



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

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

2020

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2022 Derechos
Reservados. Secretaría de
Energía Insurgentes Sur 890 Col.
Del Valle, C.P. 03100 Ciudad de
México Editado en México
www.gob.mx/sener



INDICE

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
1.1.2 Empresas de generación de CFE	17
1.1.3 Generación de energía eléctrica	22
1.1.4 Generación de energía eléctrica por parte de CFE	26
1.1.5 Fortalecimiento de la CFE	28
1.2 Generación Distribuida	29
1.3 Fuentes de Energía Empleadas en la Generación	33
1.3.1 Consumo de Gas Natural y Gasoductos	34
1.3.1.1 Gas Natural	34
1.3.1.2 Gasoductos	36
1.3.2 Consumo de otros combustibles	37
1.3.3 Comparación de fuentes de energía: México VS. EUA	37
1.4 Consumo de Combustibles de Permisionarios	38
1.5 Emisiones de Bióxido de Carbono (CO ₂)	39
1.6 Impuestos al Carbono	42
2 TRANSMISIÓN	44
2.1 Infraestructura de la red nacional de transmisión	45
2.2 Principales proyectos de infraestructura de la Red Nacional de Transmisión en 2020	47
2.3 Interconexiones transfronterizas	51
2.4 Indicadores de desempeño de la Red Nacional de Transmisión	53
3 DISTRIBUCIÓN	55
3.1 Infraestructura de Distribución	56
3.2 Proyectos de Distribución durante 2020	56
3.2.1 Proyectos de Distribución concluidos en 2020	56
3.2.2 Proyectos de Distribución en construcción al cierre de 2020	59
3.3 Pérdidas de Energía en el proceso de Distribución	60
3.4 Indicadores de desempeño de las Redes Generales de Distribución	61
3.5 Estrategia Nacional de Electrificación	62
3.5.1 Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)	63
3.5.2 CFE Distribución	65
4 COMERCIALIZACIÓN	66
4.1 Suministro Básico	66
4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos	66
4.1.2 Ventas de Suministro Básico por Sector y Entidad Federativa	69
4.1.3 Estacionalidad anual de las Ventas de Energía Eléctrica	72
4.1.4 Participantes Privados	72
4.2 Suministro Calificado	73
4.3 Tarifas Eléctricas Reguladas	75
4.3.1 Esquema Tarifario en 2020	75
4.3.2 Tarifas subsidiadas	76
5 DEMANDA Y CONSUMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	79
5.1 Demanda Máxima Neta	80
5.2 Cien horas Críticas de Demanda Máxima	83
5.3 Consumo Neto de Energía Eléctrica	84
6 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN	86
6.1 Indicadores para el seguimiento de la evolución de la Industria Eléctrica Nacional en 2020	87

6.1.1	Margen de Reserva Operativo (MRO).....	87
6.1.2	Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión.....	88
6.1.3	Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI).....	89
7	MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	91
7.1	Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista.....	91
7.2	Participantes del Mercado.....	91
7.3	Mercado de Energía de Corto Plazo.....	93
7.4	Comportamiento de los PML en el MDA.....	93
7.5	Comportamiento de los PML en el MDA vs MTR.....	97
7.6	Evolución de los precios de Servicios Conexos en el MDA.....	100
7.7	Combustibles.....	102
7.8	Subastas de Largo Plazo (SLP).....	104
7.9	Mercado para el Balance de Potencia.....	105
7.9.1	Resultados del MBP para el Año de Producción 2020.....	105
7.9.2	Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2020.....	106
7.10	Comité de Evaluación del CENACE.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

tabla 1.	Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional, 2017-2020.....	14
Tabla 2.	Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa.....	16
Tabla 3.	Capacidad Instalada de Generación De Electricidad de CFE, 2017-2020 por tipo de tecnología.....	18
Tabla 4.	Capacidad Instalada de Generación de Electricidad de los PIE, 2017-2020.....	18
Tabla 5.	Capacidad Bruta Efectiva de Generación CFE Y PIE por EPS en 2020.....	19
Tabla 6.	Evolución de la Generación Neta de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2020.....	23
Tabla 7.	Generación Neta de Electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2020, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente.....	25
Tabla 8.	Generación Neta de CFE y PIE, 2018-2020.....	26
Tabla 9.	Generación Neta de Energía Eléctrica de CFE Por EPS, 2019 y 2020.....	27
Tabla 10.	Consumo de Gas Natural en CFE, 2012-2020.....	35
Tabla 11.	Gasoductos en Construcción en 2020.....	36
Tabla 12.	Consumo de Combustibles en CFE.....	37
Tabla 13.	Cuotas Aplicables a los Combustibles Fósiles de acuerdo con la LIEPS 2019 y 2020.....	42
Tabla 14.	Longitud de Líneas de la Red Nacional de Transmisión por nivel de tensión.....	46
Tabla 15.	Escenario Tecnológico de la Red Nacional de Transmisión 2020.....	46
Tabla 16.	Proyectos de Infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN concluidos en 2020.....	47
Tabla 17.	Principales proyectos de infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que continúan en construcción en 2020.....	47
Tabla 18.	Principales proyectos de infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que iniciaron su ejecución en 2020.....	48
Tabla 19.	Proyectos de Transmisión concluidos en 2020 con esquema de Obra Pública Financiada.....	49
Tabla 20.	Proyectos de Transmisión concluidos en 2020 con esquema de Obra Pública Presupuestaria.....	49
Tabla 21.	Proyectos de Transmisión en construcción en 2020 con esquema de Obra Pública Financiada.....	50
Tabla 22.	Proyectos de Transmisión en construcción en 2020 con esquema de Obra Pública Presupuestaria.....	50
Tabla 23.	Importación y Exportación de Electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión.....	52
Tabla 24.	Principales Indicadores de la Red Nacional de Transmisión.....	53
Tabla 25.	Unidades de Negocio de CFE Distribución.....	55
Tabla 26.	Infraestructura de CFE Distribución 2019 y 2020.....	56
Tabla 27.	Obras de Distribución Concluidas en 2020.....	57
Tabla 28.	Principales proyectos de Distribución terminados en 2020 bajo el esquema de Obra Pública Financiada.....	58

Tabla 29. Obras de Distribución en construcción al cierre de 2020	59
Tabla 30. Principales Obras de distribución en construcción al cierre de 2020 bajo el esquema de Obra Pública Financiada	60
Tabla 31. Índices para Medir Confiabilidad del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2015-2020, sin considerar Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor	62
Tabla 32. Indicadores de Servicio Del Sistema Eléctrico De CFE Distribución 2020.....	62
Tabla 33. Grado de Electrificación 2015-2020	63
Tabla 34. Invitación a CFE Distribución. Componente Extensión de Redes Generales de Distribución. Relación de Localidades por Electrificar	64
Tabla 35. Invitación a CFE Distribución Componente Sistemas Aislados de Electrificación. Relación de Localidades Con Necesidades De Electrificación	64
Tabla 36. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico	67
Tabla 37. Principales Indicadores Comerciales de CFE Suministro Básico 2020	68
Tabla 38. Variación porcentual anual de ventas de electricidad por entidad federativa 2019-2020.....	70
Tabla 39. Demanda máxima neta en 2020	81
Tabla 40. Capacidad Instalada de tecnología Fotovoltaica y Eólica en operación comercial o en pruebas operativas hasta 2020.....	104
Tabla 41. Resultado del MBP para el año de producción 2020.....	105

ÍNDICE DE GRÁFICOS

gráfico 1. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de tecnología	15
Gráfico 2. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de permiso.....	15
Gráfico 3. Evolución de la Capacidad a instalar por tecnología (PIIRCE) 2020-2034.....	20
Gráfico 4. Capacidad por instalar en la RNT de noviembre de 2020 a diciembre de 2024	21
Gráfico 5. Capacidad a Instalar en la RNT de noviembre de 2025 a diciembre de 2034.....	21
Gráfico 6. Generación Neta de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional en 2020, por tipo de tecnología.....	24
Gráfico 7. Generación Neta de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, 2020 por tipo de tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente	26
Gráfico 8. Capacidad Instalada y número de contratos de interconexión de Generación Distribuida por año 2007-2020.....	30
Gráfico 9. Capacidad Instalada de Generación Distribuida por rango 2020	30
Gráfico 10. Capacidad de Generación Distribuida Por Entidad Federativa 2020.....	31
Gráfico 11. Régimen de Contraprestación de Generación Distribuida y de los Contratos de Interconexión de pequeña y mediana escala	33
Gráfico 12. Participación porcentual de las fuentes de energía empleadas para la Generación de Electricidad, 2017-2020	34
Gráfico 13. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México 2000-2020	35
Gráfico 14. Estructura de Generación de Electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México 2020.....	37
Gráfico 15. Consumo de Combustibles por permisionario 2020.....	38
Gráfico 16. Distribución del Consumo de combustibles de permisionarios en 2020	39
Gráfico 17. Emisiones anuales de Bióxido de Carbono por persona 2005-2020	40
Gráfico 18. Participación de las principales fuentes de emisión de GEI en México 2019.....	41
Gráfico 19. Emisión de GEI por Generación Bruta de electricidad, 2000-2020.....	41
Gráfico 20. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles 2014-2020.....	43
Gráfico 21. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México.....	43
Gráfico 22. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario sin eventos.....	54
Gráfico 23. Frecuencia Media de Interrupción por Usuario sin eventos.....	54

Gráfico 24. Pérdidas de Energía Eléctrica en el proceso de Distribución 2012-2020, incluye Alta Tensión	60
Gráfico 25. Participación en Comercialización de Energía Eléctrica en 2020	66
Gráfico 26. Distribución porcentual por sector de usuarios de CFE Suministrador De Servicios Básicos En 2020...	67
Gráfico 27. Distribución Porcentual por Sector de las ventas de CFE SSB en 2020	68
Gráfico 28. Distribución Porcentual por Sector del valor de las ventas de CFE SSB en 2020	68
Gráfico 29. Ventas Anuales de energía eléctrica por sector de consumo, 2010-2020	69
Gráfico 30. Variación Porcentual de las ventas de energía por entidad federativa 2019-2020	70
Gráfico 31. Ciclo Anual de las ventas de energía	72
Gráfico 32. Ventas por Usuarios Industriales de CFE y capacidad de generación privada, 2000-2020	73
Gráfico 33. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE, 2015-2020	73
Gráfico 34. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados, 2016-2020	74
Gráfico 35. Tarifa Media Nacional estimada con base en la metodología establecida por la CRE, 2018-2020	76
Gráfico 36. Variación Acumulada Anual de la Tarifa 1 para uso Doméstico en Consumo Básico (2019 Y 2020) Vs Tasa De Inflación Anual	77
Gráfico 37. Comparación de la Variación de la Tarifa 9 - CU para bombeo de agua para uso agrícola Vs. la variación de la inflación, 2018-2020	78
Gráfico 38. Demanda Máxima Neta Semanal en el SIN en 2020	81
Gráfico 39. Curva de duración de la demanda neta del SIN en 2020	82
Gráfico 40. Curva de duración de la demanda neta del Sistema BCA en 2020	82
Gráfico 41. Curva de duración de la demanda neta del Sistema BCS en 2020	83
Gráfico 42. Frecuencia de las 100 Horas de Demanda Máxima 2020, SIN	83
Gráfico 43. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2020, SIN	83
Gráfico 44. Evolución del Consumo Neto Anual SEN y SIN periodo 2011-2020	84
Gráfico 45. Evolución del Consumo Neto anual por Gerencia de Control Regional. periodo 2011-2020	85
Gráfico 46. Margen de Reserva Operativo en el SIN 2011-2020	88
Gráfico 47. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión, 2016-2020	89
Gráfico 48. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI), 2015-2020	90
Gráfico 49. Evolución del Número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad: 2016-2020	92
Gráfico 50. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2020	92
Gráfico 51. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM: CFE Y Privados, 2016-2020	93
Gráfico 52. Precio Marginal Local SIN, BCA y BCS MDA, 2016-2020 promedios mensuales, 2016-2020	94
Gráfico 53. Precio Marginal Local, SIN MDA, 2016-2020 promedios por hora del día, 2016-2020	95
Gráfico 54. Curva De Duración de PML en el SIN, MDA, 2020 promedio por hora del sistema	95
Gráfico 55. Curva De Duración de PML en BCA, MDA 2020 y promedio por hora del sistema, 2020	96
Gráfico 56. Curva De Duración de PML en BCS, MDA 2020 y promedio por hora del sistema, 2020	96
Precio Marginal Local MDA Vs MTR en el SIN, promedios diarios, 2017-2020	97
Gráfico 58. Precio Marginal Local MDA Vs MTR 2017-2020 en el SIN promedios anuales, 2017-2020	98
Gráfico 59. Precio Marginal Local MDA Vs MTR en BCA, promedios anuales, 2017-2020	99
Gráfico 60. Precio Marginal Local MDA Vs Mtr en BCS, promedios anuales, 2017-2020	99
Gráfico 61. Precios de Servicios Conexos en el MDA del SIN, promedios mensuales de cada reserva, 2016-2020	100
Gráfico 62. Precios de Servicios Conexos En El MDA del BCA, Promedios Mensuales de Cada Reserva, 2016-2020	101
Gráfico 63. Precios de Servicios Conexos En El MDA del BCS, Promedios Mensuales de Cada Reserva, 2016-2020	101
Gráfico 64. Combustibles fósiles utilizados para la generación neta 2019-2020	102
Gráfico 65. Precio de combustibles nacionales 2016-2020	103
Gráfico 66. Precios internacionales del gas natural 2016-2020	104
Gráfico 67. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia: años de producción 2016-2020	106



ÍNDICE DE MAPAS

mapa 1. Estados con mayor Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional	17
Mapa 2. Capacidad de Generación Distribuida por entidad federativa 2020.....	32
Mapa 3. Red Nacional de Transmisión	45
Mapa 4. Interconexiones Transfronterizas 2020.....	52
Mapa 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	80



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

En cumplimiento al artículo 11 de la Ley de la Industria Eléctrica, la Secretaría de Energía emite el *Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional 2020*. Este documento informa sobre el desempeño de las actividades 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.

En el año 2020 se continuó con la implementación de la política energética nacional bajo principios de soberanía, seguridad energética nacional y sostenibilidad, en seguimiento a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND 2019-2024). Por su parte, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034 (PRODESEN 2020-2034) estableció la planeación del Sistema Eléctrico Nacional bajo los lineamientos de la nueva política energética.

En el rescate del sector energético, plasmado en el PND 2019-2024, se determinó como un objetivo prioritario de la política energética el fortalecimiento de la CFE, con el fin de que esta empresa pública sea palanca del desarrollo nacional. Dicho fortalecimiento se realizó a través del aumento de la generación de electricidad con capacidades propias, así como el aumento y modernización de la infraestructura de transmisión y distribución, lo que se traduce en una disminución de sus costos de producción y el aumento de sus ingresos, lo que permitirá garantizar tarifas accesibles a la población y cumplir con el compromiso del presidente Lic. Andrés Manuel López Obrador de que estas no aumenten por arriba de la inflación.

En 2020 la industria eléctrica resintió los efectos de la pandemia sanitaria del COVID-19, debido a la disminución de la demanda de electricidad generada por las restricciones económicas y sociales implementadas para contener la dispersión y transmisión de la enfermedad. Al respecto, el Gobierno de México implementó un mecanismo de fijación de tarifas eléctricas en apoyo de los usuarios domésticos que pudieran presentar un aumento en el consumo de electricidad debido al resguardo domiciliario implementado por las autoridades de salud, medida que benefició potencialmente a 40.3 millones de usuarios domésticos de bajo consumo.

Durante la emergencia sanitaria de 2020 se demostró la importancia de la CFE como empresa del Estado, con vocación de servicio público y un enfoque social, al absorber los efectos económicos de las medidas implementadas en favor de los hogares mexicanos.

Entre las principales acciones instruidas por la SENER durante 2020, destacan las siguientes:

- Orden en permisos de generación, ya sea para su otorgamiento, modificación o transferencia.
- Planeación del Sistema Eléctrico Nacional para priorizar la soberanía energética y la confiabilidad.
- Participación en la coordinación que deberán observar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, para el manejo de presas y la reducción de desastres por

inundaciones en la cuenca del Río Grijalva, y su relación en el control y despacho de generación eléctrica, con sentido social y de protección civil.

- Actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética y de la política energética nacional.

En 2020 el 99.08% de la población en México dispuso del servicio de energía eléctrica, resultado de la estrategia nacional de electrificación desarrollada por la SENER y la CFE. El Gobierno de México está comprometido a impulsar el desarrollo sostenible, por lo que es necesario asegurar el acceso universal a las energías que permita elevar la calidad de vida de los mexicanos y llevar el desarrollo a todos los rincones del país.

La SENER trabaja en la transformación del sector eléctrico, a efecto de lograr los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, para que la empresa productiva del estado CFE se fortalezca y se genere un desarrollo sustentable de la industria eléctrica que garantice su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, las metas de energías limpias y la reducción de emisiones contaminantes.

2020 representó un año de importantes retos al enfrentar la pandemia sanitaria que afectó a la industria eléctrica al igual que al resto de las actividades económicas y sociales, no obstante, el Gobierno de México y la Secretaría de Energía continuaron con la implementación de la nueva política en materia eléctrica, al poner orden en la administración de permisos, al emitir, desarrollar y modificar la regulación que le permitiera a la CFE participar en la industria eléctrica en igualdad de condiciones que las empresas privadas, al realizar una planeación de largo plazo con el objetivo de mejorar las condiciones de vida de todos los habitantes del país y aumentar la competitividad económica en todos los sectores.

1 GENERACIÓN

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 nacional¹. En México coexisten las Centrales Eléctricas con permisos de Generación otorgados dentro de dos marcos regulatorios:

- La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), y
- La derogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE): Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Importación, Exportación, Producción Independientes de Energía y Usos Propios Continuos.

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 reglamentarias¹. En este caso, sus procesos de generación de electricidad producen emisiones de CO₂ menores a los 100 kg por cada MWh generado¹.

¹ Artículo 17 de la Ley de la Industria Eléctrica.

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

El Gobierno de México definió en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, como una de sus principales estrategias el fortalecimiento a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de esta manera los Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, 2020-2034 y 2021-2035 se enfocan en integrar y analizar la capacidad de generación eléctrica instalada de las Centrales Eléctricas y su producción de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

Al cierre de 2020, la capacidad instalada a la red eléctrica de Centrales Eléctricas de CFE, de los PIE y de los demás permisionarios ascendió a 83,121 MW, presentando un incremento de 6.0% respecto a 2019 y 13.9% respecto a 2018. La Tabla 1 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional para los años 2017-2020.

Tabla 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional, 2017-2020 (MW)

Tecnología	2017 ^{a/}	2018	2019	2020	Participación 2020 (%)
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	15.2
Geotermoeléctrica	899	899	899	951	1.1
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	7.8
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	6.2
Bioenergía ^{b/}	373	374	375	377	0.5
Suma Limpia renovable	17,953	20,629	23,582	25,593	30.8
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1.9
Cogeneración eficiente ^{c/}	1,322	1,709	1,710	2,305	2.8
Suma limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	3,913	4.7
Total energía limpia	20,883	23,946	26,900	29,506	35.5
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	38.4
Térmica convencional ^{d/}	12,665	12,315	11,831	11,809	14.2
Turbogás ^{e/}	2,960	2,960	2,960	3,545	4.3
Combustión interna	739	881	891	850	1.0
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	6.6
Total	68,050	72,958	78,447	83,121	100.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2021-2035.

^{a/} No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO.

^{b/} 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.

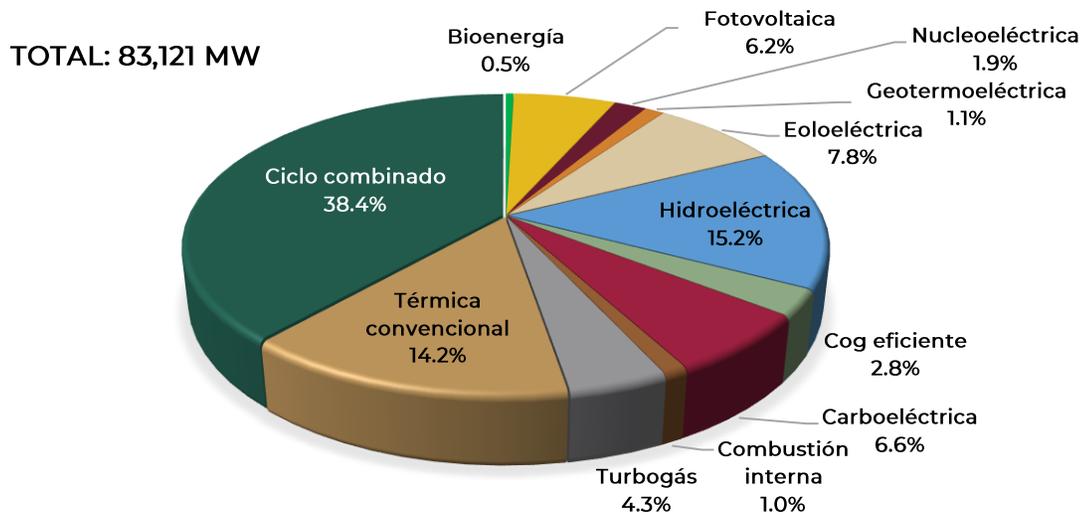
^{c/} Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente.

^{d/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{e/} 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, 2020

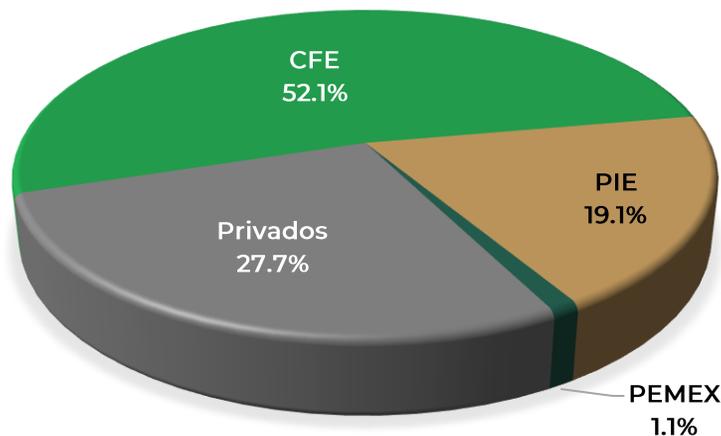


Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2021-2035.

* 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, 2020

TOTAL: 83,121 MW



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2021-2035.

* No se considera la capacidad instalada de Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido. Privados incluye Autoabastecimiento, Cogeneración (incluyendo a la Cogeneración Eficiente), Pequeña Producción, Exportación y Generación.

La Tabla 2 registra la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por entidad federativa para los años 2017-2020.

Tabla 2. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa (MW)

Entidad	2017	2018	2019	2020	Variación 2020/2019(%)	Participación 2020 (%)	Posición
Aguascalientes	4	218	358	913	155.0	1.1	23
Baja California	3,178	3,178	3,249	3,248	0	3.9	9
Baja California Sur	820	845	845	837	-0.9	1.0	24
Campeche	408	408	408	408	0	0.5	27
Chiapas	4,887	4,907	4,907	4,907	0	5.9	5
Chihuahua	2,702	2,933	3,366	4,254	26.4	5.1	7
Coahuila	3,719	4,557	4,658	4,741	1.8	5.7	6
Colima	2,754	2,754	2,754	2,754	0	3.3	12
Ciudad de México	282	287	288	288	0	0.4	29
Durango	1,803	1,849	1,939	2,027	4.5	2.4	18
Estado de México	1,536	1,536	1,540	1,540	0	1.9	21
Guanajuato	1,849	2,140	2,148	2,148	0	2.6	16
Guerrero	3,446	3,446	3,446	3,446	0	4.2	8
Hidalgo	2,365	2,367	2,467	2,753	11.6	3.3	13
Jalisco	1,416	1,523	1,523	2,397	57.4	2.9	15
Michoacán	2,016	2,016	2,016	2,041	1.2	2.5	17
Morelos	6	6	6	6	0	0	32
Nayarit	1,770	1,770	1,770	1,770	0	2.1	20
Nuevo León	4,090	4,383	6,404	7,008	9.4	8.4	3
Oaxaca	2,770	3,181	3,181	3,181	0	3.8	10
Puebla	1,067	1,067	1,067	1,514	41.9	1.8	22
Querétaro	678	732	732	732	0	0.9	25
Quintana Roo	293	293	293	277	-5.5	0.3	30
San Luis Potosí	2,902	3,073	3,078	3,108	1.0	3.7	11
Sinaloa	1,746	1,746	2,633	2,663	1.1	3.2	14
Sonora	3,137	4,872	5,030	5,357	6.5	6.4	4
Tabasco	427	694	694	694	0	0.8	26
Tamaulipas	6,266	6,510	7,765	7,998	3.0	9.6	1
Tlaxcala	68	68	68	289	325.0	0.4	28
Veracruz	7,390	7,190	7,190	7,217	0.4	8.7	2
Yucatán	1,625	1,779	1,829	1,810	-1.0	2.2	19
Zacatecas	90	90	255	255	0	0.3	31
Texas EUA**	540	540	540	540	0	0.7	
Total	68,050	72,958	78,447	83,121	6.0	100.0	

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2021-2035.

* No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido. El total puede no coincidir por redondeo.

** 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 2020, en la cual se puede apreciar que, en general, los estados ubicados en la frontera 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 del PRODESEN 2021-2035.

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

1.1.2 Empresas de generación de CFE

La capacidad instalada de generación de CFE en el año 2020 ascendió a 43,308 MW (incluye Laguna Verde) asignados a cinco Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación y al Corporativo, ver Tabla 3.²

² PRODESEN 2021-2035, Anexos 3.3 A, H, O y V. Capacidad instalada por tecnología y estado de la CFE, pág. 196, 200, 205 y 209:

<https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>

La diferencia entre la información de la capacidad de generación de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2021-2035 y el Informe Anual de CFE 2020, radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva (capacidad neta garantizada) de las Centrales Eléctricas, mientras que el PRODESEN reporta la capacidad instalada a la red.

Tabla 3. Capacidad Instalada de Generación de Electricidad de CFE, 2017-2020 por tipo de tecnología

Tecnología	Capacidad instalada (MW)				Variación 2020-2019 (MW)	Variación (%) (2020/2019)
	2017	2018	2019	2020		
Hidroeléctrica	12,125	12,125	12,125	12,125	0	0.0
Térmica convencional	11,282	10,932	10,447	10,448	1	0.0
Ciclo Combinado	7,780	9,403	9,403	9,686	283	3.0
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	0	0.0
Turbogás*	2,637	2,637	2,637	2,605	-32	-1.2
Geotermoeléctrica	874	874	874	926	52	5.9
Combustión Interna	359	359	359	355	-4	-1.1
Eoloeléctrica	86	86	86	86	0	0.0
Solar Fotovoltaica	6	6	6	6	0	0.0
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	0	0.0
Total	42,220	43,493	43,008	43,308	300	0.7

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2021-2035, Anexos 3.3 A, H, O y V. Capacidad instalada por tecnología y estado de la CFE, pag. 196, 200, 205 y 209: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>

* Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es turbogás/cogeneración, y unidades móviles.
 Nota: El total puede no coincidir por redondeo.

En 2020 la CFE contó con una capacidad instalada de generación correspondiente a los Productores Independientes de Energía (PIE) de 15,898 MW, los cuales son administrados por la EPS CFE Generación V, de ellos el 96.1% (15,285 MW) corresponde a ciclos combinados que se clasifica como energía convencional proveniente de combustibles fósiles (gas natural) y el 3.9% (613 MW) restante es capacidad de generación de energía limpia que utiliza el viento (eólica), (ver Tabla 4).

Tabla 4. Capacidad Instalada de Generación de Electricidad de los PIE, 2017-2020, por tipo de tecnología

Tecnología	Capacidad bruta efectiva (MW)				Variación 2020-2019 (MW)	Variación (%) (2020/2019)
	2017	2018	2019	2020		
Ciclo Combinado	13,007	13,007	14,763	15,285	522	3.5
Eoloeléctrica	613	613	613	613	0	0.0
Total	13,620	13,620	15,376	15,898	522	3.4

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2021-2035, Anexos 3.3 B, I, P y W. Capacidad instalada por tecnología y estado de los PIEs, pag. 196, 201, 206 y 210: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>

Durante 2020 se incrementó la capacidad instalada de los PIE en 3.4% respecto a lo registrado en 2019, debido a la entrada en operación comercial del proyecto Norte III en Juárez, Chihuahua.

Asimismo, a partir del Informe Anual de CFE 2020, 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 PIE.

Tabla 5. Capacidad Bruta efectiva de Generación CFE y PIE por EPS en 2020 (MW)

Concepto	Capacidad bruta efectiva (MW)	Participación 2020 (%)
CFE – Generación I	8,247	14.0
CFE – Generación II	8,796	14.9
CFE – Generación III	7,720	13.1
CFE – Generación IV	7,855	13.3
CFE – Generación VI	8,852	15.0
CFE – Generación V (PIE)*	15,898	27.0
CFE Corporativo (C.N. Laguna Verde)	1,608	2.7
Total**	58,976	100.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, páginas 42 a 43: El valor de Generación V se tomó de la página 121.

<https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/CFE%20Informe%20Anual%202020.pdf>

Nota: La asignación de activos corresponde a 2020, 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.

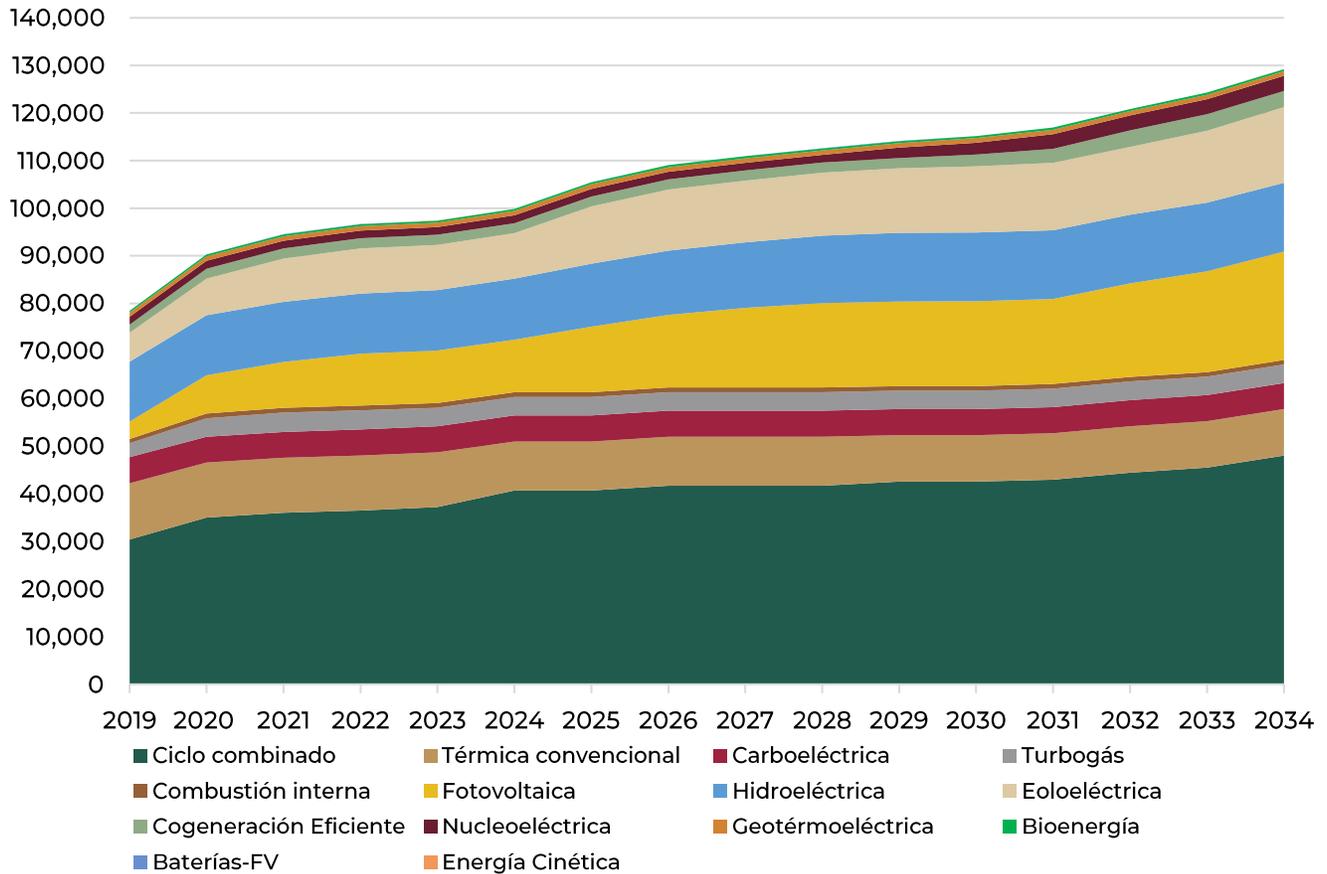
* Se incluye la información de la capacidad neta garantizada de los PIE en CFE Generación V. La diferencia entre la información de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2021-2035 y el Informe Anual de CFE 2020, radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva de las Centrales Eléctricas, mientras que el PRODESEN reporta la capacidad neta garantizada de los Contratos con los PIE.

** El total incluye la capacidad de las plantas móviles.

En cuanto a las tendencias de la generación eléctrica en México, de acuerdo con el PRODESEN 2020-2034, se presenta la estimación de la evolución de la capacidad a instalar por tecnología resultado del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) de 2020 a 2034 en el Gráfico 3, el cual permite observar que en 2034 se tendrán 129 GW de capacidad instalada.

De acuerdo con la proyección del PIIRCE la participación de las tecnologías de generación al 2034 sería: ciclo combinado 37.2%, fotovoltaica 17.6%, eoloelectrica 12.3%, hidroeléctrica 11.2%, térmica convencional 7.6%, carboeléctrica 4.2%, turbogás 3.0%, Cogeneración eficiente 2.7%, nucleoelectrica 2.4%, combustión interna 0.8%, geotermoelectrica 0.7%, bioenergía 0.3%, Baterías FV 0.015% y energía cinética 0.004%.

Gráfico 3. Evolución de la Capacidad por Instalar (MW) por tecnología (PIIRCE), 2020-2034

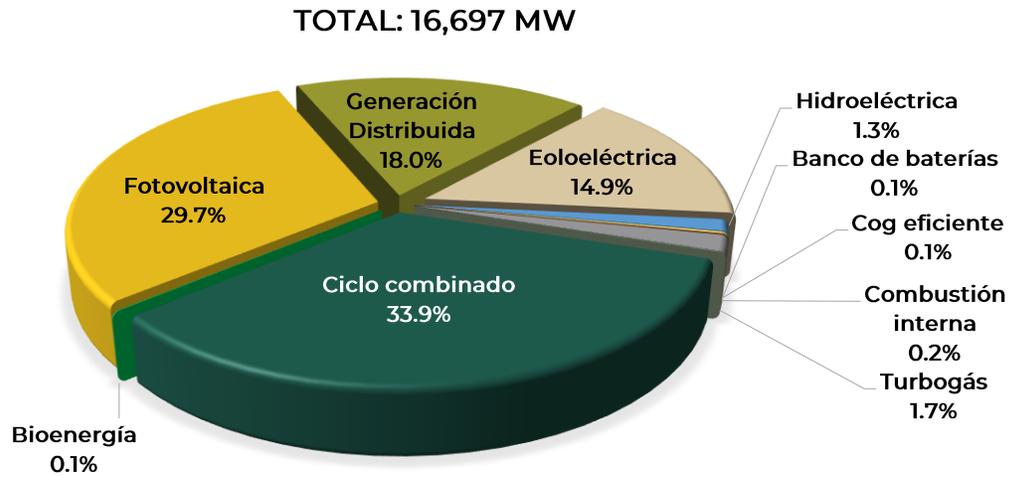


Fuente: PRODESEN 2020-2034.

Además, de acuerdo con el Programa Indicativo de Incorporación de Centrales Eléctricas, de noviembre de 2020 a diciembre de 2024 se estima una incorporación de 13,677 MW de capacidad de generación eléctrica a conectar en la Red Nacional de Transmisión, aunque dicha capacidad se elevaría a 16,697 MW si se incluyera la Generación Distribuida Fotovoltaica (escenario acelerado) ver Gráfico 4.³

³ 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>

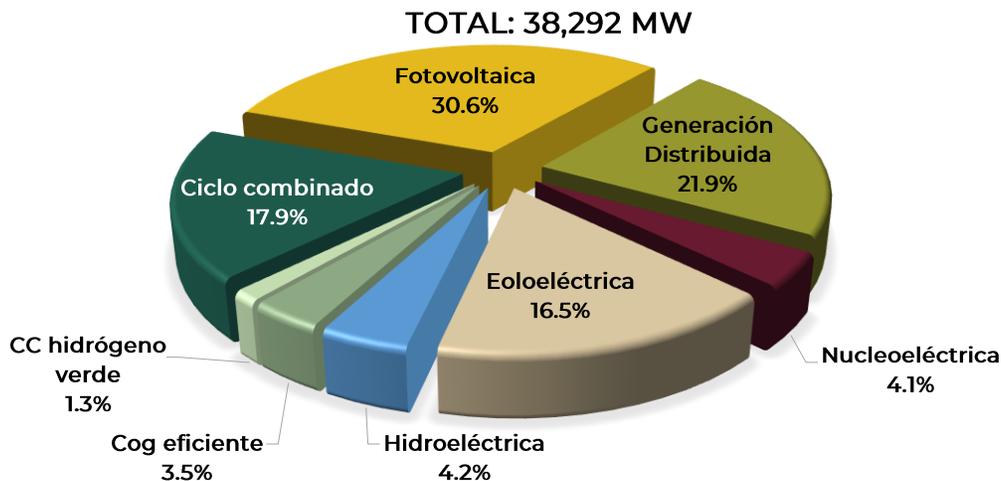
Gráfico 4. Capacidad por Instalar en la RNT de noviembre de 2020 a diciembre de 2024



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2020-2034, Capítulo 6, pág. 65.
Nota: Bioenergía incluye Energía cinética.

Además, en el periodo 2025-2034 se estima que se instalarán 29,889 MW de nueva capacidad de generación eléctrica que se conectarán a la RNT, mientras que si se incluyera la Generación Distribuida Fotovoltaica el valor se eleva a 38,292 MW⁴ ver Gráfico 5.

Gráfico 5. Capacidad por Instalar en la RNT de noviembre de 2025 a diciembre de 2034



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2020-2034, Capítulo 6, pág. 65 y 66.

Por otra parte, en ese ejercicio de planeación se incorporaron proyectos estratégicos para la instalación de centrales eléctricas por parte de la CFE para cumplir con la nueva política energética nacional, por lo que dentro

⁴ Ibidem

del periodo 2021-2024, se plantea la incorporación de 4,557 MW de Centrales Eléctricas, 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 Interna⁵.

En el periodo 2025-2031 del programa en estudio 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 energética 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, 187 MW en 2023, 1,218 MW en 2024 y 550 MW en 2029), de las cuales el 90.7% (2,068 MW) corresponden a unidades de vapor.

1.1.3 Generación de energía eléctrica

Durante 2020 se registró una producción de 312,347 GWh de energía eléctrica en el SEN, valor que agrupa la generación neta de CFE y la entregada (neta) en la red eléctrica nacional por los demás permisionarios. Este valor fue 1.7% menor al observado el año 2019 (317,820 GWh), debido a la menor demanda de electricidad derivada de las acciones para el combate de la enfermedad provocada por el COVID-19.

La Tabla 6 presenta la evolución de la producción de electricidad en el SEN, donde el 100% de la generación eléctrica con Cogeneración Eficiente se considera como Energía Limpia, tal y como se había estimado en los anteriores PRODESEN (2015-2029 al 2019-2033). En este caso, el porcentaje de Energía Limpia obtenido durante 2020 ascendió a 27.8% (86,988 GWh) del total producido (312,347 GWh).

⁵ PRODESEN 2020-2034, Capítulo 6 Programa Indicativo para la Instalación y retiro de Centrales Eléctricas, página 59 a 62: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

Tabla 6. Evolución de la generación neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2020 (GWh)¹

Tecnología	2017	2018	2019	2020	Variación 2020/2019 (%)	Participación 2020 (%)
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	13.6	8.6
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	-9.6	1.4
Eoloeléctrica	10,456	12,436	16,726	19,701	17.8	6.3
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	61.2	4.3
Bioenergía ²	584	600	669	600	-10.3	0.2
Suma Limpia renovable	48,800	52,511	54,452	65,221	19.8	20.8
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	-0.2	3.5
Cogeneración eficiente ¹	5,840	6,636	9,237	10,903	18.0	3.5
Suma limpia no renovable	16,412	19,836	20,118	21,767	8.2	7.0
Total energía limpia	65,212	72,347	74,570	86,988	16.7	27.8
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	180,864	5.3	57.9
Térmica convencional ²	42,884	39,345	38,020	22,405	-41.1	7.2
Turbogás	6,581	7,815	9,089	7,147	-21.4	2.3
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,418	-11.1	0.8
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	-42.0	4.0
Total	302,880	310,685	317,820	312,347	-1.7	100.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2021-2035, Anexo 3.6 Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 (ene-abr) por tipo de tecnología considerando el 100% de la energía producida por las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente.

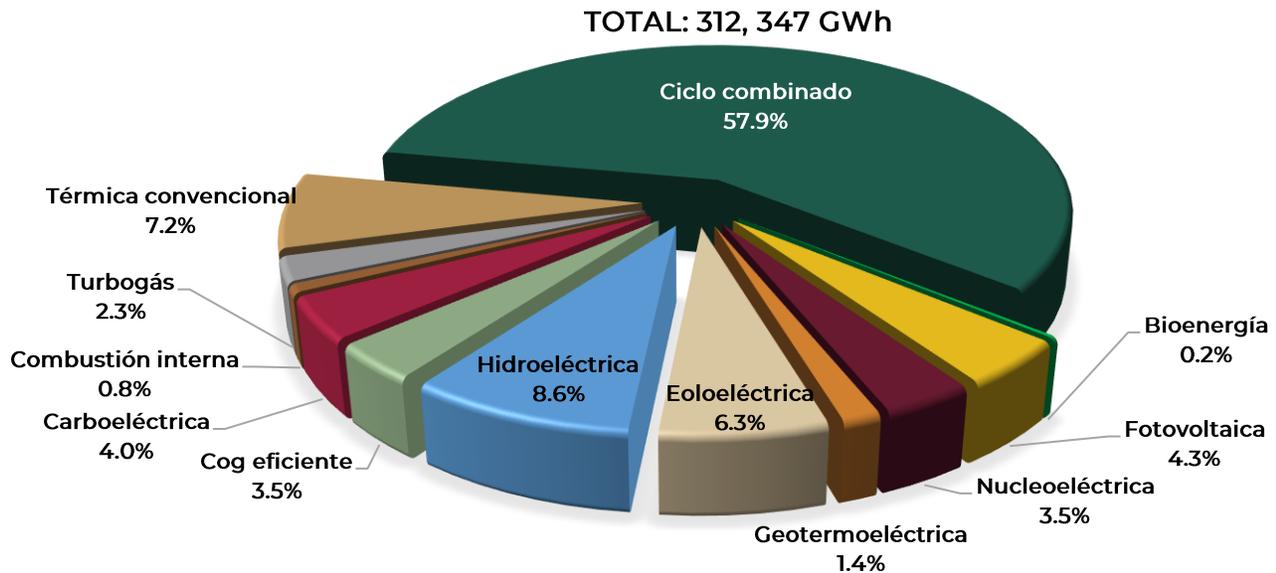
Notas: Incluye la generación neta de la CFE y del resto de los permisionarios. El total puede no coincidir por redondeo.

¹ Considera el 100% de la generación de las Centrales Eléctricas de cogeneración eficiente como energía limpia. Además, se agregó la generación limpia de las centrales eléctricas que tienen un Certificado de Energías Limpias.

² Incluye Lecho Fluidizado.

El Gráfico 6 muestra la participación de la energía eléctrica producida durante 2020 por tecnología considerando el 100% de la generación eléctrica con Cogeneración Eficiente como el 100% de Energía Limpia.

Gráfico 6. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional en 2020, por tipo de tecnología



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2021-2035, Anexo 3.6 Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 (ene-abr) por tipo de tecnología considerando el 100% de la energía producida por las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente.

Nota: Incluye la generación neta de la CFE y del resto de los permisionarios. El total puede no coincidir por redondeo. Considera el 100% de la generación de las Centrales Eléctricas de cogeneración eficiente como energía limpia. Además, se agregó la generación limpia de las centrales eléctricas que tienen un Certificado de Energía Limpia.

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.

Por ello, solo se acredita como Energía Limpia la parte de la generación eléctrica a partir de la cogeneración eficiente que cumple con los criterios de eficiencia, mientras que 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 25.6% (80,088 GWh) en relación con el total producido (312,347 GWh).

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

Tabla 7. Generación Neta de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2020, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente (GWh)¹

Tecnología	2017	2018	2019	2020	Variación 2020/2019 (%)	Participación 2020 (%)
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	13.6	8.6
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	-9.6	1.4
Eoloeléctrica	10,456	12,436	16,726	19,701	17.8	6.3
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	61.2	4.3
Bioenergía ²	584	600	669	600	-10.3	0.2
Suma Limpia renovable	48,800	52,511	54,452	65,221	19.8	20.9
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	-0.2	3.5
Cogeneración eficiente ¹	2,054	2,310	3,259	4,003	22.8	1.3
Suma limpia no renovable	12,626	15,510	14,141	14,867	5.1	4.8
Total energía limpia	61,426	68,021	68,593	80,088	16.8	25.6
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,638	5.8	59.4
Térmica convencional ²	42,884	39,345	38,020	22,405	-41.1	7.2
Turbogás	8,436	9,506	10,903	8,850	-18.8	2.9
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841	-10.9	0.9
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	-42.0	4.0
Total	302,880	310,685	317,820	312,347	-1.7	100.0

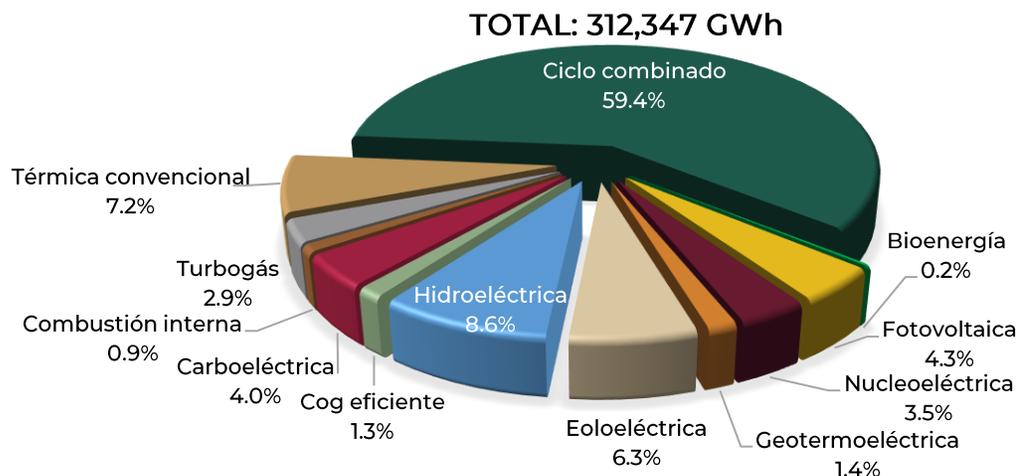
Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2021-2035, Anexo 3.7 Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 (ene-abr) por tipo de tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia a las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente, más las centrales eléctricas con CEL. El total puede no coincidir por redondeo.

¹ Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales de Cogeneración Eficiente con base a la información actualizada por parte de la CRE del 16 de marzo de 2021. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificados de Energía Limpia.

² Incluye Lecho Fluidizado.

En el Gráfico 7 se puede observar la participación de la energía eléctrica producida durante 2020 por tecnología considerando el factor de acreditación de energía limpia de la Cogeneración Eficiente.

Gráfico 7. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, 2020 por tipo de tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2021-2035, Anexo 3.7 Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 (ene-abr) por tipo de tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia a las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente, más las centrales eléctricas con CEL.

Nota: Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales de Cogeneración Eficiente con base a la información actualizada por parte de la CRE del 16 de marzo de 2021. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificados de Energía Limpia.

1.1.4 Generación de energía eléctrica por parte de CFE

Las centrales generadoras de CFE y de los Productores Independientes de Energía (PIE) en su conjunto reportaron una generación neta de 217,809 GWh, valor 8.8% menor que el registrado en 2019 (238,927 GWh), (ver Tabla 8).

Tabla 8. Generación Neta de CFE y PIE, 2018-2020 (GWh)

Tecnología	Generación neta (GWh)			Participación 2020 (%)	Variación 2020-2019 (GWh)	Variación 2020/2019 (%)
	2018	2019	2020			
Ciclo Combinado	129,829	134,418	137,736	63.2	3,318	2.5
Vapor	35,047	33,633	18,511	8.5	-15,122	-45.0
Hidroeléctrica	30,196	22,038	25,305	11.6	3,267	14.8
Carboeléctrica	27,079	21,422	12,317	5.7	-9,105	-42.5
Turbogás	6,652	8,276	5,267	2.4	-3,009	-36.4
Geotermoeléctrica	4,961	4,729	4,254	1.9	-475	-10.0
Combustión Interna	1,862	1,604	1,647	0.8	43	2.7
Eoloeléctrica	2,140	1,916	1,899	0.9	-17	-0.9
Solar Fotovoltaica	10	10	9	0.0	-1	-10.0
Nucleoeléctrica	13,200	10,881	10,864	5.0	-17	-0.2
Total CFE + PIE	250,976	238,927	217,809	100.0	-21,118	-8.8

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2018: Informe Anual CFE 2019, página 30. <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202019%20V12%20a%20portal.pdf>
- 2019 y 2020: Informe Anual CFE 2020, páginas 342 a 346. El total puede no coincidir por redondeo.

Los principales factores que influyeron para la disminución de 2019 a 2020 fueron las siguientes:

- Reducción en la demanda de energía eléctrica derivado de las acciones establecidas por el Gobierno Federal para mitigar la contingencia sanitaria por el COVID-19.
- Menor despacho de centrales de CFE (principalmente de vapor y carboeléctricas) derivado de los criterios de despacho del Mercado Eléctrico Mayorista, debido a la entrada de nuevos generadores privados, principalmente con energía renovable.
- Recarga programada de combustible de la central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

Conviene mencionar que las mayores aportaciones pluviales derivadas del fenómeno meteorológico denominado la “Niña” que se presentó a fines de 2020 permitieron aumentar en 14.8% (3,267 MWh) la generación hidroeléctrica con respecto a la producida en 2019, mientras que la entrada en operación comercial de nuevas plantas de ciclo combinado (Empalme II y Norte III) permitieron obtener un incremento de 2.5% (3,318 GWh) en la producción de energía eléctrica en las centrales de ciclo combinado con respecto al año anterior. Sin embargo, la reducción en las actividades económicas del país derivadas de la contingencia sanitaria provocó caídas de 45.0% (-15,122 GWh) y de 42.5% (-9,105 GWh) en la generación neta de las centrales de vapor y carboeléctricas, respectivamente, en comparación con la reportada durante 2019.

La Tabla 9 presenta la generación neta de energía eléctrica por EPS de Generación, en la cual se puede observar que CFE Generación V (administra los contratos PIE) reportó la mayor participación (45.0%) con 97,871 GWh de un total de 217,631 GWh, mientras que CFE Generación III presentó el mayor incremento porcentual (14.0%) de las EPS de CFE en comparación con el Ejercicio 2019, debido a la mayor generación de las centrales CC Empalme I y CC Empalme II.

Tabla 9. Generación Neta de energía eléctrica de CFE por EPS, 2019 y 2020, (GWh)

Empresa Productiva Subsidiaria (EPS)	Generación neta (GWh)		Participación 2020 (%)	Variación (%) (2020/2019)
	2019	2020		
CFE – Generación I	30,811	28,480	13.1	-7.6
CFE – Generación II	34,443	22,776	10.5	-33.9
CFE – Generación III	21,430	24,425	11.2	14.0
CFE – Generación IV	28,824	15,684	7.2	-45.6
CFE – Generación V (PIE)	92,213	97,871	45.0	6.1
CFE – Generación VI	19,985	17,531	8.0	-12.3
Corporativo (L. Verde)*	10,881	10,864	5.0	-0.2
Total	238,587	217,631	100.0	-8.8

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, Anexo estadístico VI a XXII.

* No incluye la generación de las plantas móviles a cargo de CFE Corporativo.

Nota: Debido a la reasignación de activos y contratos para la generación a las EPS de la CFE, publicado en el DOF el 25 de noviembre de 2019, las EPS de CFE Generación iniciaron operaciones con la nueva reasignación de activos de Centrales eléctricas a partir del 1 de enero de 2020. Por ello, las comparaciones se realizan contra una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

1.1.5 Fortalecimiento de la CFE

En congruencia con lo establecido por el PND 2019-2024, CFE continuó realizando acciones enfocadas a su fortalecimiento para cumplir con su objetivo fundamental que es brindar el servicio de electricidad a los mexicanos, en particular a partir del primer trimestre de 2020 cuando el Gobierno Federal puso en marcha la fase de contención de la pandemia a través de la disminución de las actividades económicas no esenciales, mientras que los trabajos de CFE fueron considerados como un servicio esencial que no podía interrumpir sus actividades.⁷

Por ello, la CFE entró en una etapa que debería regirse por dos prioridades: mantener el servicio de energía eléctrica y cuidar la salud de sus trabajadores. De inmediato CFE dio garantías a los empleados y se determinaron las posiciones de servicio que podían laborar de manera remota y las que se manejarían con esquemas mixtos. En tanto las empresas de Generación, Transmisión y Distribución resolvieron los retos técnicos y operativos, las empresas de suministro Básico y Calificado adaptaron sus procesos para responder a nuevas necesidades de atención al usuario final.

De manera simultánea a la respuesta ante la pandemia y después de la reorganización de las centrales de generación que le permitieron recuperar una estructura regional que optimizara recursos humanos y materiales permitiendo controles adecuados, planeación y supervisión sobre las plantas, en 2020 CFE incrementó la postulación de mejores condiciones para la operación de sus centrales, buscando un piso parejo que corrigiera las ventajas derivadas de una regulación asimétrica en favor de generadores privados. En particular existen casos de grupos privados que tuvieron garantizados, por diseño normativo, ventajas competitivas, algunas de ellas legadas desde la abrogada LSPEE y refrendadas en la LIE, como el pago de precios muy bajos de los servicios de transmisión y distribución (porteo), así como prioridades absolutas en la jerarquía de instrucciones para generar energía (despacho).

Las posturas de CFE parten de análisis profundos y se han promovido a través de gestiones que anteponen razones técnicas y valores superiores como la preservación de la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, la garantía del servicio para los usuarios y la soberanía energética del país, por lo que han sido respaldadas por los organismos reguladores del país.⁸

El reto del servicio fue superado por CFE al lograr vencer dificultades financieras, normativas, meteorológicas y sanitarias para seguir adelante con su programa de mantenimiento y expansión de la infraestructura eléctrica. De esta forma en 2020, se puso en operación comercial el proyecto Norte III, se terminó la construcción de Topolobampo III (ambos bajo el esquema PIE) y se concluyó el Paquete 1 del proyecto de Rehabilitación y Modernización de la CT Tula. La capacidad total de generación de estos proyectos es de 2,222.5 MW y representan una inversión de 1,261.6 millones de dólares.

Por otra parte, se mejoraron las condiciones de suministro en las penínsulas de Baja California y Yucatán. Así, las carencias de capacidad en Baja California fueron atendidas mediante el traslado de dos unidades móviles, con capacidad de 74 MW y la instalación de unidades aeroderivadas móviles nuevas, con una capacidad de 108 MW en total para reforzar la Central de Combustión Interna Baja California Sur (BCS) y la CT Punta Prieta, en La Paz, BCS. Además, para beneficio de Yucatán, se puso en operación comercial el Gasoducto Cuxtal I, en agosto de 2020.⁹

⁷ Informe Anual de CFE 2020, página 4.

⁸ Ibidem, pág. 5 último párrafo y 6 primer párrafo.

⁹ Ibidem, pág. 6.

La CFE innovó con el instrumento denominado Fideicomiso Maestro de Inversión, aprobado por el Consejo de Administración en julio de 2020. Este Fideicomiso permitirá obtener financiamiento a partir del manejo de excedentes y utilidades generados desde la empresa filial CFEnergía, más el aprovechamiento de los canales de financiamiento de que ya dispone la empresa. El primer grupo de obras seleccionadas consiste en cinco proyectos orientados a resolver carencias de energía en las Penínsulas de Yucatán y de Baja California que permitirán construir siete centrales de generación:¹⁰

- Proyecto integral Baja California:
 - a) CC González Ortega de 683 MW con 10,707 mdp de inversión;
 - b) TG González Ortega de 187 MW y 3,677 mdp de inversión;
 - c) CC San Luis Río Colorado de 681 MW con 10,729 mdp de inversión.
- Baja California Sur de 164 MW e inversión de 4,921 mdp.
- CC Mérida con capacidad de 510 MW e inversión de 7,210 mdp.
- CC Riviera Maya (Valladolid) con capacidad de 1,037 MW e inversión de 13,353 mdp.
- CC Tuxpan de una capacidad de 1,086 MW y 12,157 mdp.

1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

De acuerdo con el artículo 3, fracción XXIII, de la LIE, 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). A la generación distribuida que se obtiene a partir de energías limpias se le denomina Generación Limpia Distribuida (GLD) de acuerdo con el artículo 3, fracción XX, de la Ley de Transición Energética (LTE).

Para la implementación de la Generación Distribuida, la CRE expidió las disposiciones administrativas aplicables¹¹, donde se establece que la Generación Distribuida podrá realizar las siguientes actividades:

- a) Consumo de Centros de Carga,
- b) Venta de excedentes de electricidad y
- c) Venta total de energía eléctrica.

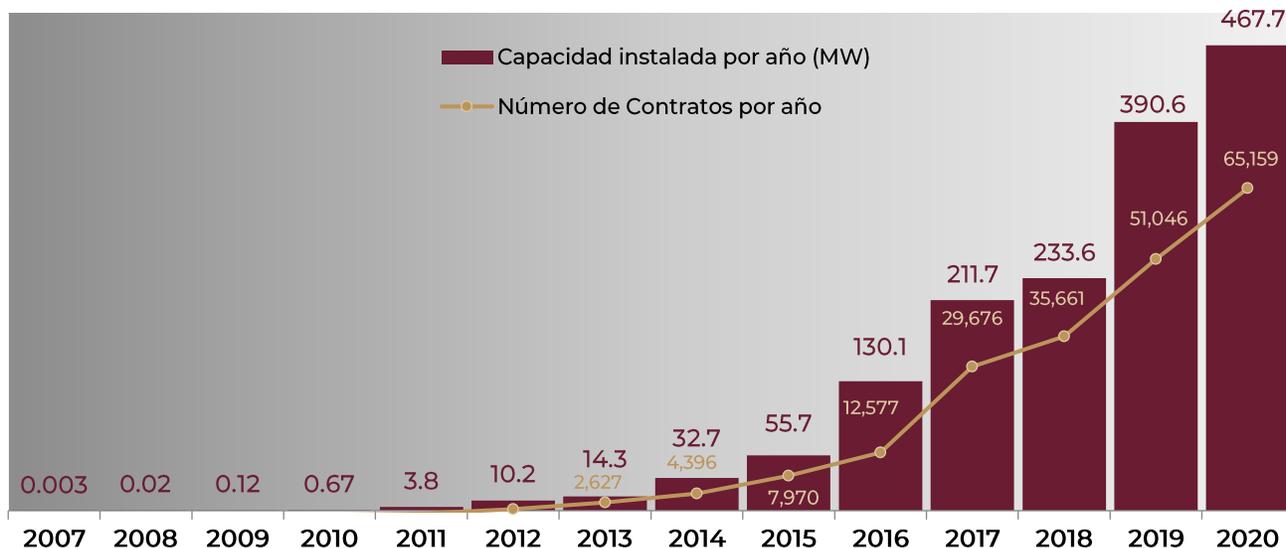
Durante 2020 se suscribieron 65,159 nuevos contratos de interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (que incluye contratos de interconexión de Pequeña y Mediana Escala y Generación Distribuida), cifra 27.6% superior a los firmados el año previo (51,046); además, se instalaron 467.7 MW de capacidad adicional, valor 19.7% mayor a la instalada en 2019 (390.6 MW).¹² La capacidad total instalada de Generación Distribuida en el país al cierre de 2020 ascendió a 1,551.1 MW, 43.2% mayor a la reportada el año anterior (1,083.4 MW).

¹⁰ Ibidem, pág. 8

¹¹ 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

¹² 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 2020, con información proporcionada por CFE Distribución al 31 de diciembre de 2020.

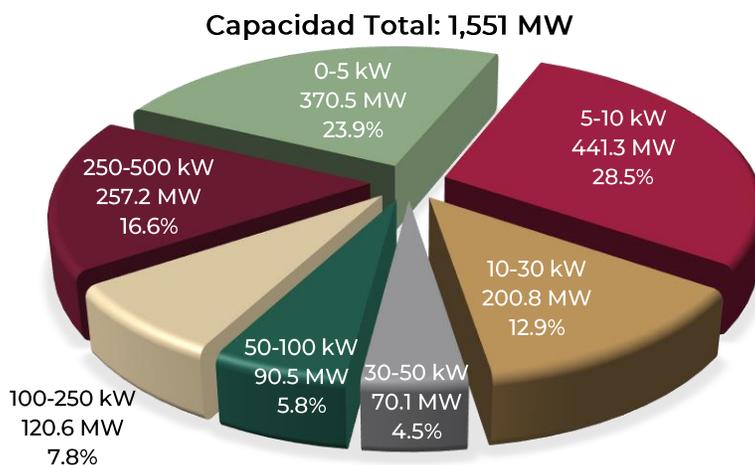
Gráfico 8. Capacidad Instalada y número de contratos de Interconexión de Generación Distribuida por año 2007-2020



Fuente: Elaborado por 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 de 2020, con información proporcionada por CFE Distribución al 31 de diciembre de 2020.

La principal tecnología en la Generación Distribuida es la fotovoltaica que utiliza la energía solar para generar electricidad, misma que representó el 99.1% de la capacidad instalada en 2020, seguida de la generación por biocombustibles con 0.6% y cogeneración (0.1%), mientras que las otras tecnologías (eólica, hidroeléctrica, térmica con diésel, combustóleo y gas natural) en conjunto tienen una participación marginal de 0.2%.

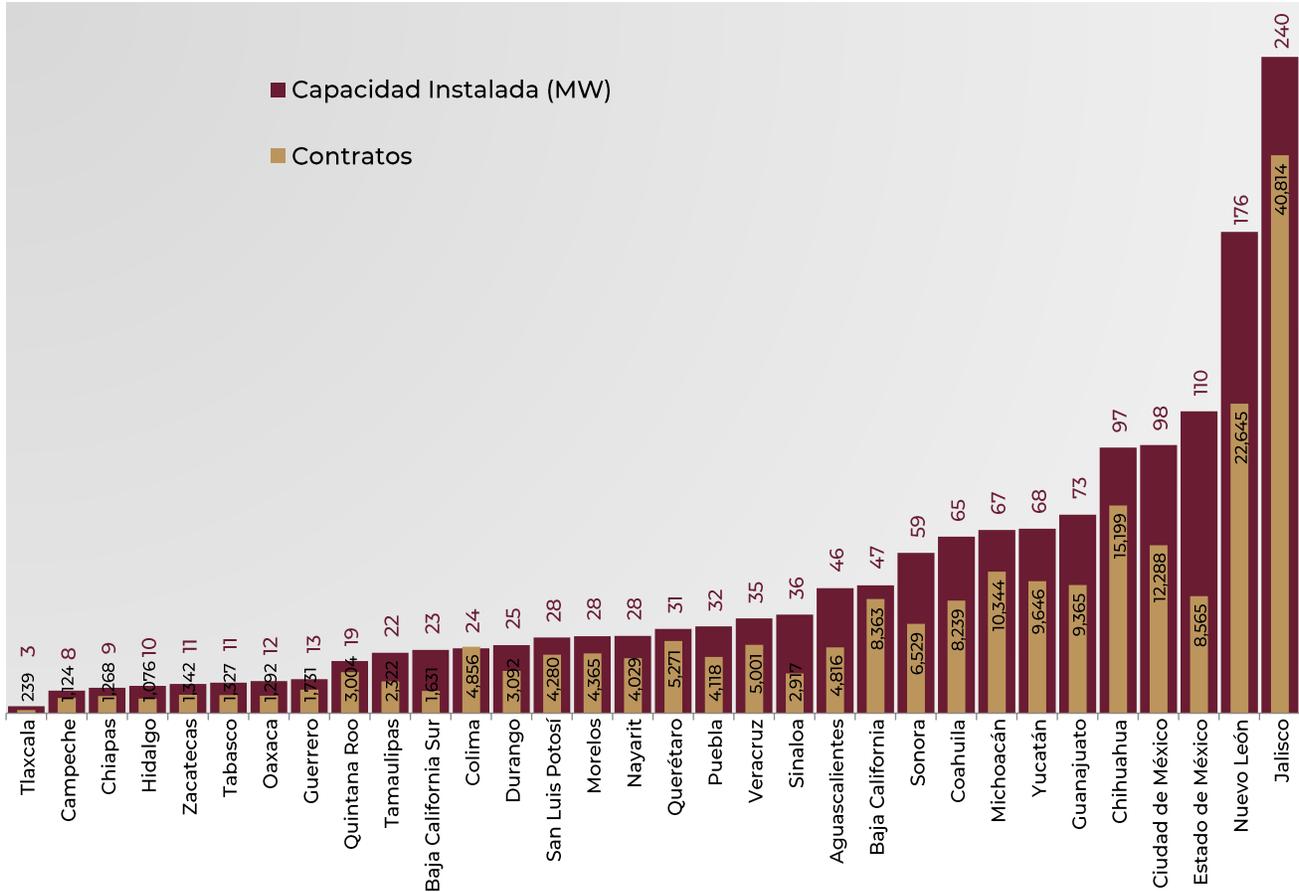
Gráfico 9. Capacidad Instalada de Generación Distribuida por rango 2020



Fuente: Elaborado por 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 de 2020, con información proporcionada por CFE Distribución al 31 de diciembre de 2020.

La capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa en 2020 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 46.5% del total.

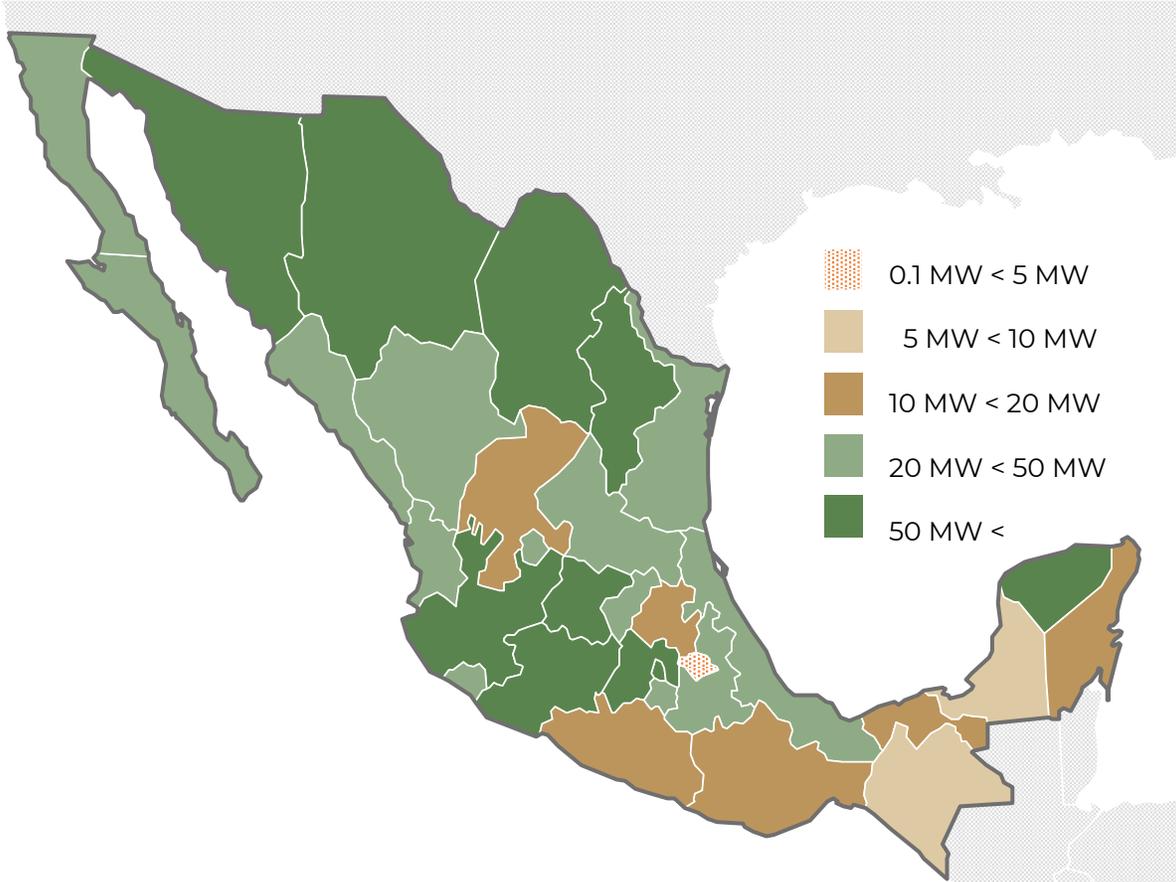
Gráfico 10. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2020



Fuente: Elaborado por 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 de 2020, con información proporcionada por CFE Distribución al 31 de diciembre de 2020.

Además, en el Mapa 2 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 principalmente en el norte, centro y occidente del país.

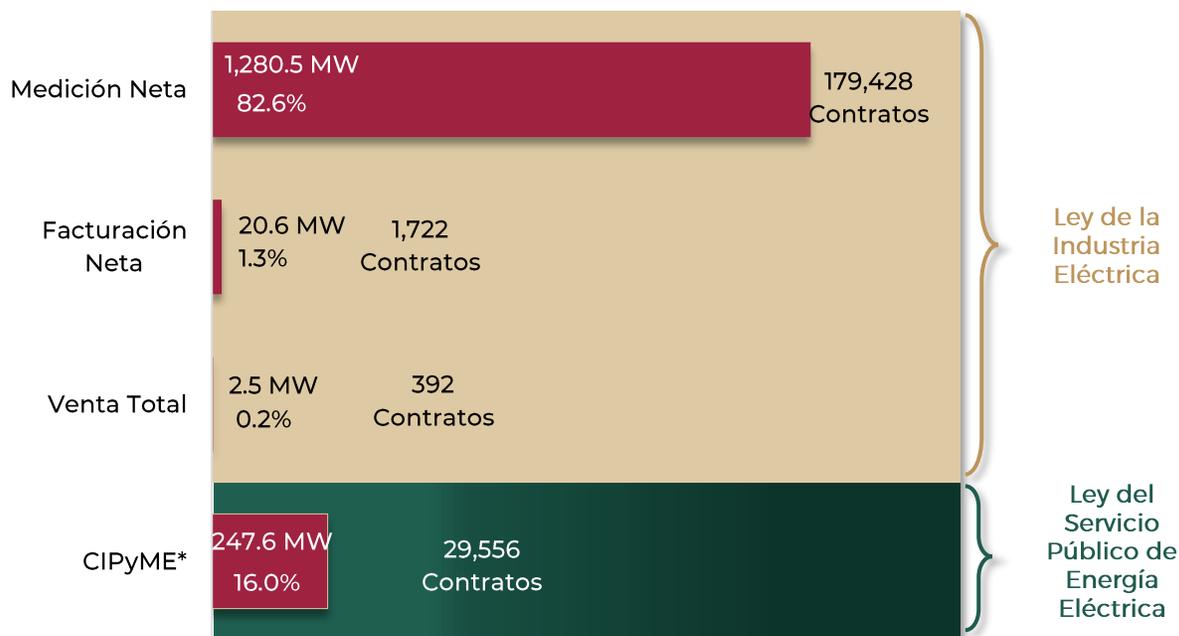
Mapa 2. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2020



Fuente: Elaborado por 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 de 2020, con información proporcionada por CFE Distribución al 31 de diciembre de 2020
La generación distribuida puede usar la electricidad generada para consumo propio, 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 (82.5% 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: Elaborado por 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 de 2020, con información proporcionada por CFE Distribución al 31 de diciembre de 2020.

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

1.3 FUENTES DE ENERGÍA EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN

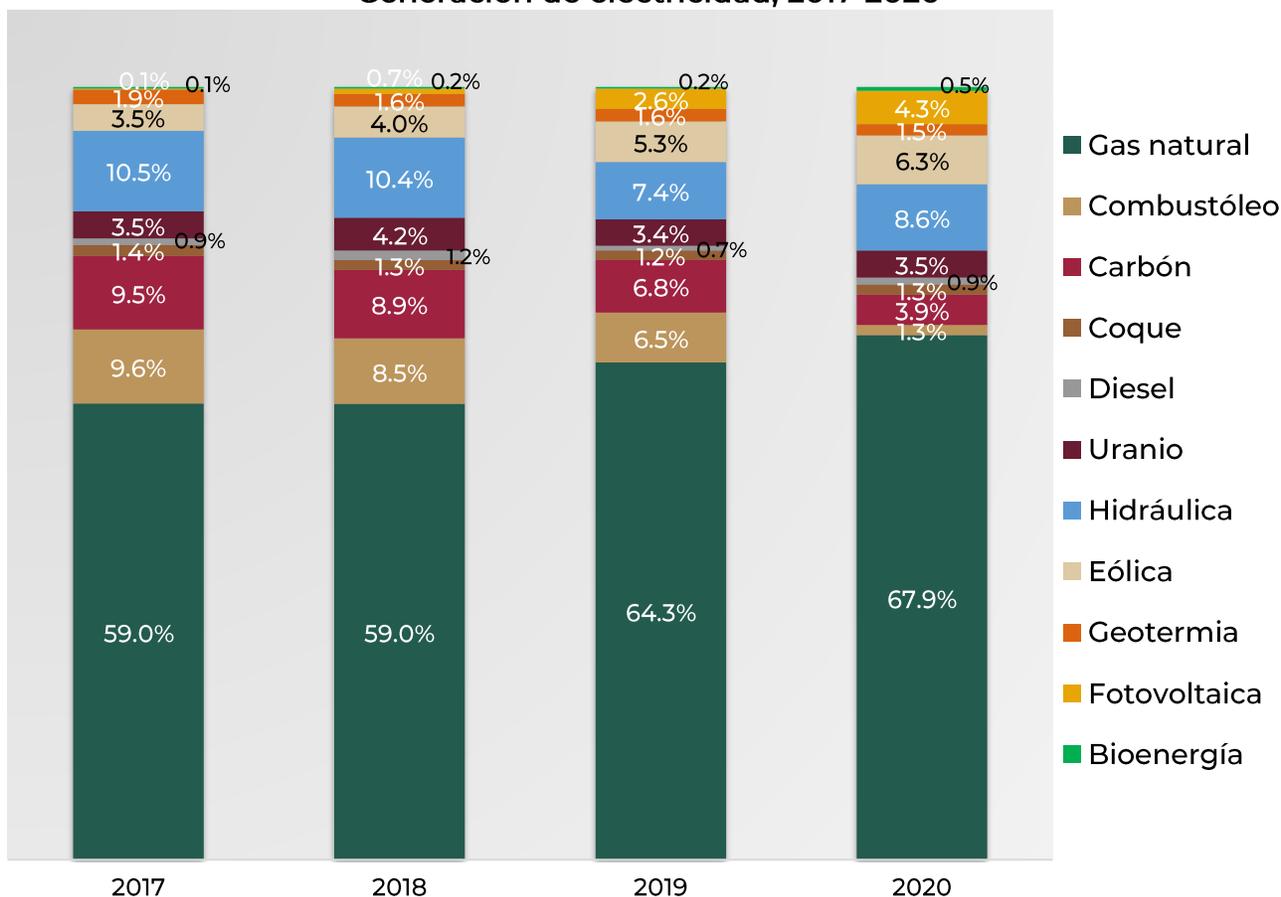
La generación de energía eléctrica a gran escala se realiza en centrales eléctricas diseñadas para convertir la energía de una caída de agua (hidráulica), del viento (eólica), del sol (fotovoltaica o térmica), del carbón, nuclear o de los hidrocarburos (combustóleo, diésel, gas natural) en energía eléctrica.

Generalmente cada país utiliza los recursos naturales con los que cuenta para la generación eléctrica; en el caso de México se tienen hidrocarburos (combustóleo, diésel y gas natural), recursos hidroeléctricos, eólicos, solares, geotérmicos y carbón, por lo que se han instalado centrales de generación eléctrica que utilizan éstos energéticos, 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 generalmente es más barato que el del combustóleo y el diésel.

En el Gráfico 12 se presenta la tendencia, entre 2017 y 2020, de la generación de electricidad por fuente (energético primario).

Gráfico 12. Participación Porcentual de las fuentes de energía empleadas para la Generación de electricidad, 2017-2020



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de CFE y CRE. Preliminar.
 Nota: No incluye Generación Distribuida ni FIRCO.

1.3.1 Consumo de Gas Natural y Gasoductos

1.3.1.1 Gas Natural

En 2020 la CFE continuó con la puesta en operación de proyectos de ciclo combinado a través de Productores Independientes de Energía (Norte III y Topolobampo III) y la construcción de infraestructura de transporte de gas natural. No obstante, la disminución en la actividad económica derivada de la contención de la pandemia provocó una reducción en la demanda de energía eléctrica en el país y con ello un menor consumo de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica en las centrales de generación de CFE.

De esta manera el consumo de gas natural en CFE, sin considerar las Centrales Eléctricas de los Productores Independientes de Energía, registró una contracción de 26.7% con respecto al consumo registrado en 2019 y una tasa media de crecimiento anual de 1.0% en el periodo 2012-2020.

Tabla 10. Consumo de gas natural en CFE, 2012-2020 (Millones de metros cúbicos)

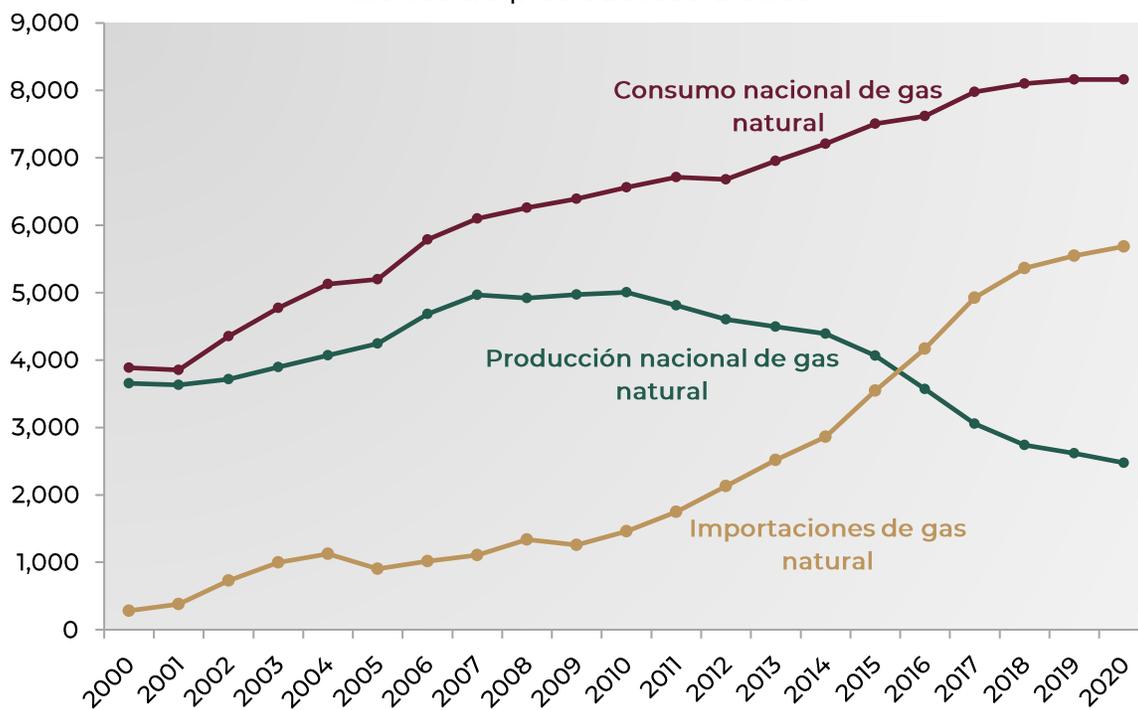
Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas natural	12,128.2	13,012.5	13,550.8	15,365.0	16,016.8	12,473.8	15,361.3	16,651.1	12,205.5

Fuente: Elaborado por 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 2.2% 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 4.9%, 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 2000-2020
 Millones de pies cúbicos diarios



* Datos preliminares para 2020

Fuente: Elaborado por SENER con base en las Prospectivas de gas natural y Prontuario Estadístico, febrero 2020 y marzo 2021:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/533396/Prontuario_febrero_2020.pdf

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/656258/Prontuario_junio_2021_accesibilidad_DCGNP.pdf

1.3.1.2 Gasoductos

Los gasoductos permiten transportar el gas natural desde sus puntos de inyección hasta las Centrales Eléctricas. En 2012 México registró 11,347 km de gasoductos¹³ en operación con un volumen promedio de transporte de 9,511.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd)¹⁴ y una capacidad de regasificación de 2,500 millones de pies cúbicos de gas natural diarios¹⁵ en sus tres terminales de almacenamiento de gas natural licuado:

- Altamira, Tamaulipas;
- Ensenada, Baja California; y,
- Manzanillo, Colima.

Para satisfacer la creciente demanda de gas natural en el país se realizaron las siguientes acciones:

- 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 2019.¹⁶
- De 2013 a 2020 se construyeron 5,797 km de nuevos gasoductos (incluye el gasoducto de interconexión Cuxtla 1) con un incremento en los trayectos de 51.1% respecto a 2012 para alcanzar 17,144 km en total. Asimismo, se registró un aumento de 157.6% (14,994 mmpcd) en la capacidad de transporte de gas natural al pasar de 9,511.8 mmpcd en 2012 a 24,506 mmpcd en 2020.
- Durante 2020 cuatro gasoductos permanecen en construcción (ver Tabla 11) que representan 1,043 km y 2,787 mmpcd de capacidad de transporte adicionales.

Tabla 11. Gasoductos en construcción en 2020

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (millones de dólares)	Capacidad (mmpcd)
Tula - Villa de Reyes*	Pendiente	Hgo., SLP., Qro. y Gto.	418	554	886
Tuxpan - Tula*	Pendiente	Hgo., Pue., Ver. y Mex.	277	458	886
Guaymas - El Oro*	Pendiente	Son. y Sin.	331		510
Ramal Tula	Pendiente	Hgo.	17	66	505
Total			1,043	1,078	2,787

Fuente: Elaborado por SENER con datos CFE (Preliminar). <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2232>
<https://www.forbes.com.mx/negocios-cfe-cambiara-trazo-dos-gasoductos-concluirlos/>
https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/761-cfe-gasoducto-ramal-tula/

* Proyectos con problemas sociales que se están resolviendo.

¹³ Estatus de gasoductos, SENER:

<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/314344/Estatusdegasoductosabril2018.pdf>

¹⁴ Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2027, página 120:

<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62950/ProspectivadeGasNaturalyGasLP2013-2027.pdf>

¹⁵ Prontuario Estadístico <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224263/Prontuariogasnaturalmayo2017.pdf> y Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026, página 75:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62957/ProspectivadelMercadodeGasNatural_2012-2026.pdf

¹⁶ Página Internet CFE:

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

1.3.2 Consumo de otros combustibles

En 2020, la caída en la demanda eléctrica del país provocó una notable disminución en las necesidades de generación eléctrica de CFE con base en otros combustibles fósiles. Debido a lo anterior, CFE restringió el uso de combustóleo, carbón y diésel para la generación en comparación con lo registrado en años anteriores (ver Tabla 12).

Tabla 12. Consumo de combustibles en CFE

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
(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	5,725.9	3,319.1
Diésel	709.3	616.1	330.7	343.5	473.0	565.2	687.0	875.0	469.5
(Miles de toneladas)									
Carbón	15,453.2	14,477.3	15,529.4	15,687.3	16,233.5	13,788.6	13,799.7	10,445.2	5,589.9

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

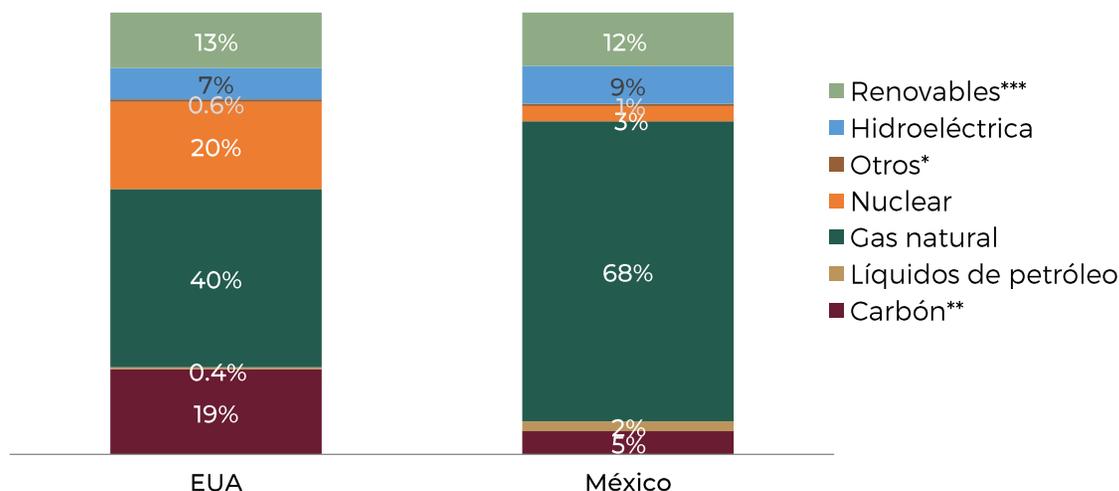
*Información preliminar.

En 2020 el consumo de combustóleo, carbón y diésel de CFE disminuyó en 42.0%, 46.5% y 46.3%, respectivamente, en relación con el observado en 2019.

1.3.3 Comparación de fuentes de energía: México VS. EUA

La estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria durante 2020 en los Estados Unidos de América (EUA) y México se presenta en el Gráfico 14.

Gráfico 14. Estructura de Generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México 2020



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de PRODESEN 2021-2035 y datos de CFE y CRE; así como de U.S. Energy Information Administration.

* Otros incluye Otros gases (gas de alto horno y otros gases producidos y residuales de combustibles fósiles) y otros (residuos sólidos municipales no biogénicos, baterías, hidrógeno, vapor comprado, azufre, combustible derivado de neumáticos y otras fuentes de energía diversas).

**El carbón incluye coque de petróleo.

***Renovables incluye eólica, fotovoltaica y geotermoeléctrica.

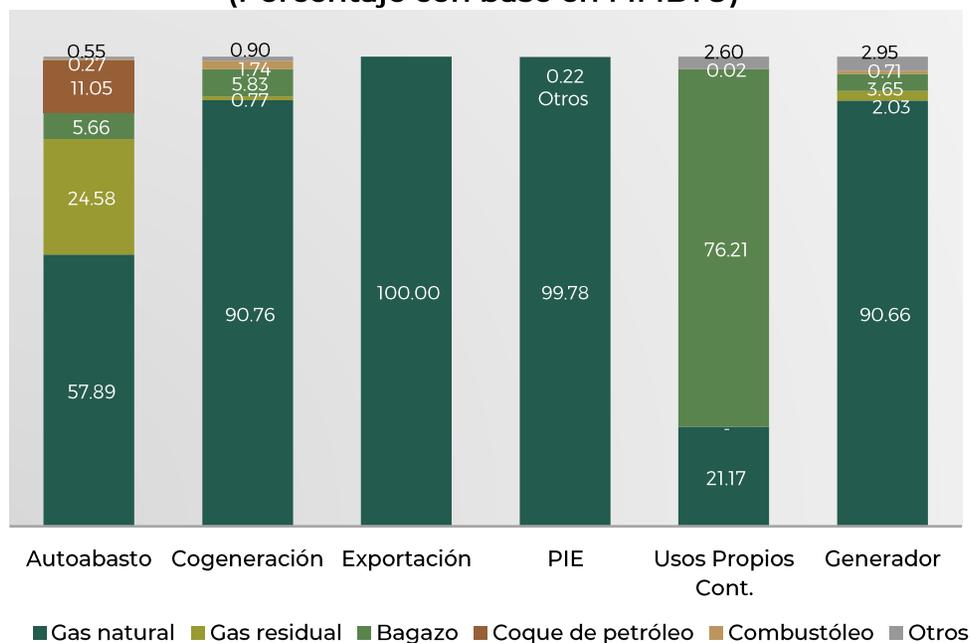
Nota: Líquidos del petróleo incluye combustóleo y diésel.

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 el Gráfico 15 se presenta la participación del consumo de combustibles empleados para la generación de energía eléctrica durante 2020 por parte de los permisionarios diferentes de CFE.

**Gráfico 15. Consumo de combustibles por permisionario 2020
(Porcentaje con base en MMBTU)**



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

Notas: No se incluye a CFE en los Generadores.

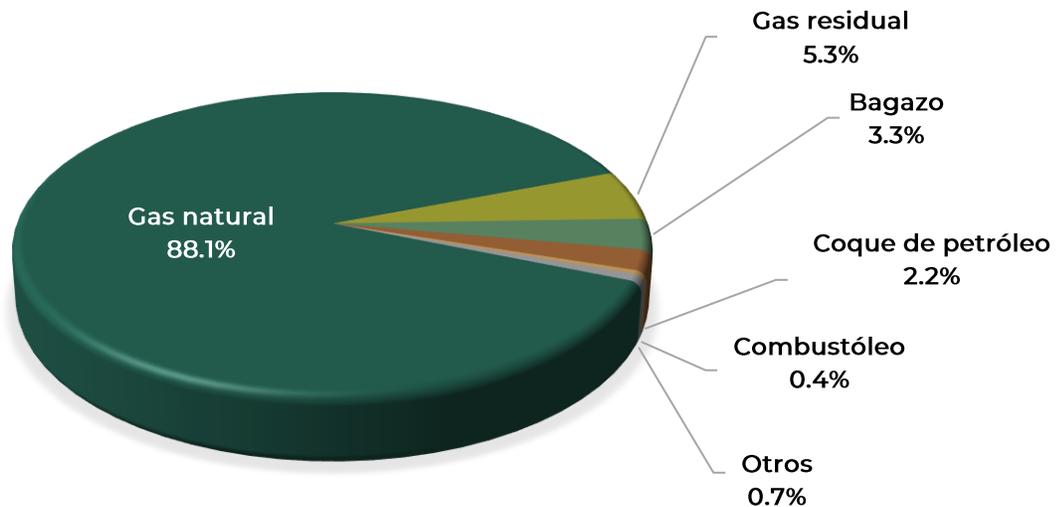
Bagazo: incluye bagazo, biogás, aserrín y licor negro.

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

- Los Exportadores al igual que los Productores Independientes de Energía (PIE) utilizaron como principal combustible el gas natural, ya que la mayor parte de sus centrales cuentan con tecnología de ciclo combinado y una pequeña parte son centrales eoloelectricas.
- Los permisionarios de Autoabastecimiento consumieron el 94.3% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte gas natural, gas residual, coque de petróleo y combustóleo, mientras que el 5.7% restante se generó a partir de bagazo y biocombustibles.
- Los permisionarios de Usos Propios Continuos (UPC) concentran a una gran cantidad de los ingenios, por lo que utilizaron 76.2% de biocombustibles, principalmente bagazo de caña.

En 2020, 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 2020
(Porcentaje con base en MMBTU)**



Fuente: Elaborado 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)

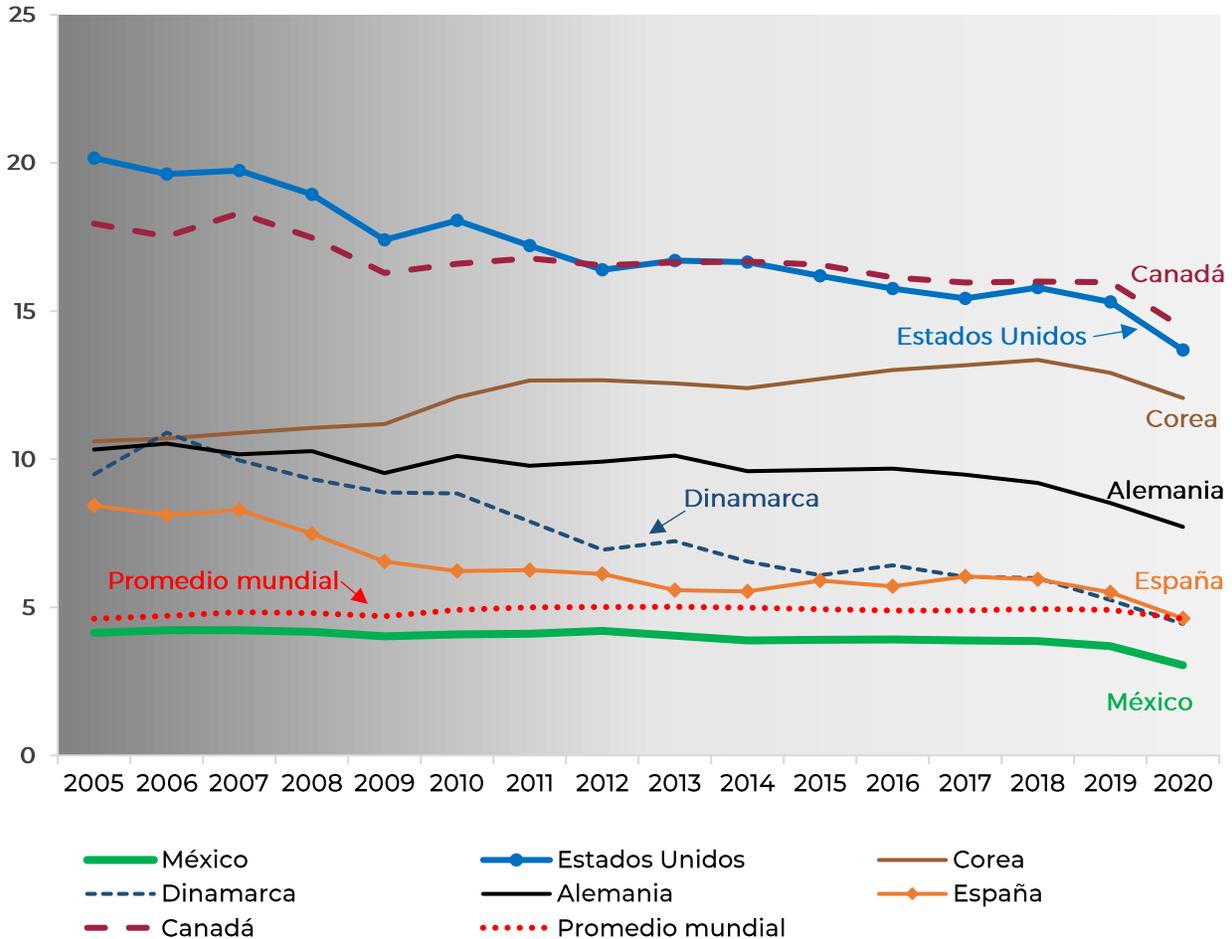
México forma parte de la Convención Marco¹⁷ y elabora periódicamente el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, para conocer las emisiones derivadas de las actividades humanas en el territorio nacional y contribuir a la toma de decisiones orientadas a su mitigación.¹⁸

Las emisiones per cápita promedio anual de la población mexicana entre 2005 y 2020 fue de 4.0 toneladas de CO₂ por habitante, valor inferior al promedio mundial de 4.9 ton CO₂/habitante, como se aprecia en el Gráfico 17.

¹⁷ Artículo 2 de la CMNUCC: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>

¹⁸ Inventario Nacional de emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015, INEGYCEI, Prologo, página 9: <http://189.240.101.244:8080/xmlui/handle/publicaciones/226>

Gráfico 17. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona 2005-2020 (Toneladas de CO₂ per cápita)

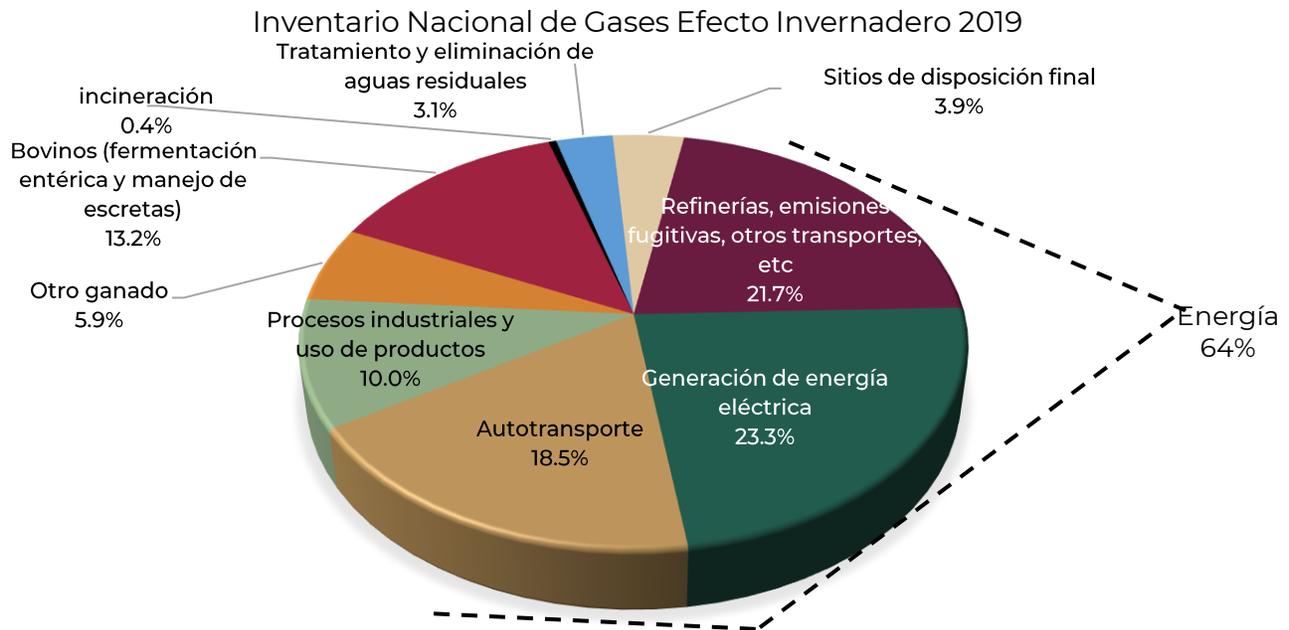


Fuente: Elaborado por SENER con datos del reporte del Joint Research Center (JRC), elaborado por Crippa, M. et al. (2021), titulado: "GHG emissions of all world countries - 2021 Report", JRC Science for Policy Report. Report, Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2021, doi:10.2760/173513, JRC126363. https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2021

De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en México durante 2019 se estimaron emisiones netas por 535 millones de toneladas de CO₂ (MTCO₂e), valor 6.2% por debajo del observado en 2018 (570 MTCO₂e). En el Gráfico 18 se muestra la participación de las principales fuentes en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 2019¹⁹.

¹⁹ Sener con datos de SEMARNAT, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, Tabla INNECyCEI 1990-2019. https://cambioclimatico.gob.mx/wp-content/uploads/2021/09/INNECyCEI_1990-2019_IPCC_2006_IIN.xlsx

Gráfico 18. Participación de las principales fuentes de emisión de GEI en México 2019

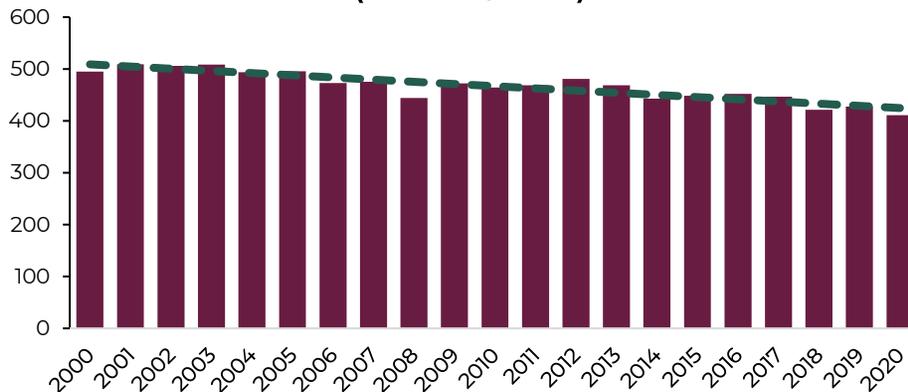


Fuente: Elaborado por SENER con datos de SEMARNAT, INECC. Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/671637/Edit_Factsheet_INEGYCEI_Rev_20.pdf

La participación de la generación eléctrica en las emisiones de GEI en 2019 fue 23.3% y se incrementó 1.8% con respecto al 2018, al pasar de una emisión de 168 MTCO₂e en 2018 a 171 MTCO₂e en 2019, debido principalmente al mayor uso de gas natural para compensar la reducción de generación a partir de hidroeléctricas y de nuclear.

No obstante, cuando se observa la relación entre las toneladas de bióxido de carbono por GWh de energía eléctrica generada en México se observa una tendencia descendente resultado de los esfuerzos del sector eléctrico para disminuir las emisiones de GEI, como son la reducción de combustóleo y carbón y su reemplazo por gas natural, así como la incorporación de fuentes renovables, ver Gráfico 19.

Gráfico 19. Emisión de GEI por Generación Bruta de electricidad, 2000-2020 (Ton CO₂/GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de EMBER, Global Electricity Review. Preliminar. <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>

Para el caso de las emisiones de GEI por generación bruta de electricidad (Ton CO₂/GWh) en México durante el ejercicio 2020 se observa una contracción, tanto por la disminución de actividades económicas derivadas de la emergencia sanitaria provocada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), como por la reducción en el consumo anual de carbón y combustóleo para generación eléctrica en CFE con relación al observado durante 2019, pues el uso del carbón pasó de 10.2 a 5.6 millones de toneladas por año, mientras que el combustóleo bajó de 5.7 a 3.3 millones de metros cúbicos anuales.

1.6 IMPUESTOS AL CARBONO

Uno de los instrumentos para impulsar el uso de energías más amigables con el medio ambiente es el impuesto al carbono, el cual se basa en el principio de “quien contamina paga”, con lo que se fomenta la adopción de tecnologías más limpias en la producción de bienes y servicios y se desincentiva las emisiones de gases efecto invernadero. En México, este impuesto se aplica desde enero de 2014 y se establece en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (LIEPS), donde se definen cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con su contenido de carbono.

Dichas cuotas se actualizan anualmente y entran en vigor a partir del 1 de enero de cada año.²⁰ 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 (2019) entre el INPC correspondiente al penúltimo año (2018). Dicho factor se multiplica por la cuota anterior y se obtiene el impuesto del siguiente año (2020).²¹ En la Tabla 13 se presenta el impuesto por unidad de medida para cada combustible utilizado en la industria eléctrica durante 2019 y 2020.

Tabla 13. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS 2019 y 2020

Combustible	Ton de CO ₂ por unidad de medida	Unidad de Medida	Impuesto por unidad de medida		Unidades	Variación (%)
			2019	2020		
Diésel	0.00287	1 litro	15.46	15.92	Centavos por litro	3.0
Combustóleo	0.00323	1 litro	16.50	16.99	Centavos por litro	3.0
Coque de Petróleo	2.547	1 tonelada	19.15	19.72	Pesos por tonelada	3.0
Carbón Mineral	2.42597	1 tonelada	33.81	34.81	Pesos por tonelada	3.0

Fuente: Elaborado por 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=5582710&fecha=24/12/2019

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

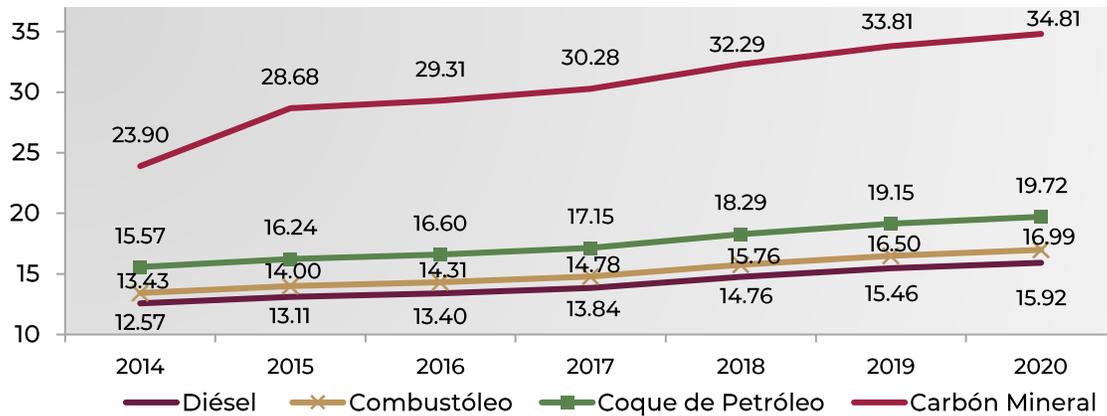
²⁰ Artículo 2o., fracción I, inciso H de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios:

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

²¹ Acuerdo 136/2019 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=5582710&fecha=24/12/2019

Por cada unidad de medida se determinó un impuesto fijo para el año en curso. En general, la cuota aumentó 3.0% de 2019 a 2020 en comparación con el incremento de 4.7% en 2019, 6.6% en 2018, 3.3% en 2017, 2.2% en 2016 y 4.1% en 2015, ver Gráfico 20.

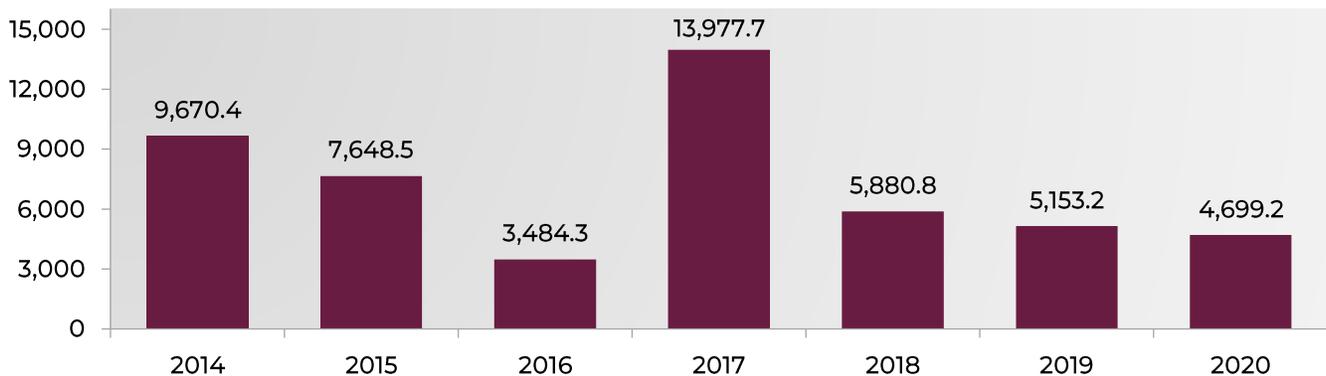
Gráfico 20. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles 2014-2020 (Impuesto por unidad de medida)



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

Para el ejercicio 2020 el monto recaudado por el impuesto al carbono ascendió a 4,699 millones de pesos de acuerdo con datos de la SHCP, de los cuales preliminarmente se estima que el sector eléctrico aportó el 23.2%²². Al término del 2020, los ingresos totales recaudados en los siete años que lleva el impuesto ascendieron a 50,514 millones de pesos.

Gráfico 21. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México, 2014-2020 (Millones de pesos)



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de la SHCP, CFE y CRE. (Preliminar).

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (2021). 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/MX2021.pdf>

²² Estimación propia para el año 2020, con datos del Balance Nacional de Energía 2020, el cual considera los consumos anuales de cada energético para cada sector (transporte, agropecuario, industrial, etc. y para la generación eléctrica), multiplicada por el impuesto a cada combustible y dividido entre el total de impuesto estimado): https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf

2 TRANSMISIÓN

De acuerdo con el marco normativo vigente²³ el servicio público de transmisión de energía eléctrica es considerada área estratégica por lo que el Gobierno Federal mantiene la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que desarrollen dicha actividad.

La Red Nacional de Transmisión (RNT) se define como:

- *Ley de la Industria Eléctrica*²⁴: La RNT es el 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 (RGD) y al público en general, así como a las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros.
- *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*²⁵: La RNT 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...”

La RNT permite interconectar a las distintas centrales eléctricas y transportar su energía eléctrica hasta los grandes centros de consumo, además de formar parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).²⁶

Para su control, el SEN está integrado por 8 Gerencias Regionales de Control (GRC), 9 Gerencias Regionales de Transmisión (GRT) y un pequeño sistema eléctrico aislado (Mulegé). Siete de las ocho GRC conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las cuales 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.

Las GRC que integran el SIN son: 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. 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 3 se puede apreciar la configuración de la Red Nacional de Transmisión.

²³ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 25 quinto párrafo, 27 sexto párrafo y 28 cuarto párrafo: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>

²⁴ Artículo 3, fracciones XXXIII y XXXV: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021

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

²⁶ LIE, artículo 3 fracción XLIV: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_090321.pdf

Tabla 14. Longitud de líneas de la Red Nacional de Transmisión por nivel de tensión (km)

Líneas de Transmisión	2016	2017	2018	2019	2020	Variación (%) 2020/2019
Tensión (161 a 400 kV)	53,803	54,361	55,088	56,168	56,338	0.3
Nivel de Tensión 400 kV	24,714	24,747	25,455	26,096	26,097	0.0
Nivel de Tensión 230 kV	28,566	29,095	29,114	29,553	29,722	0.6
Nivel de Tensión 161 kV	523	519	519	519	519	0.0
Tensión (69 a 138 kV)	50,330	52,681	52,929	53,949	54,159	0.4
Nivel de Tensión 138 kV	1,152	1,691	1,779	1,807	1,620	-10.3
Nivel de Tensión 115 kV	46,326	47,852	48,012	48,994	48,457	-1.1
Nivel de Tensión 85 kV	180	795	795	795	1,747	119.7
Nivel de Tensión 69 kV	2,672	2,343	2,343	2,353	2,335	-0.8
Total	104,133	107,042	108,017	110,117	110,497	0.3

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2020: PRODESEN 2022-2036.
- 2018 y 2019: Informe Anual de CFE 2019, página 52.
- 2017: Informe anual 2018 de CFE, página 137.
- 2016: CFE Transmisión.

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

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 2021, la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 165,230 MVA, equivalente a una caída de 0.6% respecto al año 2019 (166,165 MVA).²⁷

Tabla 15. Escenario Tecnológico de la Red Nacional de Transmisión 2020

Tipo	2017	2018	2019	2020	Variación 2020-2019	Variación (%) 2020-2019
Capacidad de Subestaciones de potencia (MVA)	157,643	162,602	166,165	165,230	-935	-0.6
Número de subestaciones de potencia	2,123	2,192	2,223	2,258	35	1.6

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2019 y 2020: Informe Anual de CFE 2021, página 110.
- 2017 y 2018: Informe Anual de CFE 2018, página 137.

²⁷ Informe Anual 2021 CFE, página 110.

2.2 PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN 2020

En 2020 la Red Nacional de Transmisión se incrementó al incorporar 3 proyectos de Subestaciones derivados del PRODESEN con una inversión de 81.4 millones de pesos (ver Tabla 16), para aumentar en 200 MVA la capacidad de transformación y 10 MVAR de compensación²⁸ para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio.

Tabla 16. Proyectos de infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN concluidos en 2020

Proyecto		Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	MVA	MVAR
1	S.E. Ascensión II Banco 2	Chihuahua	65.0	Instalación de 100 MVA 230/115/13.8 kV y 7.5 MVAR en 115 kV	100	7.5
2	S.E. El Habal Banco 2	Sinaloa	12.3	Instalación de 100 MVA 230/115 kV	100	
3	S.E. Mezquital MVAR	Baja California Sur	4.1	Instalación de 2.5 MVAR 115 kV.		2.5
Total			81.4		200	10

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2020 CFE, página 190.

SE: Subestación; MDP: Millones de pesos; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAR: Mega Volt-Ampere reactivo.

Asimismo, se continuaron ejecutando 3 proyectos provenientes del PRODESEN con una inversión de 5,531.7 millones de pesos para la instalación de 46.3 km-c y 725 MVA de capacidad de transformación, ver Tabla 17.

Tabla 17. Principales proyectos de infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que continúan en construcción en 2020

Proyecto		Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA
1	Red Eléctrica Inteligente	Varios	4,895.7	10,288 equipos de comunicaciones. 13 equipos EMS/SCADA. 1,310 equipos de Control.		
2	Potrillo Banco 4 (Adquisición Transf.)	Cuanajuato	542.0	Instalación de 125 MVA, 400/115 kV, 46.32 km-c de LT de 115 kV	46.3	500
3	Querétaro Banco 1	Querétaro	94.0	Instalación de 225 MVA, 230/115 kV.		225
Total			5,531.7		46.3	725

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2020 CFE, página 190.

MDP: Millones de pesos; km-c: kilómetro-circuito; MVA: Mega Volt-Ampere.

La Tabla 18 muestra los 15 proyectos de transmisión derivados de las instrucciones del PRODESEN que iniciaron su ejecución en 2020, con una inversión de 2,665.2 millones de pesos para la instalación de 46.5 km-c de líneas de transmisión, 1,000 MVA de capacidad de transformación y 2,493.5 MVAR de compensación.

²⁸ Informe Anual 2020 CFE, página 190.

Tabla 18. Principales proyectos de infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que iniciaron su ejecución en 2020

	Proyecto	Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA	MVAr
1	Irapuato II Banco 3 (Traslado)	Guanajuato	194.7	Instalación de 100 MVA 230/115 kV, 18.5 km-c 115 kV.	18.5	100	
2	San Luis Potosí Banco 3 (Traslado)	San Luis Potosí	80.0	Instalación de 100 MVA 230/115 kV		100	
3	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal Dos y Minatitlán Dos-A3360-Temascal Dos.	Veracruz	60.9	Sustitución de 26 estructuras de acero y 40 km de cable conductor			
4	Chihuahua Norte Banco 5	Chihuahua	324.6	Instalación de 500 MVA 230/115 kV.		500	
5	Panamericana Potencia Banco 3	Tijuana, BC	172.9	Instalación de 300 MVA 230/115/69 kV		300	
6	Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	Estado de México	198.3	Instalación del Segundo Circuito con 28 km-c en 400 kV.	28.0		
7	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Querétaro	88.5	Instalación de 135 MVAr 115 kV.			135.0
8	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	Tamaulipas	79.4	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15.0
9	Quila MVAr (Traslado)	Sonora	22.7	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15.0
10	Recreo MVAr	Baja California Sur	18.9	Instalación de 12.5 MVAr 115 kV.			12.5
11	Proyecto de Inversión de CEVs para CFE Transmisión 2018-2021	Varios	1,339.6	Modernización de 2,215 MVAr 400 kV			2,215
12	Donato Guerra MVAr.	Estado de México	50.6	Instalación de 63.5 MVAr 400 kV.			63.5
13	El Carrizo MVAr.	Sinaloa	8.8	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15.0
14	Esfuerzo MVAr.	Veracruz	13.2	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15.0
15	Frontera Comalapa MVAr.	Chiapas	12.1	Instalación de 7.5 MVAr 115 kV.			7.5
Total			2,665.2		46.5	1,000	2,493.5

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2020 CFE, páginas 190 y 191.

MDP: Millones de pesos; km-c: kilómetro circuito; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAr: Mega Volt-Ampere reactivo.

Por otra parte, la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) de CFE reportó 34 proyectos de transmisión y transformación concluidos en 2020, que representan una inversión de 136.8 millones de dólares para la instalación de 26 líneas de transmisión con una longitud conjunta de 101.7 km-c, y 29 Subestaciones Eléctricas con 1,543 MVA de capacidad de transformación y 311.6 MVAr de compensación de potencia reactiva. De estos proyectos dos se financiaron mediante el esquema de obra Pública Financiada (103.7 millones de dólares) y los 32 restantes (por 33.1 millones de dólares) con recursos propios de CFE (Obra Pública Presupuestaria), ver Tablas 19 y 20.

Tabla 19. Proyectos de Transmisión concluidos en 2020 con esquema de Obra Pública Financiada

	Proyecto	Ubicación	Inversión MDD	LT	km -c	SE	MVA	MVAr	Término estimado
1	1620A Distribución Valle de México (1a Fase)	CDMX y Estado de México	98.0	7	16.1	10	780	124	20-feb-20
2	2101 Compensación Capacitiva Baja - Occidental	Baja California	5.7			6		174	12-jun-2020
Total			103.7	7	16.1	16	780	298	

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE. Informe Anual 2020 CFE, Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, página 232.

MDD: Millones de dólares; LT: Línea de Transmisión; km-c: kilómetro-circuito; SE: Subestación Eléctrica; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAr: Mega Volt-Ampere reactivo.

Tabla 20. Proyectos de Transmisión concluidos en 2020 con esquema de Obra Pública Presupuestaria

	Proyecto	Inversión MDD	LT	km -c	SE	MVA	MVAr	Término estimado
1	SE Ascención II Banco 2	2.4			1	100		20-ene-20
2	SE La Salada MVAr	0.6			1		7.5	20-ene-20
3	LT Monterrey Potencia-73810-Apodaca	0.4	1	1.2				31-ene-20
4	LT Tecnológico Mirador y LT Mirador	0.9	1	4.8				21-feb-20
5	LT Hermosillo Cinco-Hermosillo Tres	1.5	1	17.3				14-mar-20
6	SE Vito	0.3			1			23-abr-20
7	LT Punta Prieta I-Punta Prieta II	2.5	1	0.2				20-abr-20
8	SE Valle Tulancingo	0.4			1			23-abr-20
9	LT Unidad Aeroderivada-Coromuel	0.1	1	0.3				01-may-20
10	LT Champayan-Tres Mesas Maniobras	0.4	1	1.1				07-may-20
11	LT Piedras Negras Potencia-Río Escondido	2.3	1	16.3				04-jun-20
12	LT CD Industrial (CID)-Anáhuac (ANH)	0.3	1	1.2				14-jun-20
13	SE Coromuel	0.9			1			04-jul-20
14	LT Santa Cruz-Magdalena (sustitución de la torre No. 9)	0.4	1	3.6				15-jul-20
15	SE Punta Prieta I (Aeroderivadas)	1.3			1	100		31-jul-20
16	LT Valle de Juárez-93180-Terranova	0.6	1	1.4				04-ago-20
17	LT Valle de Juárez-Terranova	0.2	1	1.1				04-ago-20
18	SE Carranza	0			1	40		20-ago-20
19	LT Celaya II-93480-Toyota	0.3	1	0.5				30-sep-20
20	Rehabilitación de la LT San Nicolas-Girasoles	0.4	1	1.2				08-oct-20
21	Reubicación de la LT Leona-Valle Poniente	0.1	1	0.4				11-oct-20
22	SE León III Bco. 3	2.2			1	133		20-oct-20
23	SE Acuitlapilco Bco. 1+ MVAr	4.0			1	30	1.8	23-oct-20
24	SE Escárcega Bcos. 7 y 8 (400/230 kV)	2.8			1	330		10-nov-20
25	LT Muelle-Nogalito y LT Vallarta I-Nogalito	0.2	1	2.6				27-nov-20
26	Sustitución torre 63 LT Victoria-Nochistongo	0.2	1	0.9				15-dic-20

Proyecto		Inversión MDD	LT	km -c	SE	MVA	MVAr	Término estimado
27	LT Aurora-Pantitlán y Aurora-Nezahualcoyotl	0.5	1	2.6				15-dic-20
28	LT Texcatitlán-Ixtapan de la Sal	0.7	1	27.2				20-dic-20
29	SE Jorobas	0.3			1			23-dic-20
30	SE Akumal	1.6			1	30	1.8	23-dic-20
31	LT Mazatlán Dos-El Habal (93800)	0.2	1	1.7				31-dic-20
32	Se Mezquital MVAr	4.1			1		2.5	31-dic-20
Total		33.1	19	85.6	13	763	13.6	

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE. Informe Anual 2020 CFE, Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, página 233.

MDD: Millones de dólares; LT: Línea de Transmisión; km-c: kilómetro-circuito; SE: Subestación Eléctrica; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAr: Mega Volt-Ampere reactivo.

Adicionalmente, en 2020 la DCIPI supervisó la construcción de 13 proyectos para transmisión, que agrupan una inversión de 170.7 millones de dólares para la instalación de 13 líneas de transmisión, que suman 198.9 km-c, y 11 Subestaciones con 1,400 MVA de capacidad de transformación y 24.8 MVAr de capacidad de compensación. De estos proyectos 3 fueron financiados mediante el esquema de Obra Pública Financiada con una inversión de 164.7 millones de dólares y los 10 restantes se financiaron con recursos propios de CFE a través del esquema Obra Pública Presupuestaria con una inversión de 6 millones de dólares, ver Tablas 21 y 22.

Tabla 21. Proyectos de Transmisión en construcción en 2020 con esquema de Obra Pública Financiada

	Nombre de Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	MVAr	LT	km-c	Inversión MDD	Término estimado	Avance real (%)
1	SLT 1603 Subestación Lago	Edo. México	2	660		2	80.4	111.3	16-feb-22	92.6
2	1116 Transformación del Noreste 4a. Fase	Nuevo León	2	500		4	97.6	36.0	29-jun-21	96.7
3	SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución 3a. Fase	Edo. México	2	120	18	2	7.9	17.4	31-ago-21	60.9
Total			6	1,280	18	8	185.9	164.7		

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE. Informe Anual 2020 CFE, Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, página 234.

MDD: Millones de dólares; LT: Línea de Transmisión; km-c: kilómetro-circuito; SE: Subestación Eléctrica; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAr: Mega Volt-Ampere reactivo.

Tabla 22. Proyectos de Transmisión en construcción en 2020 con esquema de Obra Pública Presupuestaria

	Nombre de Proyecto	SE	MVA	MVAr	LT	km-c	Inversión MDD	Término estimado	Avance real (%)
1	Rehabilitación de la LT Faro-Plaza				1	1.8	1.2	15-ene-21	99.4
2	Sustitución de cable conductor LT Río Bravo-Matamoros				1	10.7	0.1	31-ene-21	70.6
3	Modificación de la LT Torreón-Diagonal				1	0.3	0.2	04-feb-21	74.2
4	SE Tuzanía Bco. 2	1	60	3.6			0.4	28-feb-21	96.2

Nombre de Proyecto		SE	MVA	MVAR	LT	km-c	Inversión MDD	Término estimado	Avance real (%)
5	Enlace entre la SE Aguamilpa SF6				1	0.2	0.2	30-ene-21	53.4
6	SE Tlajomulco Bco. 2	1	60	3.2			2.2	28-feb-21	53.9
7	SE Irolo	1					0.3	04-feb-21	47.0
8	SE Guadalupe	1					0.9	05-may-21	10.9
9	SE Tula	1					0.3	05-may-21	17.9
10	Sustitución de las estructuras LT Altamira-Energía de Pánuco/Tampico				1		0.2	14-ene-21	0.2
Total		5	120	6.8	5	13.0	6.0		

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE. Informe Anual 2020 CFE, Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, página 234 y 235.

MDD: Millones de dólares; LT: Línea de Transmisión; km-c: kilómetro-circuito; SE: Subestación Eléctrica; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAR: Mega Volt-Ampere reactivo.

Finalmente, durante 2020 se inició el concurso de un proyecto de transmisión y transformación denominado “1720 Distribución Valle de México 2ª fase” que representa una inversión del orden de 24.5 millones de dólares, para la instalación de 1 línea de transmisión de 17.2 km-c y 1 subestación eléctrica, con metas por 120 MVA de capacidad de transformación y 18 MVAR de capacidad de compensación de potencia reactiva.²⁹

2.3 INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

En 2020 la República Mexicana registró 13 interconexiones eléctricas con otros países, de ellas 11 se ubican en la frontera con Estados Unidos de América y dos 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.³⁰

Durante el 2017 entró en operación comercial una Central Eléctrica instalada físicamente en Texas, EUA, con una capacidad de 540 MW y operando radialmente al SIN. Aunque al principio operó con permiso como importador, actualmente entrega el total de su energía al MEM con permiso como Generador al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica. Además, en Baja California se tienen dos centrales de ciclo combinado y una eólica que operan con permiso como exportador y se conectan directamente al Western Electricity Coordinating Council (WECC).

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

²⁹ Informe Anual 2020 CFE, página 235:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf

³⁰ Interconexiones de emergencia con EUA: 1) Ribereña-Ascárate, 2) ANAPRA-Diablo, 3) Ojinaga-Presidio, 4) Matamoros-Brownsville y 5) Matamoros-Military.

Mapa 4. Interconexiones transfronterizas 2020



Fuente: PRODESEN 2021-2035, Figura 3.4 Sistema Eléctrico Nacional, Capacidad de las Interconexiones internacionales 2020.

Durante 2020, a través de la Red Nacional de Transmisión se importaron 4,291 GWh y se exportaron 1,877 GWh.³¹

Tabla 23. Importación y exportación de electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión*

Concepto	Año / (GWh)				Variación (%) 2020 / 2019
	2017	2018	2019	2020	
Importación	6,076	6,852	6,588	4,291	-34.9
Exportación	2,040	1,813	2,357	1,877	-20.4

Fuente: Elaborado por SENER con datos de

- 2019 y 2020: Informe Anual de CFE 2020, página 199.
- 2017 y 2018: Informe Anual de CFE 2018, página 148.

*Datos correspondientes a la RNT de 69 kV a 400 kV.

³¹ Informe Anual 2020 CFE, página 235:
https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf

2.4 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

CFE Transmisión mide su desempeño a través de los siguientes indicadores para las actividades de transmisión de energía eléctrica, los cuales se pueden comparar con otros sistemas eléctricos³²:

- **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.³³
- **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.³⁴

Los resultados del ejercicio 2020 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 24. Principales Indicadores de la Red Nacional de Transmisión (sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor)

Indicador	Cifras (Datos Observados)				Variación (Unidades) 2019-2020
	2017	2018	2019	2020	
1. SAIDI (minutos)	4.601	2.110	3.198	2.216	-0.982
2. SAIFI (índice)	0.231	0.079	0.091	0.063	-0.028
3. IDT (%)	99.643	99.662	99.668	99.606	-0.062

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2018, 2019 y 2020: Informe Anual de CFE 2020, página 199.
- 2017: Informe Anual de CFE 2018, página 148.

Nota: Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión de 69 kV a 400 kV.

En el Gráfico 22 y Gráfico 23 se puede observar que durante 2020 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.

³² La CRE estableció estos indicadores en 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:

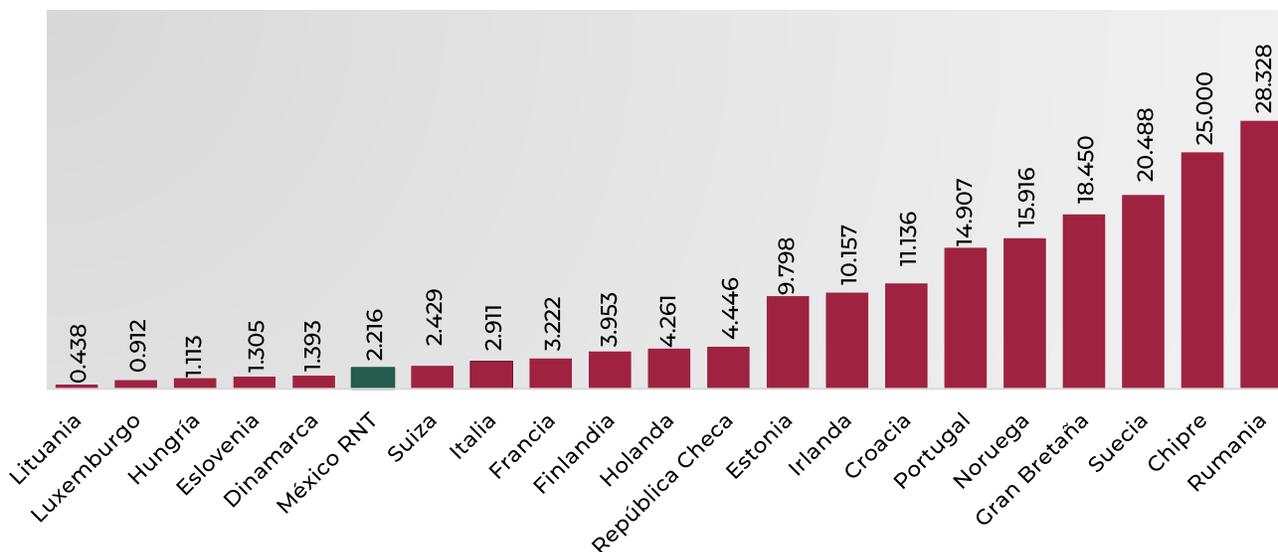
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

³³ 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

³⁴ 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

**Gráfico 22. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario Sin Eventos¹
 (SAIDI: System Average Interruption Duration Index)**

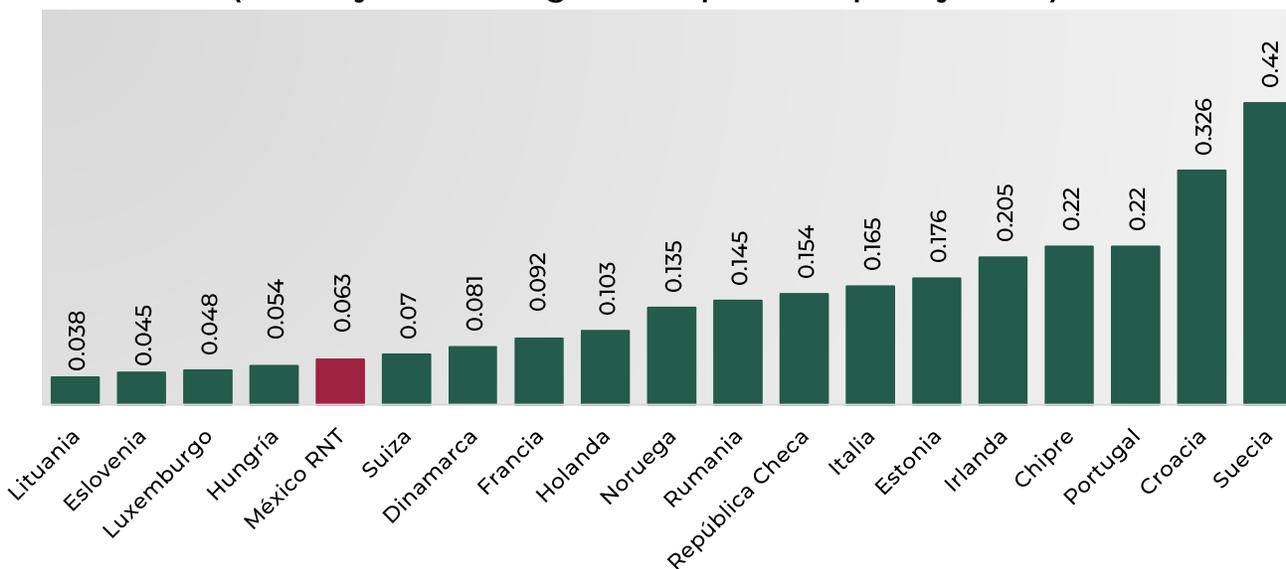


Fuente: Elaborado por SENER con datos de los Informes Anuales de CFE de 2019 (página 66) y 2020 (página 199); Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión de 69 kV a 400 kV. El CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply data update, se puede consultar en el 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 23. Frecuencia Media de Interrupción por Usuario Sin Eventos¹
 (SAIFI: System Average Interruption Frequency Index)**



Fuente: Elaborado por SENER con datos de los Informes Anuales de CFE de 2019 (página 66) y 2020 (página 199); Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión de 69 kV a 400 kV.

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

3 DISTRIBUCIÓN

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el servicio público de Distribución de energía eléctrica es un área estratégica, por lo que el Gobierno Federal ejerce la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que desarrollen dicha actividad.

Además, acorde con el artículo 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 Distribución³⁵, cuya finalidad es prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, así como 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 como: “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.”³⁶.

Para su objeto, CFE Distribución cuenta con 16 Unidades de Negocio denominadas Gerencias Divisionales de Distribución (GDD)³⁷, las cuales se enlistan en la Tabla 25.

Tabla 25. 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

Fuente: Elaborado por 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 Divisional de Distribución; VM: Valle de México

Durante 2020, la infraestructura de CFE Distribución permitió dar el servicio de distribución de energía eléctrica a 45.6 millones de usuarios al cierre del año (atendidos en el Servicio Básico por CFE Suministrador de Servicios Básicos) en las 16 Unidades de Negocio, con un aumento de 2.5% en el número de usuarios 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 (Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Usos Propios Continuos, etc.) de la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

³⁵ 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

³⁶ 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

³⁷ Estatuto Orgánico de CFE Distribución: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n550.pdf>

3.1 INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN

La principal infraestructura de CFE Distribución son las Redes Generales de Distribución (RGD) conformadas por las redes eléctricas en media tensión (mayores a 1 kV y menores o iguales a 34.5 kV) y con las redes de baja tensión (iguales o menores a 1 kV), así como con las subestaciones eléctricas y los transformadores de potencia y de distribución. En la Tabla 26 se registra la Infraestructura de Distribución para los ejercicios 2019 y 2020.

Tabla 26. Infraestructura de CFE Distribución 2019 y 2020

Concepto	Unidad	2019	2020	Variación 2020-2019	Variación 2020/2019 (%)
Subestaciones eléctricas	No.	2,117	2,137	20	0.9%
Transformadores de potencia	No.	3,204	3,246	42	1.3%
Capacidad transformadores de potencia	MVA	75,812	77,463	1,651	2.2%
Transformadores de distribución	No.	1,510,322	1,510,322	0	0.0%
Capacidad transformadores de distribución	MVA	55,939	57,720	1,781	3.2%
Suma de líneas de media y baja tensión	miles de km	851	871	20	2.4%
Líneas de media tensión	miles de km	520	537	17	3.3%
Líneas de baja tensión	miles de km	331	334	3	0.9%
Servicio a líneas de subtransmisión	miles de km	51.5	51.3	-0.2	-0.4%

Fuente: Elaborado por SENER con información de Informe Anual CFE: 2020, página 202; y 2019, pág. 71.

La infraestructura de distribución eléctrica en el país se ha fortalecido a lo largo de los años a través de su Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento.

3.2 PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN DURANTE 2020

En el periodo enero-diciembre de 2020 se concluyeron 994 obras de infraestructura para la distribución de energía eléctrica con recursos Presupuestales, Aportaciones y Obra Pública Financiada, con una inversión de 3,814.7 millones de pesos para la instalación de 80 subestaciones de distribución con 2,420 MVA, 17 líneas de alta tensión con 68.7 km-c, así como la construcción de 897 obras de redes de media y baja tensión con 1,806.95 km-c y 2,245 transformadores de distribución con una capacidad de 63.6 MVA.³⁸

3.2.1 Proyectos de Distribución concluidos en 2020

Durante 2020 se concluyeron 43 obras de distribución con el esquema de Aportaciones, que incluye 38 subestaciones de distribución con 991 MVA de capacidad conjunta, un total de 4.6 km-C en 5 líneas de alta tensión, 29.4 MVAr, 18 alimentadores en alta tensión y 62 alimentadores en media tensión, que representan una inversión de 582.1 millones de pesos.³⁹

³⁸ Informe Anual CFE 2020, página 204:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf

³⁹ Informe Anual CFE 2020, página 205:

**Tabla 27. Obras de Distribución concluidas en 2020
(Subestaciones de Aportaciones Transmisión-Distribución)**

No.	Proyecto	Monto (Millones de pesos)	No.	Proyecto	Monto (Millones de pesos)
1	Subestación eléctrica Vynmsa Querétaro Bco. 1	10.5	23	Subestación eléctrica Jurica Bco. 1	20.9
2	Subestación eléctrica Viñedos Bco. 1	8.7	24	Subestación eléctrica Jocotepec Bco. 1	2.2
3	Subestación eléctrica Valles Bco. 1	0.2	25	Subestación eléctrica Haciendas Bco. 1 (SF6)	37.5
4	Subestación eléctrica Toro Bco. 1	13.6	26	Subestación eléctrica Ezequiel Montes Bco. 2	15.8
5	Subestación eléctrica Tetabiate Bco. 1	14.7	27	Subestación eléctrica Esperanza Bco. 2 Puesta en servicio	1.1
6	Subestación eléctrica Tenosique Bco. 2	7.7	28	Subestación eléctrica Culiacán Milenium Bco. 2	26.1
7	Subestación eléctrica Tejar Bco. 2	0.4	29	Subestación eléctrica Cima Bco. 2	17.0
8	Subestación eléctrica Tamazunchale Bco. 2	8.4	30	Subestación eléctrica Celaya II Bco. 2 - 1 Alim. 115 kV	9.4
9	Subestación eléctrica San Andrés II Bco. 1	9.1	31	Subestación eléctrica Candelaria Bco. 1	48.2
10	Subestación eléctrica San Agustín Bco. 1	1.4	32	Subestación eléctrica Bañón Bco. 2	10.0
11	Subestación eléctrica Saloya Bco. 2	19.1	33	Subestación eléctrica Banderas Bco. 1	5.7
12	Subestación eléctrica Rolando García Urrea Bco. 1	13.7	34	Subestación eléctrica Bamoa Bco. 1	14.2
13	Subestación eléctrica Río Bravo Poniente Bco. 2	19.7	35	Subestación eléctrica Aztlán Prov. Bco. 2	21.1
14	Subestación eléctrica Querétaro Industrial - 1 Alim. 115 kV	6.2	36	Subestación eléctrica Atotonilco Bco. 3	13.3
15	Subestación eléctrica Mochis Tres Bco. 1	8.7	37	Subestación eléctrica Arenales Bco. 1	8.7
16	Subestación eléctrica Mezquitán Bco. 1	0.7	38	Subestación eléctrica Alianza Real Bco. 1	41.7
17	Subestación eléctrica Mérida Oriente Bco. 2	32.2	39	Línea de alta tensión Zamora Jacona Entrq. Puerta Grande	1.7
18	Subestación eléctrica Mazatlán Tecnológico Bco. 1	11.9	40	Línea de alta tensión Tepic Industrial Entrq. Compostela	2.2
19	Subestación eléctrica Mapastepec Bco. 1	3.3	41	Línea de alta tensión Haciendas	2.2
20	Subestación eléctrica Loreto Bco. 1	17.0	42	Línea de alta tensión Alianza Real	10.7
21	Subestación eléctrica Ladrilleras Bco. 1	15.3	43	Línea de alta tensión Acometida Vynmsa Querétaro	1.9
22	Subestación eléctrica La Palma Bco. 1	48.0			
				Total	582.1

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, páginas 205 y 206.

Nota: Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf

Por otra parte, en el ejercicio 2020 también se terminaron siete proyectos de distribución bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). Estos proyectos representan 15 subestaciones con una capacidad conjunta de 920 MVA, 64.1 km-c en 12 líneas de alta tensión, 132.6 MVA, 23 alimentadores en alta tensión, y 147 alimentadores en media tensión, con una inversión total de 125.6 millones de dólares.

Tabla 28. Principales proyectos de Distribución terminados en 2020 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

	Proyecto	Monto (Millones de dólares)	Principales características
1	274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase) *	98.0	SE Narvarte Bcos. 1 y 2 SF ₆ (sustitución) + MVA (120 MVA y 18.0 MVA); LAT Coyoacán-Narvarte 2.9 km-c; SE Coyoacán 1 Alimentación AT; SE Verónica Bcos. 1 y 2 SF ₆ (sustitución) + MVA (120 MVA y 18.0 MVA); LAT Verónica entronque Cuauhtémoc-Morales; SE Culhuacán Bcos. 1 y 2 SF ₆ + MVA (120 MVA y 18.0 MVA); LAT Culhuacán-Xochimilco 8.6 km-c; SE Xochimilco 2 Alimentación AT; SE Chimalpa Bco. 1 SF ₆ + MVA (60 MVA y 9.0 MVA); LAT Chimalpa entronque Remedios-Bosques 1.0 km-c; SE El Rosal Bcos. 1 y 2 SF ₆ + MVA (120 MVA y 18.0 MVA); LAT El Rosal entronque Odón de Buen-Topilejo 0.4 km-c; SE Los Reyes Bcos. 1 y 2 SF ₆ (sustitución) + MVA (120 MVA y 18.0 MVA); LAT Los Reyes entronque La Paz-Aurora 2.8 km-c; SE Tlatelulco Bcos. 1 y 2 + MVA (60 MVA y 12.6 MVA); LAT Tlatelulco entronque San Francisco-Zictepec 0.4 km-c SE Zumpango Bcos. 1 y 2 (sustitución) + MVA (60MVA y 12.6 MVA).
2	273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (7ª Fase), Sonora	5.3	SE Quiroga Bco. 1 + MVA (30 MVA, 1.8 MVA) LAT: Quiroga-Bagotes (5.96 km-c) 3 km-c en red de media tensión
3	280 SLT 1721 Distribución Norte (5ª Fase), Sinaloa	5.2	SE Villas del Cedro Bco. 1 + MVA (30 MVA, 1.8 MVA) LAT: Villas del Cedro entronque La Higuera-Culiacán Uno (4.68 km-c), incluye 3 km-c en red de media tensión.
4	310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (10ª Fase), San Luis Potosí.	6.2	SE Sendero Bco. 1 + MVA (30 MVA, 1.8 MVA) LAT Sendero Entronque Progreso-SLP (5.24 km-c en red de media tensión); incluye 1.96 km-c en red de media tensión.
5	310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (11ª Fase), Guanajuato.	5.6	LAT: San Luis de la Paz-San José Iturbide (31.97 km-c).
6	338 SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (7ª Fase), Sinaloa.	3.2	SE El Fuerte Penal Bco. 1 (20 MVA, 1.2 MVA) LAT: El Fuerte Penal entronque El Fuerte-Carrizo (0.18 km-c), incluye 2.4 km-c en red de media tensión.
7	338 SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (10ª Fase), Quintana Roo.	2.1	SE Mayakoba Bco. 2 Ampliación.
	Total	125.6	

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, página 208 a 210.

Nota. Proyectos administrados por CFE Distribución. Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

* Proyecto administrado por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT).

SE: Subestación Eléctrica. LAT: Línea de transmisión en Alta Tensión, km-c: kilómetro circuito, AT: Alta tensión; MVA: Mega volt ampere; MVA: Mega volt ampere reactivo.

Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

3.2.2 Proyectos de Distribución en construcción al cierre de 2020

De igual manera, al cierre de 2020, se continuó con la instalación de 29 obras de distribución a través del esquema de Aportaciones cuya inversión es de 952.3 millones de pesos (ver Tabla 29), agrupan a 27 subestaciones eléctricas con una capacidad conjunta de 739 MVA y 2 líneas de alta tensión con una longitud de 43.6 km-c.

**Tabla 29. Obras de Distribución en construcción al cierre de 2020
(Subestaciones de Aportaciones Transmisión–Distribución)**

No.	Proyecto	Monto (Millones de pesos)
1	Línea de alta tensión Tapeixtles-Minatitlán*	164.5
2	Subestación eléctrica Acuitlapilco*	183.3
3	Subestación eléctrica Valle de San Pedro	172.6
4	Subestación eléctrica Vado Santa María Bco. 2	25.3
5	Subestación eléctrica Trejo Bco. 2	15.0
6	Subestación eléctrica Rancho Cuernavaca	8.6
7	Subestación eléctrica Querétaro Sur Bco. 1	19.9
8	Subestación eléctrica Punta De Mita	4.0
9	Subestación eléctrica Puerta Grande	37.7
10	Subestación eléctrica Pinar Bco. 2	6.3
11	Subestación eléctrica Patera	37.6
12	Subestación eléctrica Parras	5.4
13	Subestación eléctrica Ocosingo Bco. 2	3.4
14	Subestación eléctrica Nuevo Morelos Bco. 2	22.6
15	Subestación eléctrica Monte Real Bco. 1	44.1
16	Subestación eléctrica Manuel Bco. 1	0.5
17	Subestación eléctrica Las Fajas Bco. 1	14.4
18	Subestación eléctrica Las Fajas-1 Alim. 115 kV	2.1
19	Subestación eléctrica Jurica Bco. 2	18.2
20	Subestación eléctrica Jalostotitlán	4.8
21	Subestación eléctrica Hunucmá Bco. 1	17.7
22	Subestación eléctrica Guanaceví Durango Bco. 1	19.4
23	Subestación eléctrica Estanzuela Bco. 2	25.1
24	Subestación eléctrica Estadio Bco. 2	21.5
25	Subestación eléctrica Cuatrociénegas	2.9
26	Subestación eléctrica Condébaro	9.2
27	Subestación eléctrica Celaya II Bco. 2	15.6
28	Subestación eléctrica Bonfil Bco. 2	47.7
29	Línea de alta tensión Sta. María Del Oro Guanaceví	2.9
Total		952.3

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, páginas 206 y 207.

Nota: Obras administradas por CFE Distribución.

* Proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT).

Asimismo, dentro del periodo enero-diciembre de 2020 se avanzó en la construcción de 5 proyectos de distribución con el esquema de Obra Pública Financiada, con una inversión de 35.9 millones de dólares. Estas obras integran 6 subestaciones eléctricas con capacidad conjunta de 190 MVA, 22.2 MVar, 5 líneas de alta tensión con una longitud total de 40.4 km-c, dos redes (media y baja tensión) con 2,505 kVA, 3.1 km-c, y 2,290 medidores tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure).

Tabla 30. Principales obras de Distribución en construcción al cierre de 2020 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

No.	Proyecto	Monto (Millones de dólares)	Principales características
1	349 SLT 2120 Subestaciones y líneas de distribución (3ª Fase)*, Ciudad de México.	17.0	SE Morales Bcos. 1 y 5 (SF ₆) + MVAR (120 MVA, 18 MVAR) SE Polanco 1 Alimentador AT LAT Polanco-Morales (3.3 km-c) LAT Morales-Verónica (4.6 km-c).
2	209 SE 1212 Sur-Peninsular (9ª Fase), Puebla.	8.2	SE Cuetzalan Bco. 1 + MVAR (20 MVA, 1.2 MVAR). LAT Cuetzalan entronque Teziutlán II-Papantla Potencia (20.31 km-c), incluye 2 km-c, red de media tensión.
3	273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (5ª Fase), Veracruz.	4.7	SE Naolinco Bco. 1, (20 MVA, 1.2 MVAR) LAT Castillo-Naolinco (12.11 km-c) SE El Castillo 1 alimentador AT.
4	338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (4ª Fase), Veracruz.	4.6	SE Aluminio Bco. 1 (30 MVA, 1.8 MVAR) LAT Aluminio entronque Veracruz Dos-Jardín (0.07 km-c), incluye 0.28 km-c en red de media tensión.
5	350 SLT 2121 Reducción de pérdidas de energía en distribución (1ª Fase), Veracruz.	1.4	Reducción de pérdidas Zona Coatzacoalcos 2,290 medidores.
Total		35.9	

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, páginas 210 y 211.

Nota: Obras administradas por CFE Distribución.

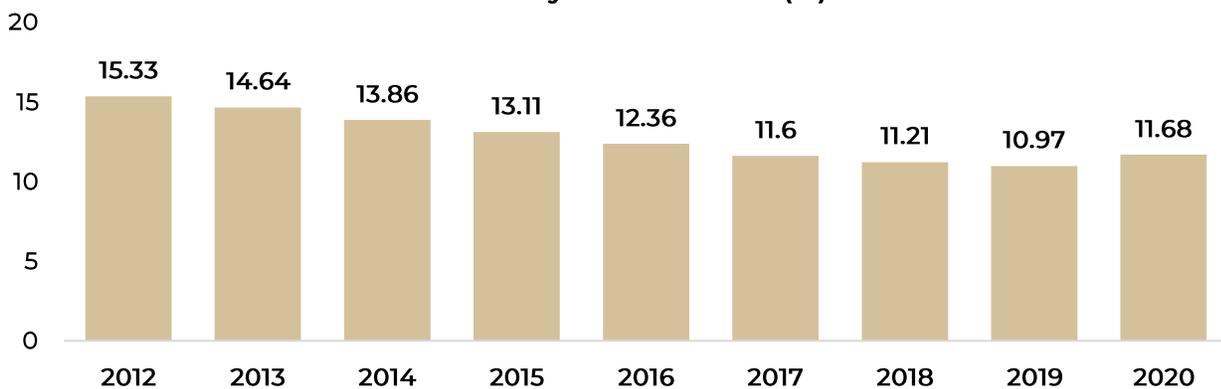
* Proyecto administrado por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT).

SLT: Subestación y Línea de Transmisión; SE: Subestación Eléctrica, LAT: Línea de transmisión en alta tensión, km-c: kilómetro circuito, AT: Alta tensión, MVA: Mega volt ampere; MVAR: Mega volt ampere reactivo.

3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN

De 2013 a 2020, las pérdidas de energía eléctrica en las Redes Generales de Distribución (que incluye alta tensión) han disminuido 0.46 puntos porcentuales en promedio anual, al bajar de un valor de 14.64% en 2013 (15.33% en 2012) a 11.68% en 2020, 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.

Gráfico 24. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de Distribución 2012-2020, incluye alta tensión (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE Distribución reportados en los Informes anuales de CFE, varios años y de 2012 a 2013 datos de CFE, Balance Nacional de Energía Eléctrica, Subdirección de Distribución.

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

Durante 2020, en las 16 divisiones de distribución se llevaron a cabo 5 estrategias para la disminución del indicador de pérdidas, con lo que se logró detectar un 15% más de energía pérdida con respecto al 2019, equivalente a 9,523 GWh, al pasar de un valor de 10.97% en diciembre 2019 a 11.68% en 2020. La causa principal del incremento del indicador de pérdidas de energía incluyendo alta tensión fue la reducción de ventas de electricidad por 9,327 GWh, derivado de la contracción económica, además de un mayor robo de energía eléctrica por 1,350 GWh, todo derivado de la pandemia del COVID 19.⁴⁰

Al cierre de 2020, las pérdidas de energía no técnicas por delincuencia, resistencia civil y asentamientos irregulares representan el 38% del total de pérdidas con alta tensión y en tres Divisiones de Distribución se concentra el 46% de la energía que se pierde por estas causas (Golfo Norte, Valle de México Norte y Valle de México Sur). Además, las pérdidas por estas tres problemáticas representan más del 40% de su total de pérdidas no técnicas en las 4 divisiones siguientes: Valle de México Sur, Valle de México Centro, Golfo Centro y Golfo Norte.

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, en los próximos años se espera una tendencia descendente en el indicador de pérdidas de energía eléctrica.

3.4 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Actualmente, los indicadores utilizados para medir la confiabilidad de los sistemas eléctricos en la distribución son el Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema: SAIDI) y la Frecuencia Media de Interrupción por Usuario (Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema: SAIFI), los cuales fueron establecidos por la CRE⁴¹. Estos indicadores permiten su comparación con los sistemas eléctricos de otros países a través de su estandarización, la cual se realiza por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE por sus siglas en inglés).

En 2017 CFE Distribución adoptó dichos indicadores que se definieron en el apartado de Transmisión de este documento. Los resultados registrados para 2020 muestran que el tiempo promedio en que un usuario no dispuso del suministro eléctrico (SAIDI) fue de 22.080 minutos, con una mejora del 11.9% respecto a los 25.069 minutos por cliente obtenidos en 2019. Por su parte, el SAIFI registró en 2020 que en promedio el 45.5% de los usuarios registraron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica, con una mejoría de 4.2% respecto al año anterior cuando en promedio el 47.5% de los usuarios presentaron al menos una interrupción, ver Tabla 31.

⁴⁰ Informe Anual CFE 2020, páginas 226 a 229.

⁴¹ La CRE estableció estos indicadores en 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://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

Tabla 31. Índices para medir confiabilidad del sistema eléctrico de CFE Distribución, 2015-2020, sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor

Indicador	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variación 2020/2019 (%)
SAIDI (minutos/año)	35.093	30.206	29.264	26.981	25.069	22.080	-11.9%
SAIFI (interrupciones/año)	0.777	0.706	0.575	0.502	0.475	0.455	-4.2%

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, páginas 222 y 223.

Además, CFE Distribución mide otros indicadores de servicio: Inconformidades por cada mil usuarios (IMU) e Indicadores de plazos de atención, los cuales permiten conocer su desempeño operativo, ver Tabla 32.

Tabla 32. Indicadores de servicio del sistema eléctrico de CFE Distribución 2020

Indicador	2017	2018	2019	2020	Variación 2020/2019 (%)
Inconformidades por cada mil usuarios (IMU)	3.53	5.50	4.86	4.39	-9.7%
Restablecimiento en baja tensión, RBT (%)	80.95	93.01	93.10	92.16	-1.0%
Restablecimiento sectorial por falla, RSS (%)	83.96	94.96	94.61	95.35	0.8%
Conexión en baja tensión, CBT (%)	69.74	94.58	92.43	94.52	2.3%
Reconexión de servicio cortado, RSC (%)	88.60	97.65	97.49	97.58	0.1%

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, páginas 224 y 225; Informe anual CFE 2018, página 152 e Informe anual CFE 2019, página 84:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anuual_2020.pdf
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_Anuual_2019.pdf

El resultado para 2020 muestra que el índice de Inconformidades por cada mil usuarios tuvo una mejora del 9.7%, valor que representa una reducción de 200,281 inconformidades en un año, al pasar de un índice de 4.86 en 2019 a 4.39 en 2020.

Por su parte, los plazos de atención establecidos en las *Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica* establecen una meta del 90% para los indicadores de plazos de servicio (RBT, RSS, CBT y RSC). En este sentido, los valores de dichos indicadores alcanzados por CFE Distribución en el ejercicio 2020 ya se encuentran dentro de la meta (son superiores al 90%) y se han mejorado debido a la coordinación entre CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos.

3.5 ESTRATEGIA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 estableció una nueva política energética que 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. Esta nueva

política energética se retoma en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033 (PRODESEN 2019-2033), Capítulo IV “Nueva Política Energética en Materia de Electricidad”, en cuyos principios se define el “Garantizar el acceso al servicio eléctrico universal, eficiente, de calidad y confiable a todos los mexicanos”.⁴²

Durante 2020 se alcanzó un grado de cobertura en el servicio de energía eléctrica del 99.08% de la población en México, que superó la meta programada del 99.06%, con un incremento de 0.13 puntos porcentuales respecto a la cobertura de 2019.

Tabla 33. Grado de Electrificación 2015-2020

Indicador	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variación 2020/2019 (%)
Grado de Electrificación	98.53	98.58	98.64	98.75	98.95	99.08	0.13

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2020, página 214.

En comparación con otros países, el 99.08% de cobertura eléctrica en México es mayor que el 98.5% promedio de América Latina y el Caribe⁴³, pero menor al promedio de los países miembros de la OCDE que alcanzó el 99.99⁴⁴. En ese sentido y debido a que el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 establece que el gobierno de México está comprometido a impulsar el desarrollo sostenible, es necesario asegurar el acceso universal a las energías, por lo que se tiene planeado continuar con las acciones de electrificación para elevar la calidad de vida de los mexicanos y llevar el desarrollo a todos los rincones del país.

3.5.1 Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

De acuerdo con el artículo 113 de la Ley de la Industria Eléctrica, el Gobierno Federal promueve la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas en coordinación con las entidades federativas y los municipios, a través de la Secretaría de Energía que supervisa la administración del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)⁴⁵.

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 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.

⁴² PRODESEN 2019-2033, Capítulo IV “Nueva Política Energética en Materia de Electricidad”, página 17, octava viñeta: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475504/PRODESEN_IV.pdf

⁴³ Banco Mundial, Acceso a la electricidad (% de población), seleccionar América Latina y el Caribe (datos de 2020): <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>

⁴⁴ Acceso a la electricidad (% de la población) en países miembros de la OCDE: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=OE>

⁴⁵ 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.

- b) **Instalación de Sistemas Aislados de Electrificación** (convocatoria al Organismo Intermedio o Invitación a CFE Distribución), 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 2020, el FSUE realizó cinco invitaciones a CFE Distribución mediante la extensión de la red de distribución y dos invitaciones a CFE Distribución mediante el componente sistemas aislados de electrificación, así como tres convocatorias a Organismo Intermedio del FSUE para sistemas aislados, ver Tabla 34 y Tabla 35.

Tabla 34. Invitación a CFE Distribución. Componente Extensión de Redes Generales de Distribución. Relación de localidades por electrificar

Año	2016	2017	2018	2019	2020
Fecha de invitación o convocatoria	29-Nov-2016	13-Nov-2017	6-Abr-2018	20-Dic-2019	20-Jul-2020
Fecha de firma del Convenio de Asignación de Recursos (CAR)	4-May-2017	21-Mar-2018	3 contratos: 13-Jul-2018 7-Sep-2018 1-Nov-2018	28-Jul-2020	25-Ene-2021
Financiamiento o presupuesto (Millones de pesos)	568.7	953.3	1,111.8	500.6	1,682.0
Año de ejecución de obras	2017	2018	2018 y 2019	2021	2022 (en proceso de ejecución)
Viviendas/ habitantes	32,594 / 134,385	39,195 / 158,591	41,403 / 165,401	14,805 / 58,589	44,100 / 176,382
Localidades/ Municipios / Estados	727 / 237 / 24	797 / 294 / 26	1,037 / 402 / 29	416 / 137 / 5	1,700 / 527 / 30

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 35. Invitación a CFE Distribución Componente Sistemas Aislados de Electrificación. Relación de localidades con Necesidades de Electrificación

Año	2019	2020
Fecha de invitación o convocatoria	20-Feb-2020	21-Ago-2020
Fecha de firma del Convenio de Asignación de Recursos (CAR)	28-Jul-2020	25-Ene-2021
Financiamiento o presupuesto para financiar (Millones de pesos)	126.7	126.7
Año de ejecución de obras	2021	2022 (en proceso de ejecución)
Viviendas/ habitantes	2,275 / 9,121	2,258 / 8,634
Localidades/ Municipios / Estados	210 / 46 / 4	208 / 85 / 14

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

https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaElectricidad/FondoServicioUniversalElectrico/SENER_07_ReglasOperacionFondoServicioUniversalElectrico_pdf

3.5.2 CFE Distribución

En 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).

Por su parte, el Informe Anual de CFE 2020, indica que con las 1,528 obras de electrificación ejecutadas en 2020 se alcanzaron las siguientes metas físicas⁴⁶:

- 221,023 habitantes beneficiados.
- 958.4 km de líneas de distribución
- 55,166 viviendas beneficiadas
- 4,072 transformadores
- 21,298 postes

Asimismo, en 2020 CFE Distribución formalizó 185 convenios con Gobiernos Estatales y Municipales para la construcción de 520 obras de electrificación, con una inversión de 280.8 millones de pesos, de las cuales 257 obras se concluyeron y 263 obras se encontraban en proceso de construcción. Estas obras benefician a 109,550 habitantes en 365 localidades de 23 estados del país.

Por otra parte, CFE Distribución colabora con el Fondo Nacional de Turismo (FONATUR), en las líneas estratégicas de Consulta Indígena en el proyecto del Tren Maya. Derivado de las Asambleas Consultivas celebradas en 2019 y 2020 se integraron mesas de trabajo para coadyuvar entre las distintas dependencias involucradas, en beneficio de las poblaciones en el área de influencia. CFE y FONATUR firmaron el convenio de colaboración CFE/FONATUR/001/2020, el cual tendrá cobertura para las etapas de actividades previas, ingeniería, supervisión y construcción del proyecto de electrificación en los estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

Además, CFE Distribución participa en el proceso de consulta indígena para el Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec, atendiendo las solicitudes para la construcción de obras de ampliación, modernización y electrificación de comunidades indígenas y afromexicanas, en Veracruz y Oaxaca. Durante 2019 y 2020 se iniciaron 13 obras de electrificación con una inversión de 26.84 millones de pesos, para beneficiar a 3,784 habitantes con un avance del 61%; 1 Granja Solar en Santa María del Mar con una inversión de 45 millones de pesos para beneficiar a 1,280 habitantes, que reporta un avance del 71%. Asimismo, para el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica se tiene en proceso 7 subestaciones eléctricas y líneas de distribución en la región del Uxpanapa con una inversión de 147.30 millones de pesos y avance del 87% al cierre de 2020⁴⁷.

⁴⁶ Informe anual CFE 2020, página 215.

⁴⁷ Informe anual CFE 2020, página 217.

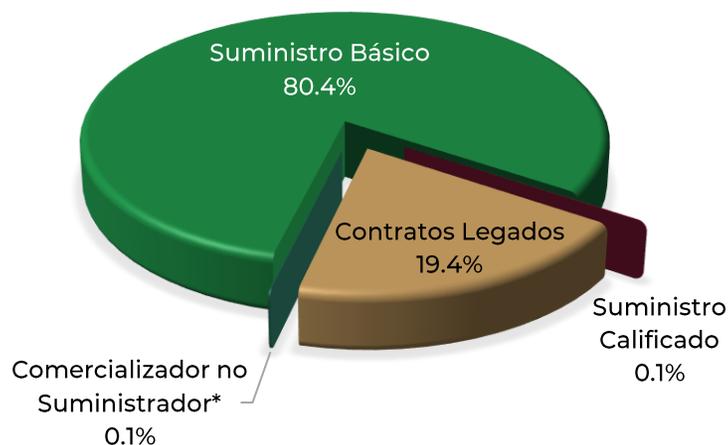
4 COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica la comercialización de energía eléctrica en México incluye la prestación del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, así como realizar las transacciones, contratos y adquisición de servicios necesarios para ello. La actividad de comercialización requiere del permiso de la CRE en la modalidad de Suministrador en dos grupos:

- Suministro Básico para los consumidores con demanda eléctrica menor a 1 MW (baja demanda), y
- Suministro Calificado para grandes usuarios con demanda igual o mayor a 1 MW.

En el Gráfico 25 se presenta la participación de los diferentes esquemas de comercialización para el consumo de energía eléctrica en México:

Gráfico 25. Participación en comercialización de energía eléctrica en 2020



Fuente: Elaborado por 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

En 2020, 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 2020 ascendieron a 206,564 Gigawatts-hora (GWh), que representaron una disminución del 5.6% respecto a 2019 (218,930 GWh), debido principalmente a las medidas de distanciamiento social, confinamiento y protección sanitaria derivadas de la pandemia sanitaria, que provocó una caída en las ventas a los sectores industrial, comercial y servicios principalmente.

En términos relativos, durante 2020 los sectores de consumo que reportaron un crecimiento anual fueron el doméstico (6.7%), y el agrícola (12.5%), en contraste, los sectores que disminuyeron su consumo fueron el industrial (-13.5%), el comercial (-9.8%) y el de servicios públicos (-4.8%), (ver Tabla 36).

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

Sector	2018	%	2019	%	2020	%	Variación 2020/2019 (%)
Doméstico	61,469	28.2	64,671	29.5	68,977	33.4	6.7
Comercial	15,252	7.0	15,233	7.0	13,745	6.7	-9.8
Servicios	4,634	2.1	4,160	1.9	3,961	1.9	-4.8
Agrícola	10,923	5.0	12,455	5.7	14,009	6.8	12.5
Industrial	125,805	57.7	122,411	55.9	105,872	51.2	-13.5
Empresa Mediana	87,578	40.2	86,686	39.6	75,260	36.4	-13.2
Gran Industria	38,227	17.5	35,725	16.3	30,612	14.8	-14.3
TOTAL	218,083	100.0	218,930	100.0	206,564	100	-5.6

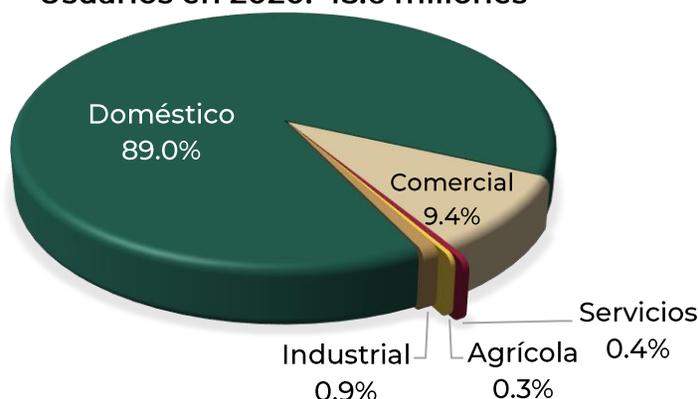
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

Nota: el total puede no coincidir debido al redondeo. La Gran Industria incluye las ventas de Último Recurso.

Durante el ejercicio 2020 el sector doméstico concentró el 89.0% del total de usuarios de energía eléctrica al cierre del año (40.6 millones de usuarios), consumió el 33.4% del total de las ventas de electricidad (68,977 GWh) y generó el 23.5% del total del valor de las ventas (87,825 millones de pesos); mientras que el sector industrial con apenas el 0.9% de usuarios (412 mil usuarios) consumió el 51.2% del total de energía eléctrica (105,872 GWh) y generó el 57.5% del total del valor de las ventas de electricidad (214,511 millones de pesos); por su parte, el conjunto de los sectores comercial, servicios y agrícola tuvo una participación de 10.1% del total de usuarios (4.6 millones de usuarios), el 15.4% del total del consumo de electricidad (31,715 GWh) y el 19.0% del valor de las ventas de energía eléctrica (70,896 millones de pesos) (Ver Gráfico 26, Gráfico 27 y Gráfico 28).

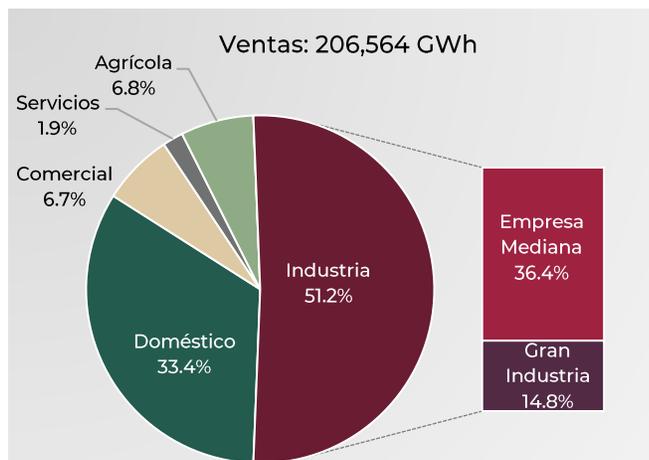
Gráfico 26. Distribución porcentual por sector de Usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2020

Usuarios en 2020: 45.6 millones



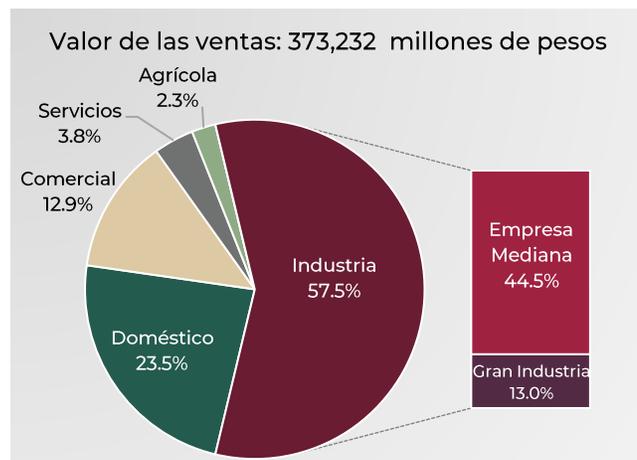
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE. El valor del total de usuarios corresponde al cierre del ejercicio.

Gráfico 27. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2020



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.
 Nota las ventas de Último Recurso se incluyen en Gran Industria

Gráfico 28. Distribución porcentual por sector del valor de las ventas de CFE SSB en 2020



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.
 Nota: las ventas de Último Recurso se incluyen en Gran Industria

El valor de las ventas por la comercialización de energía se obtiene 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, valor de las ventas, precio promedio y consumo medio mensual por usuario en 2020.

Tabla 37. Principales Indicadores Comerciales de CFE Suministro Básico 2020

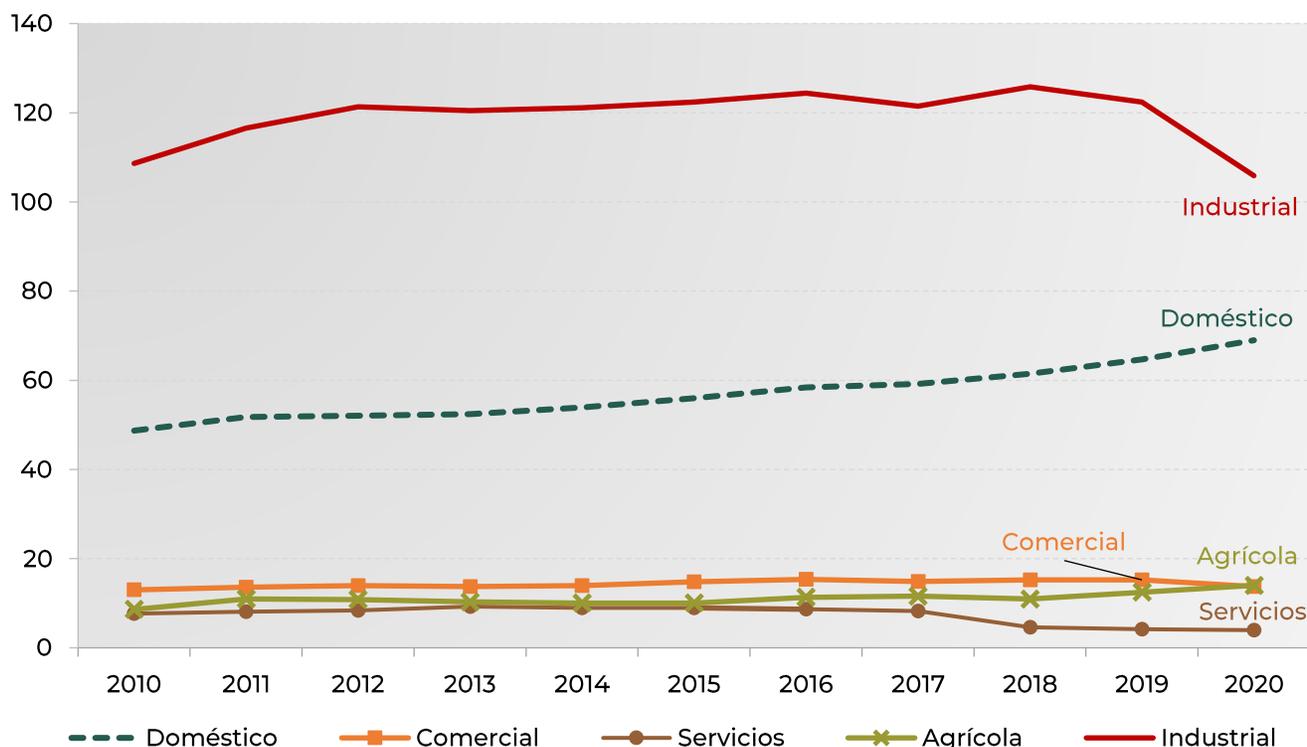
Sector	Usuarios	Ventas GWh	Valor de las ventas (millones de pesos)	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
Doméstico	40,610,337	68,977	87,825	143
Comercial	4,294,233	13,745	48,045	268
Servicios	176,300	3,961	14,328	1,885
Agrícola	133,605	14,009	8,523	8,770
Industrial	411,736	105,872	214,511	21,588
Empresa Mediana	410,657	75,260	165,954	15,385
Gran Industria	1,079	30,612	48,557	2,431,265
TOTAL	45,626,211	206,564	373,232	382

Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE. El valor del total de usuarios corresponde al cierre del ejercicio.
 Nota: el total puede no coincidir debido al redondeo. El valor de las ventas se identifica como "productos" en el reporte CEDOVE. El sector industrial incluye las ventas y el valor de ventas de Último Recurso.

En el Gráfico 29 se presentan las ventas anuales de energía eléctrica por sector en el periodo 2010-2020, donde se observa que el sector doméstico registra la mayor dinámica de crecimiento anual, mientras que el sector industrial

presenta una tendencia ascendente, entre los años 2010 a 2018 y una caída de 2019 a 2020, que se puede atribuir principalmente a las acciones implementadas para contener la pandemia derivada del COVID-19.

Gráfico 29. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo, 2010-2020 (TWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

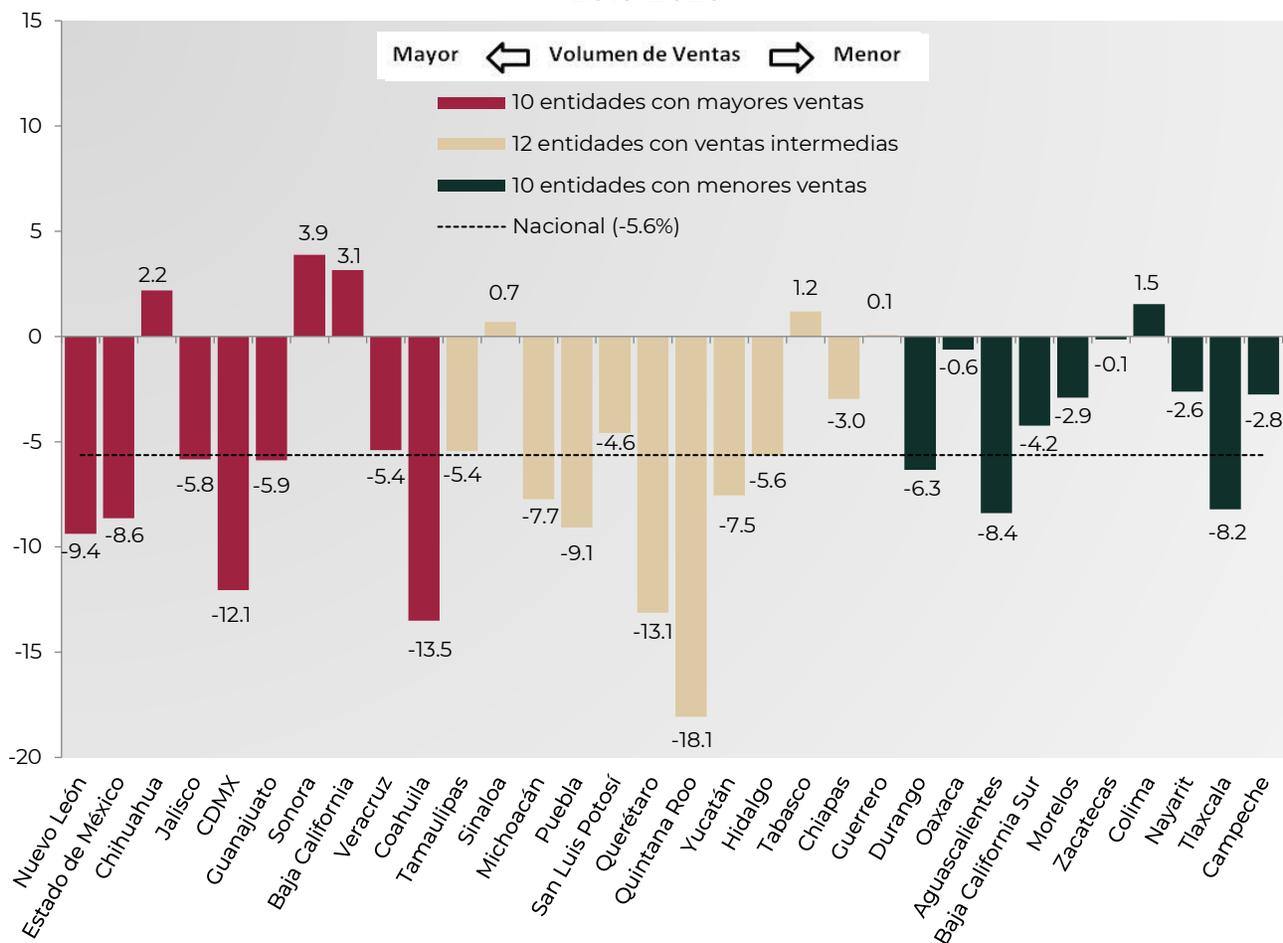
Por lo que respecta al sector agrícola también muestra una tendencia creciente, mientras que el sector comercial registró un ligero crecimiento anual de 2010 a 2016 y a partir de 2017 una trayectoria descendente. En contraste el sector de servicios registra una trayectoria decreciente sobre todo en los 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 del periodo 2018 a 2020 no son totalmente comparables con los obtenidos antes de 2017, aunque para los sectores doméstico y agrícola sí lo son.

4.1.2 Ventas de Suministro Básico por Sector y Entidad Federativa

El ejercicio 2020 fue un año atípico debido a la restricción de actividades económicas y sociales derivadas de la pandemia del COVID-19, por lo que las ventas totales de energía eléctrica del suministro básico ascendieron a 206,564 GWh, equivalente a una caída de 5.6% en comparación con el año 2019 (218,930 GWh). De la misma manera, 25 de las 32 entidades federativas observaron una contracción anual en las ventas totales de electricidad durante 2020 (en un rango entre 0.1% y 18.1%), mientras que las 7 entidades federativas restantes observaron un crecimiento de entre 0.1% hasta 3.9%, con respecto a los valores registrados en 2019 (Ver Gráfico 30).



Gráfico 30. Variación porcentual de las Ventas de Energía por Entidad Federativa 2019-2020



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE

La Tabla 38 presenta las variaciones promedio anuales de las ventas de electricidad en 2020 respecto de 2019 por cada sector de consumo y las específicas por cada una de las entidades federativas.

Tabla 38. Variación Porcentual anual de Ventas de electricidad por Entidad Federativa 2019-2020

Entidad Federativa	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Empresa Mediana	Gran Industria	Total
Aguascalientes	4.1	-7.4	-20.1	-1.6	-12.6	-9.4	-20.9	-8.4
Baja California	16.0	-5.7	4.5	-4.3	-5.1	-4.3	0.3	3.5
Baja California Sur	9.5	-12.4	-0.6	4.4	-14.2	-14.2	-14.4	-4.2
Campeche	7.7	-15.0	-1.4	-8.2	-15.9	-16.8	116.6	-2.8
Chiapas	1.5	-7.8	-1.0	-5.7	-9.8	-11.1	36.6	-3.0
Chihuahua	9.6	-5.0	3.2	28.7	-12.7	-11.6	-14.9	2.2

Entidad Federativa	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Empresa Mediana	Gran Industria	Total
Ciudad de México	4.6	-14.9	-7.3	14.9	-18.7	-19.0	0.1	-12.1
Coahuila	4.9	-6.6	-5.8	6.3	-21.0	-16.1	-26.5	-13.5
Colima	7.4	-5.9	-14.9	1.6	0.6	-6.5	5.7	1.5
Durango	6.6	-3.2	-3.4	13.9	-16.2	-7.4	-39.1	-6.3
Estado de México	2.7	-7.7	-3.6	14.6	-13.8	-13.5	-14.5	-8.6
Guanajuato	2.5	-8.3	-17.0	12.5	-11.4	-13.5	-7.4	-5.9
Guerrero	4.6	-7.8	2.6	12.9	-3.8	-11.6	16.9	0.1
Hidalgo	5.3	-6.4	-0.9	3.1	-9.6	-16.9	0.0	-5.6
Jalisco	5.2	-8.3	-5.7	8.8	-11.3	-9.4	-17.0	-5.8
Michoacán	5.0	-4.0	-7.5	16.0	-15.5	-6.6	-19.7	-7.7
Morelos	4.6	-5.6	-11.4	15.9	-7.8	-9.4	-4.7	-2.9
Nayarit	9.1	-9.6	-15.7	5.5	-12.6	-12.7	-7.8	-2.6
Nuevo León	0.4	-12.0	14.0	8.0	-14.1	-11.1	-21.6	-9.4
Oaxaca	4.9	-10.5	-4.8	7.7	-4.9	-8.8	0.9	-0.6
Puebla	3.1	-9.0	-2.2	8.8	-16.5	-17.3	-14.9	-9.1
Querétaro	5.3	-6.5	2.6	2.1	-19.2	-13.4	-37.6	-13.1
Quintana Roo	0.4	-19.6	-13.6	-1.3	-29.3	-28.9	-38.6	-18.1
San Luis Potosí	4.9	-5.8	-3.4	-4.4	-7.5	-11.3	-4.0	-4.6
Sinaloa	11.8	-10.7	-5.6	7.8	-16.0	-16.0	-14.0	0.7
Sonora	18.9	-8.5	-4.4	6.2	-9.3	-10.8	-2.3	3.9
Tabasco	15.1	-12.4	-6.7	-15.6	-21.7	-20.2	-55.7	1.2
Tamaulipas	5.1	-6.1	-4.2	0.8	-12.0	-12.4	-10.6	-5.4
Tlaxcala	4.2	-4.5	-10.2	11.1	-13.5	-8.1	-23.9	-8.2
Veracruz	4.3	-12.3	-10.7	-6.5	-11.9	-13.5	-10.0	-5.4
Yucatán	6.1	-17.4	-7.4	-14.0	-18.2	-19.1	-6.7	-7.5
Zacatecas	3.8	-6.9	-4.0	4.8	-4.6	-7.4	-0.3	-0.1
Total SEN	6.7	-9.8	-4.8	12.5	-13.5	-13.2	-14.3	-5.6

Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

En la tabla anterior se distingue que las ventas totales de electricidad en el país durante 2020 observaron una caída del 5.6% respecto a 2019, debido principalmente a la reducción de las ventas en los sectores industrial (13.5%), comercial (9.8%) y servicios (4.8%) derivadas de la restricción a las actividades económicas ante la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19, en contraste, las ventas en el sector doméstico presentaron un crecimiento anual del 6.7% provocado por la mayor permanencia de las personas en sus hogares.

Las ventas de electricidad en el sector agrícola mostraron un crecimiento de 12.5%, lo que podría atribuirse a que durante 2020 por segundo año consecutivo la lluvia total anual fue deficitaria a nivel nacional al registrar 722.5 mm de lluvia, equivalente a un valor 2.7% menor al promedio anual (1981-2010) y que se clasificó como el 21^{er} año menos lluvioso⁴⁸ por lo que se puede suponer que el bombeo agrícola se utilizó para compensar en parte la falta de lluvias.

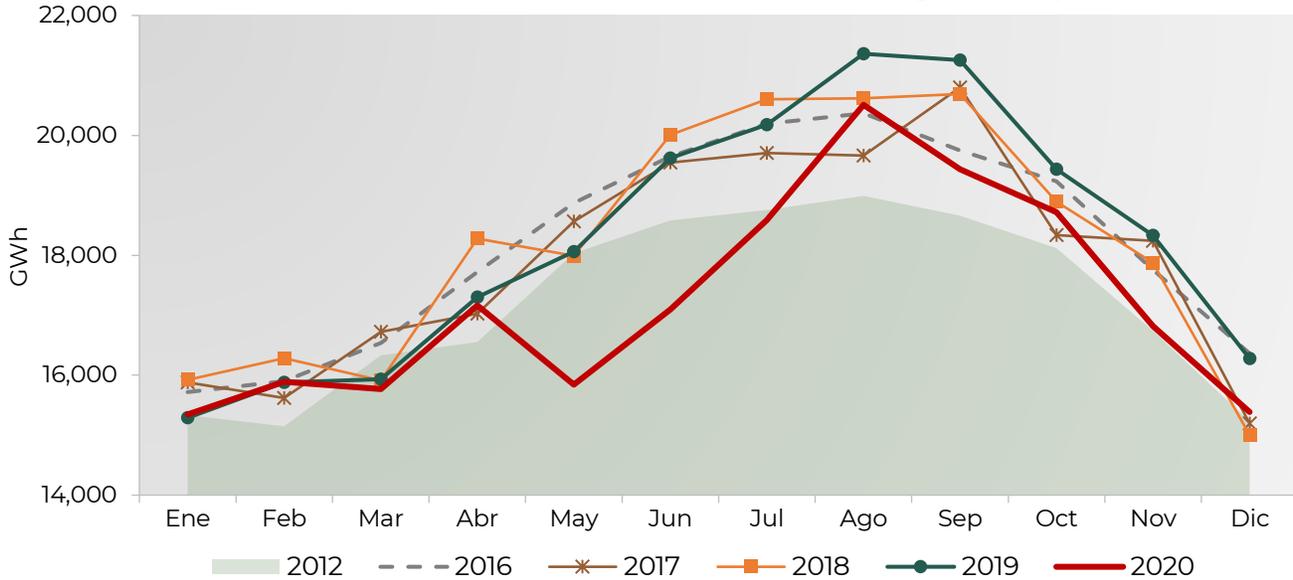
⁴⁸ CONAGUA, Reporte del Clima en México, 2020, páginas 29 y 30:

<https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Diagn%C3%B3stico%20Atmosf%C3%A9rico/Reporte%20del%20Clima%20en%20M%C3%A9xico/Anual2020.pdf>

4.1.3 Estacionalidad anual de las Ventas de Energía Eléctrica

Típicamente las ventas mensuales de energía eléctrica registran un comportamiento cíclico cada año, con un mayor consumo entre los meses de junio a septiembre, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en localidades con clima caluroso en verano. En el Gráfico 31 se presenta el patrón de comportamiento anual en las ventas de electricidad para diferentes años entre 2012- 2020.

Gráfico 31. Ciclo anual de las Ventas de Energía (GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

Nota: A partir de 2017 se reporta solamente el Servicio Básico (CFE Suministrador de Servicios Básicos, esta información no incluye las operaciones de la filial CFE Calificados).

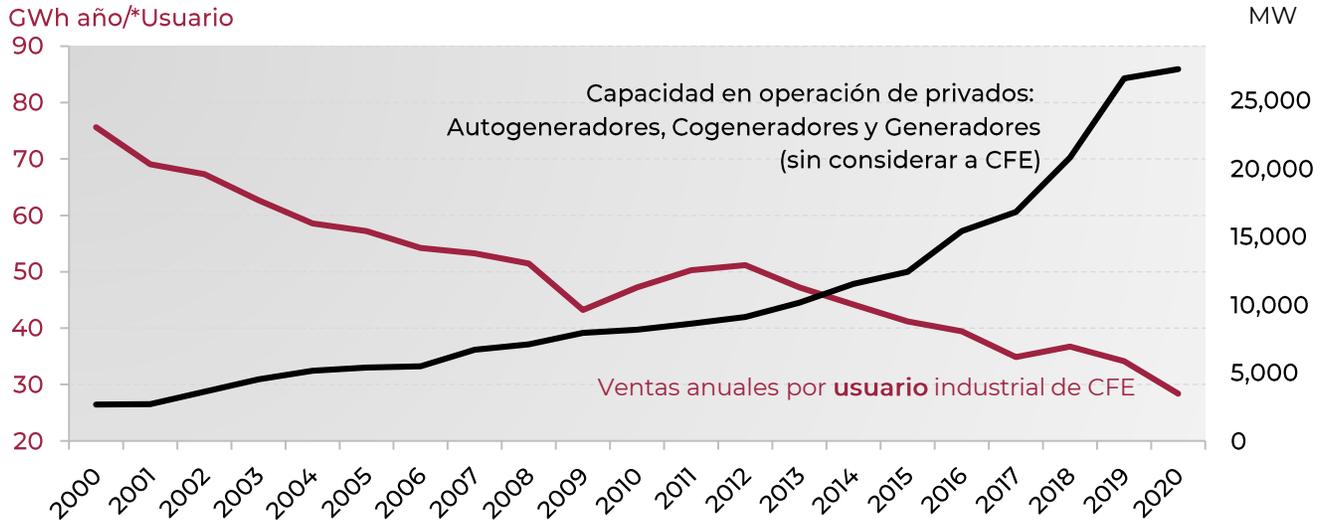
En este gráfico se puede observar claramente el cambio de comportamiento en las ventas de energía eléctrica mensuales durante 2020, que presenta una contracción de abril a mayo y a partir de junio valores mensuales mucho menores en los meses restantes en comparación con la curva registrada en 2019. Además, 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 2020 solo se muestran los datos reportados por el Suministrador de Servicios Básicos.

4.1.4 Participantes Privados

La participación de la iniciativa privada a través del autoabastecimiento, la cogeneración y generación privada 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.

En el Gráfico 32 se puede apreciar que durante el periodo 2000-2020 las ventas por usuarios industriales (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 32. Ventas por Usuarios Industriales de CFE y Capacidad de Generación Privada, 2000-2020

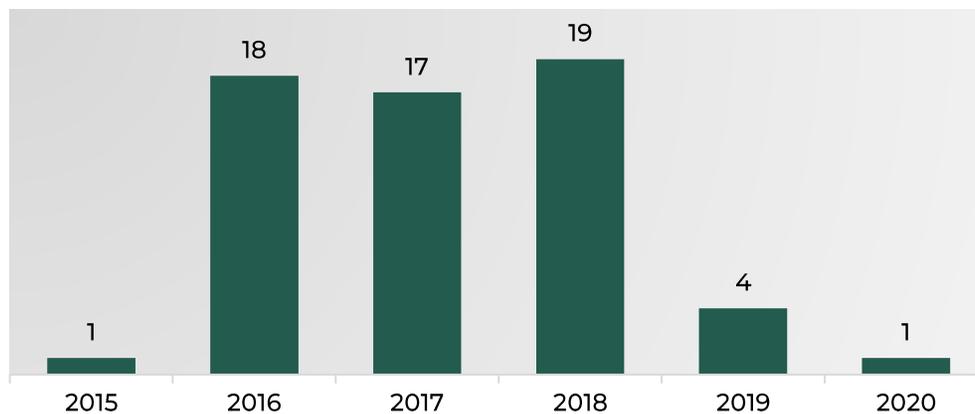


Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE. Preliminar.
 * Usuarios al final de cada periodo.

4.2 SUMINISTRO CALIFICADO

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica se define al Suministro Calificado como: *El Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados*⁴⁹. Por ello, diferentes empresas privadas realizaron gestiones para solicitar a la CRE el permiso para constituirse como Suministradores de Servicios Calificados desde el inicio del MEM en 2016. En el Gráfico 33 se puede observar la evolución en el otorgamiento de permisos para Suministro Calificado entre 2015 y 2020.⁵⁰

Gráfico 33. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE, 2015-2020



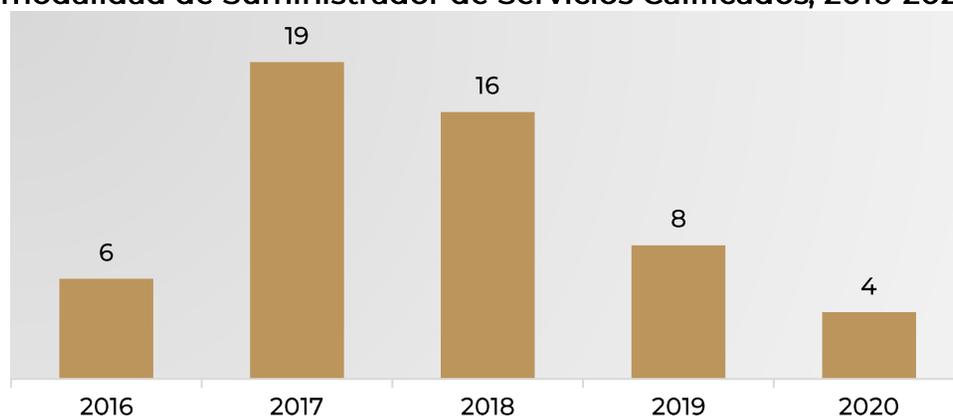
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE. Reporte de avance del Programa Regulatorio 2020, Pág. 8.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/606385/Regulaci_n_y_Permisos_CRE_hasta_31_dic_2020_v1.2.pdf

⁴⁹ Artículo 3 fracción L de la Ley de la Industria Eléctrica

⁵⁰ Ver Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision>

Adicionalmente, los Suministradores de Servicios Calificados requieren firmar un contrato de participante en el MEM con el CENACE, por lo que en el Gráfico 34 se puede observar la evolución de los contratos firmados por Suministradores Calificados con el CENACE entre 2016 y 2020.⁵¹

Gráfico 34. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados, 2016-2020



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

El total de ventas de energía eléctrica (energía inyectada al sistema) en el MEM durante 2020 como parte del Suministro Calificado ascendió a 119.6 GWh (incluye las pérdidas técnicas y no técnicas), cifra inferior en 79.1% a la registrada en 2019 (573.5 GWh), y que representó el 0.06% de las ventas totales de electricidad de CFE Suministro Básico en 2020.

De manera análoga, el artículo 3, fracción LV de la LIE, 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 2020, se tenían registrados 484 Usuarios Calificados con constancia de inscripción⁵². Además, la CRE tenía en proceso de evaluación 22 solicitudes admitidas a trámite para el registro de Usuarios Calificados⁵³.

⁵¹ CENACE, Participantes del Mercado Eléctrico: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2020\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2020).pdf)

⁵² Lista de inscripciones en el Registro de Usuarios Calificados https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/766334/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_30sept22.pdf

⁵³ Ibidem. Nota: Las solicitudes admitidas a trámite se obtuvieron considerando las que fueron admitidas a trámite antes del cierre del ejercicio 2020 y que fueron otorgadas hasta el año 2021.

4.3 TARIFAS ELÉCTRICAS REGULADAS

En México, el Suministro Básico se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado, mientras que las Tarifas Reguladas se definen como: 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 MEM⁵⁴.

Por su parte, los artículos 138 y 139 de la LIE facultan a la CRE para expedir, mediante disposiciones administrativas las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico.

4.3.1 Esquema Tarifario en 2020

Durante 2020, las Tarifas Finales del Suministro Básico fueron calculadas conforme a lo siguiente:

- Acuerdo A/038/2019 “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Finales que aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos”, publicada en el DOF el 16 de diciembre de 2019,
- Acuerdo A/029/2020 “Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifica el Acuerdo A/038/2019 y su Anexo Único del 16 de diciembre de 2019, mediante el cual se expidió la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Finales que aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos” publicado en el DOF el 29 de septiembre de 2020.⁵⁵
- Acuerdo A/039/2019 “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina continuar con la extensión de la vigencia del periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; y actualiza los factores de eficiencia en costos establecidos en el Anexo C del Acuerdo A/074/2015 y determina las Tarifas Reguladas de los Servicios de Transmisión, Distribución, Operación del Centro Nacional de Control de Energía, Operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos y de los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista aplicables del 1° de enero al 31 de diciembre del 2020” publicado en el DOF el 16 de diciembre de 2019.⁵⁶

Conviene mencionar que para el establecimiento de las tarifas finales de suministro básico de 2020 se consideró la política establecida por el 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”.

El Gráfico 35 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/038/2019 y A/029/2020. 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 durante 2019 y 2020 se mantiene una tendencia decreciente.

⁵⁴ Artículo 3, fracciones XLIX y LIII de la Ley de la Industria Eléctrica.

⁵⁵ Acuerdos de la CRE No. A/038/2019 y A/029/2020:

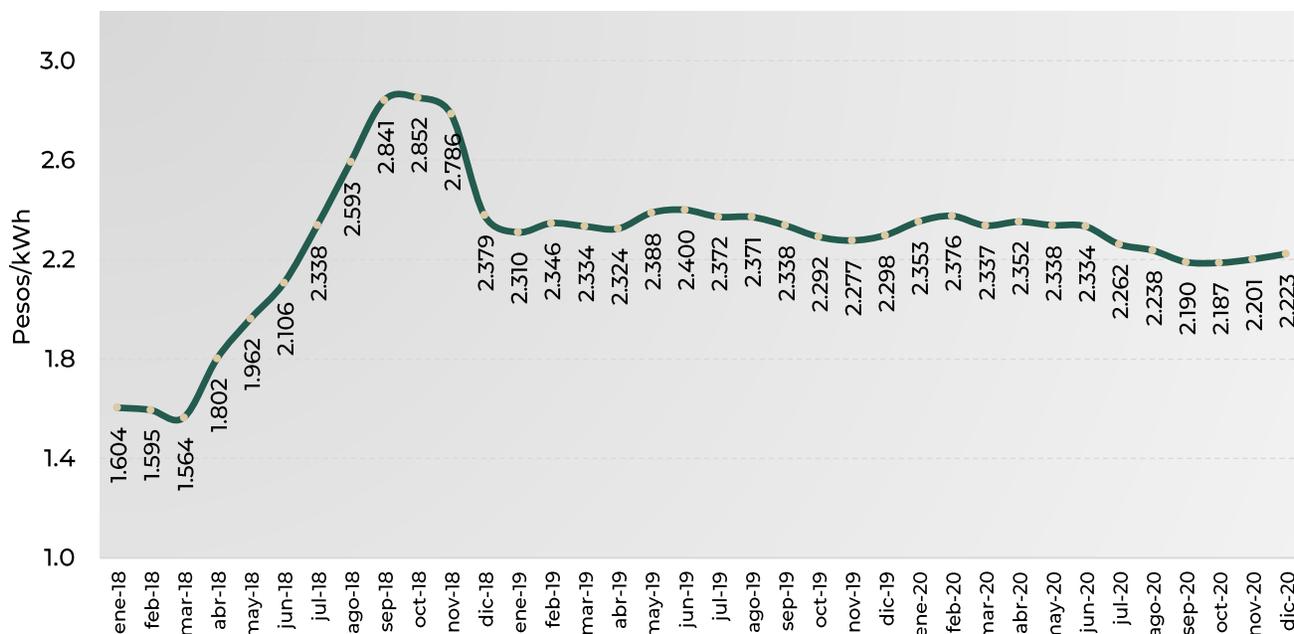
<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo?id=OWJiYmY2ZjktN2ZhNy00ZWJmLTc4MS0wMjdkMWFhZThkZDg=>

<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo?id=NzUyNzQ5ZDEtMGFmNi00OTU2LTc4OC0zZDkiNzA4NmYzZTQ=>

⁵⁶ Acuerdo de la CRE A/039/2019:

<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo?id=OCYlNjU0OGUtZjY3My00MzllLTc1My1mNjAyNzVmOGQ0OTg=>

Gráfico 35. Tarifa Media Nacional estimada con base en la metodología establecida por la CRE, 2018-2020



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, A/038/2019 y A/029/2020, 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.

4.3.2 Tarifas subsidiadas

El Ejecutivo Federal consideró conveniente apoyar a la economía de los hogares y del campo mexicano para incentivar el desarrollo de ambos sectores. Por ello, y con base en el artículo 139, segundo párrafo de la LIE, la SHCP publicó el Acuerdo 134/2018⁵⁷ que establece la aplicación de un factor de ajuste mensual a los cargos de las tarifas finales, 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.

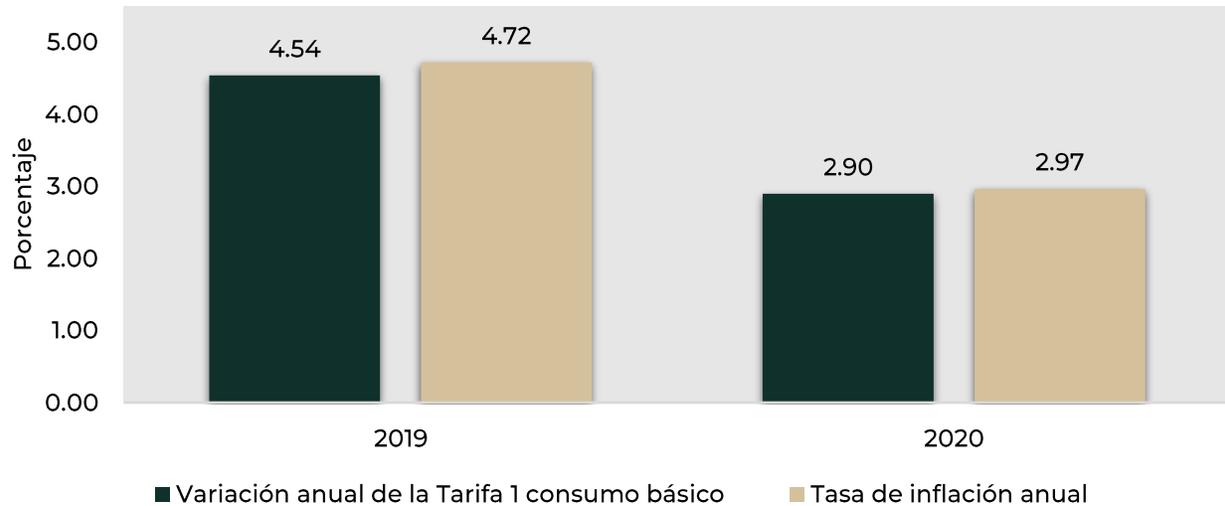
Como resultado, la mayor parte de los usuarios domésticos y agrícolas (representan el 89.3% de los 45.6 millones de usuarios totales) no registraron incrementos en términos reales en las tarifas que pagaron entre enero y diciembre de 2020, mientras que para los productores acuícolas se mantuvo el descuento de 50% sobre la tarifa determinada por la CRE.

A continuación, el Gráfico 36 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 durante los años 2019 y 2020 en la cual se

⁵⁷ Acuerdo que modifica el diverso por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos publicado en el DOF el 28 de diciembre de 2018: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5547404&fecha=28/12/2018

puede apreciar que el nivel de las tarifas de uso doméstico (sin incluir Doméstica de Alto Consumo) se ha mantenido en términos reales.

Gráfico 36. 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)).

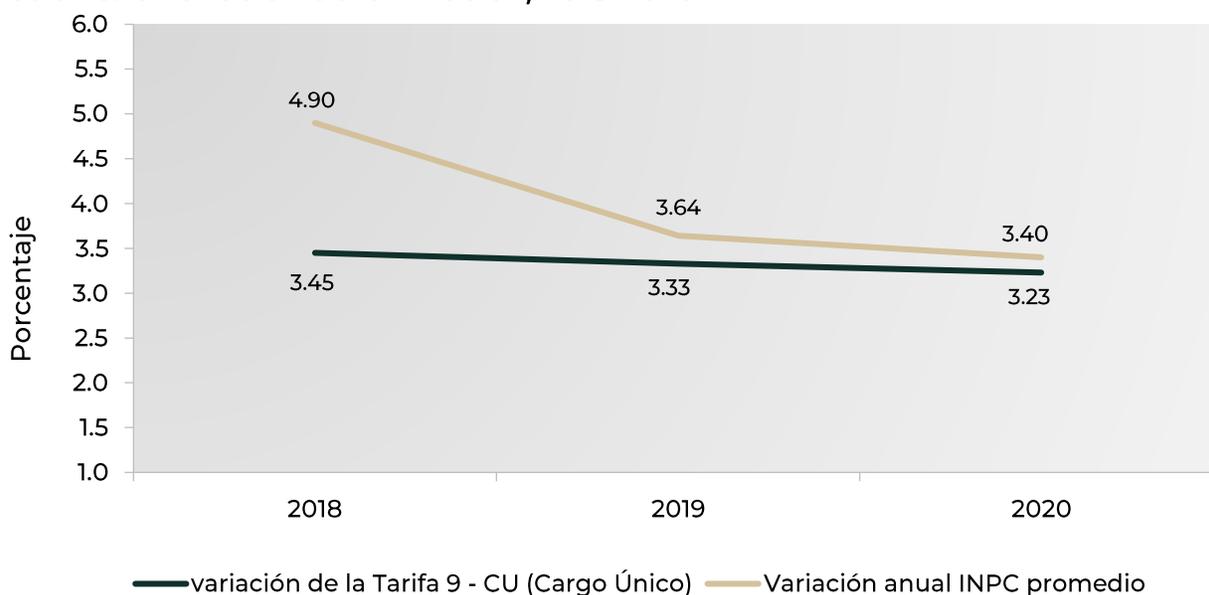
La tarifa doméstica 1, Rango Básico se pueden consultar en la siguiente liga:

<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 están basadas en la variación anual del INPC al mes de noviembre de los años 2017 y 2018, mientras que para 2020 se basan en los meses de noviembre de 2018 y 2019. 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 37 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 37. Variación de la Tarifa 9 - CU (Cargo Único) para bombeo de agua para uso agrícola vs. la variación de la inflación, 2018-2020



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.

Por otra parte, en apoyo a la economía familiar, desde abril de 2020, la SHCP determinó que durante el periodo que se mantenga vigente la declaratoria de emergencia sanitaria causada por el COVID-19, no se considere el aumento del consumo de energía eléctrica de usuarios domésticos para efectos de su reclasificación a la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC). Ello con la finalidad de permitir la permanencia de dichos usuarios en una tarifa baja⁵⁸ y así impedir que su consumo excedente -por tener que quedarse en casa debido a la pandemia-, no se traduzca en un golpe a la economía del grueso de los hogares mexicanos. Entre abril y diciembre de 2020, esta medida se mantuvo y benefició al menos a 184 mil usuarios domésticos⁵⁹ y potencialmente a los 40.3 millones de usuarios domésticos de bajo consumo.

⁵⁸ Acuerdo por el que se determina el mecanismo de fijación de tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, por el periodo que se indica, con motivo de la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor derivada de la epidemia de enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (COVID 19)* publicado en el DOF el 17 de abril de 2020. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5591868&fecha=17/04/2020

⁵⁹ Esta estimación considera la diferencia del número de usuarios registrados en la tarifa DAC entre abril y diciembre de 2020. No considera el número de usuarios domésticos que aumentaron su consumo de electricidad y que no fueron reclasificados en la tarifa DAC, debido a la aplicación del Acuerdo de la SHCP.

5 DEMANDA Y CONSUMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente apartado se proporciona información respecto a la Demanda y Consumo Neto en el Sistema Eléctrico Nacional durante 2020, así como sus tendencias en los últimos años, en particular, de 2011 a 2020. En las siguientes figuras se describen elementos relevantes sobre Demanda y Consumo Neto.

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 Neto (GWh):

Es la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios del Distribuidor y Transportista.

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, que ejerce el Control Operativo del Sistema Eléctrico Mulegé, y la Subgerencia de Control La Paz, que ejerce el Control Operativo del Sistema Eléctrico de Baja California Sur.⁶⁰

En el Mapa 5 se presenta la división del SEN por Regiones del Sistema Eléctrico Nacional (Gerencias Regionales y Subgerencias de Control, así como el Sistema Mulegé).

⁶⁰ 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/\(DOF%202018-04-20%20CENACE\)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CENACEOrganizacion/(DOF%202018-04-20%20CENACE)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf)

Mapa 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



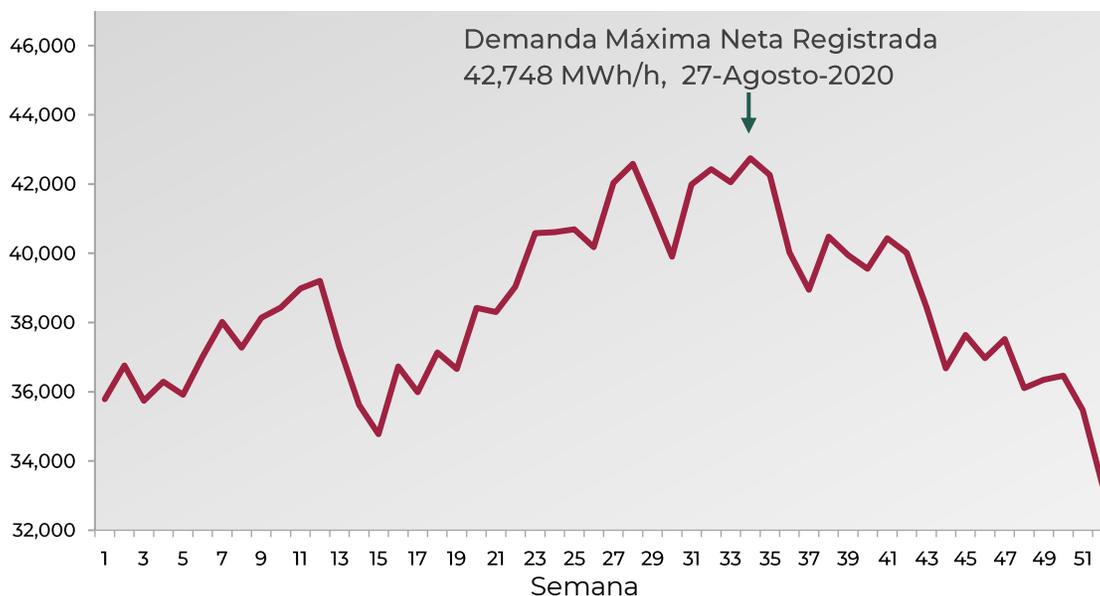
Fuente: PRODESEN 2022-2036.

5.1 DEMANDA MÁXIMA NETA

La **demanda máxima neta** o carga pico de cualquier sistema eléctrico 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 neta 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 neta coincidente en el SIN se presenta típicamente en el periodo de junio a agosto de cada año. Como se observa en el Gráfico 38, en 2020 la demanda máxima neta coincidente en el SIN se presentó el 27 de agosto y alcanzó un valor de 42,748 MWh/h.

Gráfico 38. Demanda Máxima Neta Semanal en el SIN en 2020 (MWh/h)


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En la Tabla 39 se presenta la Demanda Máxima Neta en 2020 por Sistema Interconectado y por Gerencia de Control Regional. En el Sistema Interconectado Nacional, la Gerencia de Control Regional que registró la mayor Demanda Máxima Neta fue Occidental (OCC) con 9,741 MWh/h, mientras que Peninsular (PEN) observó la menor con 2,005 MWh/h.

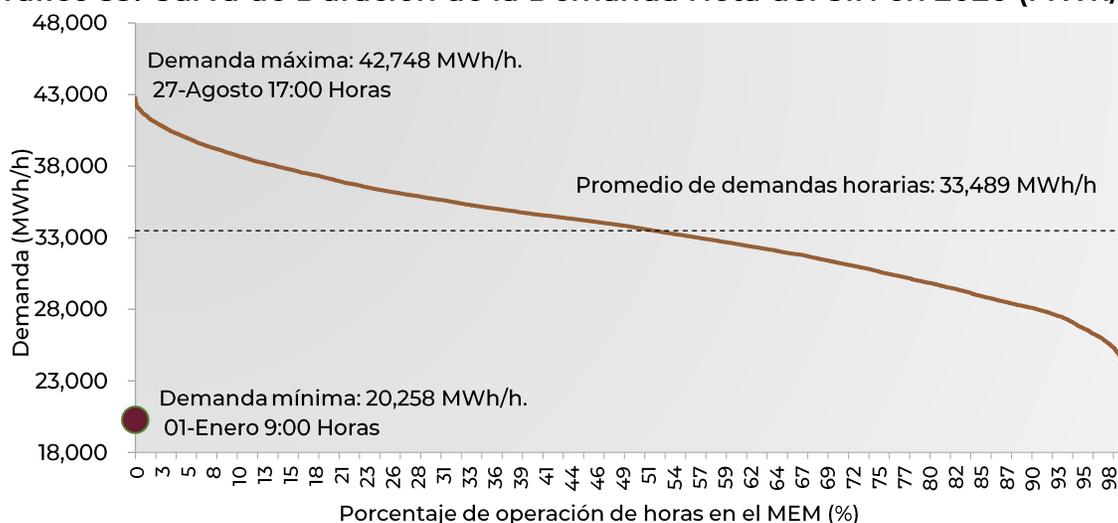
Tabla 39. Demanda Máxima Neta en 2020 (MWh/h)

Sistema/Gerencia de Control Regional	Demanda Máxima Neta
	2020 (MWh/h)
SIN	42,748
CEL	8,343
ORI	7,356
OCC	9,741
NOR	5,089
NTE	4,844
NES	9,215
PEN	2,005
BCA	3,077
BCS	496

Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

Con respecto a la duración de la demanda horaria en 2020, el Gráfico 39 muestra la curva de duración para el SIN, donde se observa que las demandas máxima y mínima en dicho sistema fueron de 42,748 MWh/h y 20,258 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 5.08% del tiempo la demanda fue superior a 40,000 MWh/h, mientras que alrededor del 90% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 28,112 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 33,489 MWh/h.

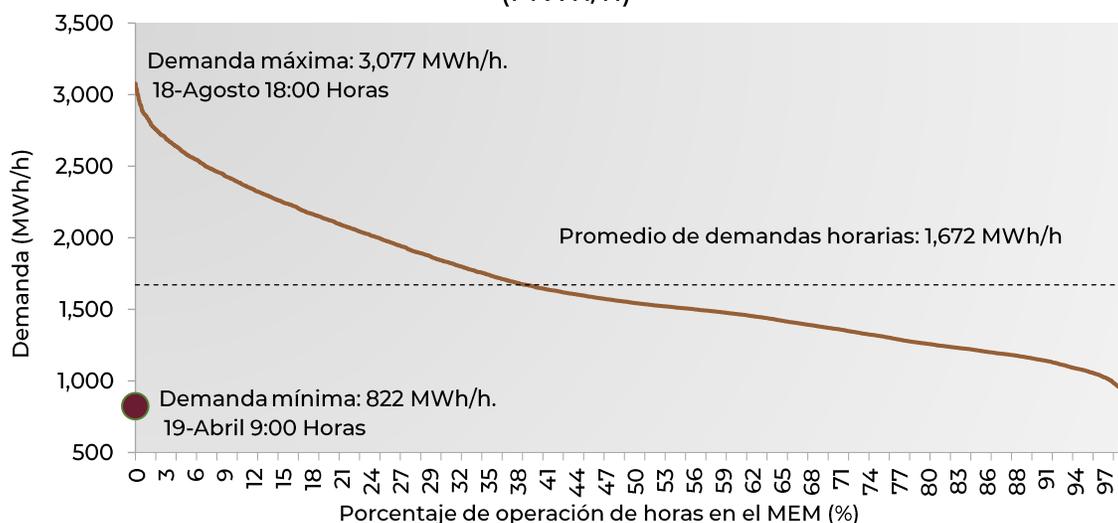
Gráfico 39. Curva de Duración de la Demanda Neta del SIN en 2020 (MWh/h)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

El Gráfico 40 presenta la curva de duración de la demanda para el Sistema BCA. Durante 2020 la demanda máxima y mínima de dicho sistema fueron de 3,077 MWh/h y 822 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 0.22% del tiempo la demanda fue superior a 3,000 MWh/h, mientras que alrededor del 90% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 1,160 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 1,672 MWh/h.

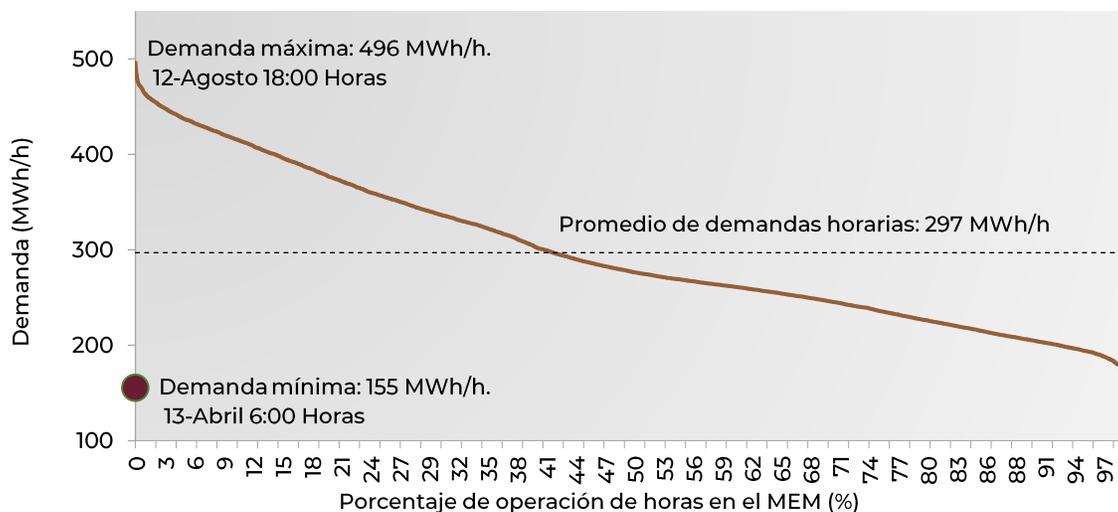
Gráfico 40. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCA en 2020 (MWh/h)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Por su parte, el Gráfico 41 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 2020 fue de 496 MWh/h y 155 MWh/h, respectivamente. De acuerdo con los resultados, alrededor de 92.85% del tiempo la demanda de BCS fue superior a 200 MWh/h, mientras que alrededor del 10% del tiempo la demanda presentó valores por encima de los 416 MWh/h. El promedio de la demanda fue de 297 MWh/h.

Gráfico 41. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCS en 2020 (MWh/h)

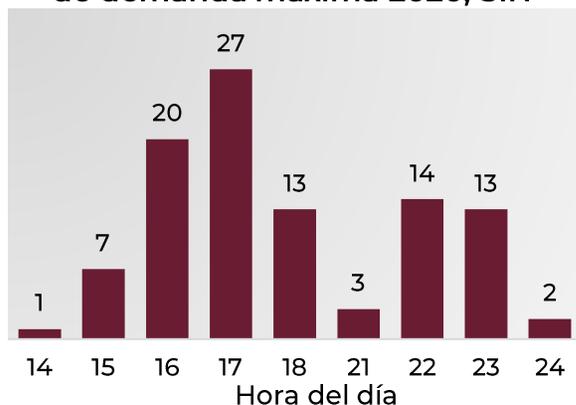


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

5.2 CIEN HORAS CRÍTICAS DE DEMANDA MÁXIMA

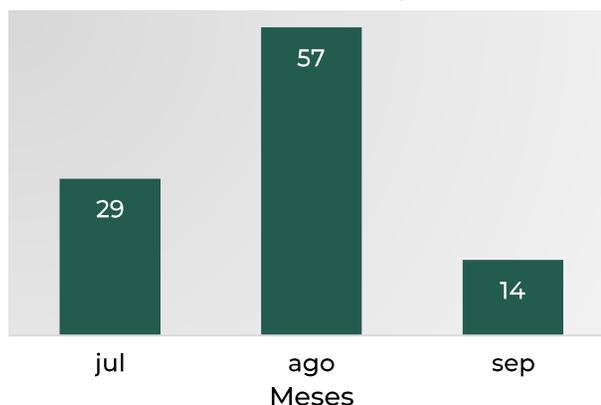
Con base en información proporcionada por el CENACE, se presenta un análisis del comportamiento de las cien horas de mayor demanda máxima neta durante el año 2020: en el Gráfico 42 se muestran las horas del día en las que se presentaron las cien horas de mayor demanda bruta en el SIN; mientras que en el Gráfico 43 se presenta la frecuencia de ocurrencia por mes.

Gráfico 42. Frecuencia de las 100 horas de demanda máxima 2020, SIN



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Gráfico 43. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2020, SIN



En el Gráfico 42 se observa que el 60% de las 100 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 43 muestra que 57 de las 100 horas de mayor demanda ocurrieron en el mes de agosto.

Conforme a la información del Gráfico 42 y el Gráfico 43, se identifica que la mayor demanda se presentó durante la tarde, en los meses de verano en los 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 es consistente con los registros de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) con respecto a la Temperatura Media Promedio por Entidad Federativa y Nacional 2020, que muestran que las temperaturas medias más altas en promedio del país se presentaron durante los meses de junio a agosto de 2020, con un valor máximo en julio.⁶¹

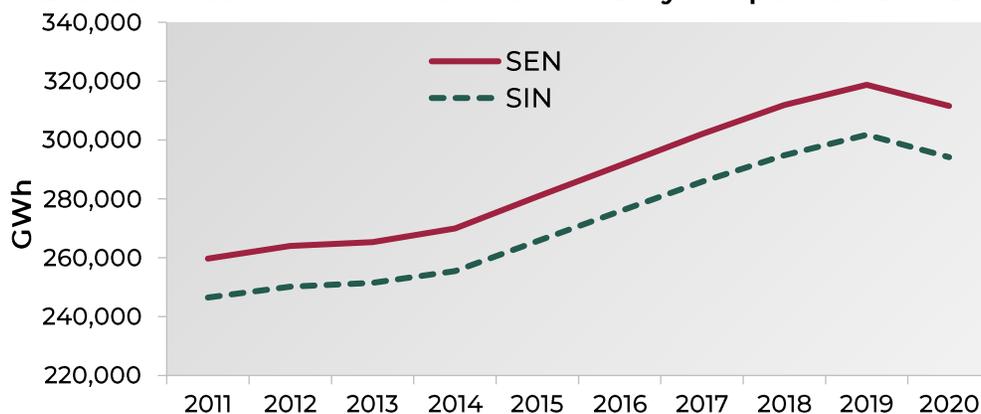
El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 (PRODESEN 2022-2036), en su escenario de planeación, estima que la demanda máxima integrada en el SIN tendrá un crecimiento medio anual (TMCA) de 2.7% durante los quince años comprendidos entre 2022 y 2036.⁶²

5.3 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Consumo Neto 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 y Distribuidores.

El Gráfico 44 muestra la evolución del Consumo Neto anual en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo 2011-2020, en el que se observa una tendencia creciente de 2011 a 2019, sin embargo, en 2020 se registró una reducción del consumo en el SIN y el SEN, en comparación con el año previo, la cual está asociada a una menor actividad económica, derivada de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

Gráfico 44. Evolución del Consumo Neto Anual SEN y SIN periodo 2011-2020 (GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

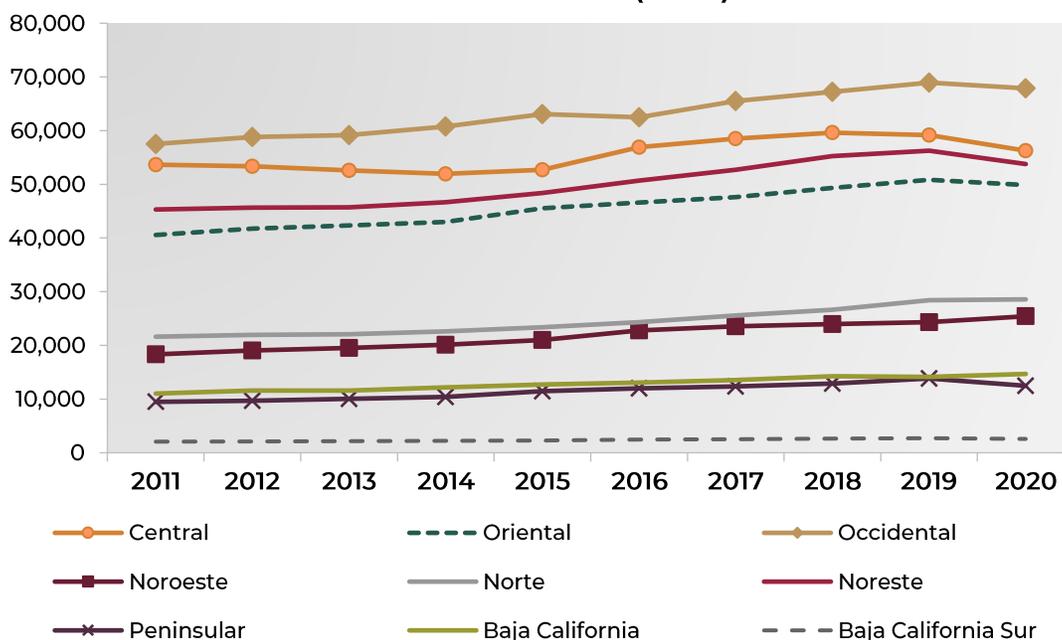
⁶¹ Temperatura Media Promedio por Entidad Federativa y Nacional 2019: <https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Pron%C3%B3stico%20clim%C3%A1tico/Temperatura%20y%20Lluvia/TMED/2020.pdf>

⁶² PRODESEN 2022-2036. Cuadro 6.8 Pronóstico de la Demanda Integrada por GCR 2022-2036. Escenarios Planeación, Alto y Bajo.

La TMCA del consumo neto en el periodo 2011-2020 es de 2.05% para el SEN y de 1.98% para el SIN, alcanzando en 2020 valores de 311.6 TWh y 294.2 TWh, respectivamente. Asimismo, en 2020 el Consumo Neto del SEN tuvo una disminución de 2.2% con respecto a 2019, en tanto que en el SIN la reducción fue de 2.5%.

En el Gráfico 45 se observa la evolución del Consumo Neto Anual de Energía Eléctrica por Gerencia de Control Regional en el periodo 2011 a 2020, donde se puede distinguir que las áreas con mayor Consumo Neto de energía eléctrica en el país son Occidental, Central y Noreste, mientras que las de menor consumo son Baja California Sur, Peninsular y Baja California.

Gráfico 45. Evolución del Consumo Neto Anual por Gerencia de Control Regional. Periodo 2011-2020 (GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En el periodo 2011-2020 la gerencia de control que observó la TMCA más alta en su Consumo Neto es Noroeste con 3.7%, mientras que la que registró el menor crecimiento es Central con 0.5%.

En 2020, la gerencia de control que presentó el mayor incremento del Consumo Neto con respecto a 2019 es Noroeste con 4.5%, mientras que aquella con el menor crecimiento es Peninsular con -10%.

De conformidad con el PRODESEN 2022-2036, en su escenario de planeación, que contempla quince años, se estima que el consumo neto en el SEN y en el SIN tendrá un crecimiento medio anual de 2.7% en ambos sistemas.⁶³

⁶³ Cuadro 6.5 Pronóstico del Consumo Neto por GCR 2022-2046, Escenarios Planeación, Alto y Bajo. [sic]

6 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el Estado debe organizar un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, competitividad, permanencia y equidad al crecimiento de la economía, el cual será plasmado en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) al que se sujetarán los programas de la Administración Pública Federal.⁶⁴

En el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND 2019-2024) se enlistan los objetivos que se propone alcanzar y los medios para lograrlo, de los cuales 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,
- Establecer un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

En particular, en el PND 2019-2024 se considera de importancia estratégica el rescate de PEMEX y CFE para operar como palancas del desarrollo nacional. En este sentido, resulta prioritaria la modernización de las centrales eléctricas propiedad del Estado, especialmente las hidroeléctricas, así como la revisión de la carga fiscal. Además, la política energética vigente 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.

Adicionalmente, la Ley de la Industria Eléctrica dispone que la planeación del Sector Eléctrico Nacional (SEN) se exponga en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), donde se consideran los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

En este sentido, los principios y acciones prioritarias de la política energética del Gobierno de México en materia de electricidad se establecen en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033,⁶⁵ en el cual destacan los siguientes:

- 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.

⁶⁴ Artículo 26 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos:
<https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CFEUM.pdf>

⁶⁵ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019- 2033:
<https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>

- 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.
- 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.

Posteriormente, el 31 de enero de 2021 la SENER emitió el PRODESEN 2020-2034⁶⁶, el cual para cumplir con los objetivos del PND 2019-2024 busca garantizar el suministro básico de electricidad para la población, campo e industria y contempla la recuperación de la capacidad de generación de la CFE. En este sentido, la Secretaría de Energía determinó proyectos estratégicos de infraestructura en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica y asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

6.1 INDICADORES PARA EL SEGUIMIENTO DE LA EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL EN 2020

Con el objetivo de dar seguimiento a las tendencias y evolución de la Industria Eléctrica Nacional, con la información disponible para el ejercicio 2020, se reportó el valor de los siguientes indicadores:

6.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO)

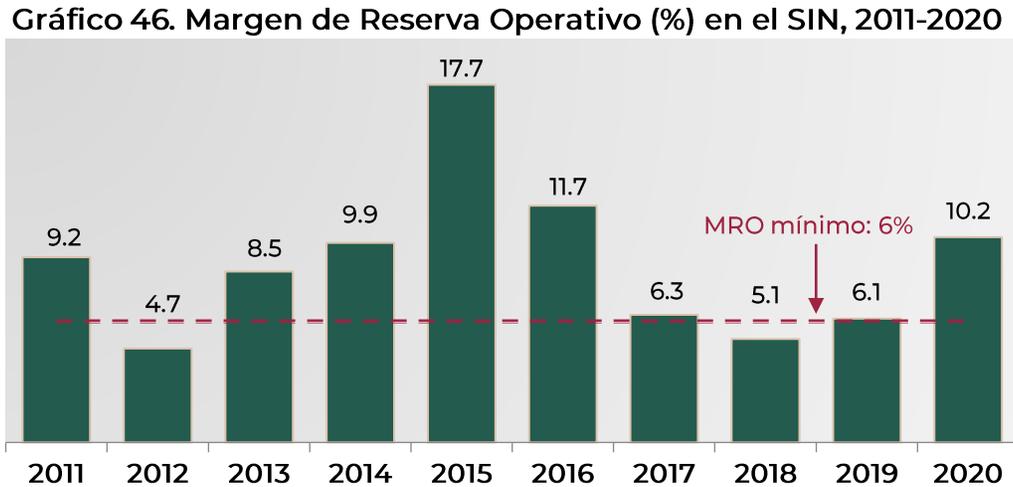
El Margen de Reserva Operativo (MRO) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es anual y se calcula como el porcentaje de la diferencia entre los recursos totales disponibles (capacidad efectiva bruta menos la capacidad indisponible) dividida entre la demanda máxima bruta coincidente en el SIN (demanda 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

⁶⁶ <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

de agosto. En el Gráfico 46 se presenta la evolución anual del Margen de Reserva Operativo en el SIN para el periodo de 2011 a 2020.



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE, Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión 2021-2035, página 98:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20de%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RCD%202021%20-%202035.pdf

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 a partir de 2019 se observa un incremento para alcanzar un valor de 10.2% en 2020. Esto último se atribuye principalmente a la contracción de la demanda de electricidad derivada de la disminución de las actividades económicas y sociales ante la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19.

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.

6.1.2 Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión⁶⁷

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 (incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión).

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:

⁶⁷ Incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

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

Donde:

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

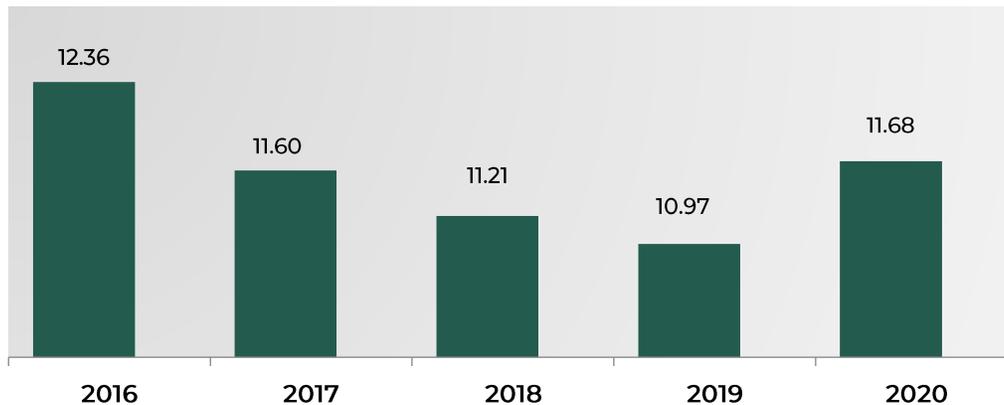
E_r = Energía recibida en el proceso de Distribución los últimos 12 meses (año móvil), incluye Alta Tensión.

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

En los últimos años CFE ha llevado a cabo 5 estrategias⁶⁸ para abatir las pérdidas de electricidad, con la finalidad de optimizar su operación y brindar un mejor servicio a la población, ya que dichas pérdidas presentan un área de oportunidad en comparación con las referencias internacionales. Las estrategias permitieron disminuir las pérdidas al pasar de un valor de 12.36% en 2016 a 10.97% en 2019. Sin embargo, en 2020 se observa un incremento de 0.71 puntos porcentuales para alcanzar un valor de 11.68%. (Ver Gráfico 47).

La causa del incremento del indicador de pérdidas en 2020 se debe a la contracción en las ventas de energía eléctrica por 9,327 GWh, derivado de la contracción económica, además de un mayor robo de electricidad por 1,350 GWh, todo derivado de la pandemia del COVID-19⁶⁹.

Gráfico 47. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión, 2016-2020, (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE, Informe anual 2020, pág. 201.

Nota: Índice de referencia internacional igual a 6.31% obtenido de CFE Informe anual 2020 con datos de Banco Mundial, pág. 201: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

* Incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

6.1.3 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.

⁶⁸ 1. Aseguramiento de la medición (detección de anomalías); 2. Modernización de la medición (sustitución de medidores electromecánicos obsoletos o dañados por electrónicos); 3. Fortalecimiento del proceso comercial; 4. Atención de asentamientos irregulares, y 5. Fortalecimiento a la infraestructura eléctrica (recalibración de circuitos e instalación de capacitores).

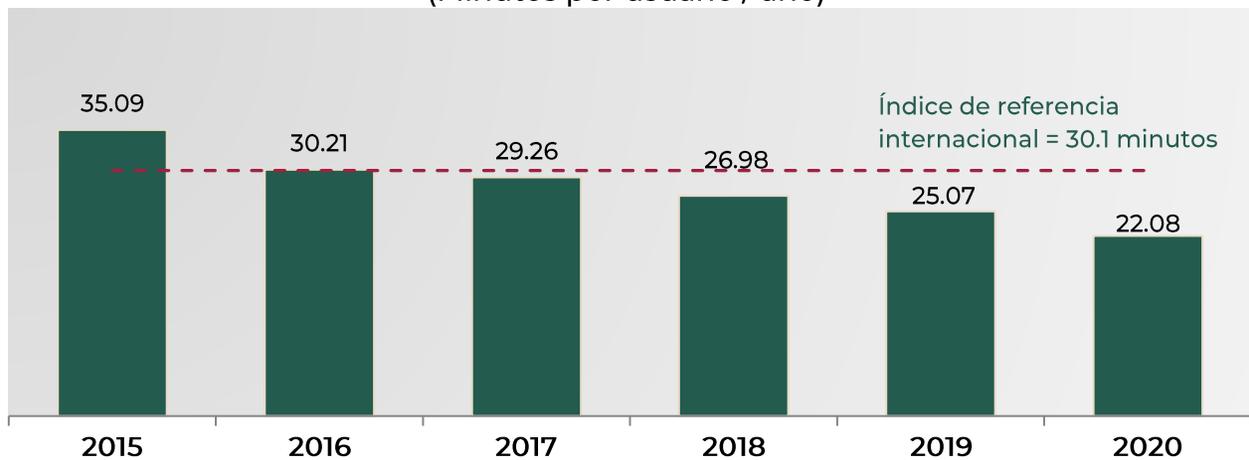
⁶⁹ Informe Anual de CFE 2020, página 226.:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf

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 2020, lo que significa un progreso. Durante 2020, el tiempo promedio que un cliente no dispuso del suministro eléctrico fue de 22.08 minutos, equivalente a una mejora del 11.9% respecto a los 25.07 minutos registrados en 2019, ver Gráfico 48.

Gráfico 48. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI), 2015-2020
 (Minutos por usuario / año)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de los Informes Anuales de CFE 2017, pág. 11, 2018, pág. 157, 2019, pág. 69 y 2020, pág. 201. Fuente del Índice de referencia internacional: Consejo de Reguladores de Energía de Europa⁷⁰
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4>

Nota: Se mide en proceso de Distribución y no considera eventos extremos.

⁷⁰ 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

7.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista, cuya operación se encuentra a cargo del CENACE, está diseñado para que sus participantes puedan realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Certificados de Energías Limpias (CEL), entre otros productos que se requieran para el Sistema Eléctrico Nacional. A continuación, se muestran aquellos componentes del Mercado Eléctrico Mayorista que estuvieron en operación durante 2020:

Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en operación en 2020



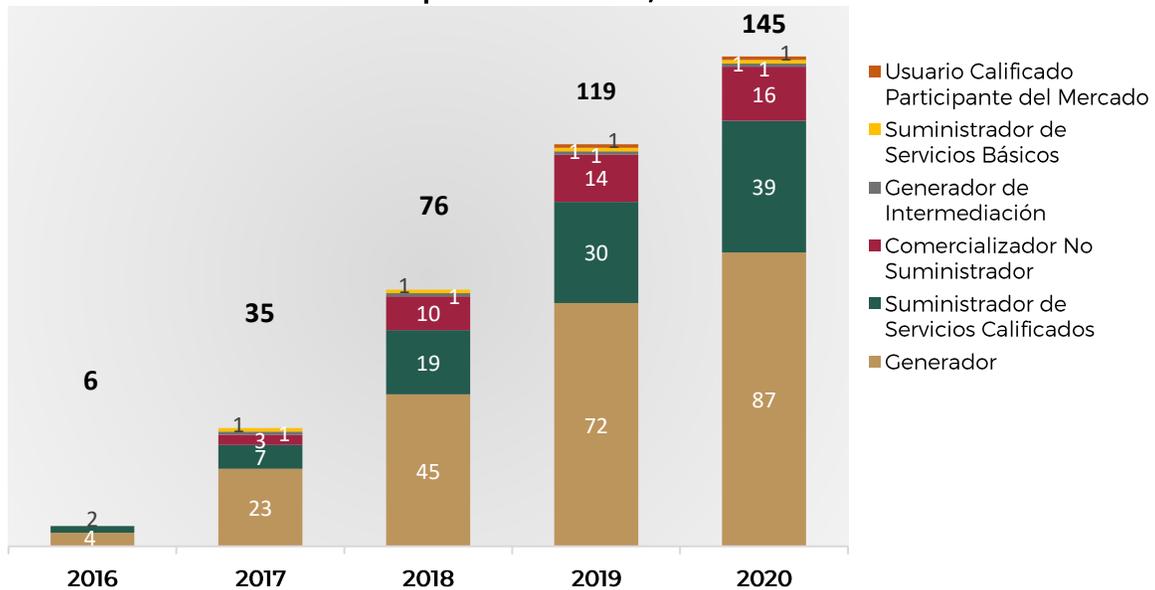
Fuente: Bases del Mercado Eléctrico (DOF: 8 de septiembre de 2015) con información del CENACE.

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 spot de Certificados de Energías Limpias.

7.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO

Al concluir 2020, en el Mercado Eléctrico Mayorista operaban 145 Participantes del Mercado (PM) (26 de ellos iniciaron su operación durante ese año), cifra que representa un incremento del 22% con respecto a los 119 PM que operaban al cierre de 2019. En el Gráfico 49 se muestra el número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM al finalizar cada año del periodo 2016 a 2020.

Gráfico 49. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad, 2016-2020



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE. Información actualizada al cierre de 2020:

[https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Dic-jembre-2020\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Dic-jembre-2020).pdf)

*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.

En el Gráfico 50 se muestra el porcentaje por modalidad de los participantes con operaciones en el MEM al cierre de 2020.

Gráfico 50. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2020 (en porcentaje por modalidad)¹



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

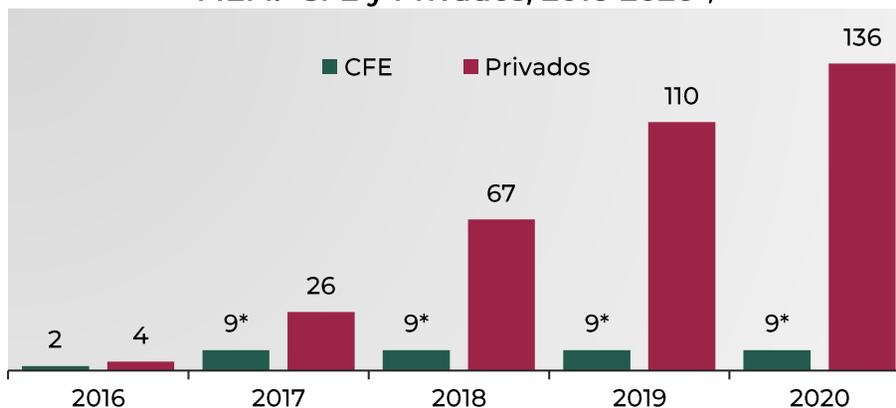
¹ Información actualizada al cierre de 2020.

*Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que hasta 2020 no representa Activos Físicos en el MEM.

De las siete modalidades de participantes, al cierre de 2020 no había PM operando en la modalidad de Suministrador de Último Recurso.

En el Gráfico 51 se observa la evolución en el número de participantes del MEM clasificados entre privados y pertenecientes a CFE. Al concluir 2020, de los 145 PM en operaciones, 136 eran privados y 9 de CFE, mientras que en 2016 únicamente operaban 6 participantes, 4 de los cuales eran privados.

Gráfico 51. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM: CFE y Privados, 2016-2020 ^{1/}



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

^{1/} Información actualizada al cierre de 2020.

* 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.

7.3 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. El CENACE obtiene los precios (Precio Marginal Local -PML-) a los que se asigna y despacha la energía eléctrica y los Servicios Conexos en cada mercado, con base en las ofertas de compra y venta presentadas por los Participantes del Mercado y la aplicación de criterios de optimización. Los PML se calculan para cada hora del día y Nodo que integra el Sistema Eléctrico Nacional y reflejan el costo marginal de la energía, de la congestión y de las pérdidas en la red.

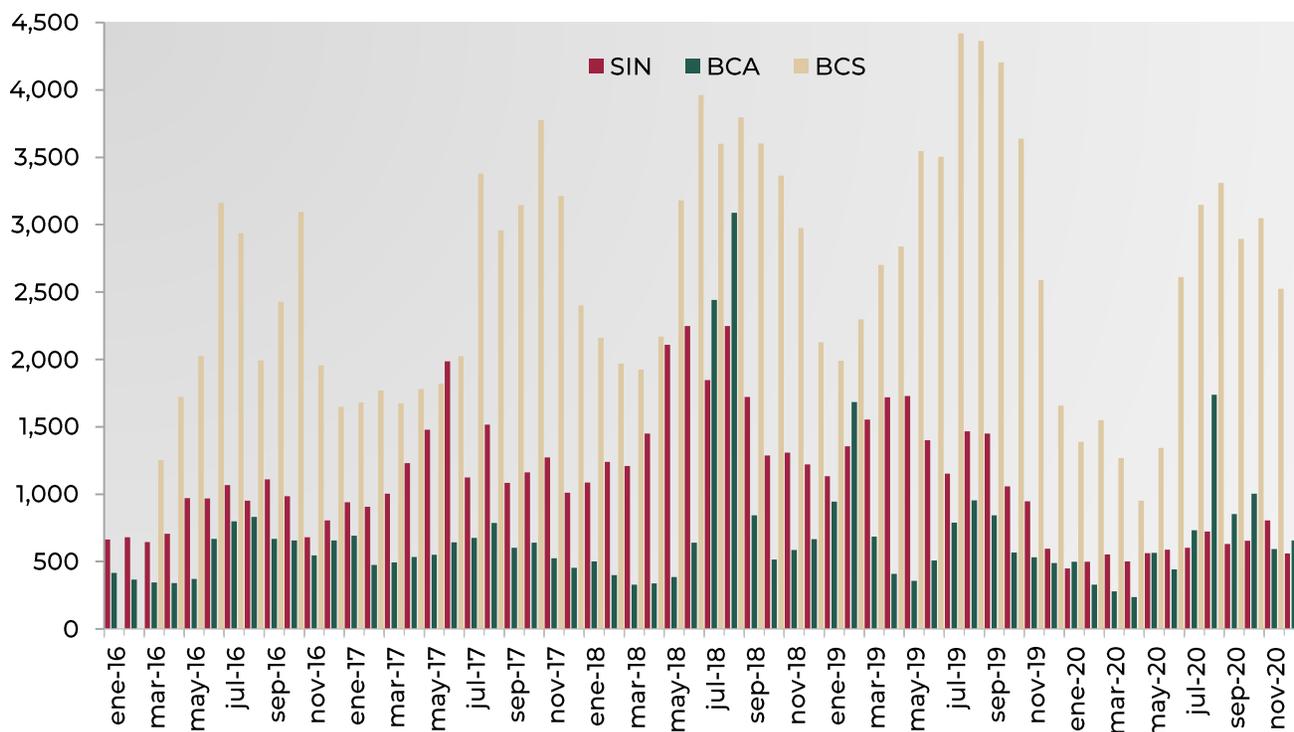
Al cierre de 2020, el Sistema Eléctrico Nacional estaba conformado por 2,519 NodosP, de los cuales 2,380 se ubican en el Sistema Interconectado Nacional, 110 en el Sistema Interconectado Baja California y 29 en el Sistema Interconectado Baja California Sur.⁷¹

7.4 COMPORTAMIENTO DE LOS PML EN EL MDA

El Gráfico 52 muestra las variaciones en el PML promedio mensual del SIN, BCA y BCS desde 2016, año de inicio de operación del MDA, hasta 2020.

⁷¹ Cifras correspondientes a la última actualización en 2020 del Catálogo de NodosP del Sistema Eléctrico Nacional, efectuada en diciembre de ese año.

Gráfico 52. Precio Marginal Local SIN, BCA y BCS MDA, Promedios mensuales, 2016-2020, (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

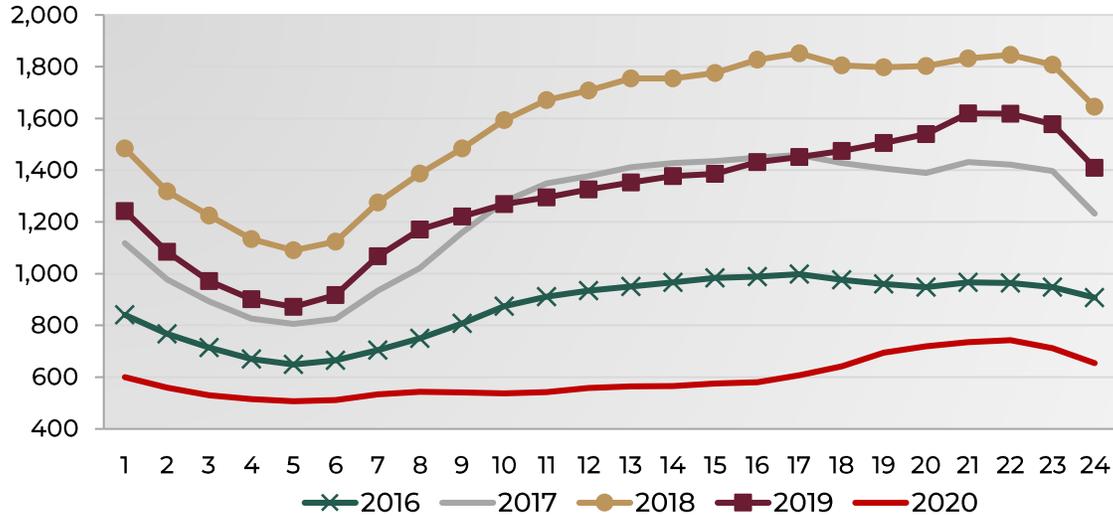
De 2016 a 2020, los precios promedio mensuales en el MDA presentan una variación estacional:

- 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, 1,728.5 \$/MWh en mayo de 2019; y 804.75 \$/MWh en noviembre de 2020.
- 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; en 2019 se observó en febrero, con un valor de 1,682.7 \$/MWh; mientras que en 2020 nuevamente se registró en agosto con 1,737.52 \$/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; en julio de 2019 fue de \$4,419.3 \$/MWh; y en agosto de 2020 el máximo fue de 3,310.31 \$/MWh.

En el Gráfico 53 se presentan los PML promedio para cada hora del día en el MDA registrados para el SIN en el periodo 2016-2020, en el que se observa que durante 2020 el comportamiento del PML promedio para cada una de las 24 horas del día es similar al de los cuatro años previos. Asimismo, se aprecia que los precios en 2020 son los menores del periodo 2016-2020.



Gráfico 53. Precio Marginal Local, SIN, MDA, Promedios por hora del día, 2016-2020 (\$/MWh)

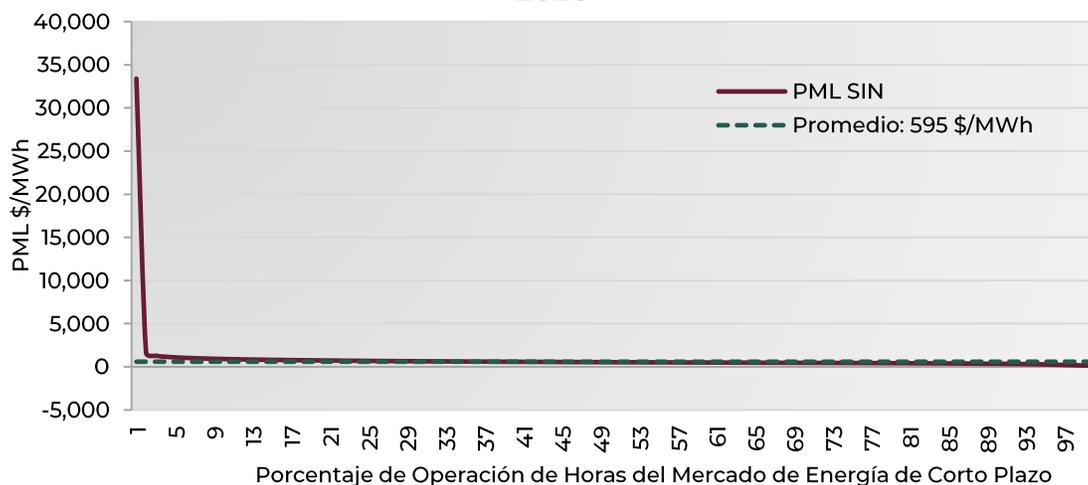


Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

Los Gráficos 54, 55 y 56 muestran la curva de duración del promedio de los PML por percentil en cada sistema, lo que permite identificar su distribución durante 2020 con respecto al PML promedio de ese año.

Con respecto al SIN, como se observa en el Gráfico 54, aproximadamente el 1% del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto (MDA) se registraron precios superiores a 1,643 \$/MWh y hasta 33,390 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios se observó en 88 horas del año; mientras que el 62% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (595 \$/MWh) registrado para ese sistema.

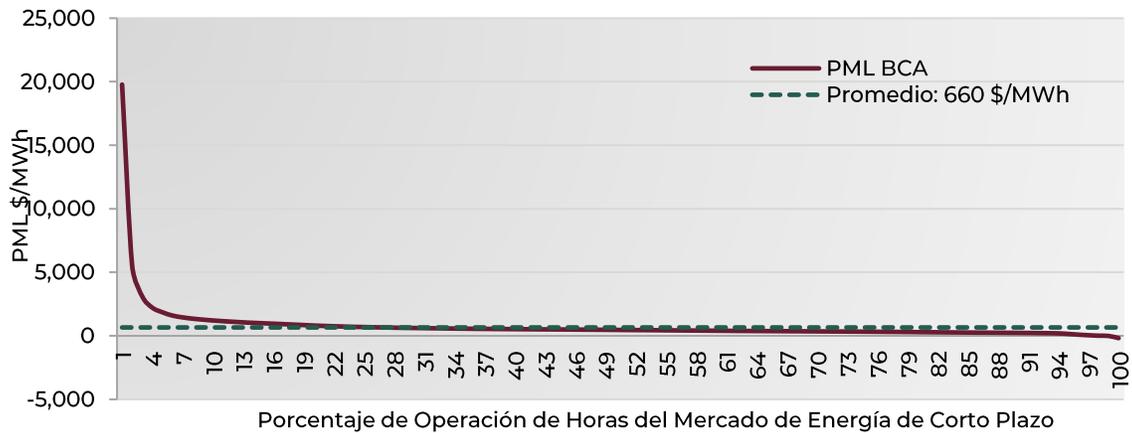
Gráfico 54. Curva de Duración de PML en el SIN, MDA, Promedio por hora del Sistema, 2020



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

En BCA, como se observa en el Gráfico 55, aproximadamente el 1% del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto se registraron precios superiores a 5,528 \$/MWh y hasta 19,775 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios se observó en 88 horas del año; mientras que el 74% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (660 \$/MWh) registrado para ese sistema.

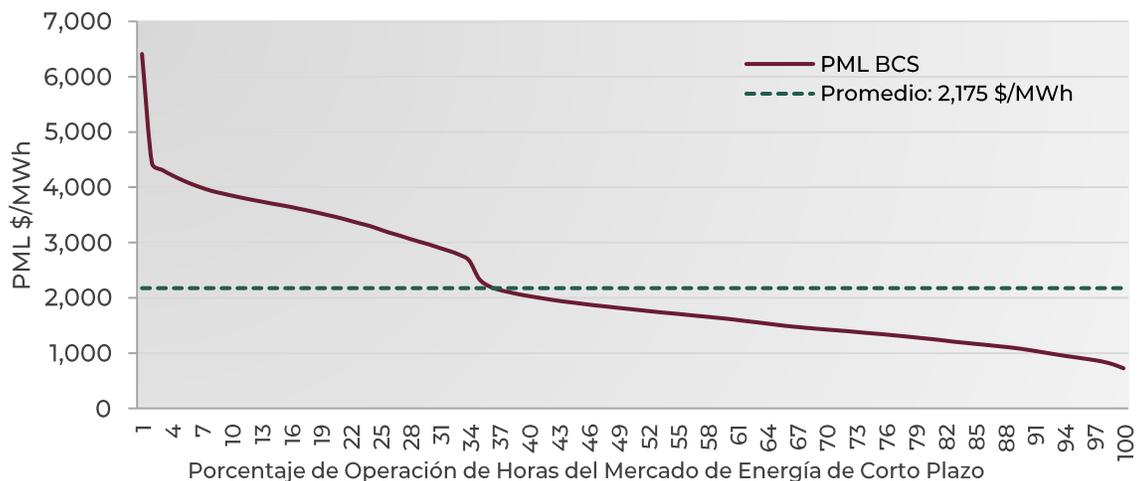
Gráfico 55. Curva de Duración de PML en BCA, MDA, Promedio por hora del Sistema, 2020



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

En BCS, como se observa en el Gráfico 56, aproximadamente el 1% del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto se registraron precios superiores a 4,436 \$/MWh y hasta 6,411 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios en este sistema se observó en 88 horas del año; mientras que el 64% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (2,175 \$/MWh) registrado para ese sistema.

Gráfico 56. Curva de Duración de PML en BCS, MDA, Promedio por hora del Sistema, 2020



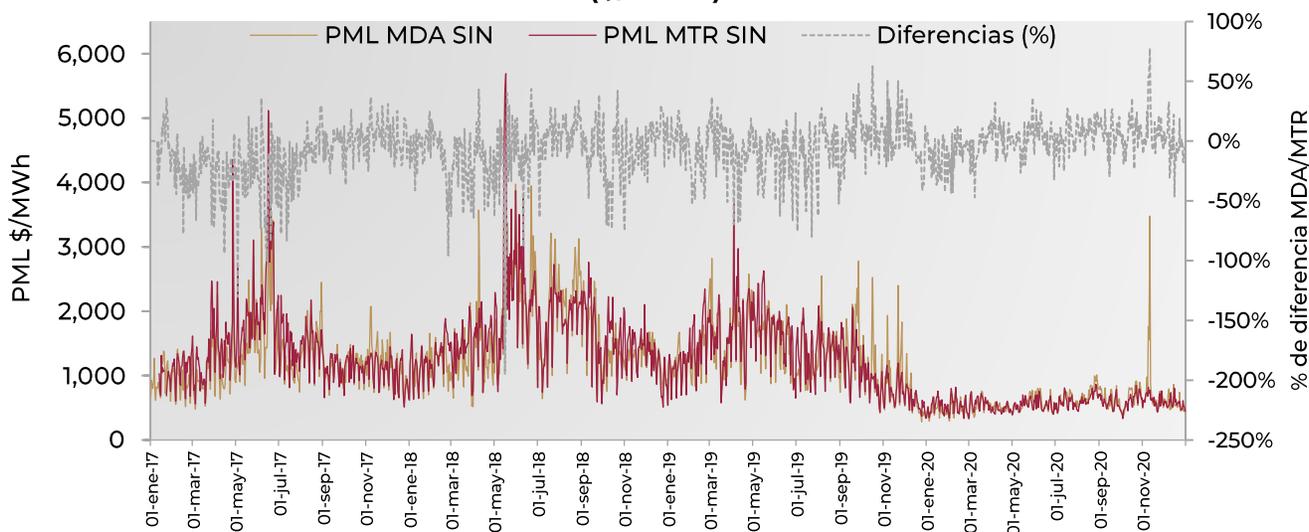
Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

7.5 COMPORTAMIENTO DE LOS PML EN EL MDA VS MTR

Para identificar el grado de desviación entre el escenario de planeación en el día en adelante y la operación en tiempo real, es relevante conocer la evolución de la brecha entre los precios de la energía eléctrica en el MDA y los del MTR, 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, la cual se ajusta principalmente por indisponibilidades de combustibles o fallas inesperadas. En la medida en que esa brecha se reduzca, 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 57 se muestra una comparación entre el promedio de los PML en el MDA y los del MTR, registrados en el SIN en el periodo 2017-2020.

Gráfico 57. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, Promedios diarios, 2017-2020 (\$/MWh)



Fuente. Elaborado por SENER con datos del CENACE.

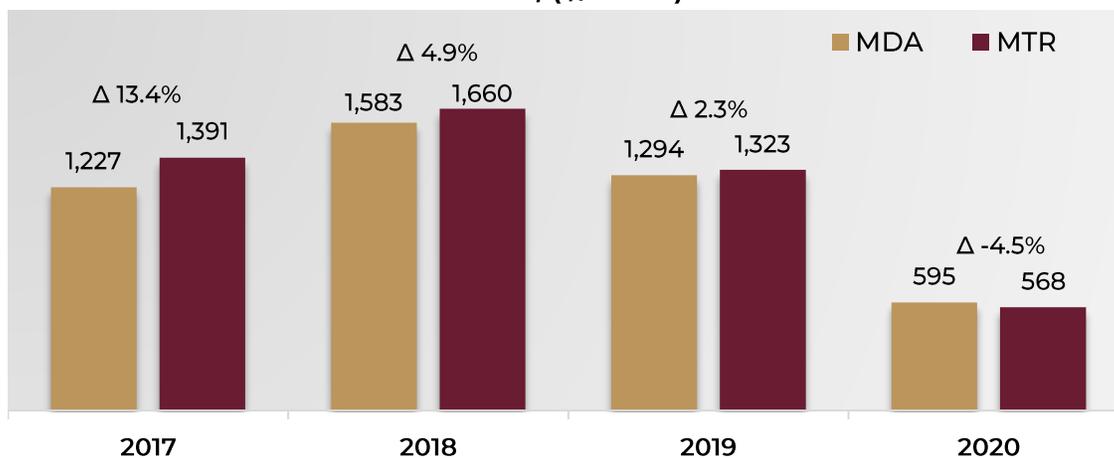
En 2020 la diferencia de precios entre ambos mercados fue en promedio de 4.54%, lo que se traduce en una diferencia promedio de 27.01 \$/MWh, siendo los precios en el MDA más altos a los registrados en el MTR. Dicha diferencia es mayor al 2.26% observado en 2019, en el que el precio promedio del MTR fue mayor al del MDA. Cabe mencionar que durante 2020 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 58, Gráfico 59 y Gráfico 60 se muestra la evolución de los PML promedio anuales en el MDA y el MTR de 2017 a 2020, 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 una tendencia creciente en ambos mercados, no obstante, a partir de 2019 se observó una disminución en los precios promedio de ambos mercados con respecto a lo registrado en 2018, especialmente en 2020, debido a una reducción en la demanda de energía eléctrica a causa de una menor actividad económica derivada de la emergencia sanitaria por el COVID-19 y la expansión de

4.1% de la capacidad neta de este sistema, entre otros factores.⁷² Entre 2019 y 2020, en el MDA el PML pasó de 1,294 a 595 (\$/MWh), lo que representa una disminución del 54.0%, en tanto que, en el MTR, el PML pasó de 1,323 a 568 (\$/MWh), lo que implica una baja del orden del 57.1%. Por otro lado, se observa que de 2017 a 2019 los PML promedio anuales en el MTR son mayores a los del MDA.

Gráfico 58. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, Promedios anuales, 2017-2020, (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En 2020 el BCA también registró una disminución del PML promedio anual en ambos mercados con respecto a lo observado en 2019. En el MDA se pasó de un PML promedio de 724 a 660 (\$/MWh) lo que representa una reducción de 8.8%, en tanto que en el MTR pasó de 629 a 442 (\$/MWh) lo que equivale a un decremento del 29.7%. Dicha disminución se explica, entre otras razones, por el aumento promedio del margen de capacidad y la disminución de precios de los combustibles.⁷³ De 2018 a 2020 el PML del MDA fue mayor al del MTR, sólo en 2017 el PML promedio del MTR fue mayor.

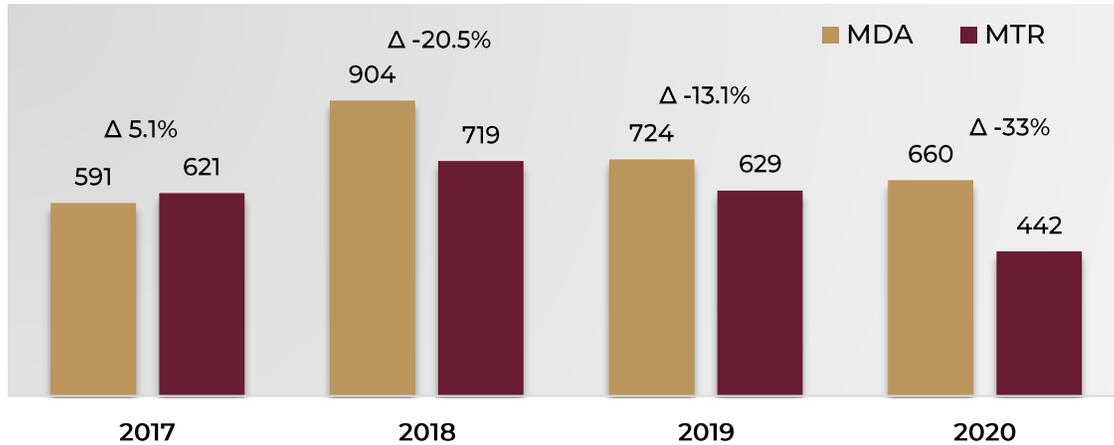
⁷² Fuente: Monitor Independiente del Mercado-México (2021), "Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020". De acuerdo con lo señalado en el apartado 6.4 "RESULTADOS DE PRECIOS DE ENERGÍA Y DEMANDA" (pág. 401):

"En 2020, el PML promedio horario del MDA y del MTR en el SIN disminuyó en 54.1 % y 57.1 %, respectivamente, con respecto a 2019. Lo anterior se explica por: (i) la disminución de la demanda de energía en 2.5 % como resultado de las medidas de confinamiento por la pandemia COVID-19 (ver Tabla 117); (ii) la expansión de 4.1 % de la capacidad neta de este sistema, mayoritariamente por parte de las tecnología EO, FV y CC..." [sic]

⁷³ Fuente: Monitor Independiente del Mercado-México (2021), "Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020". De acuerdo con lo señalado en el apartado 6.1 "RESULTADOS DE PRECIOS DE ENERGÍA Y DEMANDA" (pág. 401):

"La reducción del PML del BCA, tanto en el MDA (-8.8 %) como en el MTR (-32.8 %), fue resultado de: (i) el aumento promedio del margen de capacidad en 8.0 puntos porcentuales; (ii) la disminución de los precios de los combustibles, principalmente del GN (-3.2 %); y (iii) la participación de las UCE CC que marginaron en el 70.0 % de las horas del año."

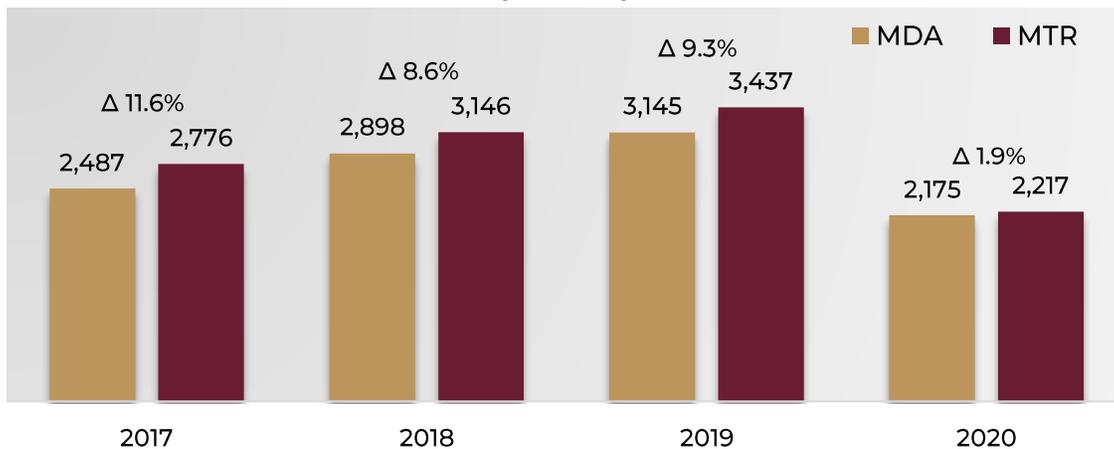
Gráfico 59. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCA, Promedios anuales, 2017-2020, (\$/MWh)



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 2017-2020, no obstante, la tendencia creciente en los precios de ambos mercados registrada entre 2017 y 2019 cambió en 2020, año en el que por primera vez se observó una disminución en los precios. En comparación con 2019, en 2020 el PML promedio del MDA pasó de 3,145 a 2,175 (\$/MWh), lo que representa una reducción del 30.8%, en tanto que, en el MTR, el PML pasó de 3,437 a 2,217 (\$/MWh), lo que equivale a una disminución del 35.5%. La reducción en los precios promedio de ambos mercados se asocia con una reducción de la demanda y del precio del combustible.⁷⁴ Por otro lado, los PML promedio anuales en el MTR son mayores a los del MDA en todo el periodo.

Gráfico 60. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCS, Promedios anuales, 2017-2020, (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

⁷⁴ Fuente: Monitor Independiente del Mercado-México (2021), "Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020". De acuerdo con lo señalado en el apartado 6.1 "RESULTADOS DE PRECIOS DE ENERGÍA Y DEMANDA" (pág. 401):

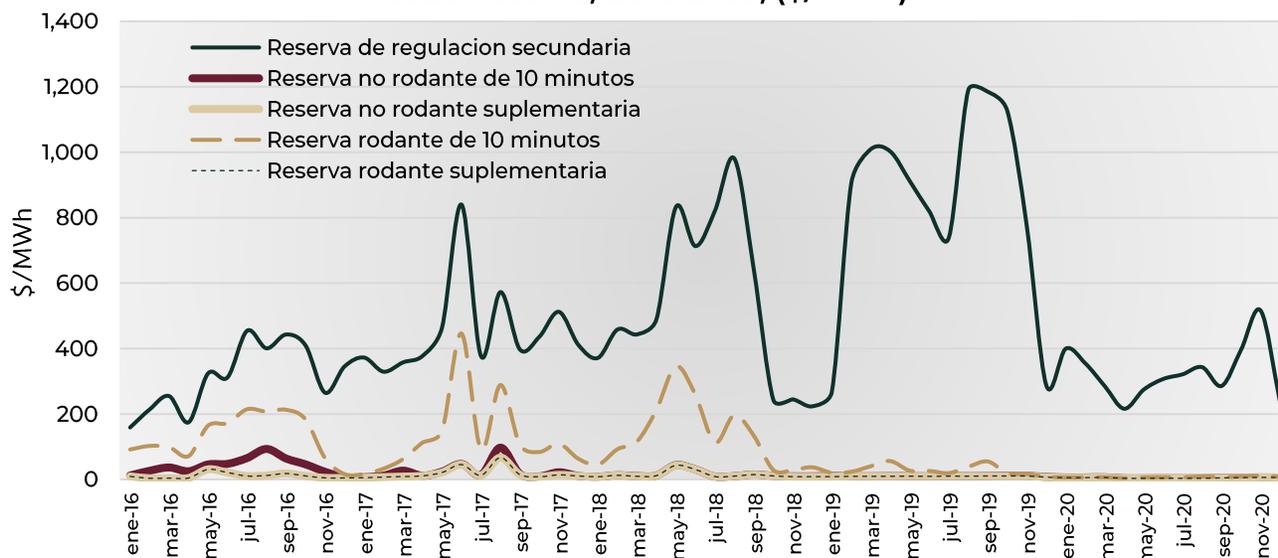
"...Esta situación se debió principalmente a: (i) la reducción de al menos 3.7 % de la demanda de energía en este sistema (ver Tabla 117) y (ii) la disminución de 27.4 % del precio del combustible (ver Análisis de combustibles), la cual llevó a la baja de los costos totales de energía..."

7.6 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE SERVICIOS CONEXOS EN EL MDA

Los Servicios Conexos son aquellos vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad. Los Servicios Conexos incluidos en el MEM son pagados en términos de lo establecido en las Reglas del Mercado, mientras que aquellos no incluidos en el MEM se pagan bajo la regulación tarifaria determinada por la CRE. En este apartado se presentan los precios promedio de los Servicios Conexos observados en el MDA en el periodo 2016-2020.

En el Gráfico 61 se muestra la evolución de los precios promedio de los Servicios Conexos en el MDA correspondientes al SIN.

Gráfico 61. Precios de Servicios Conexos en el MDA del SIN, Promedios mensuales de cada Reserva, 2016-2020, (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

De manera general, al englobar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2020 se registró una disminución del precio promedio del 61.52% con respecto a 2019, al pasar de 181.91 \$/MWh a 70.01 \$/MWh, lo que se explica por una caída generalizada de los precios promedio de las reservas en el SIN y los demás sistemas interconectados, ocasionada por una caída en la demanda de energía eléctrica observada en ese año a causa de una menor actividad económica, derivada de la emergencia sanitaria por el COVID-19⁷⁵. Los precios promedio más altos en 2020 se registraron de enero a febrero y de octubre a noviembre.

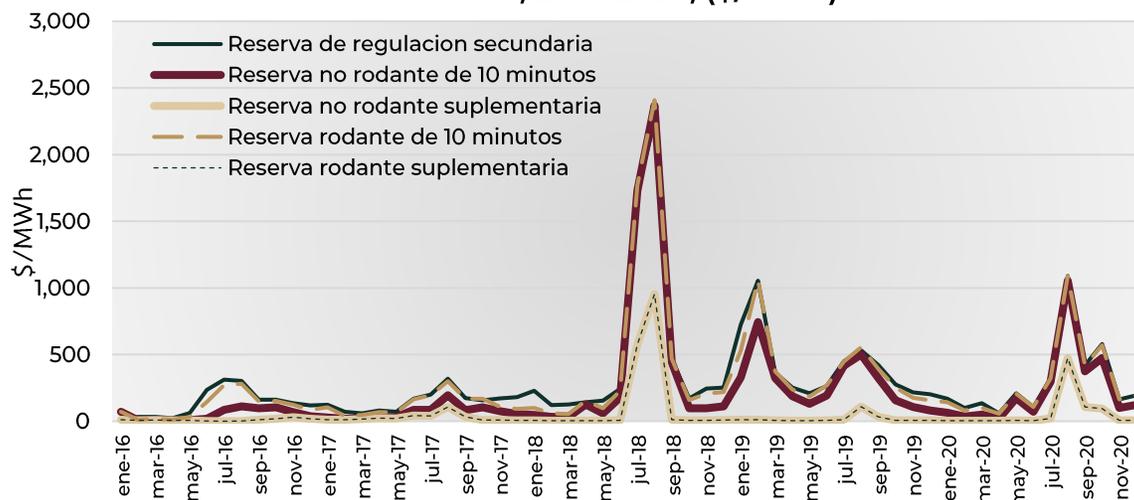
En el Gráfico 62 se muestra la evolución de los precios promedio de los Servicios Conexos en el MDA correspondientes a BCA. De manera general, al englobar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2020 se registró una

⁷⁵ Fuente: Monitor Independiente del Mercado-México (2021), "Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020". De acuerdo con lo señalado en el apartado 6.4 "SERVICIOS CONEXOS" (pág. 420):

"En 2020, se observó una caída generalizada de los precios promedio de las reservas en los tres Sistemas Interconectados debido a la menor demanda de energía registrada en comparación con el año previo. La menor demanda de energía en 2020, motivada por la disminución de la actividad económica ocasionada por la pandemia COVID-19, permitió que el SEN requiriera menor cantidad de reservas para garantizar su operación confiable." [sic]

disminución del precio promedio del 16.39% con respecto a 2019, al pasar de 225.46 \$/MWh a 188.50 \$/MWh. Los precios promedio más altos en 2020 se registraron entre los meses de agosto y octubre.

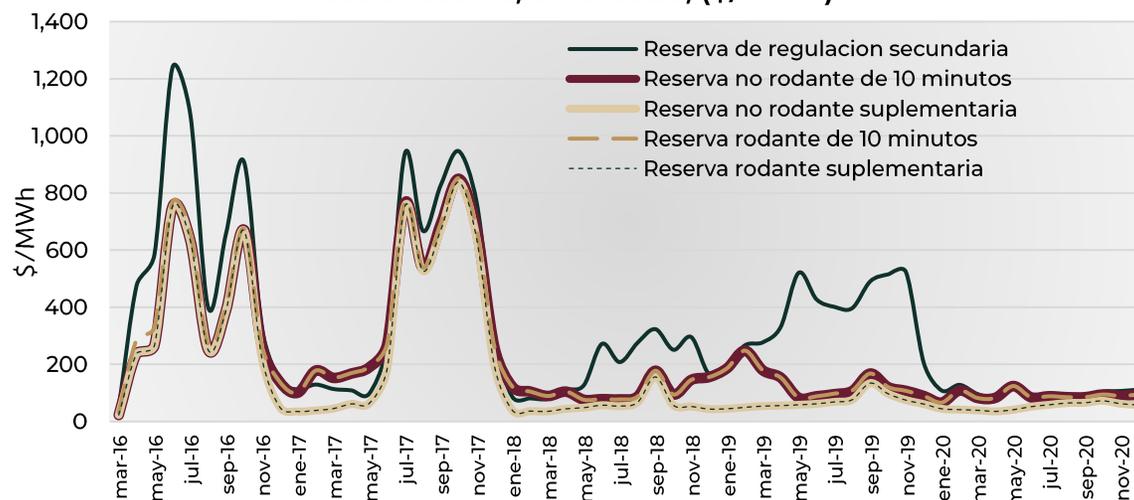
Gráfico 62. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCA, Promedios mensuales de cada Reserva, 2016-2020, (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En el Gráfico 63 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 2020 se registró una disminución del precio promedio de 50.8% con respecto a 2019, al pasar de 157.93 \$/MWh a 77.7 \$/MWh. Los precios promedio más altos en 2020 se registraron en febrero, mayo y octubre.

Gráfico 63. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCS, Promedios mensuales de cada reserva, 2016-2020, (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

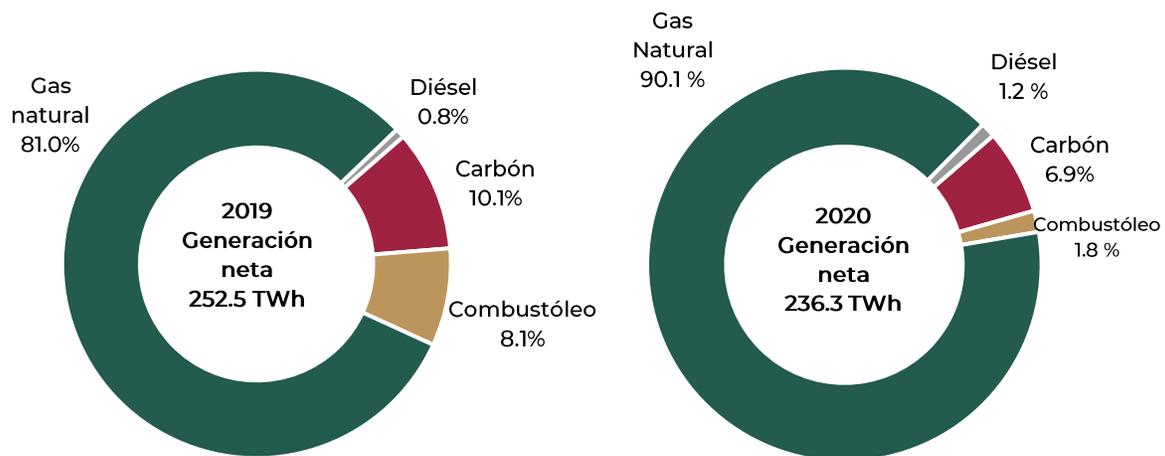
7.7 COMBUSTIBLES

El gas natural, el combustóleo, el carbón y el diésel son los principales combustibles fósiles consumidos en México para generar energía eléctrica. 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 64 se presenta la participación porcentual de los combustibles fósiles en la generación neta de electricidad sin considerar la aportación de la generación eléctrica a partir de otras fuentes como la hidroeléctrica, eólica, nuclear, etc., en 2019 y 2020. El gas natural es el energético con la mayor contribución en ambos años, al pasar de 81.0% en 2019 a 90.1% en 2020. Mientras que el Diésel, pasó de 0.8% a 1.2%. En contraste, el carbón y el combustóleo redujeron su participación en ese periodo al pasar de 10.1% a 6.9% y de 8.1% a 1.8%, respectivamente.

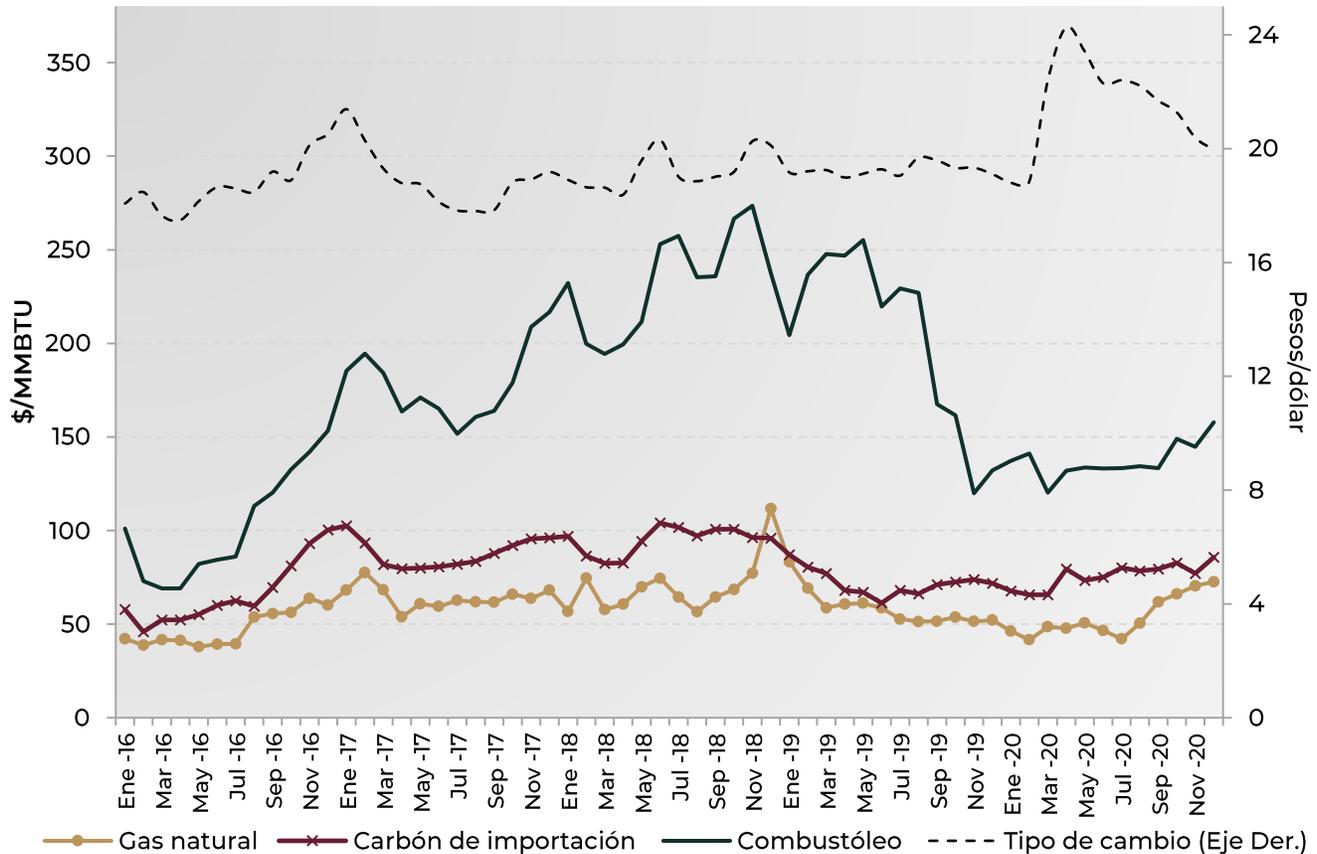
Gráfico 64. Combustibles Fósiles utilizados para la Generación Neta 2019-2020



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de CFE, CRE y el PRODESEN 2021-2035.

Nota: El gas natural incluye gas natural licuado y el carbón incluye coque de petróleo. La generación neta incluye la generación obtenida a partir del total de la cogeneración eficiente.

El comportamiento de los precios de los combustibles fósiles nacionales más importantes se ilustra en el Gráfico 65. En 2020 los precios promedio anuales del gas natural y el combustóleo presentaron reducciones con respecto a los observados en 2019, el primero pasó de 58.7 a 53.7 (\$/MMBTU), lo que representa una reducción de 8.5%, mientras que el segundo se redujo 32.6%, al pasar de 204.0 a 137.5 (\$/MMBTU); solamente el carbón de importación tuvo un incremento de 5.4%, al pasar de 72.0 a 75.9 (\$/MMBTU) entre esos años.

Gráfico 65. Precio de combustibles nacionales 2016-2020


Fuentes: Elaborado por SENER con información de Prontuarios Estadísticos 2016 - 2021 (Gas natural y combustóleo), y de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos:

<https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2016-109490?state=published>

<https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2017-109491?state=published>

<https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2018?idiom=es>

<https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2019>

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

<https://www.gob.mx/sener/articulos/prontuario-estadistico-2021-265456?state=published>

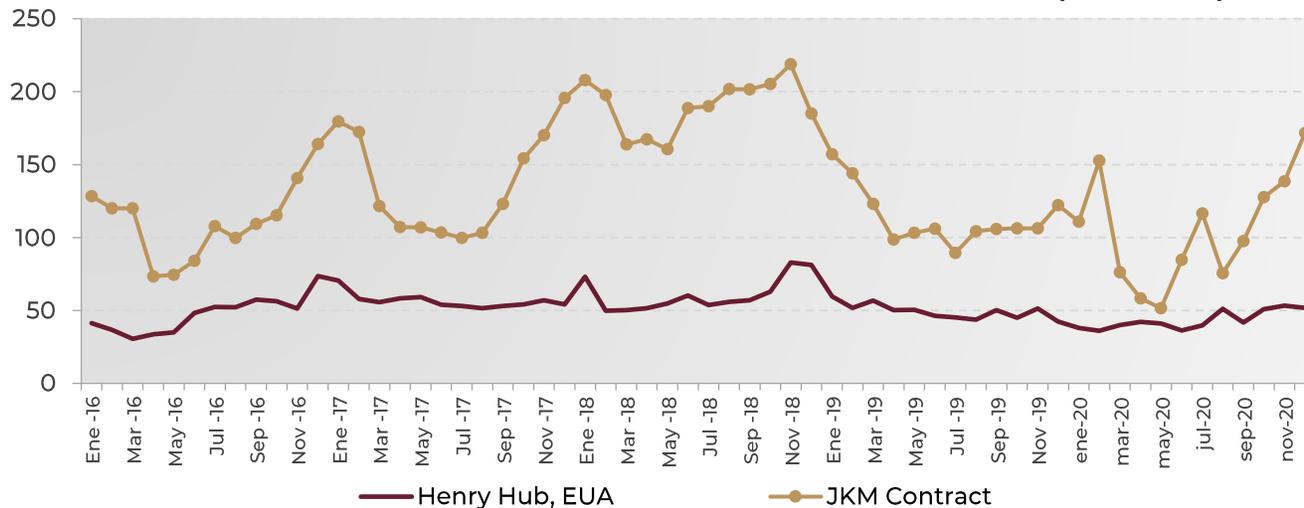
Se utiliza el tipo de cambio FIX pesos por dólar determinado por el Banco de México. Promedio mensual.

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

Nota: El 29 de julio de 2020, la CRE aprobó la resolución RES/996/2020 que deja sin efectos el acuerdo No. A/036/2017. De enero hasta agosto de 2020 se utilizan los precios publicados para la Zona de Transporte 3 de Ventas de Primera Mano del gas natural (VPM) y a partir de septiembre de 2020 se consideran los valores del Índice de Referencia de Precios de Gas Natural (IPGN) publicados por la CRE.

Carbón de importación: Estimación propia con datos de CENACE.

Asimismo, en el Gráfico 66 se presentan los precios promedio mensuales del gas natural de 2016 a 2020 a nivel internacional. En 2020, los precios promedio anuales registraron una disminución respecto de 2019: el *Henry Hub* pasó de 49.4 a 43.5 (\$/MMBTU), lo que representa una reducción de 11.9%; en tanto que el Gas Natural Licuado *Japan Korean Marker contract based (JKM)* se redujo 7.7% al pasar de 113.9 a 105.1 (\$/MMBTU).

Gráfico 66. Precios internacionales del Gas Natural 2016-2020 (\$/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.

7.8 SUBASTAS DE LARGO PLAZO (SLP)

Durante 2020 iniciaron operación comercial un total de ocho proyectos de generación eléctrica correspondientes a las SLP, de los cuales siete son de tecnología solar y eólica y uno de Turbogás; mientras que al cierre de ese año seis proyectos de tecnología fotovoltaica y eólica se encontraban en pruebas operativas. Lo anterior significa la adición al Sistema Eléctrico Nacional de 2,308 MW de capacidad instalada⁷⁶ y una inversión estimada de 2,390 millones de dólares.

La capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica, asociada a las tres SLP que al concluir 2020 se encontraba en pruebas operativas o en operación comercial se presenta en la Tabla 40.

Tabla 40. Capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en operación comercial o en pruebas operativas hasta 2020

Subasta de Largo Plazo	Capacidad adjudicada (MW)		Capacidad operación y pruebas (MW)		Avance
	FV	EO	FV	EO	
Primera	1,471	394	1,139	334	79.0%
Segunda	1,854	1,038	1,744	831	89.0%
Tercera	1,323	689	844	194	51.6%
Total	4,648	2,121	3,727	1,359	75.1%

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

Nota: La capacidad en operación y pruebas incluye la capacidad del contrato de interconexión, la cual difiere en algunos proyectos con respecto a la capacidad adjudicada en su respectiva subasta.

FV: Solar Fotovoltaica.

EO: Eólica.

⁷⁶ Conforme a la capacidad registrada en los respectivos Contratos de Interconexión, sin considerar MW solicitados adicionalmente. Cifra calculada con información proporcionada por el CENACE.

Al finalizar 2020 un total de treinta y ocho proyectos de generación eléctrica a partir de energías limpias, fotovoltaica y eólica, 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 75.1% respecto a la capacidad total de esas tecnologías asociada con dichos contratos.

7.9 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.

Las Entidades Responsables de Carga están obligadas a obtener Potencia exclusivamente a través del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) y/o a través de Contratos de Cobertura Eléctrica para Potencia (Transacciones Bilaterales de Potencia) reportados al CENACE.

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.

7.9.1 Resultados del MBP para el Año de Producción 2020

El MBP para el Año de Producción 2020 se llevó a cabo en febrero de 2021. Al respecto, en la Tabla 41 se muestran sus principales resultados:

Tabla 41. Resultado del MBP para el año de producción 2020

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 (miles \$ /MW-año)
Sistema Interconectado Nacional	2,236.33	2,236.33	7,265.98	7,265.98	5,029.65	0	628.4
Sistema Interconectado Baja California	659.66	659.66	175.91	175.91	0	483.74	2,846.5
Sistema Interconectado Baja California Sur	256.42	256.42	241.05	241.05	0	15.37	8,379.2

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 2020, se destaca lo siguiente:

- Respecto a la Zona de Potencia SIN, se adquirieron 5,030 MW-año de Potencia Eficiente, es decir, se registró un exceso de la Potencia requerida para el cumplimiento de los requisitos en esa zona, en la que

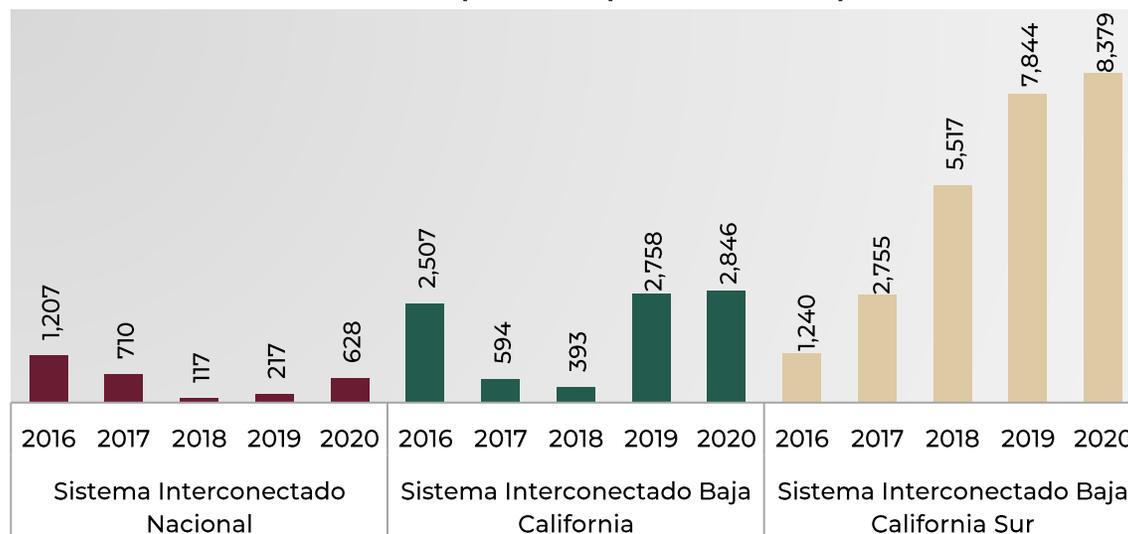
no se registró incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia. El Precio Neto de Potencia (PNP) resultante es de 628,378 \$/MW-año.

- Por otro lado, la Zona de Potencia BCA registró una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia de 483.74 MW-año, lo que representa un déficit de Potencia en BCA en relación con las obligaciones para adquirir dicho producto. El Precio Neto de Potencia (PNP) resultante (2,846,499 \$/MW-año) refleja la relación entre las ofertas de compra y venta.
- Finalmente, en la Zona de Potencia BCS, se registraron 15.4 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 8,379,187 \$/MW-año.

7.9.2 Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2020

El comportamiento de los precios (PNP) históricos a los que se adquirió la Potencia en el MBP durante el periodo 2016- 2020, para cada una de las zonas que integran el SEN, se muestra en el siguiente Gráfico 67:

Gráfico 67. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia, Años de Producción 2016-2020 (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, entre 2016 y 2018 los precios son decrecientes, sin embargo, entre 2018 y 2020 se observa una tendencia creciente. En 2020, el precio se incrementó en 190% con respecto a 2019, al pasar de 216,526 a 628,378 pesos por MW- año de Potencia. No obstante, el precio de la Potencia en el SIN en el Año de Producción 2020 se mantiene como el más bajo en comparación con los precios observados para el resto de las Zonas de Potencia.
- 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 2020, el precio registra incrementos. En 2020 se

observa un crecimiento de 3%, al pasar de 2,758,443 a 2,846,499 pesos por MW-año de Potencia. Considerando que en 2020 hubo un déficit de Potencia en BCA, el precio observado en ese año es consistente con dicha condición.

- En lo que se refiere a BCS, los precios muestran una tendencia creciente durante el periodo comprendido de 2016 a 2020. En el Año de Producción 2020, al igual que BCA, en BCS se registró un déficit de Potencia, y el precio correspondiente, con un monto de 8,379,187 pesos MW-año, es el mayor registrado en las Zonas de Potencia que integran el SEN para ese año y para cualquiera de los anteriores.

7.10 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 2020 se llevó a cabo una sesión del Comité, la correspondiente a la “Sexta Sesión Ordinaria”, celebrada el 16 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 7 acuerdos. Entre los temas más importantes se destacan:

- Actividades del CENACE y resultados en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Informe público con los resultados de la evaluación y recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE.

GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX