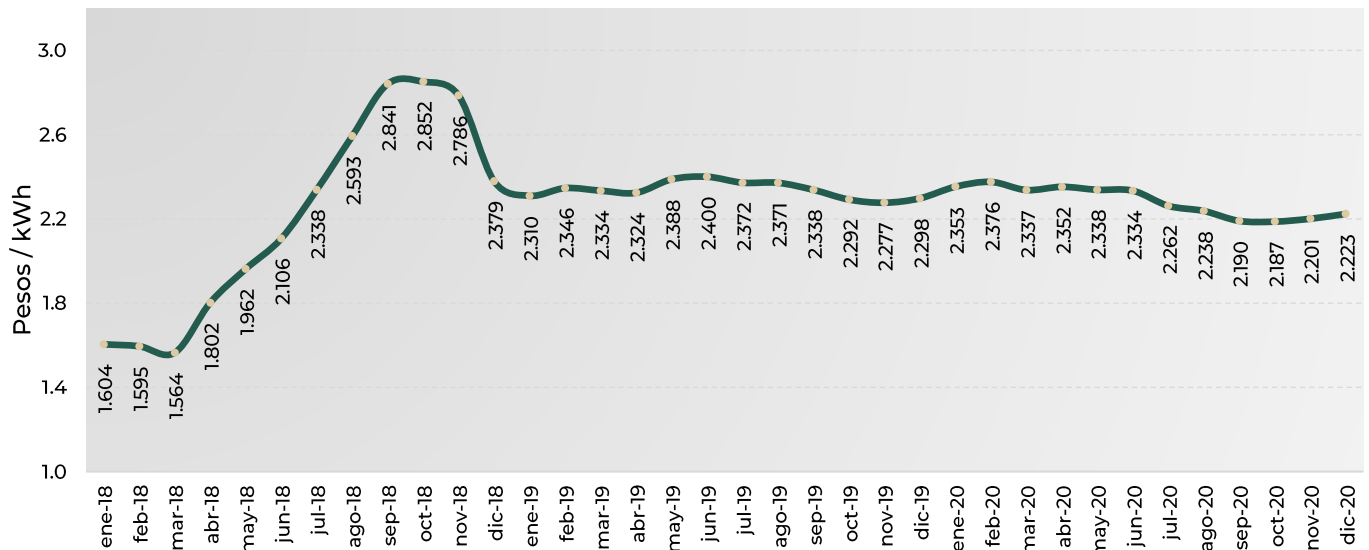
Además, el 16 de diciembre de 2019, la CRE aprobó el Acuerdo A/038/209 por el que se expidió la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales que aplicarán a la EPS CFE SSB, a partir del 1 de enero de 2020. En esta misma fecha, la CRE aprobó el Acuerdo A/039/2019 por el que se determinó continuar con la

⁶⁶ De conformidad con los artículos 139 y Transitorio Vigésimo Primero de la Ley de la Industria Eléctrica, y Transitorio Sexto del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, durante el periodo enero-noviembre de 2017 se continuaron aplicando las disposiciones emitidas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica relativas a contratación, tarifas, medición, facturación y demás conceptos relacionados con el suministro y venta de energía eléctrica, las cuales estuvieron vigentes hasta concluir dicho periodo, ya que en diciembre de ese año entró en vigor el nuevo esquema tarifario expedido por la CRE.

extensión de la vigencia del periodo tarifario inicial del Servicio Público de Transmisión y distribución de energía eléctrica; actualiza los factores de eficiencia en costos establecidos en el Anexo C del Acuerdo A/074/2015 y determinó las trisas reguladas de los Servicios de Transmisión, Distribución, operación del CENACE, operación de CFE SSB y de los Servicios Conexos no Incluidos en el MEM aplicables del 1 de enero al 31 de diciembre del 2020.

El artículo 139 de la LIE primer párrafo señala que la CRE debe publicar las memorias de cálculo usadas para determinar las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico, por lo que el **Gráfico 38** presenta la Tarifa media nacional estimada por la CRE sin considerar tarifas subsidiadas (en el sector doméstico y agrícola) a partir de la metodología establecida en los Acuerdos A/064/2018 y A/038/2019. En el **Gráfico 38** se puede apreciar que durante 2018 se obtuvieron importantes incrementos en la tarifa media y que a partir de diciembre de el mismo año se redujo y mantiene una ligera tendencia decreciente.

Gráfico 38. Tarifa media nacional estimada con base en la metodología establecida en los Acuerdos A/064/2018 y A/038/2019 de la CRE (pesos/kWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información de la CRE, Memorias de cálculo de tarifas de suministro básico. Las Tarifas Medias estimadas por la CRE resultan de la metodología establecida en los A/064/2018 y A/038/2019, y pueden presentar diferencias con las de CFE en su Catálogo de Ventas

<https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

Nota. No incluye las tarifas medias de los sectores doméstico ni agrícola.

4.7.2 Tarifas subsidiadas

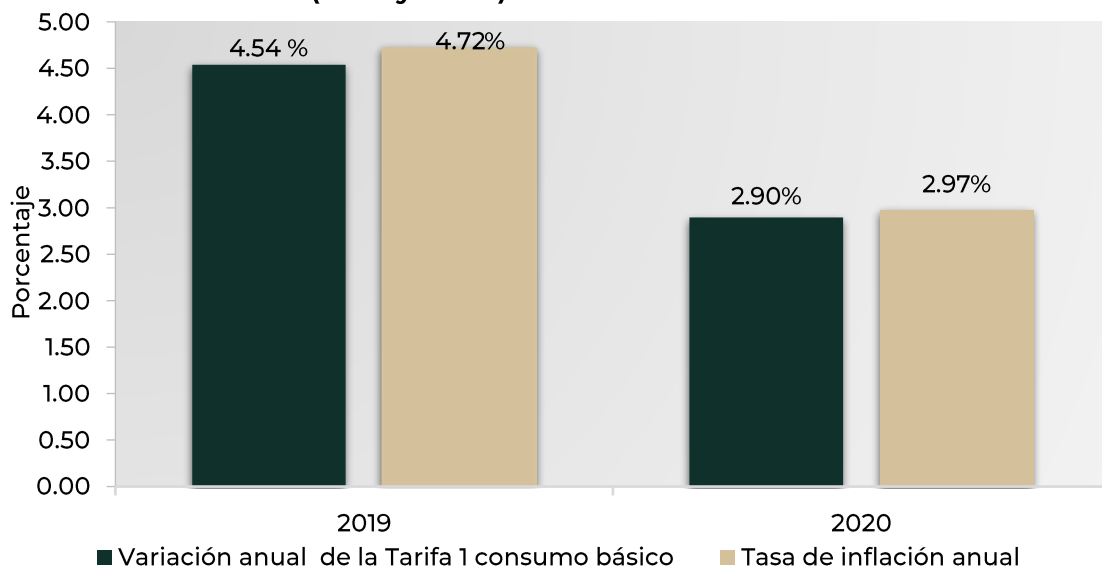
De conformidad con el artículo 139, segundo párrafo de la LIE, el 28 de diciembre de 2018 la SHCP publicó el Acuerdo 134/2018 que modifica el diverso por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, el cual establece que se aplique un factor de ajuste mensual a los cargos de las tarifas finales de dichos usuarios, con la finalidad de mantener en términos reales del nivel de las tarifas finales del suministro básico de energía eléctrica para uso doméstico, y al mismo tiempo que los suministradores

de servicios básicos se encuentren en posibilidad de cubrir sus costos y continuar con la provisión oportuna y suficiente del servicio.

La mayor parte de los usuarios domésticos y agrícolas (representan casi el 88% del total de usuarios) no registraron incrementos en términos reales en las tarifas que pagaron entre enero y diciembre de 2019, mientras que para los productores acuícolas se mantuvo el descuento de 50% sobre la tarifa determinada por la CRE.

A continuación, el **Gráfico 39** muestra como ejemplo la comparación de la tarifa 1 para uso doméstico (Consumo Básico que se encuentra subsidiada) con la inflación, obtenida de la variación anual del Índice nacional de Precios al Consumidor (INPC) al mes de noviembre de los años 2018 y 2019, respectivamente. Lo anterior a efecto de mantener consistencia con el ajuste mensual aplicado a dicha tarifa a partir de 2019 en la cual se puede apreciar que el nivel de las tarifas de uso doméstico (sin incluir Doméstica de Alto Consumo) se ha mantenido en términos reales.

Gráfico 39. Variación acumulada anual de la tarifa 1 para uso doméstico en Consumo Básico (2019 y 2020) vs Tasa de inflación anual



Fuente: Elaborado por SENER con datos del INPC (Índice base segunda quincena de julio 2018 = 100) mensual de INEGI y los valores de la Tarifa Doméstica 1 Rango Básico, publicados por CFE Suministrador de Servicios Básicos. El INPC se puede consultar en la siguiente liga:

[https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/Estructura.aspx?idEstructura=112001300020&T=%C3%8Dndices%20de%20Precios%20al%20Consumidor&ST=Principales%20%C3%ADndices%20\(mensual\)](https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/Estructura.aspx?idEstructura=112001300020&T=%C3%8Dndices%20de%20Precios%20al%20Consumidor&ST=Principales%20%C3%ADndices%20(mensual)).

La tarifa doméstica 1 Rango Básico se pueden consultar en la siguiente liga:

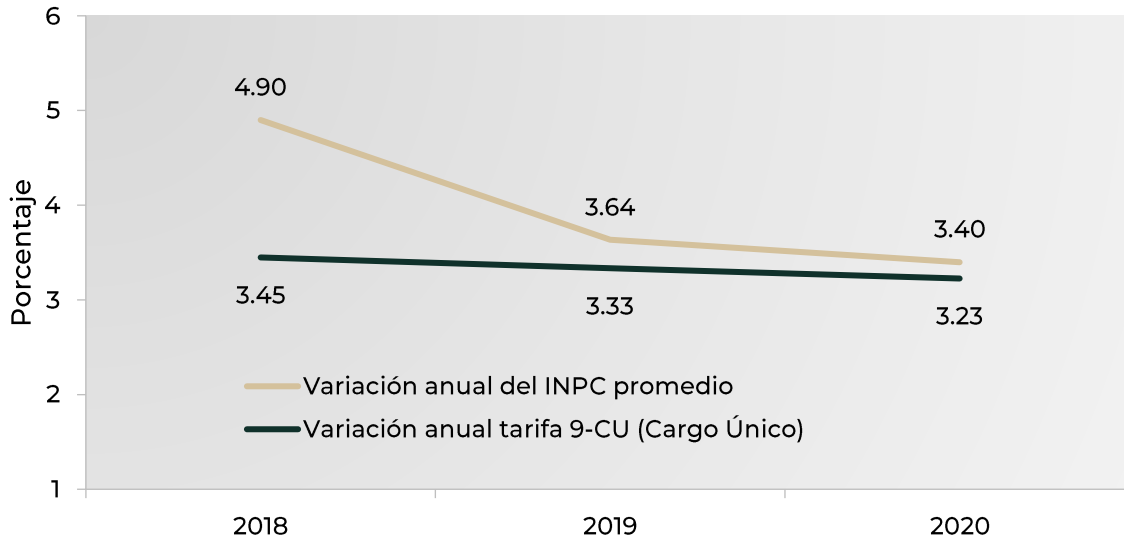
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Acuerdos/AcuerdosCasa.aspx>

Nota: Las cifras de inflación con las que se compara la variación de la Tarifa Doméstica 1 Rango Básico en 2019 y 2020 están basadas en la variación anual del INPC al mes de noviembre de los años 2018 y 2019, respectivamente. Lo anterior a efecto de mantener consistencia con el ajuste mensual aplicado a dicha tarifa a partir de 2019, el cual se basa en la variación del INPC al mes de noviembre del año inmediato anterior a dicho ajuste, en términos de lo establecido en el Acuerdo 134/2018, "Acuerdo que modifica el diverso por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos", publicado por la SHCP en el DOF el 28 de diciembre de 2018.



Por su parte, el **Gráfico 40** muestra la tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con Cargo Único (9-CU), la cual es parte de las diferentes medidas que se han instrumentado a favor de los productores agrícolas, en comparación con la inflación (INPC). En ella se puede observar que dicha tarifa ha registrado ligeros incrementos, pero siempre por debajo de la inflación.

Gráfico 40. Comparación de la variación de la Tarifa 9 - CU (Cargo Único) para bombeo de agua para uso agrícola con la variación de la inflación



Fuente: Elaborado por SENER con datos del INPC de INEGI y los valores de la Tarifa 9 Cargo Único para bombeo de agua para uso agrícola, publicados por CFE Suministrador de Servicios Básicos. La variación del INPC es promedio anual. El INPC se puede consultar en la siguiente liga:

[https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/Estructura.aspx?idEstructura=112001300020&T=%C3%8Dndices%20de%20Precios%20al%20Consumidor&ST=Principales%20%C3%ADndices%20\(mensual\)](https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/Estructura.aspx?idEstructura=112001300020&T=%C3%8Dndices%20de%20Precios%20al%20Consumidor&ST=Principales%20%C3%ADndices%20(mensual)).

La tarifa 9-CU se puede consultar en la siguiente liga:

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/AgricolaCargoUnico.aspx>

Nota: Ambas variaciones están acordes con el año reportado, pues la tarifa 9 CU no se ajusta con la inflación, sino que se le aplica un incremento anual de 0.02, pesos/kWh de consumo, en concordancia con el Acuerdo 124/2017 "Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales de suministro básico de estímulo 9-CU y 9 -N", emitido por la SHCP. En este sentido la gráfica de la variación de la tarifa 9-N es la misma que la reportada para la tarifa 9-CU.



5 DEMANDA Y CONSUMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente apartado se proporciona información respecto a la Demanda y Consumo en el Sistema Eléctrico Nacional durante 2019, así como sus tendencias en los últimos años, en particular, de 2010 a 2019. En las siguientes figuras se describen elementos relevantes sobre Demanda y Consumo Bruto.

Demanda (MWh/h):

Potencia requerida en un momento determinado para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los usuarios en un sistema, y ésta varía en cada hora del día, semana, mes y año, por lo que es fundamental llevar su registro detallado y pronosticar su comportamiento para prevenir las condiciones en el Suministro Eléctrico.

Consumo Bruto (GWh):

Es la integración de los consumos totales de electricidad en el sistema eléctrico: ventas, usos propios, transmisión de electricidad a otras localidades, pérdidas técnicas y no técnicas de energía que permiten controlar los requerimientos de generación.

Por otro lado, para facilitar la comprensión de los datos incluidos en este apartado, es importante tomar en cuenta que el control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está a cargo del CENACE. En ese sentido, como parte de las actividades para efectuar dicho control, el CENACE divide al país en ocho Gerencias Regionales de Control (GRC) y dos Subgerencias de Control. Siete de las ocho GRC integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN): Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN), cuyos centros de control están ubicados en las ciudades de México, Puebla, Zapopan, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida. Por su parte, la GRC Baja California (BCA), ubicada en Mexicali, no está interconectada con el resto del país y desde ésta se administra la Subgerencia de Control Santa Rosalía y la Subgerencia de Control La Paz.⁶⁷ En el **Mapa 10** se presenta la división del SEN por Gerencias Regionales de Control y Subgerencias de Control.

⁶⁷ De conformidad con lo establecido en el Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de abril de 2018:
[https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CENACEOrganizacion/\(DOF%202018-0420%20CENACE\)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CENACEOrganizacion/(DOF%202018-0420%20CENACE)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf)

Mapa 10. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: PRODESEN 2020-2034.

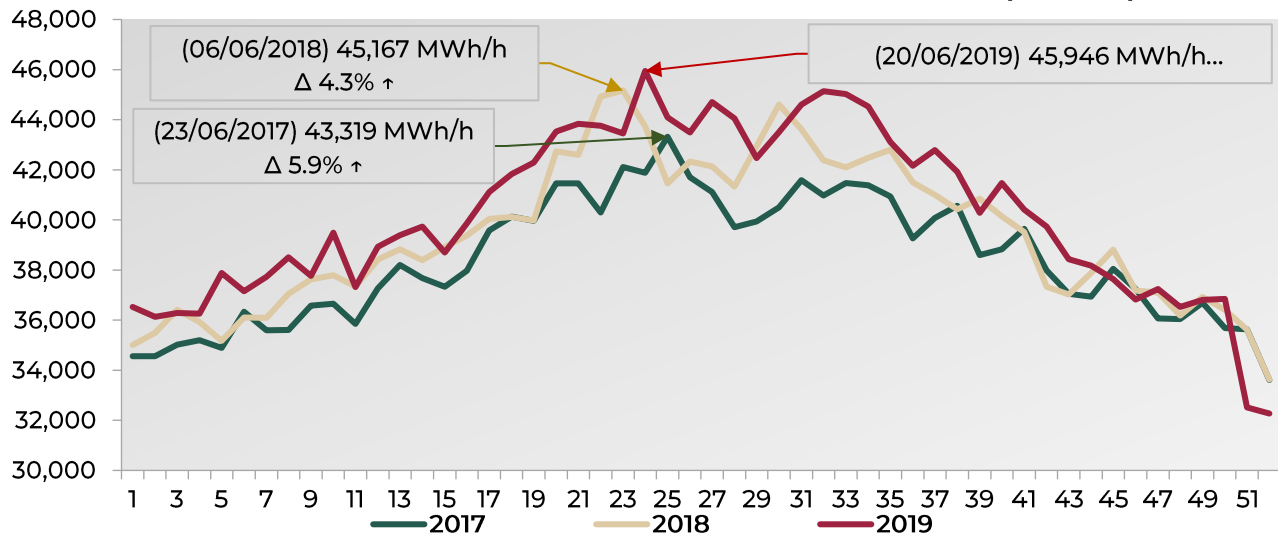
5.1 DEMANDA MÁXIMA BRUTA

La demanda máxima bruta o carga pico de cualquier sistema eléctrico (incluye los usos propios de las centrales) es el requerimiento instantáneo de potencia más alto y, generalmente, es la resultante de condiciones temporales. Una de sus características es su estacionalidad, ya que se incrementa en temporada de verano de cada año, principalmente por el efecto del uso de equipos de aire acondicionado en zonas con clima caluroso. Su importancia radica en el hecho de que la capacidad de generación debe ser suficiente en todo momento para cubrir dicha demanda.

La demanda máxima bruta coincidente es la suma de las demandas registradas en las gerencias 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 Gerencia de Control Regional debido a que ocurren en momentos diferentes.

La demanda máxima bruta coincidente en el SIN se presenta típicamente en el periodo de junio a agosto de cada año. Como se observa en el **Gráfico 41**, en 2019 la demanda máxima bruta coincidente en el SIN se presentó el 20 de junio y alcanzó un valor de 45,946 MWh/h, lo que representó un incremento de 1.7% en relación con la máxima registrada el 6 de junio de 2018 (45,167 MWh/h).



Gráfico 41. Demanda Máxima Bruta Semanal en el SIN (MWh/h)


Fuente: SENER con datos del CENACE.

De manera particular, durante 2019 el Sistema Baja California Sur registró un incremento del 7.2% en su demanda máxima con relación a 2018, presentando el mayor aumento de los Sistemas Interconectados del país. Mientras que las Gerencias de Control con los mayores incrementos fueron: Noroeste (11.6%), Peninsular (9%) y Noreste (5.5%). En la **Tabla 39** se presenta la demanda máxima bruta por Sistema Interconectado y Gerencia de Control Regional.

Tabla 39. Demanda Máxima Bruta en 2019 (MWh/h)

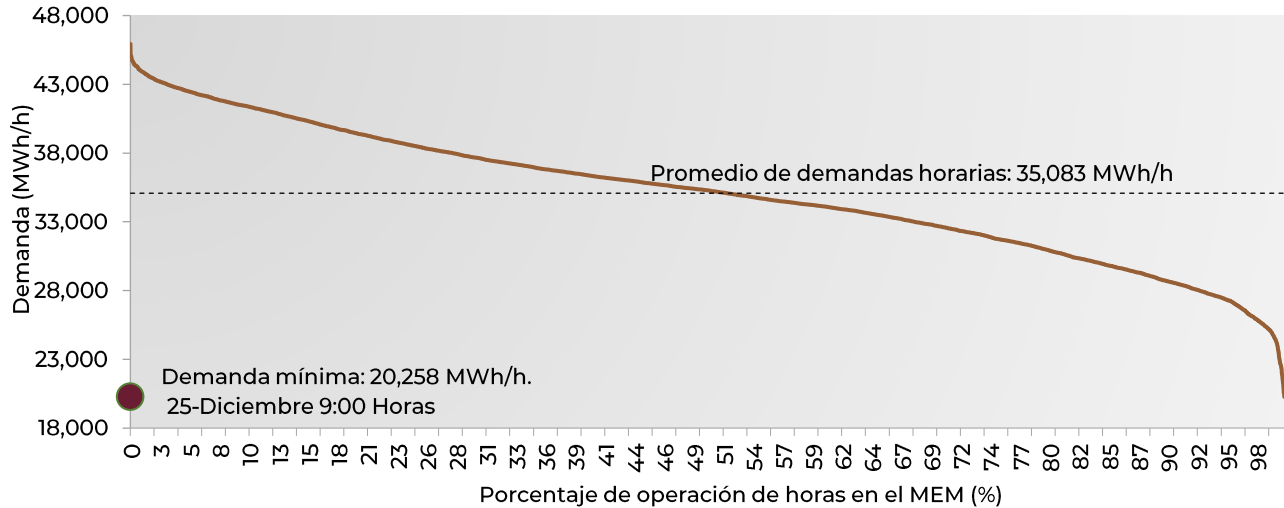
Sistema/Gerencia de Control Regional	Demanda Máxima	
	2019 (MWh/h)	Crecimiento anual (%)
SIN	45,946	1.70%
NOR	5,310	11.60%
PEN	2,246	9.00%
NES	9,707	5.50%
NTE	4,851	4.60%
ORI	7,923	4.30%
CEL	8,754	-0.60%
OCC	10,096	-2.70%
BCA	2,887	0.80%
BCS	536	7.20%

Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

Con respecto a la duración de la demanda horaria en 2019, el **Gráfico 42** muestra la curva de duración para el SIN, donde se observa que las demandas máxima y mínima en dicho sistema fueron de 45,946 MWh/h y 20,258 MWh/h, respectivamente. Alrededor del 0.01% del tiempo la demanda fue superior a 45,167 MWh/h, cifra correspondiente a la demanda máxima observada en 2018, mientras que el 90% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 28,650 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 35,083 MWh/h.



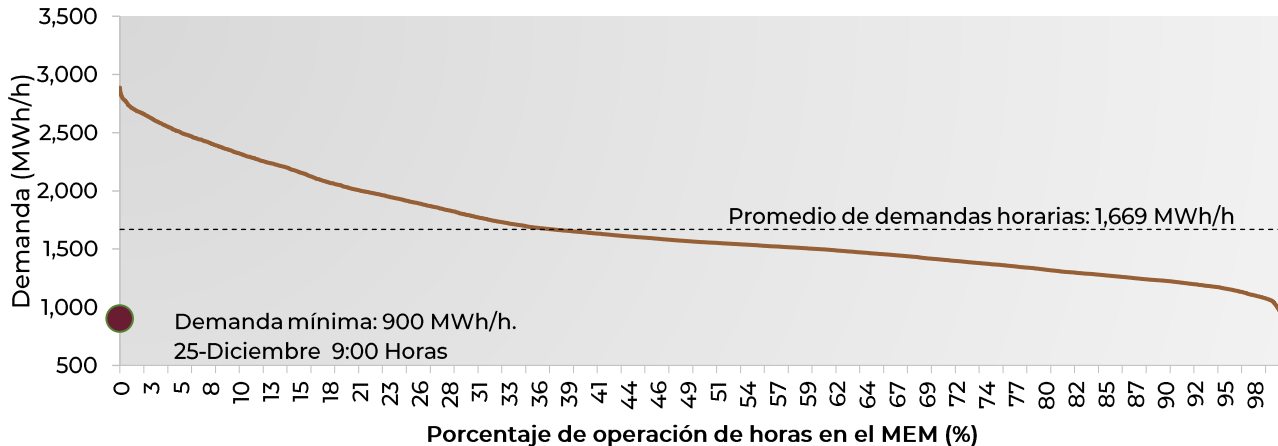
Gráfico 42. Curva de Duración de la Demanda del SIN en 2019 (MWh/h)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

El Gráfico 43 presenta la curva de duración de la demanda para el Sistema BCA. Durante 2019 la demanda máxima y mínima de dicho sistema fueron de 2,887 MWh/h y 900 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 0.01% del tiempo la demanda fue superior a 2,863 MWh/h, cifra correspondiente a la demanda máxima observada en 2018, mientras que alrededor del 90% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 1,226 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 1,669 MWh/h.

Gráfico 43. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCA en 2019 (MWh/h)

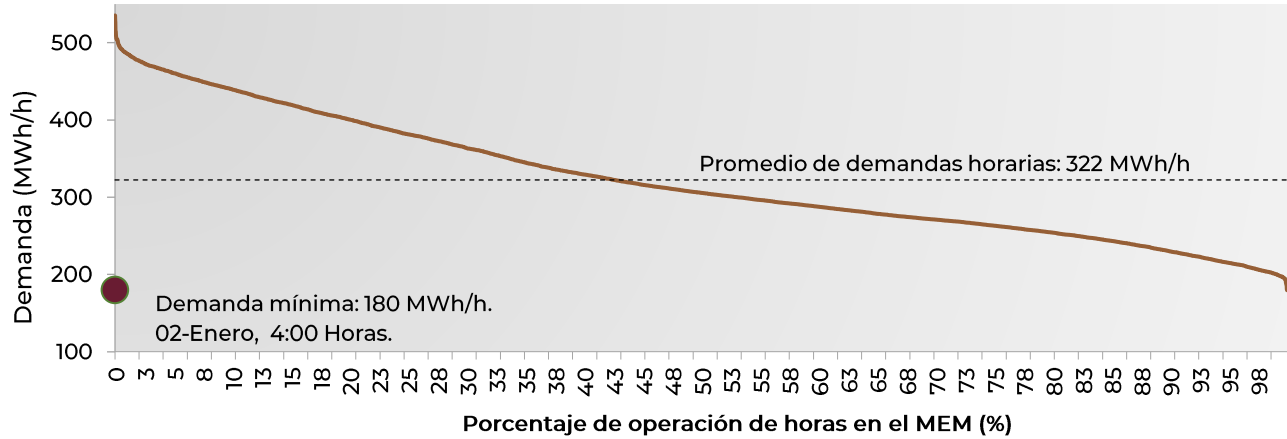


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Por su parte, el Gráfico 44 expone la curva de duración de la demanda en el Sistema Baja California Sur (BCS) -sin incluir Mulegé-. La demanda máxima y mínima de ese sistema durante 2019 fue de 536 MWh/h y 180 MWh/h, respectivamente. De acuerdo con los resultados, alrededor de 90% del tiempo la demanda de BCS fue superior a 230 MWh/h, mientras que alrededor del 0.26% del tiempo la demanda presentó valores por encima de los 500 MWh/h, que fue la demanda máxima registrada en 2018. El promedio de la demanda fue de 322 MWh/h.



Gráfico 44. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCS en 2019 (MWh/h)

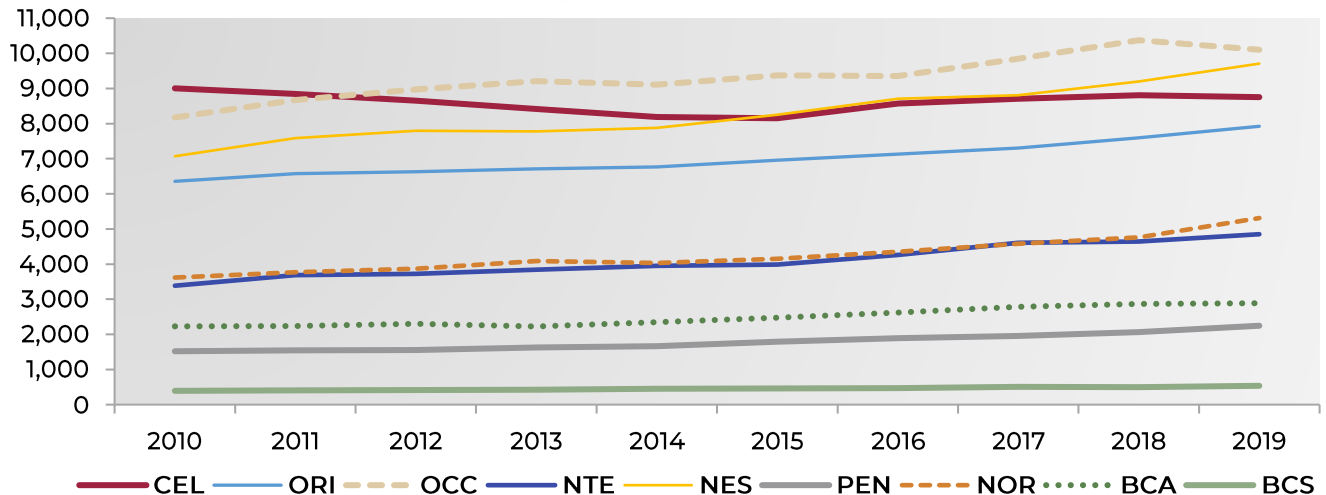


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

5.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Debido a que la energía eléctrica aún no puede almacenarse en grandes cantidades con costos razonables, las fluctuaciones de carga de cualquier sistema eléctrico deben estar coordinadas con su generación. Por tal motivo, los registros de demanda son indispensables para la toma de decisiones en la operación y el desarrollo del parque de generación en el país. De este modo, en el Gráfico 45 se observa la evolución de la demanda máxima bruta anual durante el periodo 2010-2019 por cada una de las Gerencias de Control del SEN.

Gráfico 45. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Gerencia de Control Regional (MWh/h)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.



En el período 2010-2019 el Sistema Interconectado con la mayor tasa media de crecimiento anual (TMCA) en su demanda máxima bruta fue Baja California Sur con 3.4%, seguido del SIN con 3.2% y Baja California con 3.1%. Respecto a las Gerencias de Control Regional, la Noroeste registró la mayor TMCA con 4.9%, seguida por Peninsular con 4.6%, Norte con 4.1%, Noreste con 3.5%, Oriental y Occidental, ambas con 2.7%, y la Central con 0.1%.

5.3 CIEN HORAS CRÍTICAS DE DEMANDA MÁXIMA

Con base en información proporcionada por el CENACE, se presenta un análisis del comportamiento de las cien horas de mayor demanda máxima durante el año 2019; en el **Gráfico 46** se muestran las horas del día en las que se presentaron las cien horas de mayor demanda bruta en el SIN; mientras que en el **Gráfico 47** se presenta la frecuencia de ocurrencia por mes.

Gráfico 46. Frecuencia de las cien horas de demanda máxima 2019, SIN

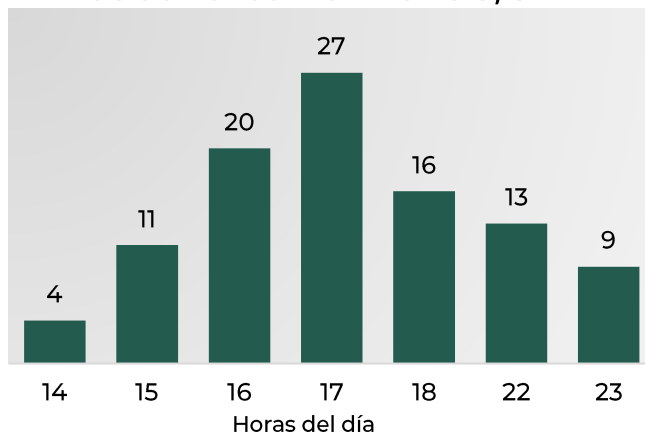
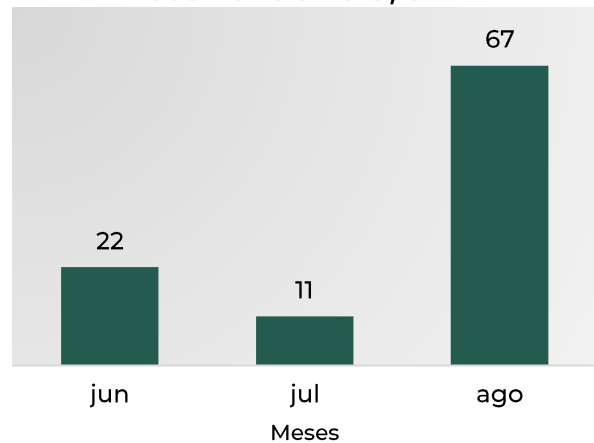


Gráfico 47. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2019, SIN



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En el **Gráfico 46** se observa que el 63% de las horas de demanda máxima se registraron entre las 16 horas y las 18 horas, periodo en el que destacan 27 horas de demanda máxima que ocurrieron a las 17 horas. Por su parte, el **Gráfico 47** muestra que 67 de las 100 horas de mayor demanda ocurrieron en el mes de agosto.

Ambos gráficos, indican que la mayor demanda se presentó durante la tarde, en los meses de verano, en las horas que suelen ser las más calurosas del año, por lo que se incrementa el uso de los equipos de aire acondicionado, los cuales consumen altas cantidades de energía eléctrica y son, comúnmente, la principal causa del pico de demanda. Lo anterior coincide con los registros de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) con respecto a la Temperatura Media Promedio por Entidad Federativa y a Nivel Nacional 2019, que muestran que las temperaturas medias más altas en promedio del país se presentaron durante los meses de junio a agosto de 2019, con un valor máximo en agosto.⁶⁸

⁶⁸ Temperatura Media Promedio por Entidad Federativa y Nacional 2019: <https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%A1da/Pron%C3%B3stico%20clim%C3%A1tico/Temperatura%20y%20Lluvia/TMED/2019.pdf>



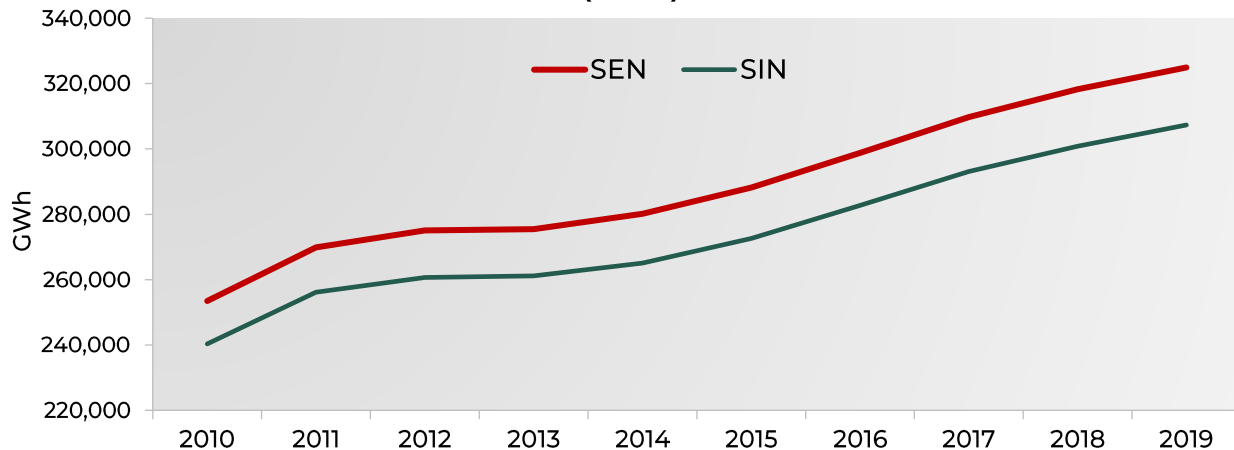
El PRODESEN 2020-2034, en su escenario de planeación, estima que la demanda máxima integrada en el SIN tendrá un crecimiento medio anual (TMCA) de 2.7% durante los próximos quince años. No obstante, dicho documento reduce la estimación de la TMCA de la demanda máxima integrada en el SIN al 2.5% en su escenario de planeación, en el que se consideran los efectos de la contingencia sanitaria causada por el virus SARS-COV2 que provoca la enfermedad denominada COVID-19.

5.4 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo bruto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, así como por los usos propios de Transportistas, Distribuidores y Generadores.

El **Gráfico 48** muestra la evolución del consumo bruto anual en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo 2010-2019, en el que se observa una tendencia creciente. La TMCA registrada para el SEN y el SIN fue de 2.9% en ambos casos, alcanzando en 2019 valores de 324.9 TWh y 307.3 TWh, respectivamente. Asimismo, en 2019 el SEN tuvo un crecimiento de 2.1% con respecto a 2018, en tanto que en el SIN fue de 2.2%.

Gráfico 48. Evolución del Consumo Bruto Anual SEN y SIN periodo 2010-2019 (GWh)

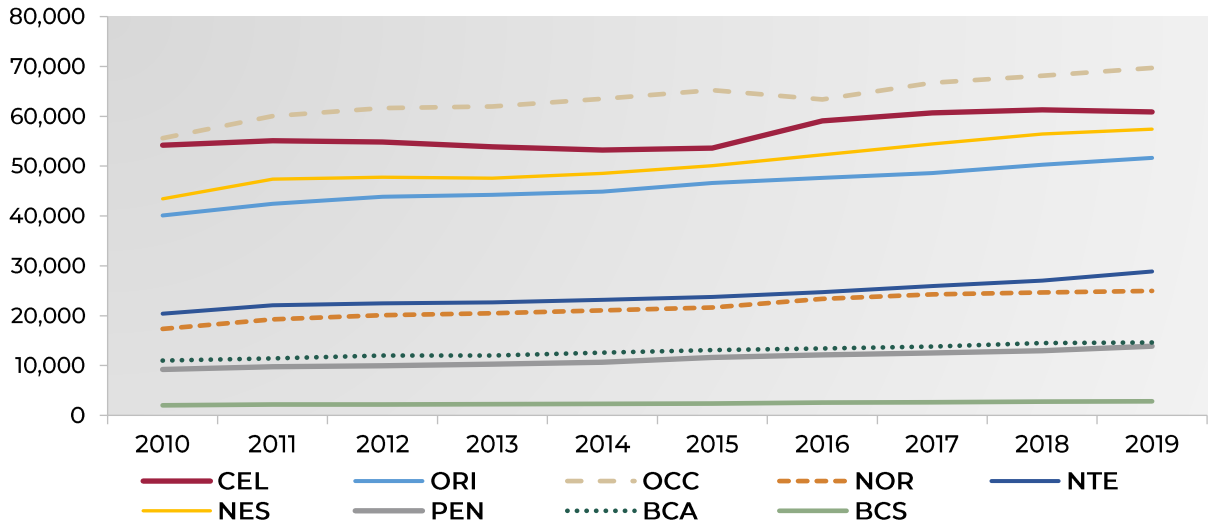


Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y del CENACE.

En el **Gráfico 49** se observa la evolución del Consumo Bruto Anual de Energía Eléctrica por Gerencia de Control Regional en el periodo 2010 a 2019, donde se puede distinguir que las áreas con mayor consumo bruto de energía eléctrica en el país son la Occidental, Central y Noreste, mientras que las de menor consumo son Baja California Sur, Peninsular y Baja California.



Gráfico 49. Evolución del Consumo Bruto Anual por Gerencia de Control Regional. Periodo 2010-2019 (GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En el periodo 2010-2019 las gerencias de control que observaron las TMCA más altas en su consumo bruto fueron Peninsular con 4.2%, Norte con 4.0% y Noroeste con 3.9%, mientras que las gerencias que registraron el menor crecimiento son Central con 1.6%, seguido de Oriental y Baja California, ambas con 2.8%.

En 2019 las gerencias de control que presentaron el mayor incremento del consumo bruto con respecto a 2018 son Norte con 6.9% y Peninsular con 6.8%, mientras que aquéllas con el menor crecimiento son Central con -0.7%, Baja California con 0.6% y Noroeste con 1.1%.

De conformidad con el PRODESEN 2020-2034, en su escenario de planeación que contempla los próximos quince años, se estima que el consumo bruto en el SEN y en el SIN tendría un crecimiento medio anual de 2.7% en ambos sistemas. No obstante, derivado de la contingencia sanitaria causada por el virus SARS-COV2, en el referido escenario se estima un crecimiento medio anual en el consumo bruto de 2.5% para el SEN y de 2.4% para el SIN.



6 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN

El artículo 26 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece las bases para el desarrollo nacional a través de un Plan Nacional de Desarrollo (PND), al que se sujetarán los programas de la Administración Pública Federal. Por ello, en el PND 2019-2024 se enlistan los principios rectores de su propuesta y los objetivos que se propone alcanzar, así como los medios para lograrlo.

Asimismo, la Ley de la Industria Eléctrica especifica que la planeación del Sector Eléctrico Nacional (SEN) se establece en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), mismo que 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.

6.1 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN

El **Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024**⁶⁹, se publicó el 12 de julio de 2019 en el Diario Oficial de la Federación (DOF), y entre sus principales objetivos en el área de Economía destaca:

- Detonar el crecimiento económico,
- Mantener las finanzas sanas,
- Rescatar al sector energético para que vuelva a operar como palanca del desarrollo nacional,
- Impulsar la reactivación económica, el mercado interno y el empleo,
- Alentar la inversión privada, tanto la nacional como la extranjera, y
- Establecer un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

Como parte del **Rescate del Sector Energético**, se considera de importancia estratégica el rescate de PEMEX y de CFE, para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional. Por lo que resulta prioritario la modernización de las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado, en particular las hidroeléctricas, así como la revisión de su carga fiscal. La nueva política energética considera el impulso al desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella.

Además, los principios de la nueva política energética en materia de electricidad se plasmaron en el **Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033** publicado en la página electrónica de la SENER⁷⁰ el 14 de junio de 2019. Entre los principios y acciones prioritarias establecidas en dicho PRODESEN destacan las siguientes:

⁶⁹ Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024:
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019

⁷⁰ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019- 2033:
<https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>



- Soberanía, seguridad energética nacional y sostenibilidad.
- Reintegración y fortalecimiento operativo, financiero y tecnológico de las empresas productivas del Estado y apoyo a los productores privados para impulsar la seguridad energética y el desarrollo nacional.
- Garantizar el suministro de energía eléctrica conforme al crecimiento económico del país en condiciones de calidad, cantidad y mejor precio para el consumidor.
- Aplicar para la Empresa Productiva del Estado (CFE) todas las regulaciones que se aplican a los productores privados, para asegurar competencia, equidad e igualdad de condiciones.
- Es necesaria la recuperación de las capacidades en materia de transmisión y distribución de electricidad.
- Aumentar la generación eléctrica con energías limpias y renovables, y cumplir con los compromisos internacionales en relación con el cambio climático y reducción de emisiones.
- La coordinación entre la SENER y la Comisión Reguladora de Energía deberá incorporar en sus lineamientos para autorizaciones y permisos, los criterios para que éstos sean congruentes con la política energética nacional.
- Establecer un equilibrio responsable en las tarifas eléctricas en relación con los costos, tanto del porteo (transmisión-distribución), como del respaldo de generación; así como de los precios de los combustibles.
- Hacer uso óptimo de la infraestructura de generación de la Empresa Productiva del Estado, especialmente para abastecer al Suministro Básico.
- El Distribuidor garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución (RGD) dentro de los límites actuales de capacidad.
- Garantizar el acceso al servicio eléctrico universal, eficiente, de calidad y confiable a todos los mexicanos.
- Reconocer a la Empresa Productiva del Estado CFE su contribución a la generación nacional de electricidad con energías limpias, para que apliquen los mismos criterios administrativos y financieros que los demás productores privados.

El PRODESEN 2020-2034⁷¹ fue publicado en la página de la SENER el 31 de enero de 2021, en congruencia con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, cuyo propósito estratégico es garantizar el suministro básico de electricidad, así como la recuperación de la capacidad de generación de la CFE. Para lo anterior, la Secretaría de Energía determinó proyectos estratégicos de infraestructura en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas, con el objetivo de fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica y asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

6.2 EJERCICIO 2019

A partir de 2019 se replantearon los objetivos de política energética nacional, se concibió la visión de la nueva Administración para el sector eléctrico y se desarrolló el PRODESEN 2019-2033.

⁷¹ <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

6.2.1 Indicadores para dar seguimiento a la evolución de la Industria Eléctrica Nacional en 2019

Con el objetivo de dar seguimiento a las tendencias y evolución de la Industria Eléctrica Nacional, con la información disponible para el ejercicio 2019, se continuó reportando el valor de los siguientes indicadores:

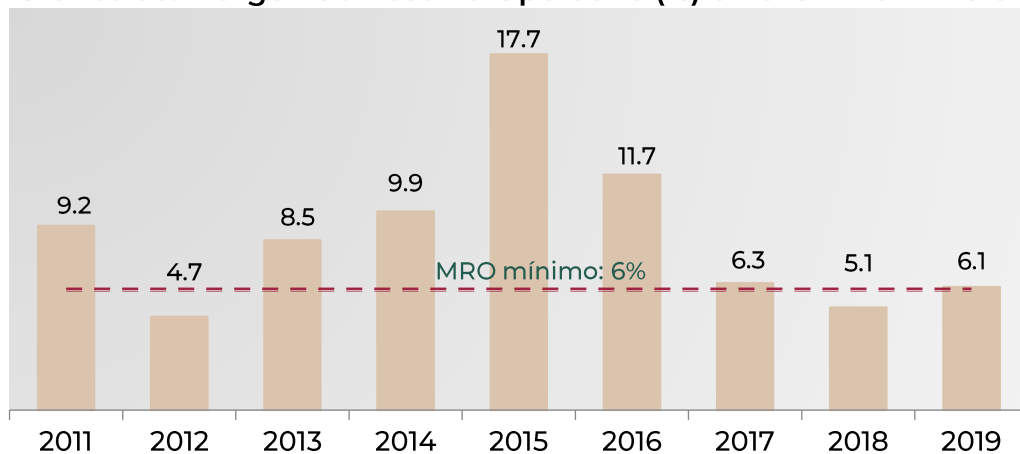
6.2.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO)

El Margen de Reserva Operativo (MRO) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es anual y se calcula como el porcentaje de 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 valor mínimo recomendado es 6% y un valor superior en este indicador implica una mayor confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

$$\text{Margen de Reserva Operativo} = \frac{(\text{Capacidad efectiva bruta disponible} - \text{capacidad indisponible}) * 100}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}}$$

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 anual, al igual que la demanda máxima bruta coincidente, se registra normalmente entre los meses de junio y julio, aunque hay excepciones en las que se presenta en el mes de agosto. En el **Gráfico 50** se presenta la evolución anual del Margen de Reserva Operativo en el SIN para el periodo de 2011 a 2019.

Gráfico 50. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN 2011 - 2019



Fuente: SENER con datos del CENACE.

En los últimos años el MRO en el SIN registró regularmente valores por arriba del nivel mínimo recomendado de 6%, con una tendencia ascendente de 2012 a 2015, mientras que de 2016 a 2018 su trayectoria disminuyó y en el ejercicio 2019 tuvo un ligero incremento para alcanzar un valor de 6.1%.

No obstante, los Márgenes de Reserva deberán ser analizados con detalle, derivado de la alta integración de generación renovable, que debido a su intermitencia representa una variable adicional que se tendrá en los



próximos años, con la finalidad de que la integración de dicha generación no cause riesgos a la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

6.2.1.2 Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión

Este indicador es anual y mide la energía eléctrica que se pierde en relación con la electricidad que se recibe en el proceso de distribución que incluye a la Alta Tensión.

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 y transformadores del sistema al paso de la corriente eléctrica, mientras que las segundas se presentan principalmente por el uso ilícito de la energía eléctrica, las fallas de medición y los errores administrativos.

La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$PEE_{AT} = \frac{(E_r - E_e) * 100}{E_r}$$

Donde:

PEE_{AT} = Porcentaje de pérdidas de energía eléctrica con Alta Tensión

E_r = Energía recibida en el proceso de Distribución los últimos 12 meses (año móvil), incluye Alta Tensión.

E_e = Energía entregada por Distribución a los usuarios en diferentes tensiones en los últimos 12 meses (año móvil), incluye Alta Tensión.

Conviene mencionar que durante los últimos años CFE ha llevado a cabo estrategias para abatir las pérdidas de electricidad en el país, para mejorar su operación y brindar un mejor servicio a la población, ya que presenta un área de oportunidad en comparación con las referencias internacionales.

Durante el ejercicio 2019 se realizaron 5 estrategias en las 16 divisiones de distribución para la disminución del indicador de pérdidas:

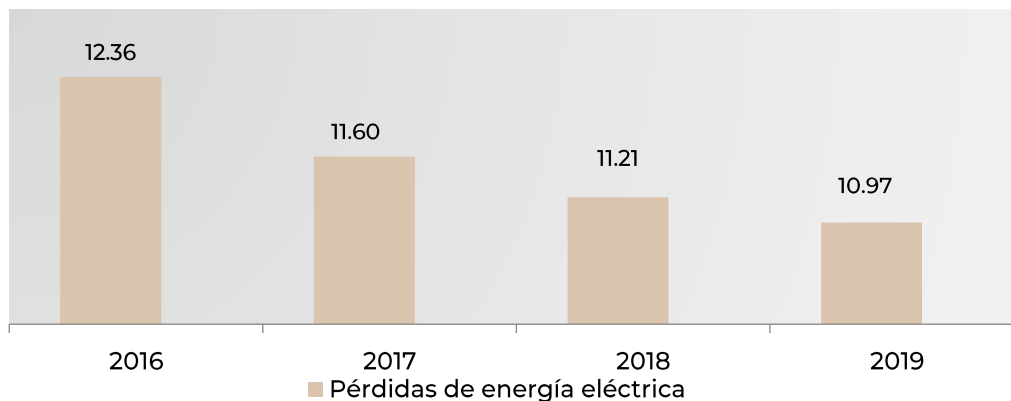
- Aseguramiento de la medición (detección de anomalías)
- Modernización de la medición (sustitución de medidores electromecánicos obsoletos o dañados por electrónicos)
- Fortalecimiento del proceso comercial
- Atención de asentamientos irregulares, y
- Fortalecimiento a la infraestructura eléctrica (recalibración de circuitos e instalación de capacitores para disminuir las pérdidas técnicas).

Respecto al Aseguramiento de la Medición se potencializó el sistema informático, al incrementar los criterios de detección de 76 a 97, lo que permitió a CFE incrementar la efectividad en la detección de anomalías que impiden el correcto registro de la energía en sistemas de medición. Con ello, CFE logró elevar la efectividad en la detección de los lugares donde se tienen pérdidas de electricidad, logrando detectar un 34% más de energía pérdida que lo detectado en el ejercicio 2018 y realizó acciones para su recuperación y control.



Estas estrategias permitieron disminuir las pérdidas de energía eléctrica en Distribución (que incluye Alta Tensión) para pasar de un valor de 11.21% en 2018 a 10.97% en 2019, con una reducción de 0.24 puntos porcentuales. (Ver Gráfico 51).

Gráfico 51. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión (%)



Fuente: SENER con datos de la CFE, Informe anual 2019 (pág. 86) y 2018 (pág. 152):

http://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

Nota: Índice de referencia internacional igual a 8.26% obtenido del Banco Mundial:

<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

Al considerar que en los próximos años se continuará con la aplicación de las citadas estrategias, a futuro se espera obtener una tendencia descendente en el indicador de pérdidas de energía eléctrica.

6.2.1.3 Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI)

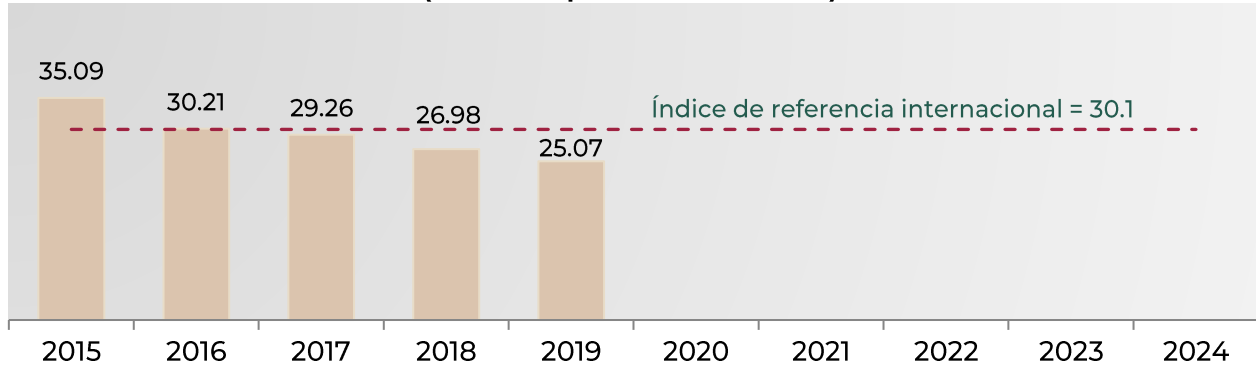
El indicador Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI, System Average Interruption Duration Index, por sus siglas en inglés), representa el tiempo promedio al año que un usuario permanece sin servicio de energía eléctrica debido a una interrupción, medido a partir de 5 minutos de duración y se reporta anualmente.

Conviene mencionar que CFE Distribución adoptó, entre otros, este indicador en 2017 para medir la confiabilidad del sistema eléctrico, el cual está estandarizado a nivel internacional por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE por sus siglas en inglés) y que es empleado por la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

De acuerdo con los datos reportados por CFE Distribución el indicador muestra una tendencia descendente de 2015 a 2019, lo que significa un progreso. Durante 2019, el tiempo promedio que un cliente no dispuso del suministro eléctrico fue de 25.07 minutos, equivalente a una mejora del 7.09% respecto a los 26.98 minutos registrados en 2018, ver Gráfico 52.



**Gráfico 52. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI)
(Minutos por usuario / año)**



Fuente: SENER con datos de Informe Anual CFE 2017, página 11, Informe Anual CFE 2018, página 157, e Informe Anual CFE 2019, página 69.

https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe_anual/InformeAnual2017_CFE_vF-031018.pdf

[http://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-](http://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf)

1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/2/2020-07-20-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2019.pdf

Fuente del Índice de referencia internacional: Consejo de Reguladores de Energía de Europa⁷²

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4> Nota - Se mide en proceso de Distribución y no considera eventos extremos.

⁷² De acuerdo con el Informe Anual de CFE 2019, página 70, con la finalidad de tener un patrón de comparación CFE Distribución obtuvo un índice de referencia internacional de 30.1 minutos/cliente al año para el *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) a partir de los datos reportados por el Consejo de Reguladores de Energía de Europa.



7 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

En el presente capítulo se exponen las estadísticas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y sus resultados observados hasta 2019.

7.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista es operado por el CENACE, en él 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. El Mercado Eléctrico Mayorista comprende los componentes que se muestran en el gráfico siguiente:

Gráfico 53. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en operación en 2019



Fuente: Elaborado por SENER con información de las "Bases del Mercado Eléctrico" (DOF: 8 de septiembre de 2015) y del CENACE.

Nota. Además de los componentes incluidos en el Gráfico, el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista contempla: Subastas de Mediano y Largo plazos, Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y Mercado de Certificados de Energías Limpias, no obstante, dichos mecanismos no operaron durante 2019.

7.2 REGLAS DEL MERCADO

El Mercado Eléctrico Mayorista está regido por las Reglas del Mercado, las cuales comprenden conjuntamente las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.

El desarrollo de las Reglas del Mercado está sujeto a lo dispuesto en la LIE, las propias Reglas del Mercado y las demás disposiciones normativas que resulten aplicables. Al respecto, en la **Tabla 40** se enlistan las Reglas del Mercado emitidas en 2019:



Tabla 40. Reglas del Mercado emitidas en 2019

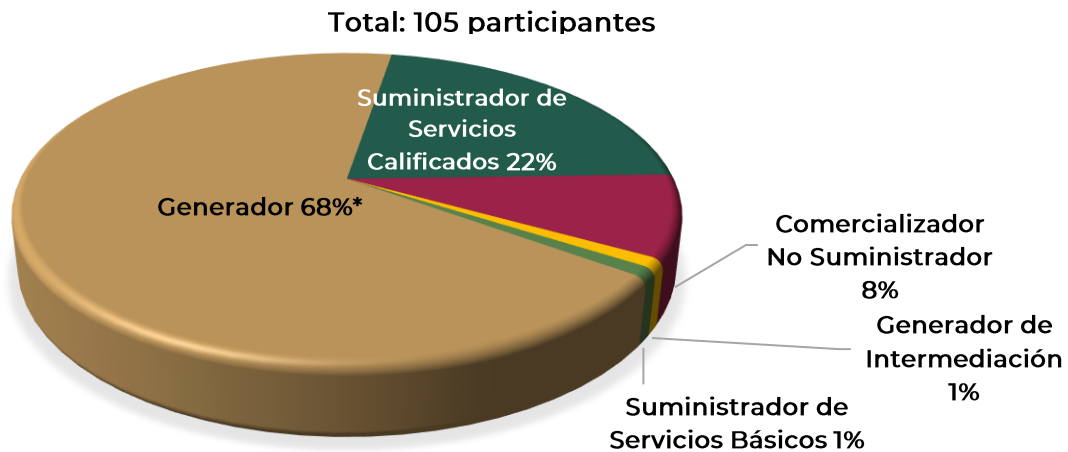
Modificación/ Desarrollo	Regla del Mercado	Fecha de publicación	Enlace para consulta
1 Desarrollo	Procedimiento de Operación para la Declaratoria de Entrada en Operación Comercial de Centrales Eléctrica y Centros de Carga	8 de abril de 2019	https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/CriteriosProcOper/Procedimiento%20de%20Operaci%C3%B3n%20Declaraci%C3%B3n%20Entrada%20Op%20Com%20CE%20y%20CC%20SIM%202019%2004%2008.pdf
2 Desarrollo	Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo	17 de abril de 2019	https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_R_EGLAS/Manuales/Manual%20del%20Protocolo%20Correctivo%20SIM%2017-04-19].pdf

Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

7.3 PARTICIPANTES DEL MERCADO

Al finalizar 2019, en el Mercado Eléctrico Mayorista operaban 105 Participantes del Mercado (PM), 34 de ellos iniciaron su operación durante ese año, cifra que representa un incremento del 48% con respecto a los 71 PM que operaban al cierre de 2018. En el **Gráfico 54** se muestra el porcentaje por modalidad de los participantes con operaciones en el MEM al cierre de 2019.

Gráfico 54. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2019 (en porcentaje por modalidad)¹



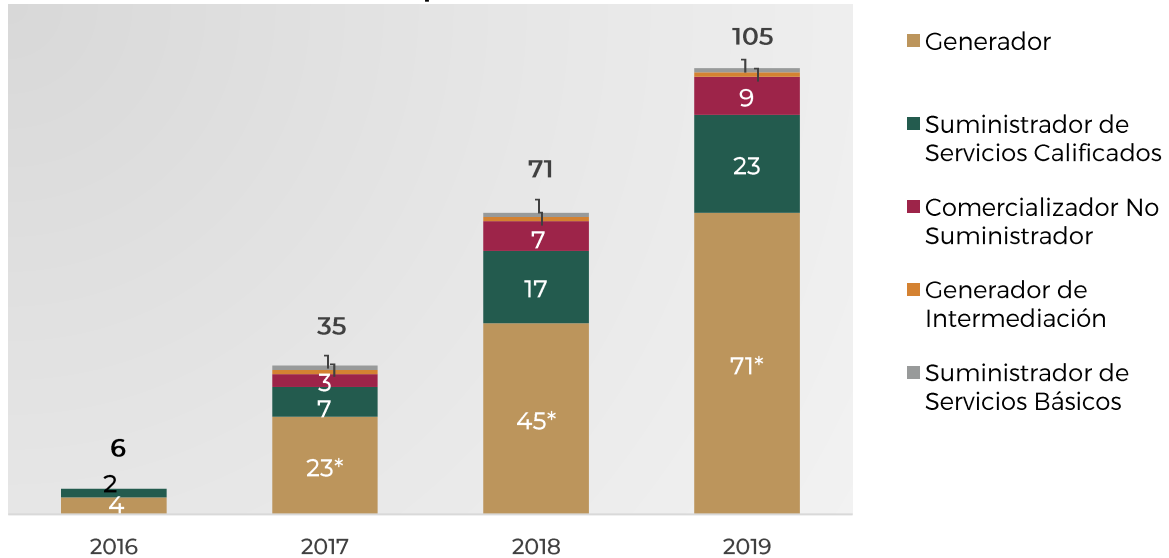
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

¹ Información actualizada al cierre de 2019.

*Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que hasta 2019 no representa Activos Físicos en el MEM.

Desde 2016, año de inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, y hasta 2019, la modalidad de PM predominante es la de Generador con un 67.6 % respecto al total, seguido de la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados con el 21.9%. De las siete modalidades de participantes, al cierre de 2019 no había PM operando en las modalidades de Suministrador de Último Recurso y Usuario Calificado Participante del Mercado.

Gráfico 55. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad: 2016-2019¹

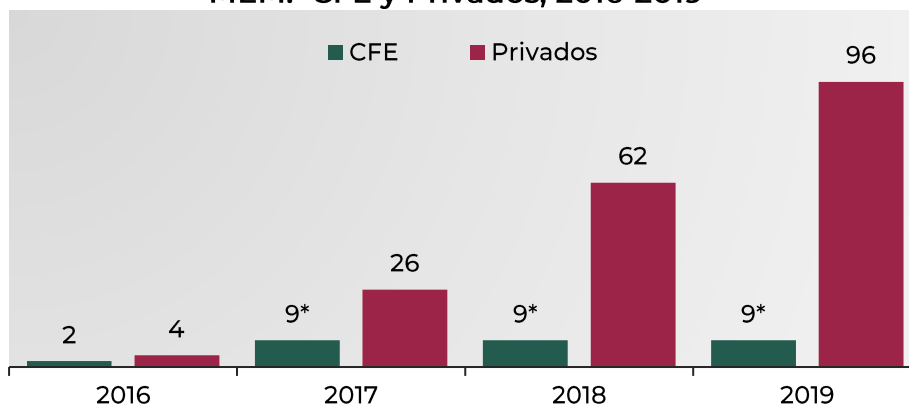


¹ Fuente: Elaborador por SENER con datos del CENACE. Información actualizada al cierre de 2019.

* Estas cifras no incluyen a CFE Corporativo. Desde 2017, los Activos Físicos de CFE son representados en el Mercado Eléctrico Mayorista por empresas productivas subsidiarias de CFE, las cuales iniciaron operaciones como Participantes del Mercado durante ese año.

Asimismo, en el **Gráfico 56** se observa la evolución en el número de participantes del MEM clasificados entre privados y pertenecientes a CFE. Al concluir 2019, de los 105 PM en operaciones, 96 eran privados y 9 de CFE, mientras que en 2016 únicamente operaban 6 participantes, 4 de los cuales eran privados.

Gráfico 56. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM: CFE y Privados, 2016-2019¹



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIM del CENACE.

¹ Información actualizada al cierre de 2019.

* Estas cifras no incluyen a CFE Corporativo. Desde 2017, los Activos Físicos de CFE son representados en el Mercado Eléctrico Mayorista por empresas productivas subsidiarias de CFE, las cuales iniciaron operaciones como Participantes del Mercado durante ese año.



7.4 MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

Mercado integrado por el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado de Tiempo Real (MTR), a través de los cuales se realizan transacciones de compraventa de energía eléctrica y Servicios Conexos.

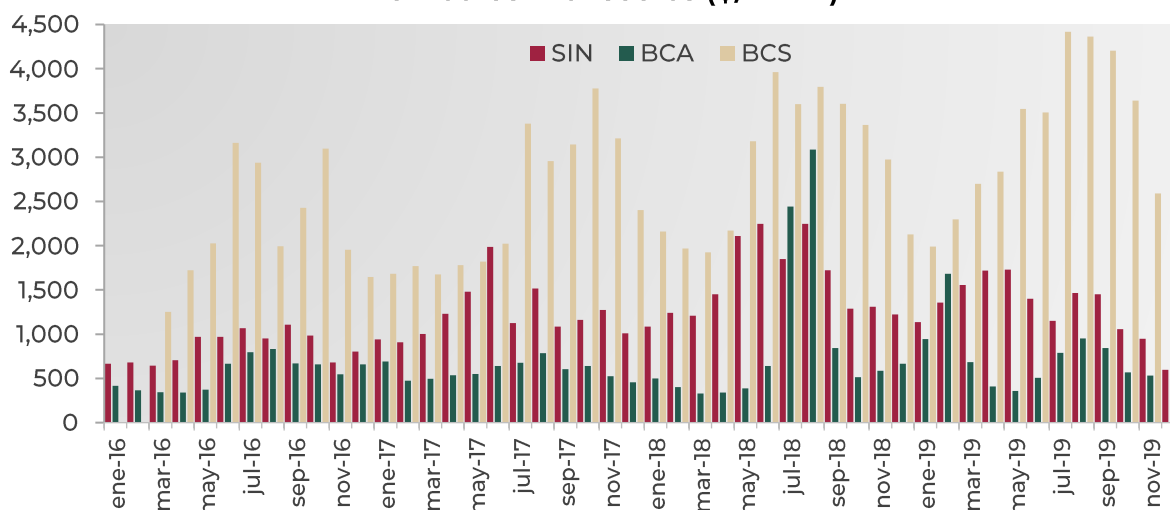
Con base en las ofertas de compra y venta presentadas por los Participantes del Mercado y la aplicación de criterios de optimización, el CENACE obtiene en cada mercado el Precio Marginal Local (PML) al que se asigna y despacha la energía eléctrica y Servicios Conexos. El PML es diferenciado para cada hora del día, para cada Nodo del Sistema Eléctrico Nacional y refleja el costo de la energía, de la congestión y de las pérdidas que se tienen a lo largo de las redes.

Al cierre de 2019, el Sistema Eléctrico Nacional estaba conformado por 2,486 NodosP, de los cuales 2,349 se ubican en el Sistema Interconectado Nacional, 108 en el Sistema Interconectado Baja California y 29 en el Sistema Interconectado Baja California Sur.⁷³

7.5 COMPORTAMIENTO DE LOS PML EN EL MDA

El Gráfico 57 muestra las variaciones en el PML promedio mensual del SIN, BCA y BCS desde 2016, año de inicio de operación del MDA, hasta 2019.

Gráfico 57. Precio Marginal Local SIN, BCA y BCS – MDA 2016-2019
Promedios mensuales (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIM del CENACE

De 2016 a 2019, los precios promedio mensuales en el MDA presentan una variación estacional, no obstante, en 2019, a diferencia de los años anteriores, en los que la tendencia es creciente en los tres sistemas interconectados, el SIN presenta precios promedio consistentemente más bajos con respecto a los observados en 2018, en tanto que BCA se registró una menor volatilidad de precios, mientras que en BCS se mantiene la tendencia creciente:

⁷³ Cifras correspondientes al Catálogo de NodosP del Sistema Eléctrico Nacional actualizado a diciembre de 2019.

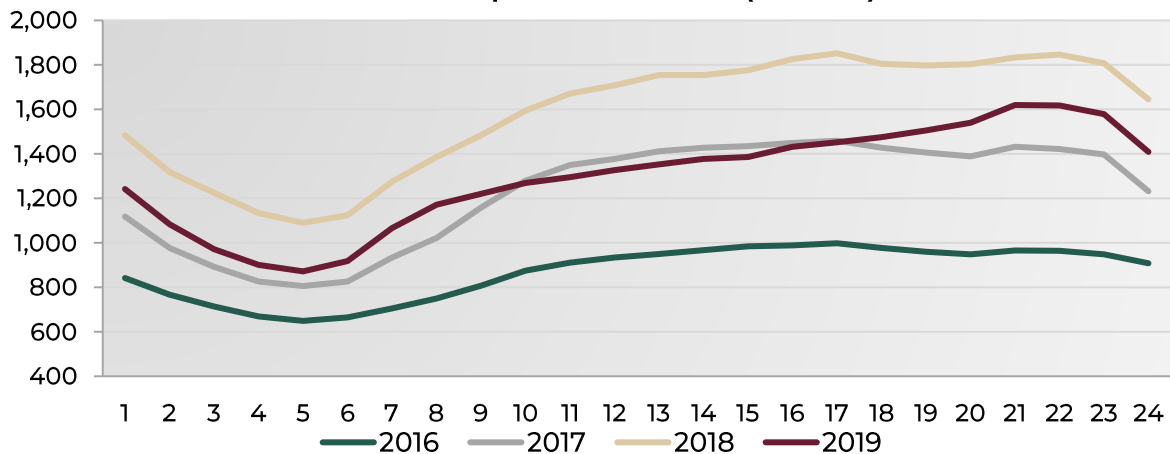


- Los precios promedio mensuales máximos registrados en el SIN son: 1,108.9 pesos por MWh (\$/MWh) en septiembre de 2016; 1,985.0 \$/MWh en junio de 2017; 2,248.3 \$/MWh en agosto de 2018 y 1,728.5 \$/MWh en mayo de 2019.
- Los precios promedio mensuales máximos en el BCA de 2016 a 2018 se registraron en el mes de agosto: 830.8 \$/MWh en 2016; 786.2 \$/MWh en 2017 y 3,087.8 \$/MWh en 2018; mientras que en 2019 se observa en febrero, con un valor de 1,682.7 \$/MWh.
- El sistema BCS ha registrado precios significativamente más altos en comparación al SIN y al BCA. En 2016, se observó un precio promedio mensual máximo de 3,162.4 \$/MWh, registrado en el mes de junio; en octubre de 2017 fue de 3,775.7 \$/MWh; en junio de 2018 tuvo un valor de 3,962.6 \$/MWh; y en julio de 2019 fue de \$4,419.3 \$/MWh.

Entre los principales factores que incidieron en la reducción de los PML promedio mensuales registrados en el SIN durante 2019 con respecto a 2018, se incluye la disminución en los precios de los combustibles (ver detalle en la sección 7.8 Combustibles).

En el **Gráfico 58** se presentan los PML promedio para cada hora del día en el MDA registrados para el SIN en el periodo 2016-2019, en el que se observa que durante 2019 el comportamiento del PML promedio para cada una de las 24 horas del día es similar al de los tres años previos. El comportamiento del PML durante las horas del día se relaciona directamente con el patrón de comportamiento de la demanda de electricidad (ver **Gráfico 46** de la sección 5.3). Asimismo, se aprecia que los precios registrados en 2019 son menores a los de 2018.

Gráfico 58. Precio Marginal Local – SIN MDA 2016-2019
Promedios por hora del día (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIM del CENACE.

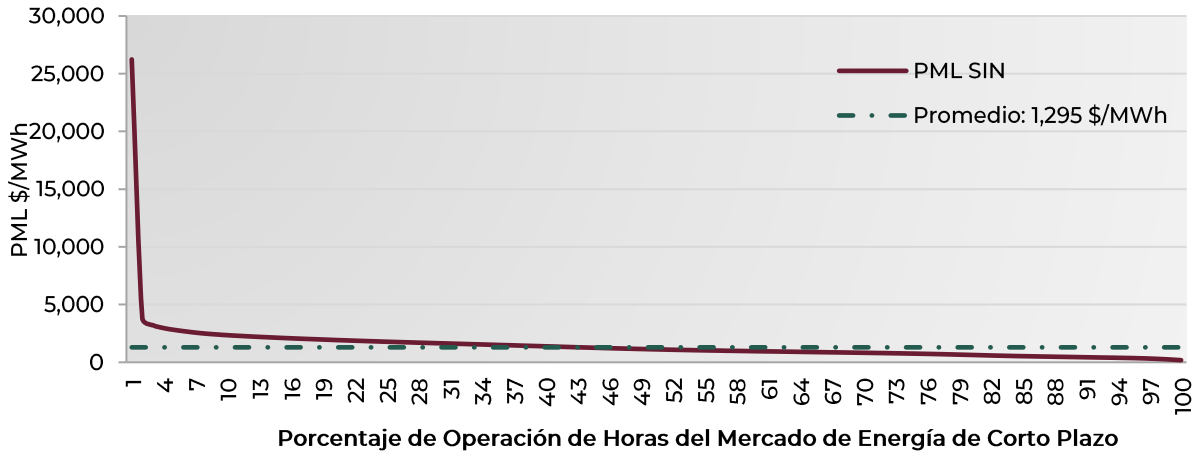
Los Gráfico 59, Gráfico 60 y Gráfico 61 muestran la curva de duración del promedio de los PML por percentil en cada sistema, lo que permite identificar su distribución durante 2019 con respecto al PML promedio de ese año.

Con respecto al SIN, como se observa en el **Gráfico 59** aproximadamente el 1% del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto (MDA) se registraron precios superiores a 3,850 \$/MWh y hasta 26,200 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios se observó en 88 horas del año ; mientras que el 57% del tiempo de



operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora registrado para ese sistema. Asimismo, la curva de duración para el SIN en 2019 muestra una reducción con respecto a los niveles de precios observados el año previo, lo que es consistente con la disminución del PML promedio, del orden del 18.19%, al pasar de 1,583 \$/MWh en 2018 a 1,295 \$/MWh en 2019.

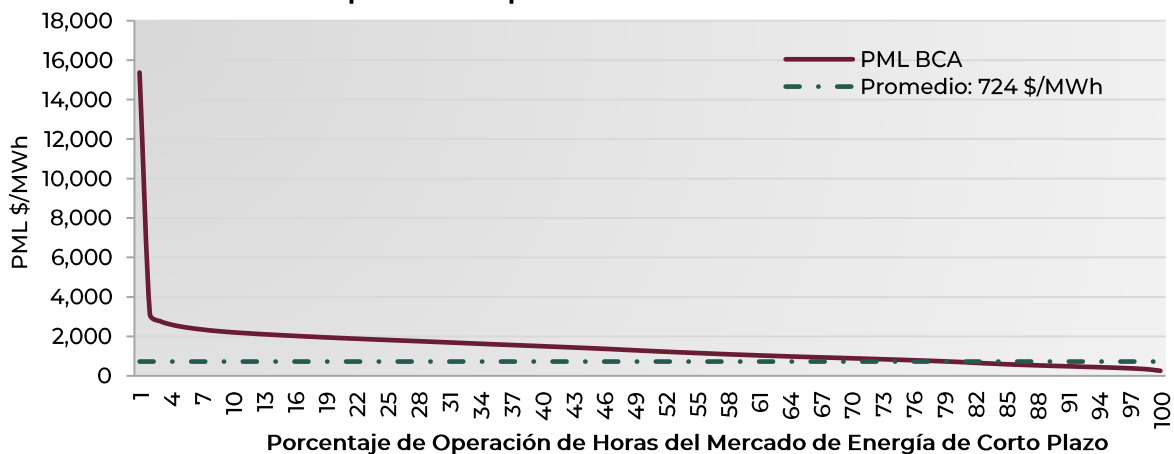
Gráfico 59. Curva de Duración de PML en el SIN, MDA 2019 y promedio por hora del Sistema



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIM del CENACE.

En BCA, como se observa en el Gráfico 60 aproximadamente el 1% del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto (MDA) se registraron precios superiores a 3,150 \$/MWh y hasta 15,400 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios se observó en 88 horas del año; mientras que el 21% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora registrado para ese sistema, el cual resultado menor al observado el año previo al pasar de 894.31 \$/MWh en 2018 a 724 \$/MWh en 2019, lo que representa una reducción del 19.04%.

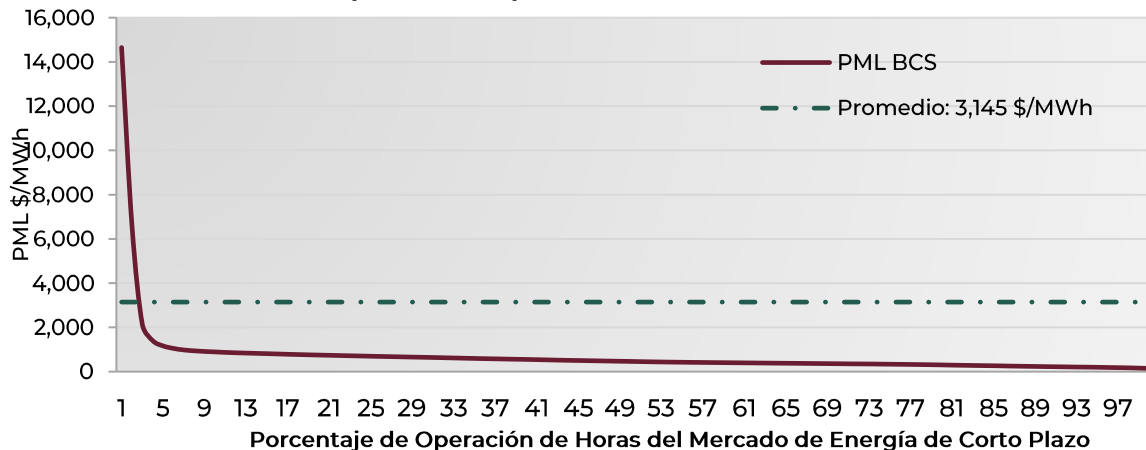
Gráfico 60. Curva de Duración de PML en BCA, MDA 2019 y promedio por hora del Sistema



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIM del CENACE.

En BCS, como se observa en el **Gráfico 61**, aproximadamente el 2% del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto (MDA) se registraron precios superiores a 2,150 \$/MWh y hasta 14,650 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios en este sistema se observó en 175 horas del año; mientras que el 98% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora registrado para ese sistema, el cual resulto mayor al observado el año previo al pasar de \$2,902.66 \$/MWh en 2018 a 3,145 \$/MWh en 2019, lo que representa un incremento del 8.35%.

Gráfico 61. Curva de Duración de PML en BCS, MDA 2019 y promedio por hora del Sistema



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIM del CENACE.

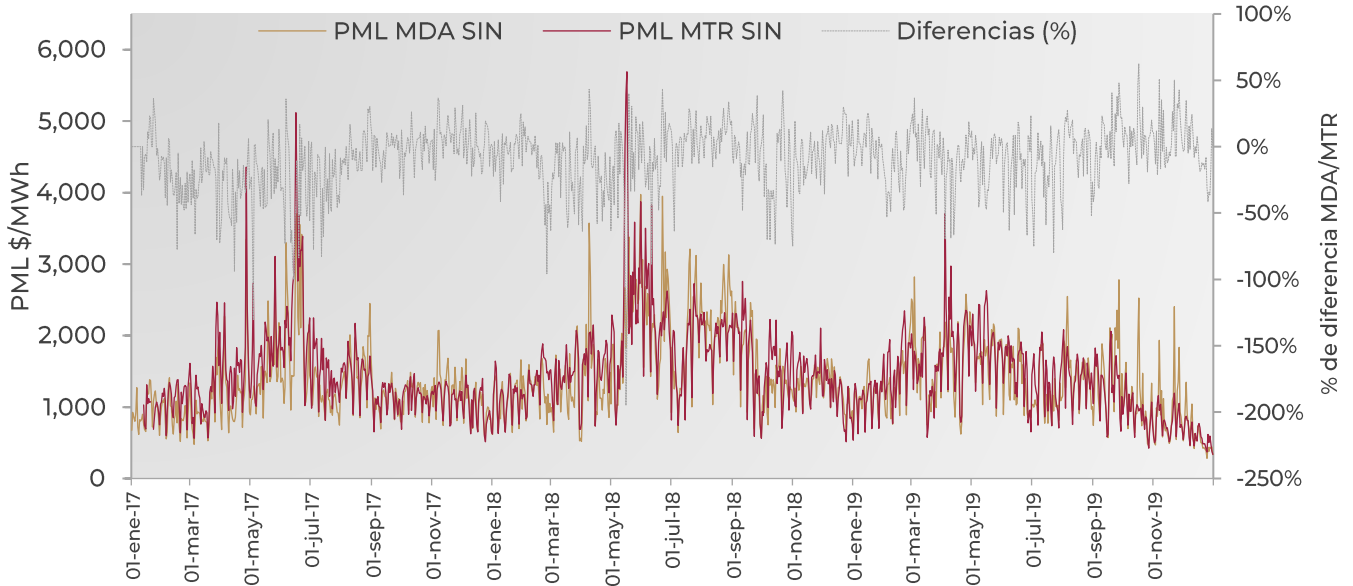
7.6 COMPORTAMIENTO DE LOS PML EN EL MDA VS MTR

Conocer la evolución de la brecha entre los precios de la energía eléctrica en el MDA y los del MTR es relevante porque permite identificar el grado de desviación entre el escenario de planeación en el día en adelante y la operación en tiempo real, debido a que las diferencias en los precios de la energía en ambos mercados se generan principalmente por ajustes en la demanda estimada y la capacidad de generación efectivamente disponible, ya que se pueden presentar indisponibilidades de combustibles o fallas inesperadas, entre otras causas. En la medida en que se reduzca esa brecha será indicativo de una mejora en la optimización de los procesos efectuados en el Mercado de Energía de Corto Plazo, lo que implica una mayor eficiencia en el mercado.

En el **Gráfico 62** se muestra una comparación entre el promedio de los PML en el MDA y los del MTR, registrados en el SIN en el periodo 2017-2019.



**Gráfico 62. SIN Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019
Promedios diarios (\$/MWh)**



Fuente. Elaborado por SENER con datos del SIM.

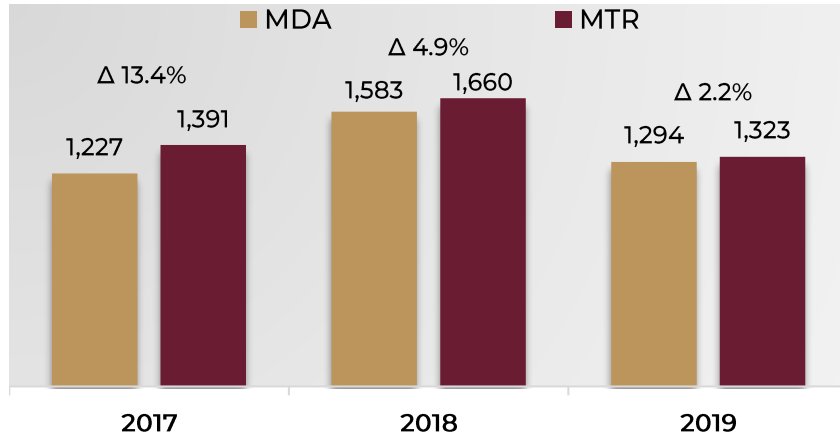
Durante 2019 la diferencia de precios entre ambos mercados fue en promedio de 2.12%, lo que se traduce en una diferencia promedio de 28.05 \$/MWh, siendo los precios en el MTR más altos a los registrados en el MDA. Dicha diferencia es menor al 8.3% observado en 2018. Cabe mencionar que durante 2019 los PML en el MTR continuaron calculándose en forma ex post, es decir, dichos precios se determinaron mediante simulaciones que toman en cuenta la demanda y disponibilidad de generación observadas en Tiempo Real.

En el Gráfico 63, Gráfico 64 y Gráfico 65 se muestra la evolución de los PML promedio anuales en el MDA y el MTR de 2017 a 2019, para cada uno de los sistemas interconectados que integran el Sistema Eléctrico Nacional.

Entre 2017 y 2018 el PML promedio anual en el SIN registró un incremento en ambos mercados, no obstante, en 2019 se observó una reducción con respecto a 2018. Entre 2018 y 2019, en el MDA el PML pasó de 1,583 a 1,294 (\$/MWh), lo que representa una disminución del 18.3%, en tanto que, en el MTR el PML pasó de 1,660 a 1,323 (\$/MWh), lo que implica una baja del orden del 20.3%. Por otro lado, se observa que de 2017 a 2019 los PML promedio anuales en el MTR son mayores a los del MDA (variaciones porcentuales mostradas -Δ-).



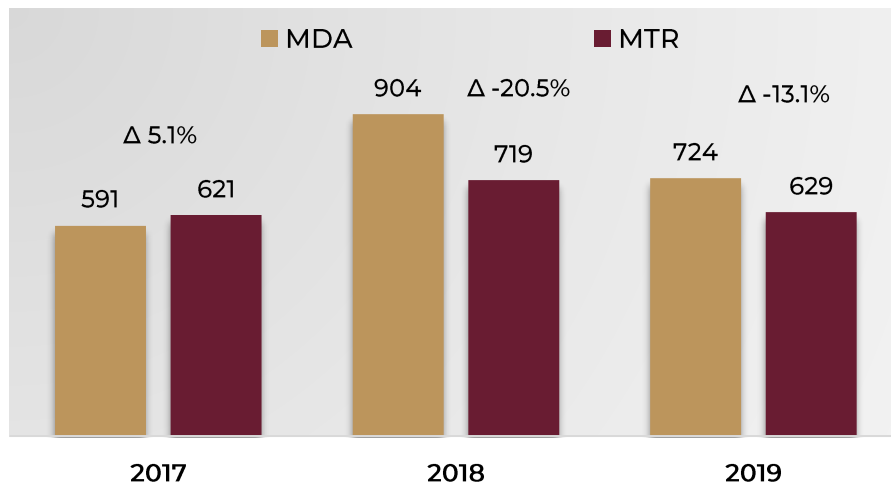
**Gráfico 63. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 en el SIN
Promedios anuales (\$/MWh)**



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En 2019 el BCA también registró una disminución del PML promedio anual en ambos mercados con respecto a lo observado en 2018. En el MDA se pasó de un PML promedio de 904 a 724 (\$/MWh) lo que representa una reducción de 19.9%, en tanto que en el MTR pasó de 719 a 629 (\$/MWh) lo que equivale a un decremento del 12.5%. Con excepción del año 2017, en el que el PML promedio del MTR fue mayor al del MDA, en 2018 y 2019 el PML del MTR fue menor al del MDA.

**Gráfico 64. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 en BCA
Promedios anuales (\$/MWh)**



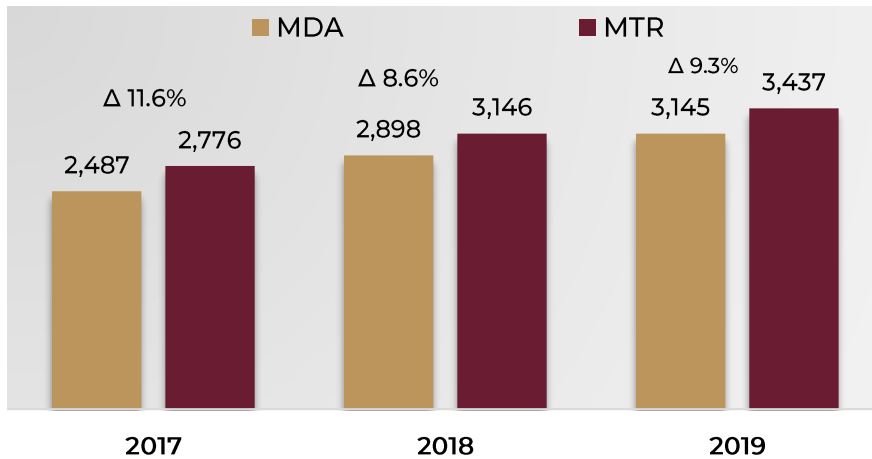
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

BCS es el sistema interconectado en el que se observan los PML promedio anuales más altos del periodo 2017-2019 y el único cuyo precio promedio mantuvo una tendencia creciente en 2019, tanto en MDA como en MTR, ya que el PML promedio del MDA pasó de 2,898 a 3,145 (\$/MWh), lo que representa un aumento del 8.5%, en tanto que en el MTR, el PML pasó de 3,146 a 3,437 (\$/MWh), lo que equivale a un crecimiento del 9.2%. Dichos incrementos se asocian con un mayor nivel de indisponibilidad de capacidad de generación debido a mantenimientos y fallas



ocurridos en el periodo de mayor demanda (verano). Por otro lado, los PML promedio anuales en el MTR son mayores a los del MDA en todo el periodo.

**Gráfico 65. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017-2019 en BCS
Promedios anuales (\$/MWh)**



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

7.7 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE SERVICIOS CONEXOS EN EL MDA

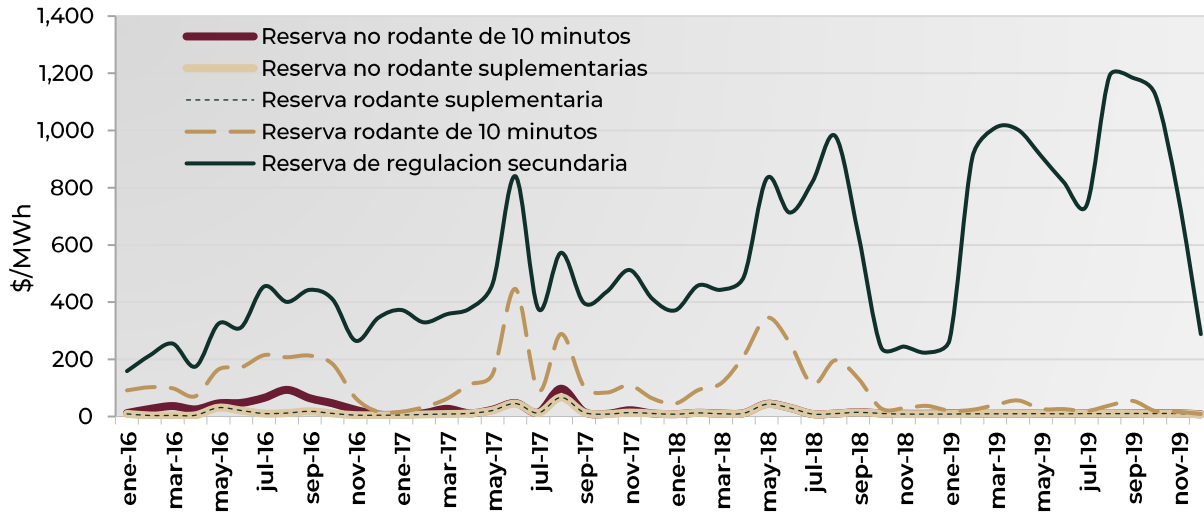
Los Servicios Conexos son aquéllos vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad.

Los Servicios Conexos no incluidos en el MEM se pagan bajo la regulación tarifaria determinada por la CRE, mientras que aquéllos incluidos en el MEM son pagados en términos de lo establecido en las Reglas del Mercado. En este apartado se presentan los precios promedio de los Servicios Conexos observados en el MDA en el periodo 2016-2019.

En el Gráfico 66 se muestra la evolución de los precios promedio de los Servicios Conexos en el MDA correspondientes al SIN.



Gráfico 66. Precios de Servicios Conexos en el SIN MDA 2016-2019
Promedios mensuales de cada Reserva (\$/MWh)



Fuente. Elaborado por SENER con datos del SIM de CENACE.

De manera general, al englobar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2019 se registró un incremento del precio promedio del 26.79% con respecto a 2018, al pasar de 143.46 \$/MWh a 181.91 \$/MWh, que se explica por el aumento del precio promedio de la Reserva de Regulación Secundaria, asociado con ajustes efectuados por el CENACE a la validación de las ofertas de venta de esa reserva⁷⁴. Los precios promedio más altos en 2019 se registraron entre los meses de marzo y octubre.

En el Gráfico 67 se muestra la evolución de los precios promedio de los Servicios Conexos en el MDA correspondientes a BCA. De manera general, al englobar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2019 se registró una disminución del precio promedio del 34.19% con respecto a 2018, al pasar de 342.58 \$/MWh a 225.46 \$/MWh. Los precios promedio más altos en 2019 se registraron entre los meses de febrero y agosto.

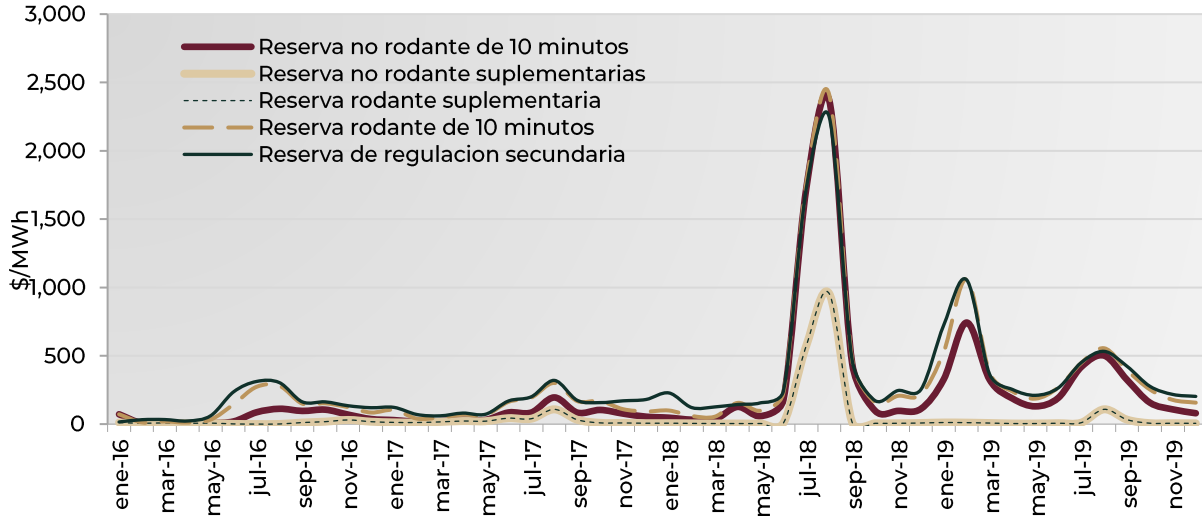
⁷⁴ Fuente: Monitor Independiente del Mercado-México (2020), "Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019".

De acuerdo con lo señalado en el apartado 4.6.1 "Validación de Ofertas de la RREG en el MDA" (pág. 240-245), en el transcurso de 2018 se detectó que algunos Participantes del Mercado realizaron ofertas de Reserva de Regulación (RREG) de Frecuencia aun cuando no contaban con la infraestructura o bien no se encontraban sintonizadas al Control Automático de Generación (CAG). Lo anterior implicó una sobreoferta del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia, creada artificialmente, lo que provocó a una disminución en los precios de este Servicio Conexos.

Sin embargo, durante 2019, el CENACE realizó ajustes en la validación de ofertas de los Servicios Conexos, colocando como cero la cantidad y el precio ofertado de la RREG para aquellas UCE que no cuentan con la infraestructura para proveer este servicio, o bien no han realizado el proceso de sintonización.

Al respecto, el incremento observado en el precio de la RREG en 2019 se explica en gran medida por dichos ajustes, de acuerdo con simulaciones en el MDA del SIN efectuadas por el Monitor Independiente del Mercado.

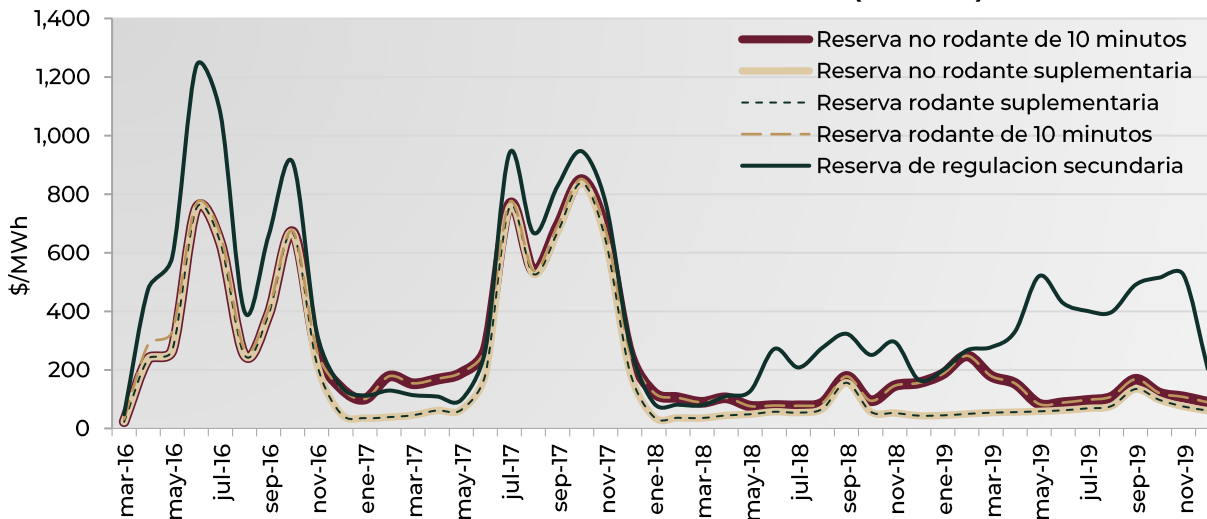
Gráfico 67. Precios de Servicios Conexos BCA MDA 2016-2019
Promedios mensuales de cada Reserva (\$/MWh)



Fuente. Elaborado por SENER con datos del SIM de CENACE.

En el **Gráfico 68** se muestra la evolución de los precios promedio de los Servicios Conexos en el MDA correspondientes a BCS. De manera general, al englobar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2019 se registró un incremento del precio promedio de 50.82% con respecto a 2018, al pasar de 104.71 \$/MWh a 157.93 \$/MWh, originado principalmente por el aumento del precio promedio de la Reserva de Regulación Secundaria, asociado con indisponibilidad de capacidad de generación. Los precios promedio más altos en 2019 se registraron entre los meses de septiembre y octubre.

Gráfico 68. Precios de Servicios Conexos BCS MDA 2016-2019
Promedios mensuales de cada Reserva (\$/MWh)



Fuente. Elaborado por SENER con datos del SIM de CENACE.

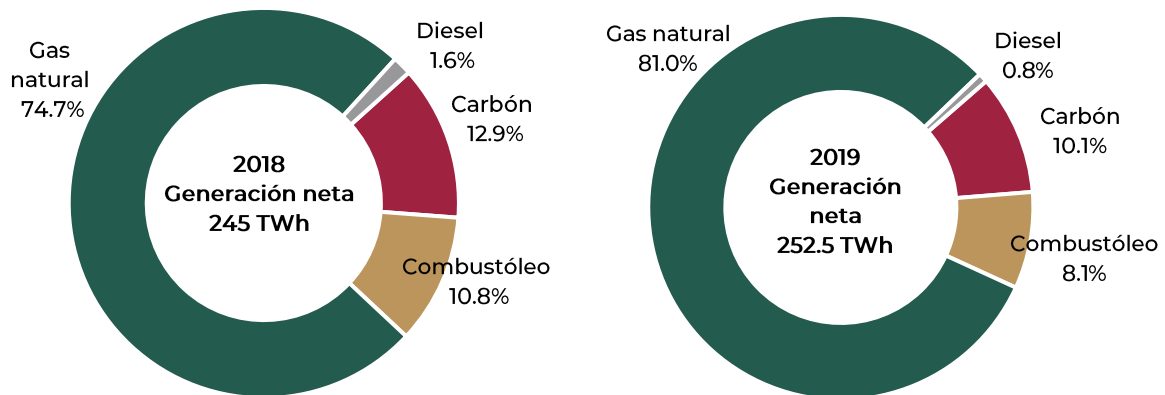
7.8 COMBUSTIBLES

Los principales combustibles fósiles consumidos en México para generar energía eléctrica son: el gas natural, el combustóleo, el carbón y el diésel (Ver 1.3 Fuentes de Energía Empleadas en la Generación). Los precios de estos combustibles son un elemento fundamental en las ofertas que los generadores de energía eléctrica realizan en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La estimación de los precios de combustibles considera índices de mercados internacionales y costos variables de transporte, lo cual permite determinar el precio de mercado. Por esta razón, los precios llegan a diferir en las distintas zonas del país, debido a la ubicación geográfica en que se localicen y en función de su disponibilidad.

En el **Gráfico 69** se presenta la participación porcentual de los combustibles fósiles en la generación neta de electricidad en 2018 y 2019. El gas natural es el combustible con la mayor participación en ambos años, y es el único con una tendencia creciente en su participación, al pasar de 74.7% en 2018 a 81.0% en 2019, en tanto que los demás combustibles redujeron su participación en ese periodo: el carbón paso de 12.9% a 10.1 %, el combustóleo de 10.8% a 8.1% y el diésel de 1.6% a 0.8%.

Gráfico 69. Combustibles Fósiles utilizados para la Generación Neta 2018-2019

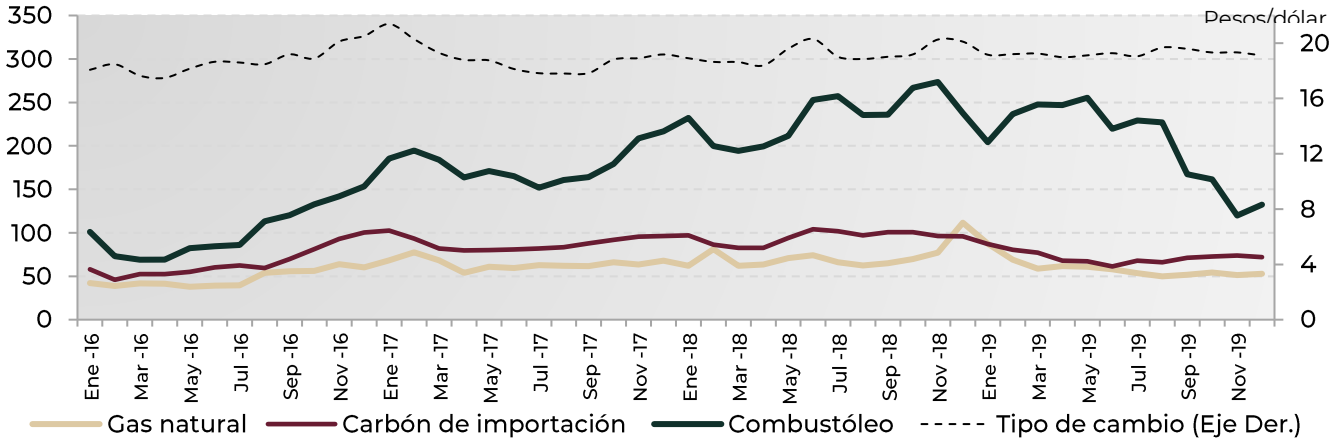


Fuente: Estimaciones de SENER con datos de CFE, CRE y el PRODESEN 2020-2034.
 Nota: El gas natural incluye gas natural licuado y el carbón incluye coque de petróleo.

En el **Gráfico 70** se ilustra el comportamiento de los precios de los combustibles fósiles nacionales más importantes. En 2019 se modificó la tendencia ascendente de los precios observada entre 2016 y 2018, ya que los precios promedio anuales de los combustibles presentaron reducciones con respecto a los alcanzados en 2018: el gas natural pasó de 72.1 a 59.1 (\$/MMBTU), lo que representa una reducción de 18.1%, el carbón de importación se redujo 24.1% al pasar de 94.9 a 72.0 (\$/MMBTU), mientras que el combustóleo pasó de 233.0 a 204.0 (\$/MMBTU), lo que implica una disminución de 12.5%.



Gráfico 70. Precio de combustibles nacionales 2016-2019 (\$/MMBTU)



Fuentes: Elaborado por SENER con información de Prontuarios Estadísticos 2019 y enero 2020 (Gas natural y combustóleo), y de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos:

<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/prontuario-estadistico-2019-221648?idiom=es>,

<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/prontuario-estadistico-2020?idiom=es>.

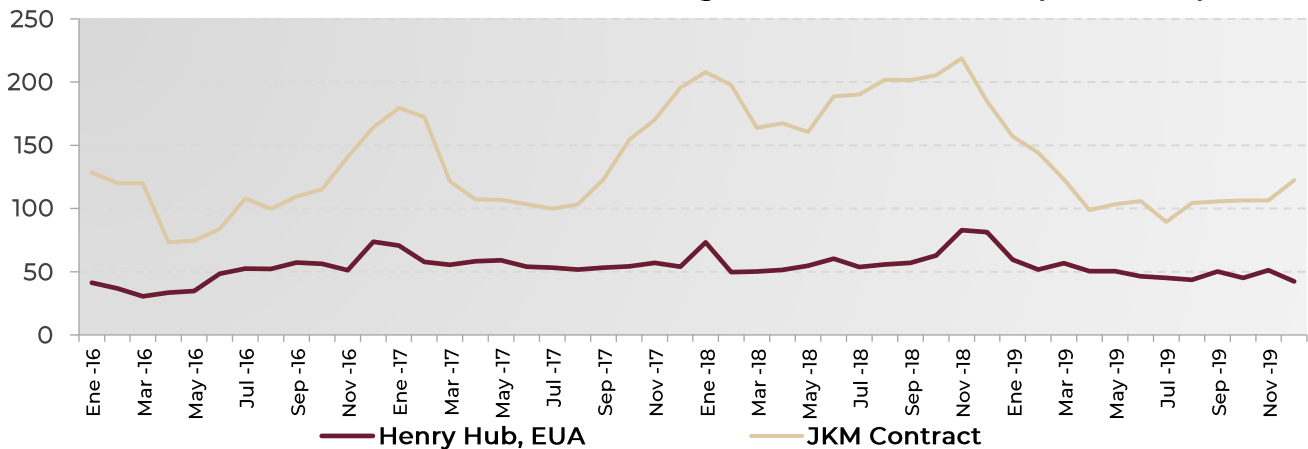
Se utiliza el tipo de cambio FIX pesos por dólar determinado por el Banco de México. Promedio mensual.

<http://www.banxico.org.mx/SielInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=6&accion=consultarCuadro&idCuadro=CF86&locale=es>.

Nota. Carbón de importación: Estimación SENER con datos de CENACE.

Asimismo, en el Gráfico 71 se presentan los precios promedio mensuales del gas natural de 2016 a 2019. La tendencia creciente de los precios observada entre 2016 y 2018 se modificó en 2019, al registrarse una disminución de los precios promedio anuales respecto de los alcanzados en 2018: el *Henry Hub* pasó de 61.1 a 49.4 (\$/MMBTU), lo que representa una reducción de 19.2%, en tanto que el Gas Natural Licuado *Japan Korea Marker contract based* (JKM) se redujo 40.3% al pasar de 190.7 a 113.9 (\$/MMBTU).

Gráfico 71. Precios internacionales del gas natural 2016-2019 (\$/MMBTU)



Fuente: Elaborado por SENER con información de la EIA, DOE, USA Henry Hub Natural gas prices y Gas Natural Licuado *Japan Korea Market* (JKM) *Contract based*.

7.9 SUBASTAS

7.9.1 Subastas de Largo Plazo

Las Subastas de Largo Plazo (SLP) son un mecanismo que permite a los Suministradores de Servicios Básicos y a las demás Entidades Responsables de Carga adquirir Energía Eléctrica Acumulada, Potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) mediante contratos cuya duración es de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para CEL.

En 2019 el CENACE anunció la cancelación de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018, en atención a lo instruido por SENER mediante el oficio No. SENER.100/2019/075, de fecha 31 de enero de 2019, en el que se exponen diversas consideraciones jurídicas, técnicas, económicas y de planeación energética.

El acuerdo de cancelación del CENACE y el oficio referido en el párrafo anterior están disponibles para su consulta en el siguiente enlace:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/05_SLP/2018/40%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v31%2001%202019.pdf

Asimismo, el CENACE a través del oficio No. CENACE/DAMEM/153/2019, fechado el 11 de diciembre de 2019, hizo del conocimiento de la CRE la determinación de la SENER para que dicho Centro no convoque a las Subastas de Largo Plazo subsecuentes a la SLP-1/2018. Lo anterior, en observancia de lo estipulado por SENER, mediante el oficio No. SENER.100/2019/890, fechado el 26 de noviembre de 2019, en el que se instruye al CENACE a que se abstenga de emitir convocatorias para las subastas referidas hasta nuevas instrucciones, de conformidad con los considerandos expuestos en dicho documento, entre otros, los referentes a las facultades de la SENER para establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica.

Los oficios referidos están disponibles para su consulta en la carpeta comprimida denominada "Oficio SENER no convocar SLP No.1 2019 20_12_19 (1)", contenida en el siguiente enlace del SIM de CENACE:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/SubastasLP12019.aspx>

Respecto a las tres Subastas de Largo Plazo realizadas entre 2015 y 2017, en la siguiente Tabla se muestran un resumen de sus principales resultados.

Tabla 41. Resultados de las Subastas de Largo Plazo

Productos adquiridos en las SLP (entrega anual)			
	SLP 2015	SLP 2016	SLP 2017
Potencia (MW-año)	0	1,187	593
Energía (MWh)	5,402,881	8,909,819	5,492,575
CEL	5,380,911	9,275,534	5,952,575
Precios promedio			
Por paquete: USD/(MWh + CEL)	47.78	33.47	20.57
·Solar (USD/MWh)	45.15	31.9	21.83
·Eólica (USD/MWh)	55.39	35.8	19
·Geotérmica (USD/MWh)	--	37.3	--

·Hidroeléctrica (USD/MWh)	--	7.3	--
Otra información			
Ofertas de Venta ganadoras	18	56	16
Inversión estimada en miles de millones de dólares (Mmdd)	2.6 Mmdd	4.0 Mmdd	2.4 Mmdd
Tecnología	·Solar FV:74.3% ·Eólica: 25.7%	·Solar FV: 54.3% ·Eólica: 43.5% ·Geotérmica: 2.2%	·Solar FV: 55.4% ·Eólica: 44.6%

Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

Asimismo, en el **Mapa 11** se muestra la capacidad instalada por Entidad Federativa y tipo de tecnología que se incorporará al Sistema Eléctrico Nacional. Las Entidades Federativas con mayor capacidad instalada asociada a las mencionadas subastas son Coahuila, Nuevo León, Aguascalientes, Sonora y Tamaulipas.

Mapa 11. Capacidad instalada asociada a las SLP por Entidad Federativa y tecnología al finalizar 2019



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

Nota. Debido a ajustes en el tamaño de los proyectos de generación, las cifras de capacidad que se indican para Baja California Sur, Sonora, Coahuila, Nuevo León, Aguascalientes, San Luis Potosí, Guanajuato y Oaxaca registran incrementos con respecto a lo reportado en el Informe Pormenorizado 2018.

*En 2019, el proyecto denominado "Ticul" cambió de ubicación al pasar del Estado de Yucatán a Campeche. Actualmente se denomina "La Pimienta" y contempla una capacidad instalada de 283 MW.

** La capacidad ubicada en el Estado de Puebla corresponde a la repotenciación de centrales preexistentes.

7.9.2 Avance de los proyectos asociados a las SLP

En 2019 quince proyectos de generación eléctrica de tecnología solar y eólica iniciaron su operación comercial, en tanto que al finalizar ese año ocho proyectos de dichas tecnologías estaban en pruebas operativas, lo que implica



la adición al Sistema Eléctrico Nacional de 2,975.3 MW de capacidad instalada y una inversión estimada de 3,877 millones de dólares.

En la **Tabla 42** se presenta la capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica, asociada a las tres SLP efectuadas entre 2015 y 2017, en pruebas operativas o en operación comercial al concluir 2019.

Tabla 42. Capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en pruebas operativas o en operación comercial hasta 2019

Subasta de Largo Plazo	Capacidad asociada (MW)		Capacidad operación y pruebas (MW)		Avance
	FV	EO	FV	EO	
Primera	1,471.3	394.0	1,095.0	244.0	71.8%
Segunda	1,853.3	1,038.1	1,673.3	786.1	85.1%
Tercera	1,323.3	689.1	350.0	0.0	17.4%
Total	4,647.9	2,121.2	3,118.3	1,030.1	61.3%

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

Al cierre de 2019 un total de treinta y un proyectos de generación eléctrica a partir de energías limpias, derivados de los Contratos de Cobertura Eléctrica asignados en las SLP, se encontraban en operación comercial o en pruebas operativas, lo que representa un avance del 61.3% respecto a la capacidad total asociada con dichos contratos.

7.9.3 Subastas de Mediano Plazo

Estas subastas permiten a los Suministradores de Servicios Básicos y otros Participantes del Mercado celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica con una vigencia de hasta 3 años para la adquisición de Potencia y Energía.

En 2019 el CENACE anunció la cancelación de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2018, segunda subasta de este tipo, además informó que no se convocaría a más Subastas de Mediano Plazo en tanto se definen los instrumentos programáticos complementarios del sector eléctrico. Lo anterior, en atención a lo instruido por SENER mediante el oficio No. SENER.100/2019/891, de fecha 26 de noviembre de 2019.

El acuerdo de cancelación del CENACE y el oficio referido en el párrafo anterior están disponibles para su consulta en el siguiente enlace:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/06_SMP/2018/03%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_20122019.pdf

7.10 MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

El producto comercial "Potencia" es el compromiso para mantener Capacidad Instalada de generación y ofrecerla en el Mercado de Energía de Corto Plazo durante un periodo dado, el cual se ofrece por los Generadores y se adquiere por las Entidades Responsables de Carga a fin de cumplir sus obligaciones.

La CRE establece dos requerimientos regulatorios para Potencia:



1. **Requisitos mínimos.** Todas las Entidades Responsables de Carga (Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el Generador de Intermediación) están obligadas a comprar una cantidad de Potencia que corresponde a los Centros de Carga que representan.
2. **Requisitos para contratar Potencia a futuro.** Los Suministradores deben celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para la compra de Potencia a lo largo de 18 años calendario subsecuentes.

Las Entidades Responsables de Carga están obligadas a obtener Potencia exclusivamente a través del Mercado para el Balance de Potencia y/o a través de Contratos de Cobertura Eléctrica para Potencia (Transacciones Bilaterales de Potencia) reportados al CENACE.

El Mercado para el Balance de Potencia (MBP) tiene como objetivos:

- a) Facilitar las transacciones entre las Entidades Responsables de Carga, cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la CRE, y los Participantes del Mercado que cuenten con Potencia no comprometida en dichos contratos, y
- b) A fin de fomentar la operación eficiente del MEM, establecer una curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos mínimos de Potencia establecidos por la CRE y comprar la porción de la Potencia disponible por cuenta de las Entidades Responsables de Carga.

El propósito del MBP es establecer señales de precio que respondan a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional. Con ello se busca fomentar una demanda adecuada para contratar Potencia a mediano y largo plazo, e incentivar el desarrollo de nueva capacidad de generación para el Sistema Eléctrico Nacional y satisfacer la demanda eléctrica.

El MBP es realizado por el CENACE y se lleva a cabo en los primeros dos meses después del final de cada año cuando estén disponibles los datos anuales (ex-post), de esta forma el primer MBP se llevó a cabo en febrero de 2017 respecto al Año de Producción 2016.

7.10.1 Resultados del MPB para el año de producción 2019

El MBP para el Año de Producción 2019 se llevó a cabo en febrero de 2020. Al respecto, en la siguiente tabla se muestran sus principales resultados:

Tabla 43. Resultado del MBP para el año de producción 2019

Zona de Potencia	Obligación Neta de Potencia (MW-año)	Oferta de Compra de Potencia (MW-año)	Oferta de Venta de Potencia (MW-año)	Potencia Adquirida (MW-año)	Cantidad de Potencia Eficiente adquirida [MW-año]	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia [MW-año]	Precio Neto de Potencia (\$/MW-año)
Sistema Interconectado Nacional	5,028.89	5,028.89	6,643.08	6,643.08	1,614.19	0.00	216,525.77
Sistema Interconectado Baja California	613.35	581.31	197.58	197.58	0.00	415.77	2,758,443.22



Zona de Potencia	Obligación Neta de Potencia (MW-año)	Oferta de Compra de Potencia (MW-año)	Oferta de Venta de Potencia (MW-año)	Potencia Adquirida (MW-año)	Cantidad de Potencia Eficiente adquirida [MW-año]	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia [MW-año]	Precio Neto de Potencia (\$/MW-año)
Sistema Interconectado Baja California Sur	214.16	214.16	163.64	163.64	0.00	50.51	7,844.024.91

Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE. Las cantidades registradas pueden no coincidir por redondeo.

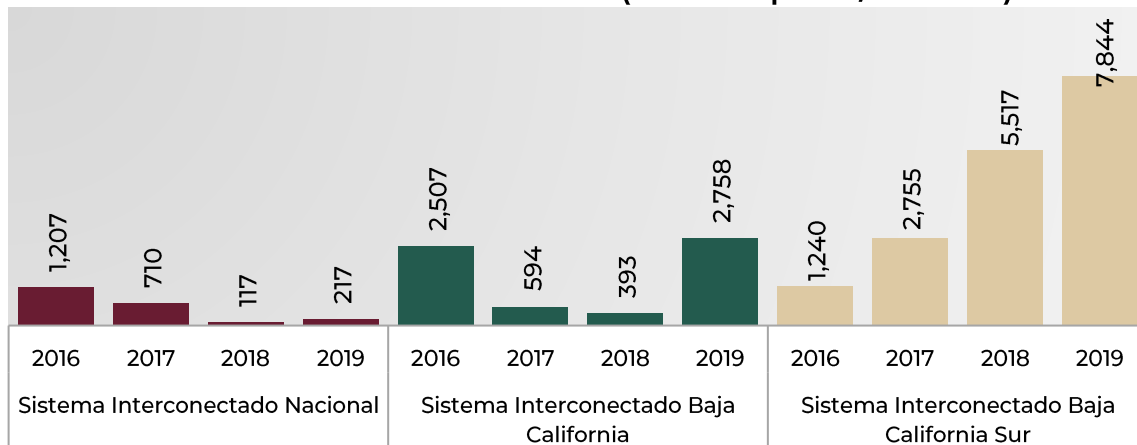
Conforme a los resultados del MBP para el Año de Producción 2019, se destaca lo siguiente:

- Respecto a la Zona de Potencia SIN, se adquirieron 1,614 MW-año de Potencia Eficiente y no se registró incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia. El Precio Neto de Potencia (PNP) resultante (216,526 \$/MW-año) refleja la relación entre las ofertas de compra y venta.
- Por otro lado, la Zona de Potencia BCA registró una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia de 416 MW-año, lo que representa un déficit de Potencia en BCA en relación con las obligaciones para adquirir dicho producto. El PNP resultante es de 2,758,443 \$/MW-año.
- Finalmente, en la Zona de Potencia BCS, se registraron 51 MW-año de Potencia incumplida, lo que representa un déficit de Potencia con respecto a las obligaciones netas en BCS. El PNP resultante es de 7,844,025 \$/MW-año.

7.10.2 Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2019

El comportamiento de los precios (PNP) históricos a los que se adquirió la Potencia en el MBP durante el periodo 2016- 2019, para cada una de las zonas que integran el SEN, se muestra en el siguiente Gráfico 72:

**Gráfico 72. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia:
Años de Producción 2016-2019 (miles de pesos/MW-año)**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE. Las cantidades registradas pueden no coincidir por redondeo.

En el Gráfico anterior, se identifica lo siguiente:

- En el SIN, los precios muestran una tendencia decreciente de 2016 a 2018, mientras que entre 2018 y 2019 se observa un repunte al pasar de 117.5 a 216.5 miles de pesos por MW- año de Potencia. No obstante, el precio de la Potencia en el SIN en el Año de Producción 2019 se mantiene como el más bajo en comparación con los precios observados para el resto de las zonas.
- Por otra parte, los precios en el BCA mantienen una tendencia similar a la del SIN. Entre 2016 y 2018 se observa un decrecimiento, en tanto que de 2018 a 2019 el precio repuntó al pasar de 393.3 a 2,758.4 miles de pesos por MW-año de Potencia. Considerando que en 2019 hubo un déficit de Potencia en BCA, el precio observado en ese año es consistente con dicha condición y representó el más alto del periodo 2016-2019.
- En lo que se refiere a BCS, los precios muestran una tendencia creciente durante el periodo comprendido de 2016 a 2019. En el Año de Producción 2019, al igual que BCA, en BCS se registró un déficit de Potencia, y el precio correspondiente, con un monto de 7,844.0 miles de pesos MW-año, es el mayor registrado en las zonas del SEN para ese año y para cualquiera de los anteriores.

Conforme al diseño del MBP, el precio de la Potencia sube cuando el sistema eléctrico cuenta con menos capacidad de generación que el nivel óptimo, y el precio baja cuando se cuenta con un exceso de Potencia.

7.11 COMITÉ DE EVALUACIÓN DEL CENACE

El Comité de Evaluación del Centro Nacional de Control de Energía y del Mercado Eléctrico Mayorista, instalado el 30 de agosto de 2017, se encarga de revisar el desempeño del CENACE y del MEM y emitir periódicamente un informe público de resultados de evaluación, así mismo tiene la facultad de hacer recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE. El Comité cuenta un representante por cada modalidad de Participante del Mercado.

Durante 2019 se llevó a cabo una sesión del Comité, la correspondiente a la “Quinta Sesión Ordinaria”, celebrada el 11 de diciembre de ese año, en la que se tuvieron intervenciones por parte de los representantes de los Participantes del Mercado, así como de los Invitados Permanentes. Asimismo, se tomaron 5 acuerdos. Entre los temas más importantes se destacan:

- Aprobación de las Reglas de Operación del Comité.
- Actividades del CENACE y resultados en el Mercado Eléctrico Mayorista.



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX