



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

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

2021

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2023 Derechos
Reservados. Secretaría de
Energía Insurgentes Sur 890 Col.
Del Valle, C.P. 03100 Ciudad de
México Editado en México
www.gob.mx/sener



ÍNDICE

Introducción	11
1 Generación	12
1.1 Capacidad y generación de energía eléctrica de CFE y permisionarios interconectados a la red del Sistema Eléctrico Nacional	12
1.1.1 Capacidad de Generación Eléctrica	12
1.1.2 Empresas de Generación de CFE.....	16
1.1.3 Generación Total de energía eléctrica	19
1.1.4 Generación Neta de energía eléctrica	21
1.1.5 Generación de energía eléctrica por parte de CFE.....	24
1.1.6 Fortalecimiento de la CFE.....	25
1.2 Generación Distribuida.....	27
1.3 Fuentes de Energía Empleadas en la Generación.....	30
1.3.1 Consumo de Gas Natural y Gasoductos.....	31
1.3.1.1 Gas Natural	31
1.3.1.2 Gasoductos	32
1.3.2 Consumo de otros combustibles.....	34
1.3.3 Comparación de fuentes de energía: México VS. EUA	34
1.4 Consumo de Combustibles de Permisionarios.....	35
1.5 Emisiones de Bióxido de Carbono (CO ₂).....	36
1.6 Impuestos al Carbono	38
2 Transmisión.....	41
2.1 Infraestructura de la red nacional de transmisión.....	42
2.2 Principales proyectos de infraestructura de la Red Nacional de Transmisión en 2021	44
2.3 Interconexiones transfronterizas.....	46
2.4 Indicadores de desempeño de la Red Nacional de Transmisión	47
3 Distribución.....	48
3.1 Infraestructura de Distribución.....	48
3.2 Proyectos de Distribución durante 2021.....	49
3.2.1 Proyectos de Distribución concluidos en 2021.....	49
3.2.2 Proyectos de Distribución en construcción al cierre de 2021	50
3.3 Pérdidas de Energía en el proceso de Distribución.....	52
3.4 Indicadores de desempeño de las Redes Generales de Distribución	53
3.5 Estrategia Nacional de Electrificación.....	54
3.5.1 Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE).....	55
3.5.2 CFE Distribución.....	57
4 Comercialización	58
4.1 Suministro Básico.....	59
4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos.....	59
4.1.2 Ventas de Suministro Básico por Sector y Entidad Federativa	62
4.1.3 Estacionalidad anual de las Ventas de Energía Eléctrica	64
4.1.4 Participantes Privados.....	65
4.2 Suministro Calificado	65
4.3 Tarifas Eléctricas Reguladas.....	67
4.3.1 Esquema Tarifario en 2021.....	67
4.3.2 Tarifas subsidiadas	68
5 Demanda y Consumo en el Sistema Eléctrico Nacional	71
5.1 Demanda Máxima INTEGRADA NETA	72
5.2 Cien horas Críticas de Demanda Máxima.....	74
5.3 Consumo NETO de Energía Eléctrica	75
6 Planeación y control del SEN	77

6.1	Indicadores para el seguimiento de la evolución de la Industria Eléctrica Nacional en 2021.....	78
6.1.1	Margen de Reserva Operativo (MRO).....	78
6.1.2	Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión.....	79
6.1.3	Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI).....	80
6.1.4	Porcentaje de Generación eléctrica limpia en la Generación Total.....	81
7	Mercado Eléctrico Mayorista	82
7.1	Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	82
7.2	Participantes del Mercado.....	82
7.3	Mercado de Energía de Corto Plazo	84
7.4	Comportamiento de los PML en el MDA.....	84
7.5	Comportamiento de los PML en el MDA vs MTR.....	87
7.6	Evolución de los precios de Servicios Conexos en el MDA.....	89
7.7	Combustibles.....	91
7.8	Subastas de Largo Plazo (SLP)	92
7.9	Mercado para el Balance de Potencia	93
7.9.1	Resultados del MBP para el Año de Producción 2021.....	93
7.9.2	Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2021.....	94
7.10	Comité de Evaluación del CENACE y del MEM.....	95



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional, 2017-2021.....	13
Tabla 2. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa.....	14
Tabla 3. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de CFE, 2017-2021 por tipo de Tecnología.....	16
Tabla 4. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de los PIE, 2017-2021 por tipo de Tecnología.....	17
Tabla 5. Capacidad Bruta efectiva de CFE Generación y PIE por EPS en 2021.....	17
Tabla 6. Evolución histórica de la Generación Total de energía eléctrica 2018-2021.....	20
Tabla 7. Evolución de la Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2021.....	21
Tabla 8. Generación Neta de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2021, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente.....	23
Tabla 9. Generación Neta de CFE y PIE, 2018-2021.....	24
Tabla 10. Generación Neta de energía eléctrica de CFE por EPS, 2019 y 2021.....	25
Tabla 11. Consumo de Gas Natural en CFE, 2012-2021.....	31
Tabla 12. Sistemas que conforman el SISTRANGAS.....	33
Tabla 13. Infraestructura de Transporte de Gas Natural al servicio de CFE en 2021.....	33
Tabla 14. Consumo de combustibles en CFE.....	34
Tabla 15. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS 2019 y 2021.....	39
Tabla 16. Longitud de líneas de la Red Nacional de Transmisión por nivel de tensión, 2016-2021.....	43
Tabla 17. Escenario Tecnológico de la Red Nacional de Transmisión, 2017-2021.....	43
Tabla 18. Proyectos de Subestaciones Eléctricas concluidos en 2021.....	44
Tabla 19. Proyectos de Infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que continuaron su ejecución en 2021.....	44
Tabla 20. Proyecto de Transmisión concluido en 2021 con esquema de Obra Pública Financiada.....	45
Tabla 21. Proyectos de Transmisión en construcción en 2021 con esquema de Obra Pública Financiada.....	45
Tabla 22. Importación y Exportación de electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión.....	47
Tabla 23. Principales Indicadores de la Red Nacional de Transmisión.....	47
Tabla 24. Unidades de Negocio de CFE Distribución.....	48
Tabla 25. Infraestructura de CFE Distribución 2019 a 2021.....	49
Tabla 26. Obras de Distribución concluidas en 2021.....	50
Tabla 27. Principales proyectos de Distribución terminados en 2021 bajo el esquema de Obra Pública Financiada.....	50
Tabla 28. Obras de Distribución en construcción al cierre de 2021.....	51
Tabla 29. Principales obras de Distribución en construcción al cierre de 2021 bajo el esquema de Obra Pública Financiada.....	52
Tabla 30. Índices para medir confiabilidad del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2015-2021.....	53
Tabla 31. Indicadores de servicio del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2017-2021.....	54
Tabla 32. Grado de Electrificación 2015-2021.....	55
Tabla 33. Invitación a CFE Distribución 2016-2021. Componente Extensión de Redes Generales de Distribución. Relación de localidades por electrificar.....	56
Tabla 34. Invitación a CFE Distribución Componente Sistemas Aislados de Electrificación 2019-2021 Relación de localidades con Necesidades de Electrificación.....	56
Tabla 35. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico 2018-2021.....	59
Tabla 36. Principales Indicadores Comerciales de CFE Suministro Básico 2021.....	61
Tabla 37. Variación porcentual anual de ventas de electricidad por Entidad Federativa 2020-2021.....	63
Tabla 38. Capacidad Instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en operación comercial o en pruebas operativas hasta 2021.....	93
Tabla 39. Resultado del MBP para el año de producción 2021.....	93

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Permiso, 2021	13
Gráfico 2. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Tecnología, 2021	14
Gráfico 3. Evolución de la Capacidad por Instalar por Tecnología (PIIRCE) 2021-2036	18
Gráfico 4. Adiciones de Capacidad de 2022 a 2025 de Proyectos Estratégicos de Infraestructura	18
Gráfico 5. Adiciones de Capacidad en MW de Proyectos Estratégicos 2026 a 2036	19
Gráfico 6. Generación Total de energía eléctrica en 2021, por tipo de Tecnología	21
Gráfico 7. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional en 2021, por tipo de Tecnología	22
Gráfico 8. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, 2021 por tipo de Tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente	23
Gráfico 9. Capacidad Instalada y número de contratos de Interconexión de Generación Distribuida Acumulada 2007-2021	28
Gráfico 10. Capacidad Instalada de Generación Distribuida por Tecnología Acumulada 2021	28
Gráfico 11. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa acumulada 2021	29
Gráfico 12. Régimen de contraprestación de Generación Distribuida y de los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala	30
Gráfico 13. Participación porcentual de las fuentes de energía empleadas para la Generación de electricidad, 2017-2021	31
Gráfico 14. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México 2000-2021	32
Gráfico 15. Estructura de Generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México 2021	35
Gráfico 16. Consumo de combustibles por permisionario 2021	35
Gráfico 17. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2021	36
Gráfico 18. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona 2005-2021	37
Gráfico 19. Participación de las principales fuentes de emisión de GEI en México 2019	37
Gráfico 20. Emisión de GEI por Generación Bruta de electricidad, 2000-2021	38
Gráfico 21. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles 2014-2021	40
Gráfico 22. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México, 2014-2021	40
Gráfico 23. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de Distribución 2012-2021, incluye Alta Tensión	52
Gráfico 24. Participación en comercialización de energía eléctrica 2016-2021	59
Gráfico 25. Distribución porcentual por sector de Usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2021	60
Gráfico 26. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2021	60
Gráfico 27. Distribución porcentual por sector del valor de las ventas de CFE SSB en 2021	60
Gráfico 28. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo, 2010-2021	61
Gráfico 29. Variación porcentual de las ventas de electricidad por Entidad Federativa 2020-2021	62
Gráfico 30. Ciclo anual de las ventas de Energía 2012-2021	64
Gráfico 31. Ventas por Usuarios industriales de CFE y Capacidad de Generación privada, 2000-2021	65
Gráfico 32. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE, 2015-2021	66
Gráfico 33. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados, 2016-2021	66
Gráfico 34. Tarifa Media Nacional determinada por la CRE, 2018-2021	68
Gráfico 35. Variación acumulada anual de la tarifa 1 para uso doméstico en Consumo Básico (2019-2021) vs Tasa de inflación anual	69
Gráfico 36. Variación de la Tarifa 9-CU para bombeo de agua para uso agrícola vs. la variación de la inflación, 2018-2021	70
Gráfico 37. Demanda Máxima Neta semanal en el SIN en 2020 y 2021	72
Gráfico 38. Curva de Duración de la Demanda Neta del SIN en 2021	73
Gráfico 39. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCA en 2021	73
Gráfico 40. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCS en 2021	74

Gráfico 41. Frecuencia de las 100 horas de Demanda Máxima 2021, SIN	74
Gráfico 42. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2021, SIN.....	74
Gráfico 43. Evolución del Consumo Neto Anual SEN y SIN periodo 2011-2021.....	75
Gráfico 44. Evolución del Consumo Neto Anual por Gerencia de Control Regional. periodo 2011-2021.....	76
Gráfico 45. Margen de Reserva Operativo en el SIN 2011-2021.....	78
Gráfico 46. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión, 2016-2021.....	80
Gráfico 47. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI), 2015-2021.....	80
Gráfico 48. Porcentaje de Generación Eléctrica Limpia en la Generación Total	81
Gráfico 49. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad: 2016-2021.....	82
Gráfico 50. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2021.....	83
Gráfico 51. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM: CFE y Privados, 2016-2021.....	83
Gráfico 52. Precio Marginal Local MDA en el SIN, BCA y BCS, promedios mensuales, 2016-2021.....	84
Gráfico 53. Precio Marginal Local MDA en el SIN, promedios por hora del día, 2016-2021.....	85
Gráfico 54. Curva de Duración del PML MDA en el SIN y promedio por hora del sistema, 2021.....	86
Gráfico 55. Curva de Duración del PML MDA en BCA y promedio por hora del sistema, 2021.....	86
Gráfico 56. Curva de Duración del PML MDA en BCS y promedio por hora del sistema, 2021.....	87
Gráfico 57. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios diarios, 2017-2021.....	87
Gráfico 58. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios anuales 2017-2021.....	88
Gráfico 59. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCA, promedios anuales 2017-2021.....	88
Gráfico 60. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCS, promedios anuales 2017-2021.....	89
Gráfico 61. Precios de Servicios Conexos en el MDA del SIN, promedios mensuales de cada reserva, 2016- 2021.....	89
Gráfico 62. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCA, promedios mensuales de cada reserva, 2016- 2021.....	90
Gráfico 63. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCS, promedios mensuales de cada reserva, 2016- 2021.....	90
Gráfico 64. Combustibles fósiles utilizados para la Generación Neta de electricidad 2020-2021.....	91
Gráfico 65. Precio de combustibles nacionales 2016-2021.....	92
Gráfico 66. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia, Años de Producción 2016-2021.....	94

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa, 2021.....	15
Mapa 2. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2021.....	29
Mapa 3. Red Nacional de Transmisión 2021.....	42
Mapa 4. Interconexiones Transfronterizas 2021.....	46
Mapa 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	71



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
CO ₂	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 2021. Este documento informa sobre el desempeño de las actividades de la industria eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, así como la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

En el año 2021 el Gobierno de México impulsó la transformación de la industria eléctrica con el objetivo de cumplir con el rescate del sector energético, a través de la emisión de iniciativas de reforma a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y a la Ley de la Industria Eléctrica, que permitieran implementar la Nueva Política Energética en beneficio del pueblo y de la Nación. Las reformas presentadas por el Presidente de México, Lic. Andrés Manuel López Obrador, fortalecerán a la empresa productiva del Estado, Comisión Federal de Electricidad, y permitirán cumplir con el compromiso con el pueblo de México de no incrementar las tarifas de electricidad y garantizar la seguridad energética como pieza estratégica de la seguridad nacional.

En 2021 el 99.21% 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 considera que el suministro eléctrico es un derecho más que un negocio, por lo que las instituciones del Sector Energía y empresas del Estado realizan acciones que permitan brindar el servicio de manera universal.

En el marco de la transición energética, en 2021 el 29.5% de la generación total de electricidad en el país se realizó a través de energías limpias, lo que demuestra el compromiso del Gobierno de México con el medio ambiente y el desarrollo sostenible, a través de la incorporación ordenada de las energías limpias en el Sistema Eléctrico Nacional.

El fortalecimiento CFE se materializó a través de la aprobación de los siguientes planes para la construcción de proyectos estratégicos: Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, Proyecto Fotovoltaico Puerto Peñasco y Proyecto Integral Baja California. En su conjunto, significará la construcción y puesta en operación de más de 9 mil MW de potencia, lo que superará la capacidad de la CFE construida en la última década.

La SENER trabaja y ratifica el compromiso con la política energética determinada por el Presidente de México que tiene como objetivo el rescate del sector energético, a través del fortalecimiento de la CFE, con el fin de garantizar el suministro eléctrico a precios asequibles para el bienestar del pueblo de México.

1 GENERACIÓN

En México, 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 la actualidad 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 (PIE) 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 reglamentarias ^a. En este caso, sus procesos de generación de electricidad producen emisiones de CO₂ menores a los 100 kg por cada MWh generado ^b.

^a Artículo 3, fracción XXII, de la Ley de la Industria Eléctrica.

^b Transitorio Décimo Sexto, fracción VI de la Ley de Transición Energética

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

Al cierre de 2021, la capacidad instalada de Centrales Eléctricas de CFE, de los PIE y de los demás permisionarios ascendió a 86,153 MW, presentando un incremento de 3.6% respecto a 2020 y 9.8% respecto a 2019. La Tabla 1 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional para los años 2017-2021.

¹ Artículo 17 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Tabla 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional, 2017-2021 (MW)

Tecnología ^a	2017 ^{a/}	2018	2019	2020	2021	Participación 2021 (%)
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614	14.6
Geotermoeléctrica	899	899	899	950	975	1.1
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977	8.1
Fotovoltaica	170	1,877	3,646	5,149	5,955	6.9
Bioenergía ^{b/}	374	375	375	378	378	0.4
Suma Limpia renovable	17,953	20,629	23,582	25,593	26,899	31.1
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1.9
Cogeneración eficiente ^{c/}	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305	2.7
Suma Limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	3,913	3,913	4.6
Total energía limpia	20,883	23,946	26,900	29,506	30,812	35.7
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640	39.1
Térmica convencional ^{d/}	12,665	12,316	11,831	11,809	11,793	13.7
Turbogás ^{e/}	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744	4.4
Combustión interna	739	880	891	850	701	0.8
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	6.3
Total	68,050	72,958	78,447	83,121	86,153	100.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.3 Evolución de la Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017-2021, pág. 263:

<https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-304042>

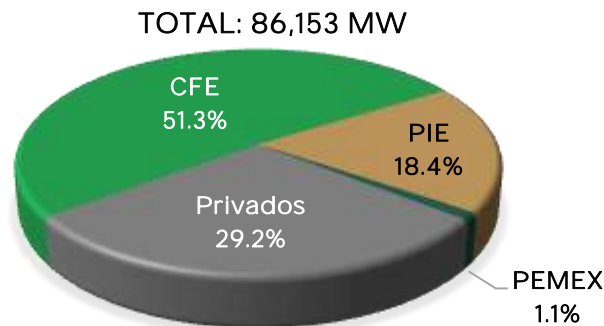
^{a/} No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO.

^{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.

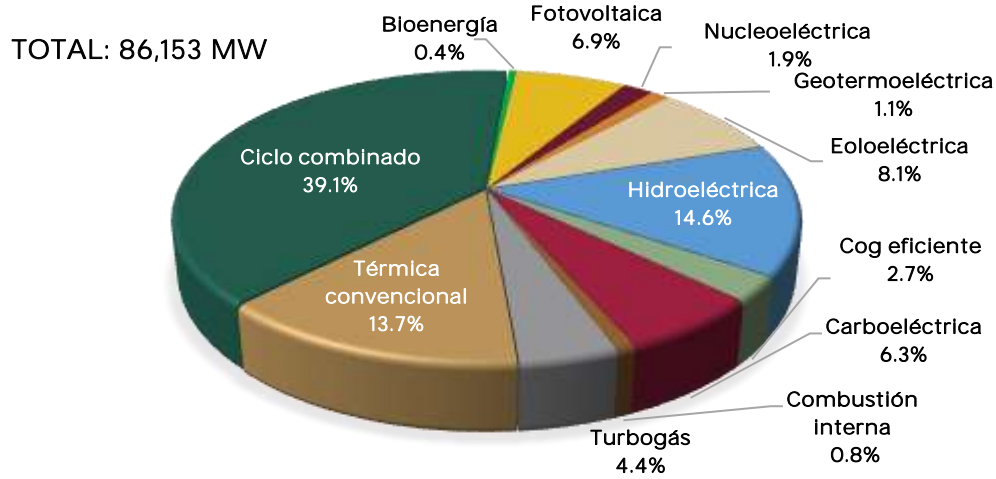
Gráfico 1. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Permiso, 2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.2 Evolución de la Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios al 31 de diciembre de 2021, pág. 255.

Nota: 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.

Gráfico 2. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Tecnología, 2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.3 Evolución de la Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017-2021, pág. 263:

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

La Tabla 2 registra la capacidad instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por entidad federativa para los años 2017-2021.

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

Entidad	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020(%)	Participación 2021 (%)	Posición
Aguascalientes	4	218	358	914	914	0	1.1	24
Baja California	3,178	3,178	3,249	3,249	3,277	0.9	3.8	9
Baja California Sur	820	845	845	837	1,015	21.3	1.2	23
Campeche	408	408	408	408	408	0	0.5	28
Chiapas	4,887	4,907	4,907	4,907	4,907	0	5.7	5
Chihuahua	2,703	2,934	3,366	4,254	4,404	3.5	5.1	7
Ciudad de México	282	287	288	288	294	2.1	0.3	29
Coahuila	3,719	4,557	4,658	4,741	4,729	-0.3	5.5	6
Colima	2,754	2,754	2,754	2,754	2,754	0	3.2	12
Durango	1,802	1,848	1,938	2,027	2,080	2.6	2.4	18
Estado de México	1,537	1,537	1,541	1,541	2,399	55.7	2.8	16
Guanajuato	1,849	2,140	2,147	2,147	2,147	0	2.5	17
Guerrero	3,446	3,446	3,446	3,446	3,446	0	4.0	8
Hidalgo	2,365	2,366	2,467	2,751	2,751	0	3.2	13
Jalisco	1,415	1,522	1,522	2,397	2,667	11.3	3.1	14
Michoacán	2,016	2,016	2,016	2,041	2,066	1.2	2.4	19
Morelos	6	6	6	6	732	12,100.0	0.8	25
Nayarit	1,770	1,770	1,770	1,770	1,770	0	2.1	21
Nuevo León	4,089	4,383	6,404	7,008	7,307	4.3	8.5	3
Oaxaca	2,770	3,181	3,181	3,181	3,181	0	3.7	11
Puebla	1,067	1,067	1,067	1,514	1,514	0	1.8	22

Entidad	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020(%)	Participación 2021 (%)	Posición
Querétaro	678	732	732	732	732	0	0.8	26
Quintana Roo	293	293	293	276	288	4.3	0.3	30
San Luis Potosí	2,903	3,073	3,078	3,108	3,214	3.4	3.7	10
Sinaloa	1,746	1,746	2,633	2,664	2,664	0	3.1	15
Sonora	3,486	5,222	5,031	5,357	5,491	2.5	6.4	4
Tabasco	427	694	694	694	694	0	0.8	27
Tamaulipas	6,266	6,510	7,765	7,998	8,097	1.2	9.4	1
Tlaxcala	68	68	68	288	288	0	0.3	31
Veracruz	7,041	6,841	7,191	7,218	7,318	1.4	8.5	2
Yucatán	1,625	1,779	1,829	1,810	1,810	0	2.1	20
Zacatecas	90	90	255	255	255	0	0.3	32
Texas EUA**	540	540	540	540	540	0	0.6	
Total	68,050	72,958	78,447	83,121	86,153	3.6	100.0	

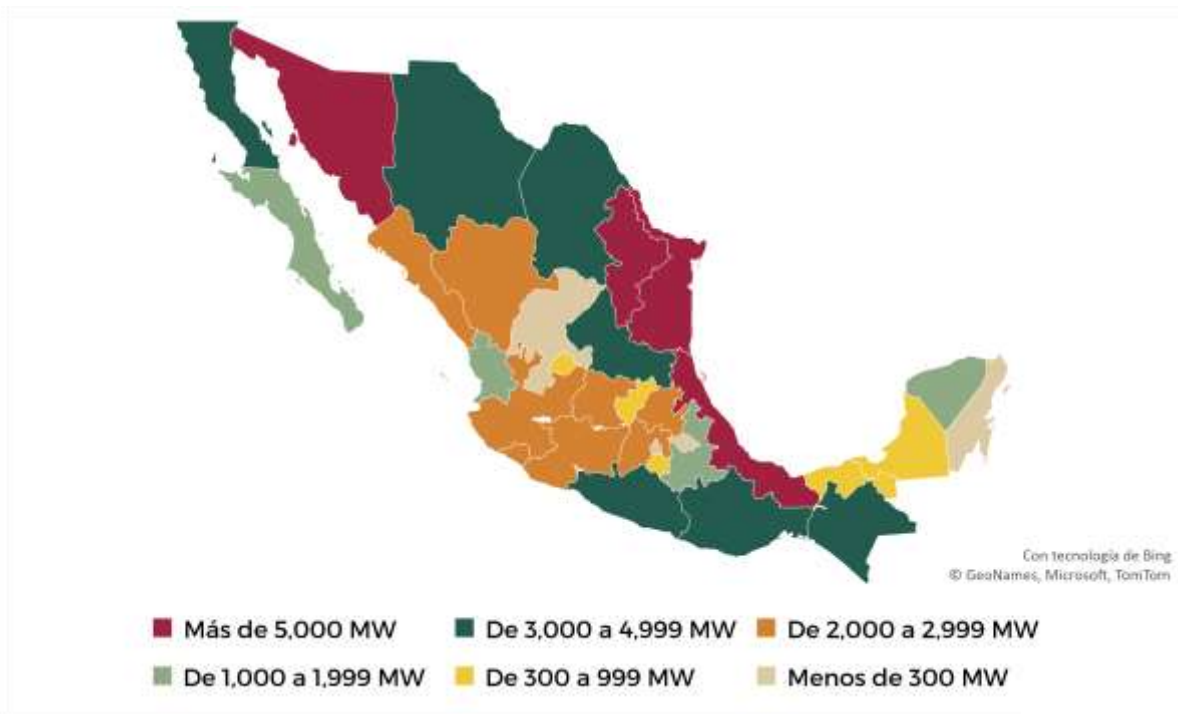
Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadros anexos 5.2H, 5.3H, 5.3Q, 5.3Z, 5.3AI Capacidad instalada por modalidad y estado del SEN años 2017 a 2021:

* 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 2021.

Mapa 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa, 2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036.

* 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 2021 ascendió a 44,181 MW (incluye Laguna Verde) distribuida entre cinco Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación y el Corporativo, ver Tabla 3.²

Tabla 3. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de CFE, 2017-2021 por tipo de Tecnología

Tecnología	Capacidad instalada (MW)					Variación 2021-2020 (MW)	Variación (%) (2021/2020)
	2017	2018	2019	2020	2021		
Hidroeléctrica	12,125	12,125	12,125	12,125	12,125	0	0.0
Térmica convencional	11,282	10,932	10,448	10,448	10,448	0	0.0
Ciclo Combinado	7,780	9,403	9,403	9,686	10,342	656	6.8
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	0	0.0
Turbogás*	2,637	2,637	2,636	2,605	2,797	192	7.4
Geotermoeléctrica	874	874	874	926	951	25	2.7
Combustión Interna	359	359	359	355	355	0	0.0
Eoloeléctrica	86	86	86	86	86	0	0.0
Solar Fotovoltaica	6	6	6	6	6	0	0.0
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	0	0.0
Total	42,220	43,493	43,008	43,308	44,181	873.0	2.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadros anexos 5.2A, 5.3A, 5.3J, 5.3S y 5.3AB, Capacidad instalada por tipo de tecnología y estado de la CFE: <https://base.energia.gob.mx/prodesen22/Anexol.pdf>

* 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 2021 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.

² PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadros anexos 5.2A, 5.3A, 5.3J, 5.3S y 5.3AB, Capacidad instalada por tipo de tecnología y estado de la CFE: <https://base.energia.gob.mx/prodesen22/Anexol.pdf>

La diferencia entre la información de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2022-2036 y el Informe Anual de CFE 2021 radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva de las Centrales Eléctricas y en esta última se descontó la capacidad de las C.T. de Valle de México U3 (150 MW) y Altamira U3 (250 MW) que fueron dadas de baja del servicio y no incluye 285.8 MW de unidades móviles.

Tabla 4. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de los PIE, 2017-2021, por tipo de Tecnología

Tecnología	Capacidad bruta efectiva (MW)				
	2017	2018	2019	2020	2021
Ciclo Combinado	13,007	13,007	14,763	15,285	15,285
Eololéctrica	613	613	613	613	613
Total	13,620	13,620	15,376	15,898	15,898

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadros anexo 5.2B, 5.3B, 5.3K, 5.3T, 5.3AC, Capacidad instalada (MW) de los PIE: <https://base.energia.gob.mx/prodesen22/AnexoI.pdf>

Asimismo, a partir del Informe Anual de CFE 2021, 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 CFE Generación y PIE por EPS en 2021 (MW)

Concepto	Capacidad bruta efectiva (MW)		Participación 2021 (%)
	2020**	2021	
CFE – Generación I	8,247	8,622	14.5
CFE – Generación II	8,796	8,796	14.8
CFE – Generación III	7,720	7,752	13.2
CFE – Generación IV	7,855	7,855	13.2
CFE – Generación VI	8,852	8,805	14.8
CFE – Generación V (PIE)*	15,898	15,898	26.8
CFE Corporativo (C.N. Laguna Verde)	1,608	1,608	2.7
Total**	58,976	59,336	100.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, páginas 28, 38, 47, 57, 74, para CFE Generación V se consideró la capacidad neta de los CC, pág. 66 (15,285.2 MW) más la capacidad de las eólicas, pág. 70 (612.85 MW).

<https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202021.pdf>

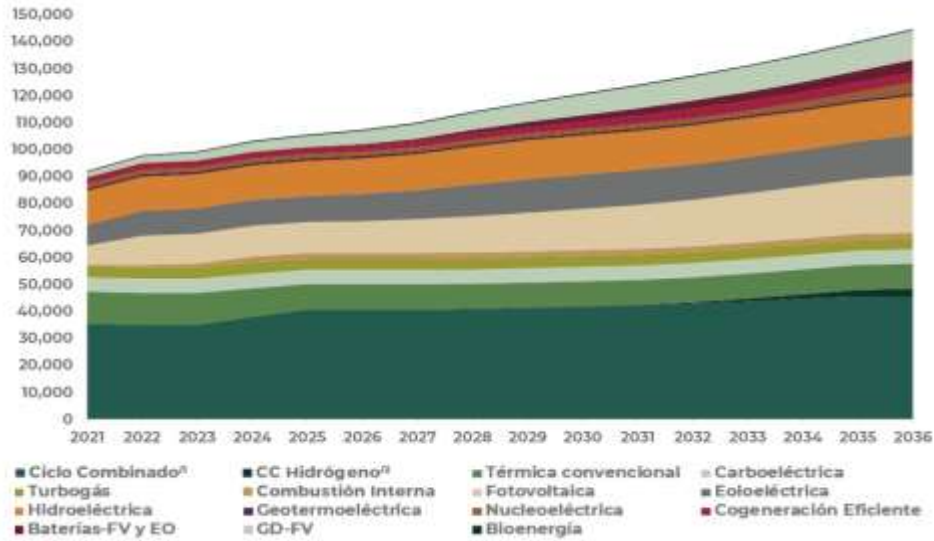
Nota: La asignación de activos corresponde a 2020, ya que a partir del 1 de enero de 2020 entró en operación la nueva reasignación de activos y contratos para la generación de las EPS y empresas filiales de CFE.

* La diferencia entre la información de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2022-2036 y el Informe Anual de CFE 2021 radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva de las Centrales Eléctricas y en esta última se descontó la capacidad de las C.T. de Valle de México U3 (150 MW) y Altamira U3 (250 MW) que fueron dadas de baja del servicio.

** Datos reportados en el Informe anual de CFE 2020.

En cuanto a las tendencias de la generación eléctrica en México, de acuerdo con el PRODESEN 2022-2036, 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) en el Gráfico 3.

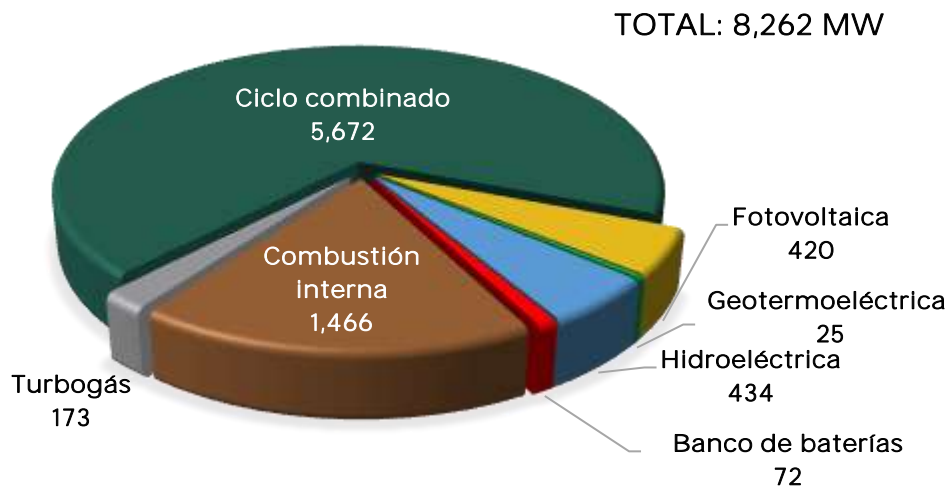
Gráfico 3. Evolución de la Capacidad por Instalar (MW) por Tecnología (PIIRCE), 2021-2036



Fuente: PRODESEN 2022-2036, Capítulo 7, Figura 7.7 Evolución de la Capacidad (MW), PIIRCE 2021 a 2036, pág. 126.

Además, en este ejercicio de planeación se determinaron como proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE un grupo de centrales eléctricas para la instalación por parte de la CFE para propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN, con el objetivo de fortalecer a las empresas productivas del Estado del sector energético como se establece en el PND 2019-2024.

Gráfico 4. Adiciones de Capacidad de 2022 a 2025 de Proyectos Estratégicos de Infraestructura

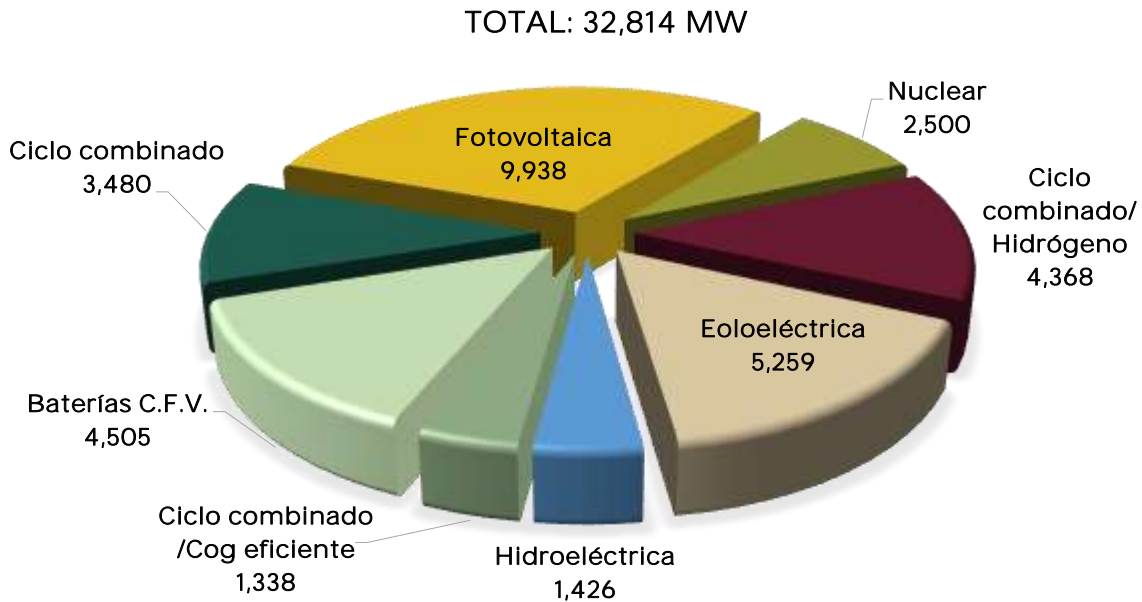


Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Capítulo 7, Figura 7.1 Capacidad neta en MW, adiciones de capacidad 2022 a 2025 de proyectos estratégicos de infraestructura, pág. 120.

En el periodo 2022-2025, se plantea la incorporación de 8,262 MW de Centrales Eléctricas, de los cuales el 68.7% son de Ciclo Combinado, 17.7% de Combustión Interna, 5.2% de Hidroeléctricas, 5.1% de Fotovoltaica, 2.1% de Turbogás, 0.9% de Banco de Baterías y 0.3% de Geotermoeléctrica, ver Gráfico 4.

El Gráfico 5 presenta las adiciones de capacidad de Proyectos Estratégicos esperadas en el periodo 2026-2036 del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos para fortalecer la política energética nacional, que se estima asciendan a 32,814 MW, a través de tecnologías fotovoltaica, eólicas, ciclos combinados y bancos de baterías asociados a las Centrales Eléctricas fotovoltaicas y eólicas. Se proyecta que los ciclos combinados con hidrógeno (H₂) sean con una mezcla de 70% de metano (CH₄) y 30% de hidrógeno (H₂)³.

Gráfico 5. Adiciones de Capacidad en MW de Proyectos Estratégicos 2026 a 2036



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2022-2036, Capítulo 7, Figura 7.2 Adiciones de capacidad en MW de Proyectos Estratégicos 2026 a 2036, pág. 121.

1.1.3 Generación Total de energía eléctrica

De acuerdo con el PRODESEN 2022-2036, la generación total de electricidad en 2021 ascendió a 328,598 GWh equivalente a un incremento de 3.6% respecto a 2020 (317,268.5 GWh) y de 2.2% respecto a 2019 (321,584.4 GWh). De este total el 29.5% se obtuvo a partir de energías limpias y el restante de fuentes convencionales.

³ PRODESEN 2022-2036, Capítulo 7, Figura 7.2 Adiciones de capacidad en MW de Proyectos Estratégicos 2026 a 2036, pág. 121.

Tabla 6. Evolución histórica de la Generación Total de energía eléctrica 2018-2021 (GWh)

Tecnología/Fuente de Energía	2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16
Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	21,235.47	29,668.12
Hidroeléctrica Menor	5,791.58	5,302.64	5,581.54	5,049.04
Eoloeléctrica	12,435.25	16,726.91	19,702.89	21,074.87
Fotovoltaica	3,211.71	9,964.32	15,835.62	20,194.91
Fotovoltaica ^{a/}	2,176.31	8,393.66	13,527.68	17,068.97
Fotovoltaica Generación Distribuida	1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32
Fotovoltaica-Abasto aislado	1.41	4.37	4.37	15.62
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{b/}	15.84	1.45	0.00	0.00
Geotermoeléctrica	5,064.66	5,060.66	4,574.61	4,242.90
Bioenergía	1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58
Bagazo de Caña	1,578.79	1,476.32	1,583.21	1,374.10
Biogás	213.32	241.18	526.68	176.11
Relleno Sanitario ^{c/}	125.58	110.90	67.40	16.23
Licor Negro	71.44	38.05	26.41	24.83
Biomasa	0.04	0.04	2.81	4.32
Suma Limpia Renovable	54,934.88	57,220.82	69,136.63	81,825.43
Nucleoeléctrica	13,200.33	10,880.73	10,864.27	11,605.53
Cogeneración Eficiente	2,424.62	3,378.24	4,295.27	3,415.51
Ciclo Combinado	987.73	1,887.20	2,660.51	2,042.91
Abasto aislado - C.C. y C.I.	114.96	119.40	107.08	66.09
Combustión Interna	77.88	78.74	88.93	75.52
Turbogás	1,244.05	1,292.90	1,438.74	1,230.99
Frenos Regenerativos	3.60	3.60	3.60	3.60
Suma Limpia No Renovable	15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64
Total Energía Limpia	70,563.43	71,483.39	84,299.77	96,850.07
Porcentaje	22.5%	22.2%	26.6%	29.5%
Ciclo combinado ^{d/}	163,876.69	175,506.25	185,637.84	186,715.14
Térmica convencional ^{e/}	39,344.70	38,019.60	22,405.49	22,196.16
Turbogás ^{f/}	9,507.58	10,903.82	8,663.92	11,149.51
Carboeléctrica	27,346.98	21,611.02	12,525.05	8,704.11
Combustión interna	2,588.67	3,187.43	2,841.40	2,120.55
Abasto aislado	750.19	872.91	895.04	862.43
Térmica convencional	44.99	38.14	40.21	45.23
Turbogás	155.35	148.74	160.21	250.42
Combustión interna	195.89	313.79	363.44	379.29
Cogeneración ^{g/}	353.96	372.24	331.18	187.49
Total Convencionales Fósiles	243,414.81	250,101.03	232,968.74	231,747.91
TOTAL	313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Anexo 5.7F Evolución histórica de la Generación Total de Energía Eléctrica 2018-2021 (GWh).

a/ Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto.

b/ Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

c/ Dato al cierre del segundo trimestre del 2021.

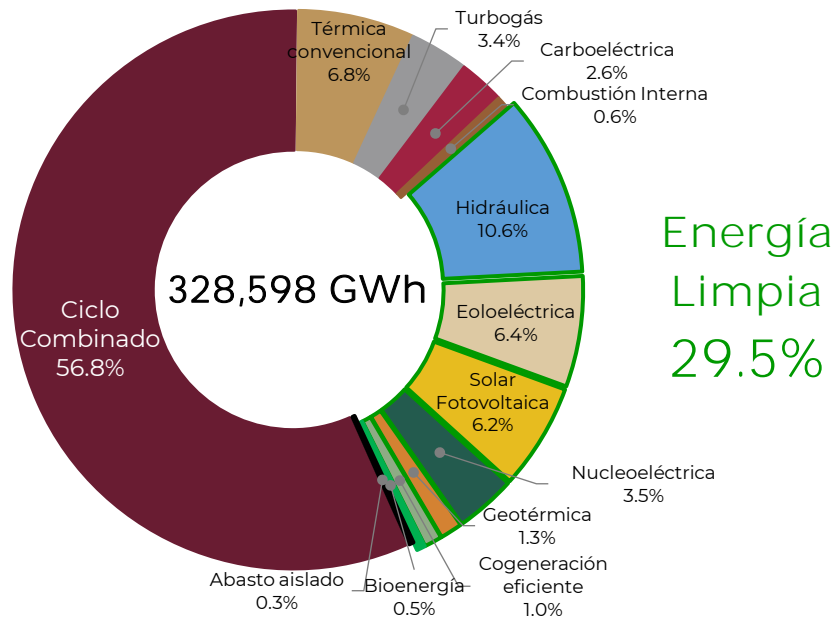
d/ Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado.

e/ Incluye Lecho Fluidizado. f/ Incluye unidades móviles.

g/ Incluye tecnologías tales como combustión interna, térmica convencional y turbogás.

Destaca que en 2021 el porcentaje de generación de electricidad con energías limpias de 29.5% es el más alto de los últimos años, lo que demuestra el compromiso del Gobierno de México para contribuir con el medio ambiente e implementar una transición energética ordenada, considerando la rectoría del Estado, la autosuficiencia energética con la participación de las empresas del Estado y el acceso universal a la energía.

Gráfico 6. Generación Total de energía eléctrica en 2021, por tipo de Tecnología



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Anexo 5.7F Evolución histórica de la Generación Total de Energía Eléctrica 2018-2021 (GWh).

1.1.4 Generación Neta de energía eléctrica

En 2021 se registró una producción de 323,526 GWh de energía eléctrica inyectada en el Sistema Eléctrico Nacional, valor que agrupa la generación neta de CFE y del resto de los permisionarios, y representa un aumento del 3.6% respecto a 2020 (312,348 GWh). La Tabla 7 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.

Tabla 7. Evolución de la Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2021 considerando el 100% de la energía producida por las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente (GWh)

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020 (%)	Participación 2021 (%)
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717	29.5	10.7
Geotermoeléctrica	5,747	5,066	5,060	4,574	4,243	-7.3	1.3
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075	7.0	6.5
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	17,069	26.2	5.3
Bioenergía	585	600	669	600	582	-3.0	0.2

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020 (%)	Participación 2021 (%)
Suma Limpia Renovable	48,801	52,511	54,452	65,222	77,686	19.1	24.0
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606	6.8	3.6
Cogeneración eficiente ^a	5,840	6,636	9,237	11,392	9,534	-16.3	3.0
Suma Limpia No Renovable	16,412	19,836	20,118	22,256	21,140	-5.0	6.6
Total Energía Limpia	65,213	72,347	74,570	87,478	98,825	13.0	30.6
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	180,864	182,898	1.1	56.5
Térmica convencional ^b	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196	-0.9	6.9
Turbogás	6,580	7,815	9,090	6,658	9,175	37.8	2.8
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,418	1,728	-28.5	0.5
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,610	12,525	8,704	-30.5	2.7
Total	302,880	310,685	317,820	312,348	323,526	3.6	100.0

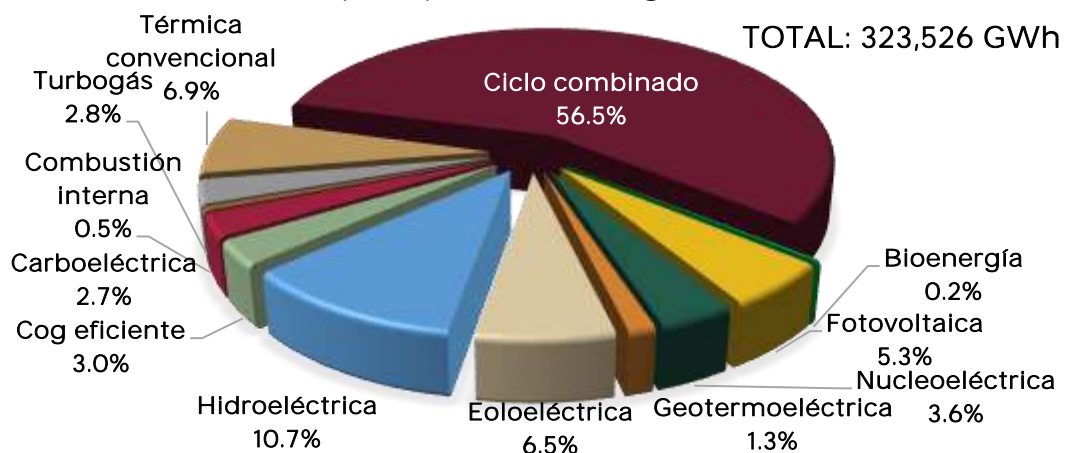
Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.6 Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 por tipo de tecnología, considerando el 100% de la energía producida por las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente.

Nota: Incluye la generación neta de la CFE y del resto de los permisionarios. La suma de los totales puede no coincidir por el redondeo.

^a 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. ^b Incluye Lecho fluidizado.

El Gráfico 7 muestra la participación de la energía eléctrica producida durante 2021 por tecnología considerando el 100% de la generación eléctrica con Cogeneración Eficiente como el 100% de energía limpia.

Gráfico 7. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional en 2021, por tipo de Tecnología



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.6 Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 por tipo de tecnología, considerando el 100% de la energía producida por las centrales eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente.

Debido a que la CRE solo acredita como Energía Limpia⁴ 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), el porcentaje de Energías Limpias bajo este criterio fue de 28.6% (92,641 GWh) en relación con el total producido (323,526 GWh), ver Tabla 8.

⁴ 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 8. Generación Neta de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional 2017-2021, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente (GWh)

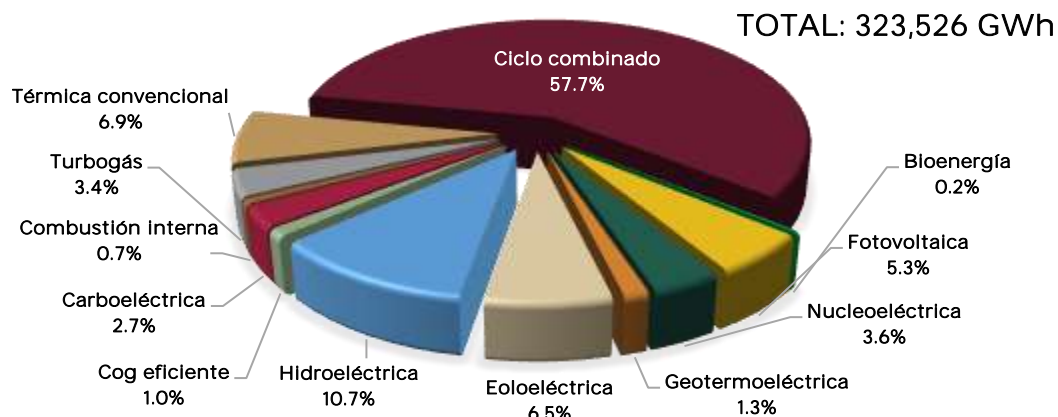
Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020 (%)	Participación 2021 (%)
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717	29.5	10.7
Geotermoeléctrica	5,747	5,066	5,060	4,574	4,243	-7.3	1.3
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075	7.0	6.5
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	17,069	26.2	5.3
Bioenergía	585	600	669	600	582	-3.0	0.2
Suma Limpia renovable	48,801	52,511	54,452	65,222	77,686	19.1	24.0
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606	6.8	3.6
Cogeneración eficiente ^a	2,054	2,309	3,259	4,189	3,349	-20.0	1.0
Suma limpia no renovable	12,626	15,509	14,140	15,053	14,955	-0.6	4.6
Total energía limpia	61,427	68,020	68,592	80,275	92,641	15.4	28.6
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,638	186,715	0.6	57.7
Térmica convencional ^b	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196	-0.9	6.9
Turbogás	8,435	9,508	10,904	8,664	11,150	28.7	3.4
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841	2,121	-25.3	0.7
Carboeléctrica	28,665	27,346	21,611	12,525	8,704	-30.5	2.7
Total	302,880	310,685	317,820	312,348	323,526	3.6	100.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.7A Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 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: Incluye la generación neta de la CFE y del resto de los permisionarios. La suma de los totales puede no coincidir por el redondeo.

^a Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales de Cogeneración Eficiente con base en la información actualizada por parte de la CRE del 14 de marzo de 2022. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificados de Energía Limpia. ^b Incluye Lecho fluidizado.

Gráfico 8. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, 2021 por tipo de Tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente



Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.7A Evolución de la Energía producida (GWh) 2017-2021 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 en la información actualizada por parte de la CRE del 14 de marzo de 2022. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificados de Energía Limpia.

1.1.5 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 en 2021 una generación neta de 220,587 GWh, valor 1.3% mayor que el registrado en 2020 (217,809 GWh), (ver Tabla 9).

Tabla 9. Generación Neta de CFE y PIE, 2018-2021 (GWh)

Tecnología	Generación neta (GWh)				Participación 2021 (%)	Variación 2021-2020 (GWh)	Variación 2021/2020 (%)
	2018	2019	2020	2021			
Ciclo Combinado	129,829	134,418	137,736	134,803	61.1	-2,933	-2.1
Térmica convencional / Vapor	35,047	33,633	18,511	18,556	8.4	45	0.2
Hidroeléctrica	30,196	22,038	25,305	32,913	14.9	7,608	30.1
Carboeléctrica	27,079	21,422	12,317	8,704	3.9	-3,613	-29.3
Turbogás	6,652	8,276	5,267	6,480	2.9	1,213	23.0
Geotermoeléctrica	4,961	4,729	4,254	4,144	1.9	-110	-2.6
Combustión Interna	1,862	1,604	1,647	1,425	0.7	-222	-13.5
Eoloeléctrica	2,140	1,916	1,899	1,948	0.9	49	2.6
Solar Fotovoltaica	10	10	9	8	0.0	-1	-11.1
Nucleoeléctrica	13,200	10,881	10,864	11,606	5.3	742	6.8
Total CFE + PIE	250,976	238,927	217,809	220,587	100.0	2,778	1.3

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, Anexo Estadístico I, páginas Anexo Estadístico II de XXV a Anexo Estadístico IV de XXV: <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/CFE%20Informe%20Anual%202020.pdf>
- 2021: PRODESEN 2022-2036, Anexo I, Cuadro Anexo 5.7B Generación Neta op. comercial y pruebas ene-dic 2021, Sistema Eléctrico Nacional (GWh) por tipo de tecnología y propietario.

Los principales factores que influyeron para el incremento en la generación eléctrica de CFE y PIE de 2020 a 2021 fueron los siguientes⁵:

- Recuperación de la demanda nacional de energía eléctrica conforme al restablecimiento de las actividades económicas ante la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- Mayor aportación de generación hidroeléctrica como resultado del Decreto presidencial para el manejo de presas en la cuenca del Río Grijalva⁶.

La precipitación acumulada del año 2021 a nivel nacional fue de 769.5 mm, 27.3 mm más que el promedio climatológico de 1981 a 2010 (742.2 mm), así mismo, ese año llovió 3.7% por arriba de la climatología⁷. Estas aportaciones pluviales en conjunto con el citado Decreto permitieron aumentar en 30.1% (7,608 GWh) la generación hidroeléctrica con respecto a la producida en 2020. Lo anterior facilitó la reducción de la generación eléctrica a partir de carbón en 29.3% (3,613 GWh).

⁵ Informe Anual CFE 2021, pág. 17.

⁶ "Decreto por el que se establecen las medidas de 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", publicado en el Diario Oficial de la Federación el primero de diciembre de 2020. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5606505&fecha=01/12/2020

⁷ CONAGUA, Reporte del clima en México, Reporte anual 2021, pág. 24:

<https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%3%Ada/Diagn%3%B3stico%20Atmosf%3%A9rico/Reporte%20del%20Clima%20en%20M%3%A9xico/Anual2021.pdf>

La Tabla 10 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 (42.0%) con 92,260 GWh de un total de 219,650 GWh, mientras que CFE Generación VI presentó el mayor incremento porcentual (31.0%) de las EPS de CFE en comparación con el Ejercicio 2020, debido principalmente al incremento de Generación de las centrales de Hidro Mayor de conformidad con el Decreto presidencial para el manejo de las presas en la cuenca del Río Grijalva y la gestión del suministro de gas natural a la CT Mérida II y CCC Felipe Carrillo Puerto⁸.

Tabla 10. Generación Neta de energía eléctrica de CFE por EPS, 2019 y 2021, (GWh)

Empresa Productiva Subsidiaria (EPS)	Generación neta (GWh)			Participación 2021 (%)	Variación (%) (2021/2020)
	2019	2020	2021		
CFE – Generación I	30,811	29,206	32,975	15.0	12.9
CFE – Generación II	34,443	22,776	20,780	9.5	-8.8
CFE – Generación III	21,430	24,425	25,794	11.7	5.6
CFE – Generación IV	28,824	15,684	13,053	5.9	-16.8
CFE – Generación V (PIE)	92,213	97,871	92,260	42.0	-5.7
CFE – Generación VI	19,985	17,690	23,182	10.6	31.0
Corporativo (L. Verde)	10,881	10,864	11,606	5.3	6.8
Total*	238,587	218,516	219,650	100.0	0.5

Fuente: Elaborador por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, Anexo I Cuadros y Estadísticas: pág. I-9 a I-10, pág. I-15 a I-16, pág. I-24, pág. I-29, pág. I-38, pág. I-49; Generación V (PIE) de pág. 68 y el total de generación neta de CFE+ PIE 2021 de Anexo I, pág. I-5 de I-51. El total de CFE+PIE 2020 considera CFE = 120,888 GWh + PIE 97,871 GWh = 218,759 GWh:

<https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202021.pdf>.

* No incluye pruebas de arranque y generación de las plantas móviles de CFE.

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.

1.1.6 Fortalecimiento de la CFE⁹

Durante 2021 la actividad de la empresa productiva del Estado se desarrolló en los procesos de producción de la electricidad y reforzó la tarea prioritaria establecida en el PND 2019-2024 de rescatar y fortalecer a la CFE en un entorno restrictivo originado por la pandemia del COVID-19.

A partir de la falla múltiple de componentes del SEN en diciembre de 2020, que implicó la suspensión del servicio por varias horas en amplias regiones del país, se conformó un Panel de Expertos independientes para analizar los acontecimientos y elaborar un diagnóstico de las causas raíz y soluciones preventivas, cuya conclusión es que el SIN fue debilitado en su seguridad, por las medidas tomadas durante las últimas 3 décadas, que disminuyeron las inversiones en nueva capacidad de generación de la CFE, bajaron el ritmo de mantenimiento de la transmisión, generación y distribución y se dio preferencia a proyectos privados de generación con tecnologías renovables de alta intermitencia, sin las debidas inversiones en respaldo, control de frecuencia y voltaje, inteligencia de redes e introducción planificada de nuevos elementos al Sistema.

Las recomendaciones del Panel de Expertos para CFE se refieren a revisión y reforzamiento de equipos de “protección” y “remediales” en la Red de Transmisión, ampliación de infraestructura de la Red, calidad de la interconexión y el control del despacho de centrales y mejorar la capacitación de técnicos ante eventos inusuales.

⁸ Informe Anual de CFE 2021, página 72.

⁹ Informe Anual de CFE 2021, páginas 1 a 11.

En este sentido, CFE bajo instrucción y acompañamiento de su Consejo de Administración, implementó un plan para atender las recomendaciones y mejorar la capacidad de respuesta ante disturbios como el registrado.

Por otra parte, en febrero de 2021, frentes fríos extraordinarios provocaron el congelamiento de gasoductos en Texas, que provocó una súbita escasez del energético en el sur de los Estados Unidos. Las consecuencias en México fueron la menor disponibilidad y aumento de precios del gas natural, que en los días de mayor afectación se dispararon hasta más de 30 veces de sus registros al inicio de 2021.

Ante la menor disponibilidad y el incremento de precios, un grupo de plantas privadas decidió dejar de generar electricidad en México. En cambio, la CFE negoció obtener el energético a precios exorbitantes para el funcionamiento de sus centrales de ciclo combinado y operó las plantas de su abanico de tecnologías disponibles, aprovechando el potencial de las hidroeléctricas y las unidades de diésel, carbón, combustóleo y nucleares. La lección coincide con el propósito del Gobierno Federal: México necesita una institución pública capaz de garantizar la electricidad, con objetivos sociales prioritarios y con capacidades suficientes, por lo que se debe continuar fortaleciendo a CFE.

Así, en 2021 se reforzó la estrategia y se incorporaron nuevos proyectos de centrales a ser construidas en la presente administración, para avanzar en la meta de participar con el 54% de la generación eléctrica. Las centrales por construirse se dividen en tres grupos:

- Centrales financiadas mediante el Fideicomiso Maestro de Inversión (autofinanciamiento con las utilidades de las filiales). Estos proyectos son de tecnología ciclo combinado.
- Centrales financiadas mediante el Fideicomiso de Energías Limpias, con recursos de agencias internacionales y banca de desarrollo, principalmente de los países de origen de los tecnólogos que resulten ganadores de los procedimientos de selección de los proyectos de energía renovable.
- Centrales financiadas mediante el Fideicomiso de Energías Convencionales, que servirá para allegar los recursos a proyectos identificados como de "corto plazo" porque fueron elegidos por contar con facilidades para su pronta ejecución, como sitios seguros, acceso, infraestructura de transmisión, etc.

En 2021, destacan avances en la estrategia, aprobados y acompañados por el Consejo de Administración, como:

- Emisión de reglas y criterios para ejecución de proyectos a través del Fideicomiso Maestro de Inversión.
- **Aprobación de los proyectos del grupo denominado de "corto plazo", conformados por centrales de ciclo combinado y por las de combustión interna.**
- Presentación y aprobación del Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, a las cuales se les incrementará la vida útil, en promedio, por 50 años.
- Aprobación del Proyecto Fotovoltaico Puerto Peñasco, una central solar de gran magnitud que aporta evidencia del compromiso con las energías renovables y con la transición energética.
- Puesta en operación de las unidades turbogás del proyecto González Ortega, como primera fase del Proyecto Integral Baja California gestionado a través del Fideicomiso Maestro de Inversión.
- Emisión de garantías corporativas para la interconexión de los proyectos del Fideicomiso Maestro de Inversión, así como para la interconexión y contratación de los proyectos del Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas y de los proyectos de corto plazo

El conjunto de proyectos prioritarios significará la construcción y puesta en operación de más de 9 mil MW de capacidad instalada, la cual superará la capacidad propia construida en la última década, además del reforzamiento de las redes de transmisión (en complemento y previsión de los nuevos proyectos de generación) y distribución.

Asimismo, desde el comienzo de la presente Administración se inició un proceso de modernización administrativa para asegurar la eficacia y el combate a la corrupción, cuyos primeros resultados se lograron en 2019 y 2020, mientras que en 2021 se profundizó la modificación de los procedimientos de contratación de obra, de los cuales destaca:

- Cambios en el modelo de contratación de Obra Pública (separación del área de contrataciones y del área técnica).
- Mejoría en la supervisión financiera de los pagos a los contratistas de obra, principalmente por concepto de convenios modificatorios.
- Mejoría en la determinación y diseño de obras de infraestructura, con la consolidación de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE).
- Reorientación del procedimiento de evaluación de proyectos de infraestructura, encomendando a la dirección del Grupo Técnico Especializado a la DCPE y adaptando los lineamientos respectivos.
- La especialización para diferenciar las normas de contrataciones con respecto de las de obras.

1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Generación Distribuida (GD) es aquella que se realiza por un generador con una capacidad menor a 0.5 MW (generador exento) y se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de usuarios (Centros de Carga)¹⁰. 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).

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

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

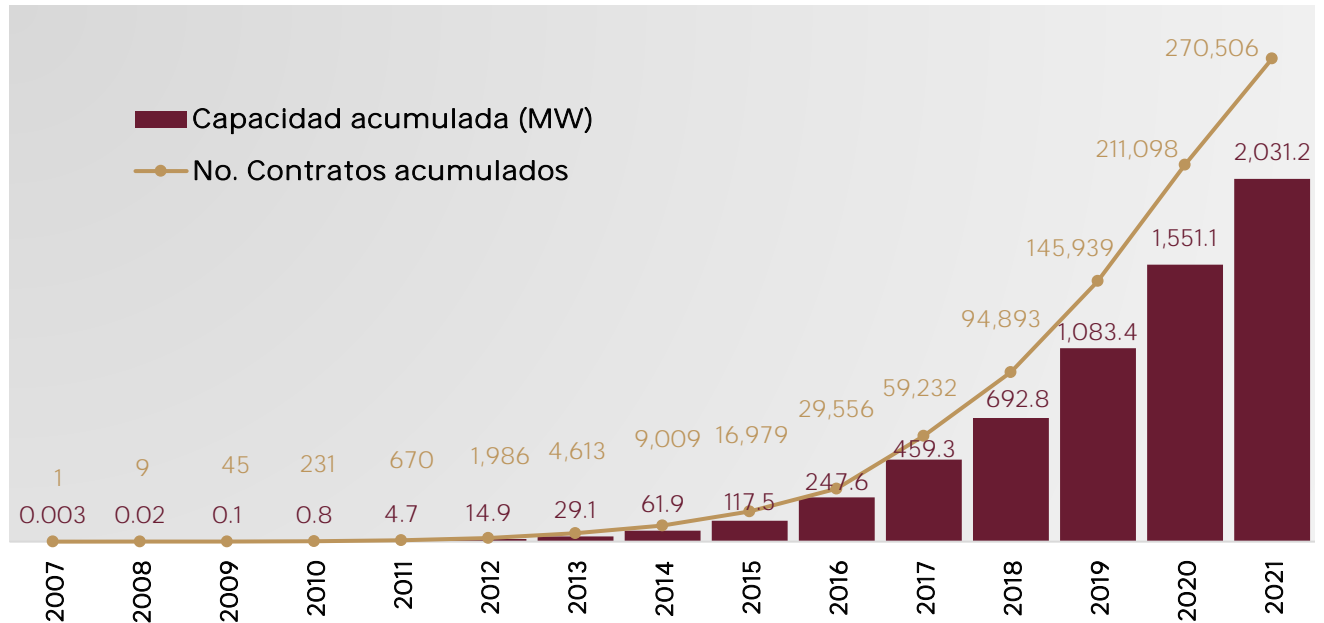
La capacidad total instalada de Generación Distribuida en el país al cierre de 2021 ascendió a 2,031.2 MW, 31.0% mayor a la reportada en 2020 (1,551.1 MW); además, se han celebrado 270,506 contratos de interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (que incluye contratos de interconexión de Pequeña y Mediana Escala y Generación Distribuida), cifra 28.1% superior a la registrada al cierre de 2020 (211,098). En 2021 se instalaron 480.1 MW de capacidad adicional, valor 2.7% mayor a la instalada en 2020 (467.7 MW) y se suscribieron 59,408 nuevos contratos de interconexión.¹²

¹⁰ Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 3, fracción XXIII.

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

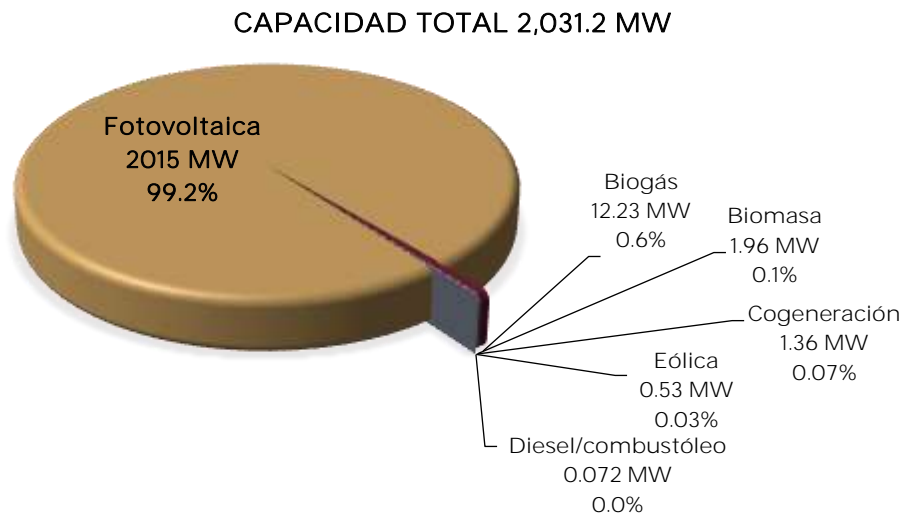
¹² Información reportada por la CRE en el documento: Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala y Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2021: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/702329/Estadisticas_GD_2021_Segundo_Semestre.pdf

Gráfico 9. Capacidad Instalada y número de contratos de Interconexión de Generación Distribuida Acumulada 2007-2021



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 y Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2021.

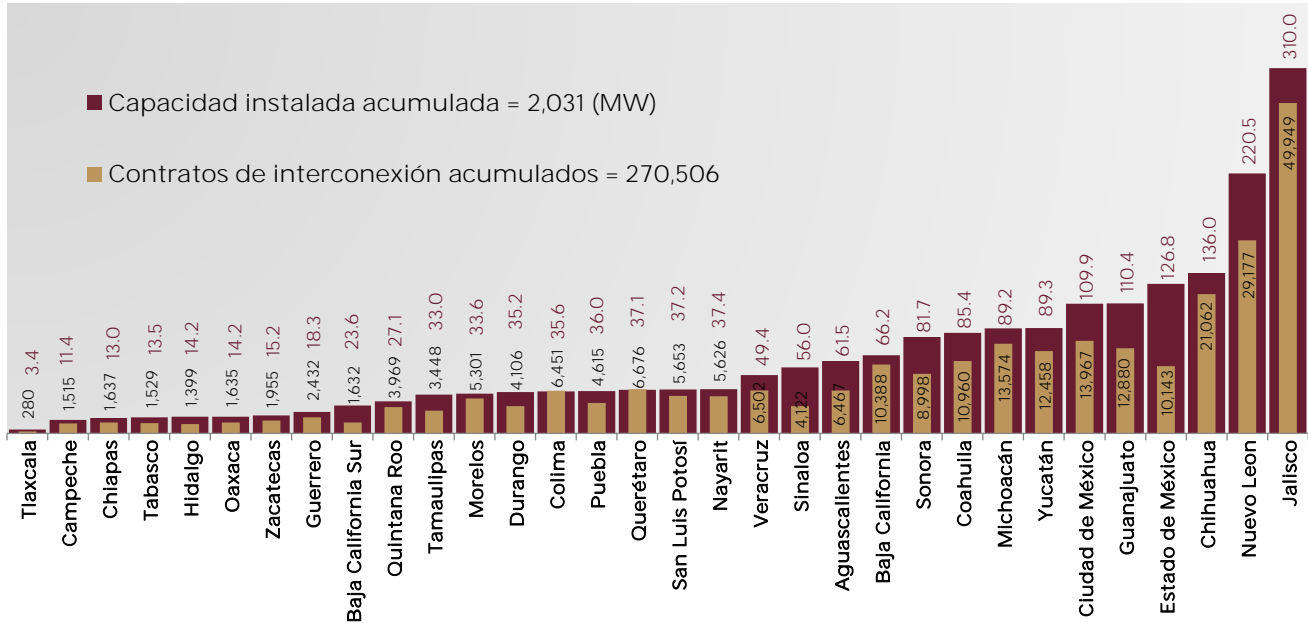
Gráfico 10. Capacidad Instalada de Generación Distribuida por Tecnología, Acumulada 2021



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 2021.

La capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa en 2021 se muestra en el Gráfico 11 en donde se observa que los estados de Jalisco, Nuevo León, Chihuahua, Estado de México, Guanajuato y Ciudad de México tienen la mayor capacidad instalada, pues en conjunto representan el 50% del total.

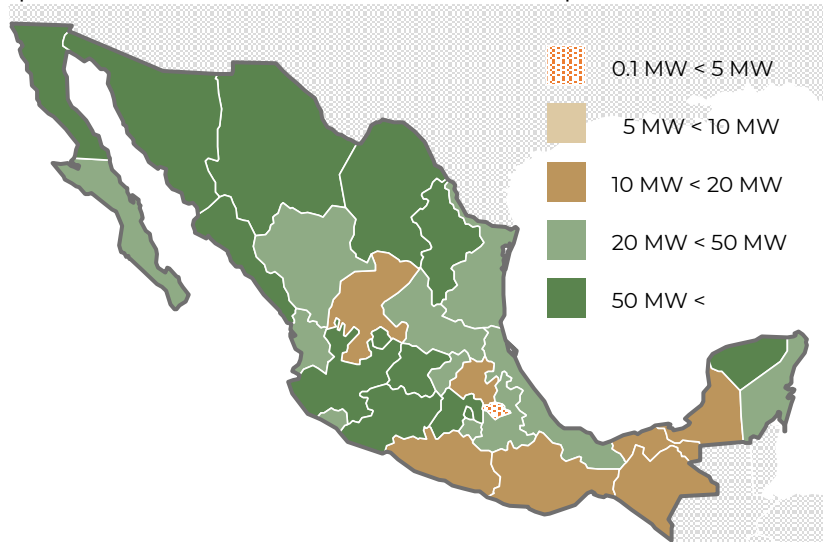
Gráfico 11. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa acumulada 2021



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 2021.

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.

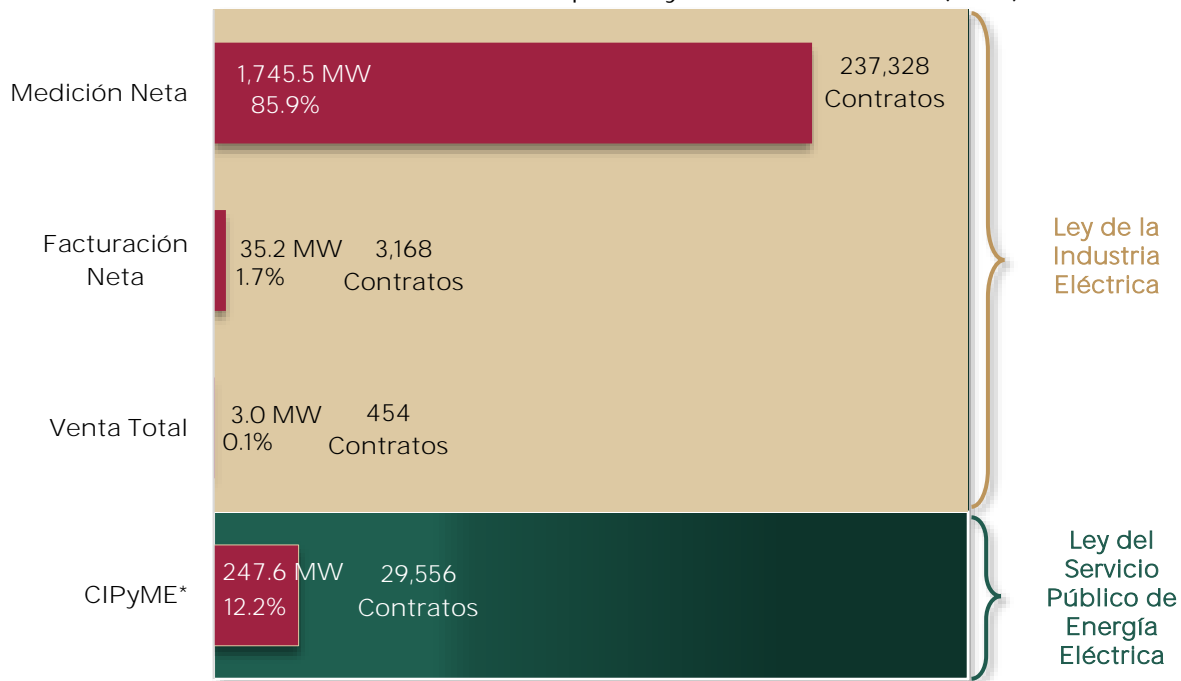
Mapa 2. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2021



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 2021.

El Gráfico 12 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 (85.9% del total de la capacidad instalada).

Gráfico 12. 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 2021.
 * CIPyME: Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala.

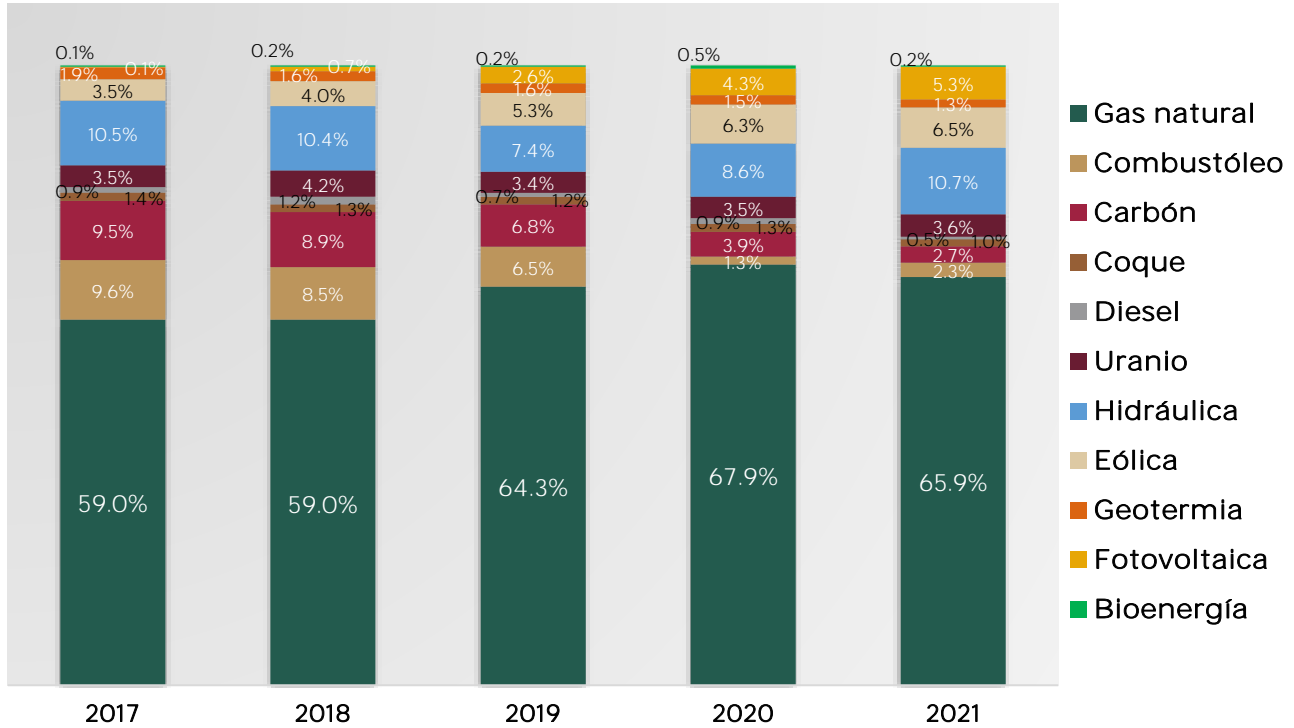
1.3 FUENTES DE ENERGÍA EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN

Cada país utiliza los recursos con los que cuenta para la generación eléctrica; en el caso de México se tienen recursos hidroeléctricos, eólicos, solares, geotérmicos, hidrocarburos (combustóleo, diésel y gas natural), carbón, así como una central nuclear.

La tendencia en las últimas décadas ha sido emplear la tecnología de 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 13 se presenta la tendencia, entre 2017 y 2021, de la generación de electricidad por fuente (energético primario).

Gráfico 13. Participación porcentual de las fuentes de energía empleadas para la Generación de electricidad, 2017-2021



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 2021 la CFE utilizó gas natural para la generación eléctrica en las centrales de Ciclo Combinado (CC) y para satisfacer parte de las necesidades de energía primaria de las térmicas convencionales (ciclo vapor) que pueden usar este combustible: así mismo, puso en operación comercial el CC Centro y la central CC Empalme y realizó pruebas operativas del proyecto de CC Valle de México II, por lo que aumentó su demanda de gas natural.

De esta manera el consumo de gas natural en CFE, sin considerar las Centrales Eléctricas de los Productores Independientes de Energía, registró un incremento de 10.8% con respecto al consumo registrado en 2020 y una tasa media de crecimiento anual de 2.4% en el periodo 2012-2021.

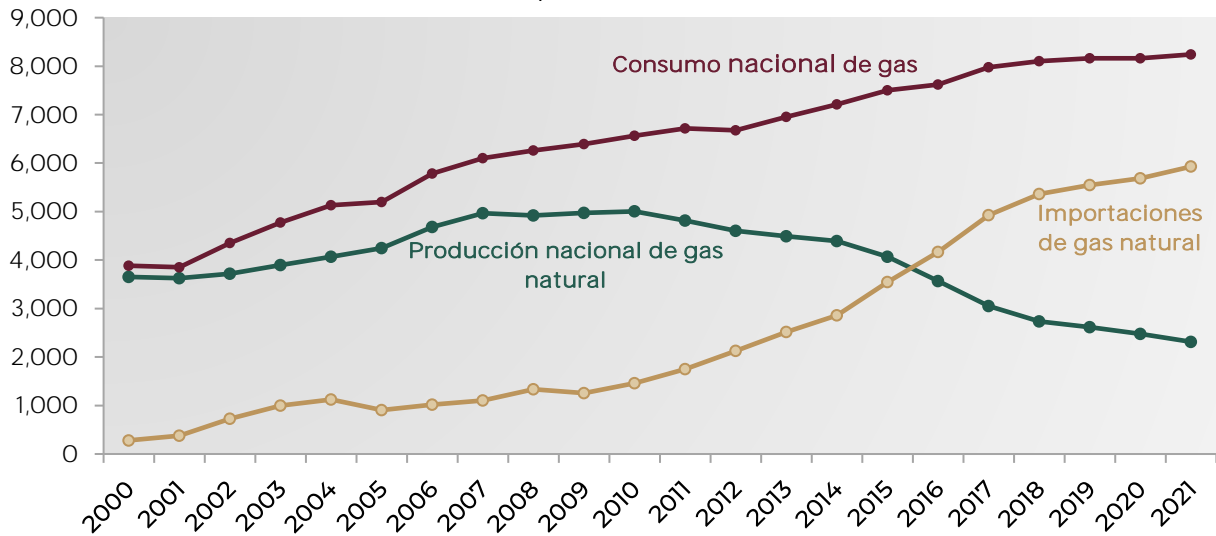
Tabla 11. Consumo de Gas Natural en CFE, 2012-2021 (Millones de pies cúbicos por día)

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas natural	1,173.4	1,259.0	1,311.1	1,486.6	1,549.7	1,206.9	1,486.2	1,611.0	1,180.9	1,308.5

Fuente: Elaborado por SENER con datos del SIE, CFE y CRE. El dato para 2021 es preliminar, obtenido de la estimación SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, con base en el consumo de combustibles por EPS de generación de CFE, Anexo I páginas I-8, I-16, I-30 y I-39 y la página 48 del documento. Se utilizó un factor de conversión de 26,652.14 m³ de GN/TJ y de 35.31467 pie³/m³
 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 2.1% 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 7.6%, 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 14.

Gráfico 14. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México 2000-2021
Millones de pies cúbicos diarios



* Datos preliminares para 2021

Fuente: Elaborado por SENER con base en las Prospectivas de gas natural y Prontuario Estadístico, febrero 2020, marzo 2021 y marzo 2022: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/720009/202203_Final_accesibilidad_.pdf https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/533396/Prontuario_febrero_2020.pdf y https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/656258/Prontuario_junio_2021_accesibilidad_DGGNP.pdf

1.3.1.2 Gasoductos

El gas natural se transporta hasta las Centrales Eléctricas a través de gasoductos, los cuales en 2021 tuvieron una longitud de 18,721 km¹³; de ellos 10,336 km son operados por el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y 8,385 km por CFE y privados.

El SISTRANGAS tiene una capacidad total de transporte de 6,413 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) y se compone por un conjunto de siete sistemas de transporte de gas natural interconectados e integrados para efectos tarifarios, entre los que destaca el Sistema Nacional de Gasoductos (propiedad de CENAGAS) que funge como sistema central y seis sistemas periféricos, que le permiten redundancia, eficiencia operativa, garantía en el suministro y tarifas de transporte competitivas¹⁴, ver Tabla 12.

¹³ Prontuario Estadístico, enero 2022, pág. 12:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/713163/202201_30Mar_Rev_Prontuario_en_Formato_Institucional_versi_n_verde_.pdf

¹⁴ 4) ¿Qué es el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)?:

<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500#:~:text=El%20SISTRANGAS%20se%20compone%20por,perif%C3%A9ricos%2C%20lo%20que%20otorga%20diversos>

Tabla 12. Sistemas que conforman el SISTRANGAS

	Sistema	Longitud (km)
1	Sistema Nacional de Gasoductos	8,990
2	Gasoducto Tamaulipas	114
3	Gasoducto del Bajío	204
4	Gasoducto de Zacatecas	173
5	Los Ramones, fase I	116
6	Los Ramones, fase II-Norte	447
7	Los Ramones, fase II-Sur	292
	Total	10,336

Fuente: Prontuario Estadístico, enero 2022, pág. 12:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/713163/202201_30Mar_Rev_Prontuario_en_Formato_Institucional_versión_verde.pdf

En el caso de los 8,385 km de gasoductos operados por CFE y privados, la CFE contó con 7,838 km de gasoductos con una capacidad de transporte de 17,794 MMpcd para el suministro de más de 70 centrales de generación, que incluye el gasoducto Samalayuca-Sásabe que entró en operación en abril de 2021, ver Tabla 13.

Tabla 13. Infraestructura de Transporte de Gas Natural al servicio de CFE en 2021

	Gasoducto	Longitud (km)	Capacidad Reservada (MMpcd)
1	Sur de Texas-Tuxpan	770	2,600
2	El Encino-La Laguna	423	1,500
3	Ojinaga-El Encino	221	1,356
4	La Laguna-Aguascalientes	452	1,189
5	San Isidro-Samalayuca	23	1,135
6	Tuxpan-Tula ^a	276	886
7	Tula-Villa de Reyes ^b	438	886
8	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	374	886
9	Naranjos-Tamazunchale	130	885
10	Samalayuca-El Encino (Tarahumara)	383	850
11	El Encino-Topolobampo	551	670
12	Tamazunchale-El Sauz	229	630
13	Guaymas-El Oro ^c	331	510
14	Ramal Tula	15	505
15	Energía Occidente de México	313	500
16	Midstream MX	320	490
17	Samalayuca-Sásabe	614	472
18	Sásabe-Guaymas	515	470
19	Gasoducto Morelos	172	320
20	Ramal Villa de Reyes	10	276
21	Mayakan	780	250
22	Ramal Empalme	20	226
23	El Oro-Mazatlán	430	202
24	Ramal Hermosillo	48	100
	Total	7,838	17,794

Fuente: Informe Anual CFE 2021, pág. 105.

Notas:

^a CFE y la empresa TC Energía, firmaron un Memorandum de Entendimiento para i) terminar la construcción del gasoducto Tuxpan-Tula, ii) desarrollar un sistema de transporte de gas natural por mar hasta el sureste mexicano y iii) consolidar en un solo contrato los sistemas de gasoductos de TC Energía contratados por la CFE en el centro del país.

^b TC Energía anunció que llegó a un acuerdo con pobladores de la colonia Tejay, ubicada en la zona oriente del municipio de Tula para continuar con la construcción del gasoducto Tula-Villa de Reyes: <https://lajornadahidalgo.com/continuar-la-construccion-del-gasoducto-tula-villa-de-reyes/>, <https://www.tcenergia.com/activos/sistema-tula-villa-de-reyes/>

^c CFE llegó a un acuerdo con Sempra para reanudar la construcción del gasoducto Guaymas-El Oro a través de una nueva ruta acordada por CFE y la comunidad Yaqui.

Además, en México se han instalado tres terminales de almacenamiento de gas natural licuado con una capacidad de regasificación de 2,260 millones de pies cúbicos de gas natural diarios¹⁵:

- Ensenada, Baja California (1,000 mmpcd);
- Altamira, Tamaulipas (760 mmpcd); y,
- Manzanillo, Colima (500 mmpcd).

En septiembre de 2021, CFE celebró el Contrato de Almacenamiento en Base Firme con la Terminal de LNG de Altamira, sin intermediarios como estaba anteriormente, que permitirá contar con 300,000 m³ de gas natural licuado, que potencialmente podría suministrar a 23 centrales de generación en caso de una emergencia. El acuerdo comercial también contempla que al término del contrato CFE se quedará con la infraestructura del Sistema de Almacenamiento en la terminal de Altamira, fortaleciendo la infraestructura necesaria para garantizar el suministro de gas natural para la generación de energía eléctrica.¹⁶

1.3.2 Consumo de otros combustibles

En 2021, la recuperación en la demanda eléctrica del país provocó un incremento en las necesidades de generación eléctrica del país que CFE solventó principalmente con hidroeléctricas y combustibles fósiles. Debido a lo anterior, CFE elevó el uso de combustóleo y diésel para la generación en comparación con lo registrado el año anterior, pero disminuyó casi a la mitad el volumen de carbón, ver Tabla 14.

Tabla 14. Consumo de combustibles en CFE

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	(Miles de metros cúbicos)									
Combustóleo	11,697.3	9,792.8	6,433.3	5,995.4	6,525.2	7,385.8	6,382.1	5,725.9	3,319.1	3,917.4
Diésel	709.3	616.1	330.7	343.5	473.0	565.2*	687.0	875.0	469.5	638.9
	(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	2,909.0

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

Nota: Información preliminar. *Dato estimados del Balance Nacional de Energía 2017.

Por lo anterior, en 2021 el consumo de carbón de CFE registró una reducción del 48.0%, en relación con el observado en 2020, mientras que el combustóleo y diésel se incrementaron en 18.0% y 36.1%, respectivamente.

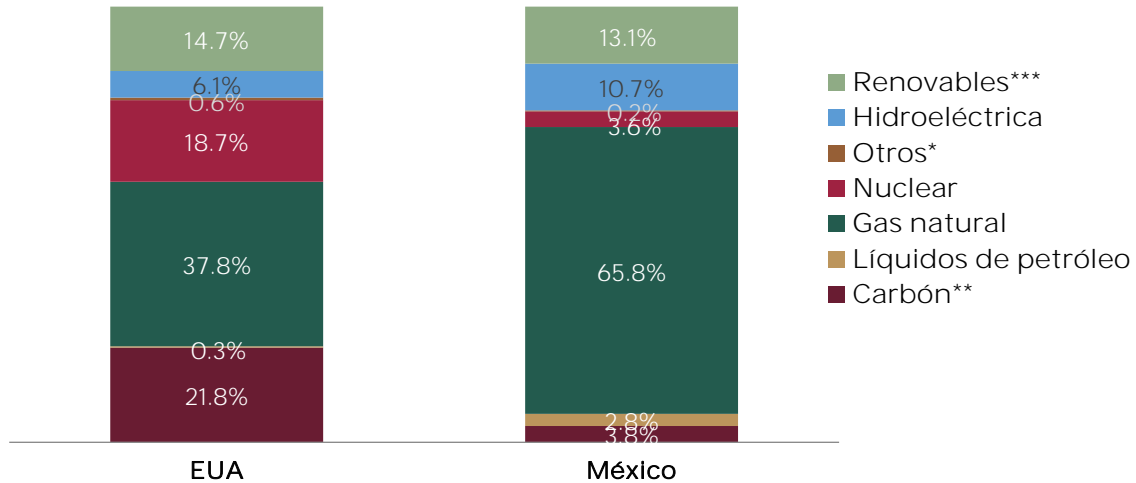
1.3.3 Comparación de fuentes de energía: México VS. EUA

La estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria durante 2021 en México y en los Estados Unidos de América (EUA) se presenta en el Gráfico 15.

¹⁵ Prontuario Estadístico Enero 2022, Infraestructura - Puntos de internación y terminales de gas natural licuado, pág. 13: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/713163/202201_30Mar_Rev_Prontuario_en_Formato_Institucional_versi_n_verde.pdf

¹⁶ Informe Anual CFE 2021, pág. 101, cuarto párrafo.

Gráfico 15. Estructura de Generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México 2021



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de PRODESEN 2022-2036 Anexo I, Tabla 5.7A 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.

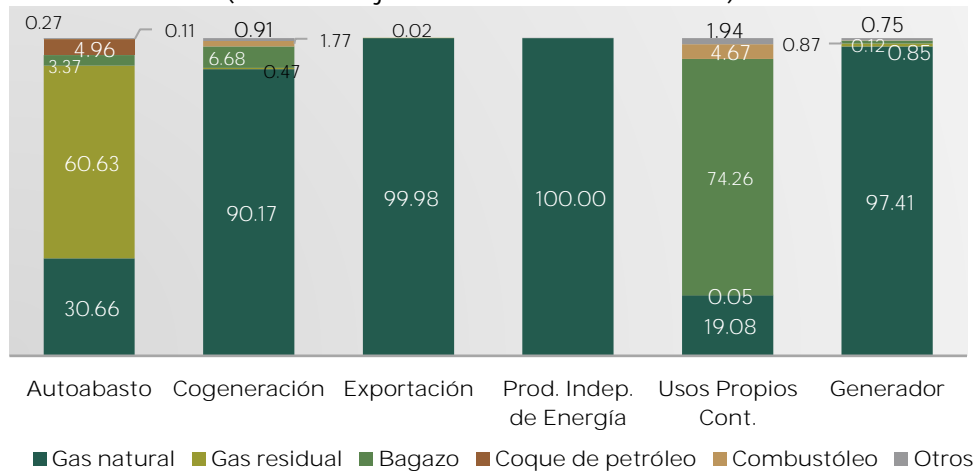
***Renovables incluye eólica, fotovoltaica y geotermoeléctrica.

Nota: Líquidos del petróleo incluye combustóleo y diésel.

1.4 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE PERMISIONARIOS

En el Gráfico 16 se presenta la participación del consumo de combustibles empleados para la generación de energía eléctrica durante 2021 por parte de los permisionarios diferentes de CFE.

Gráfico 16. Consumo de combustibles por permisionario 2021 (Porcentaje con base en MMBTU)



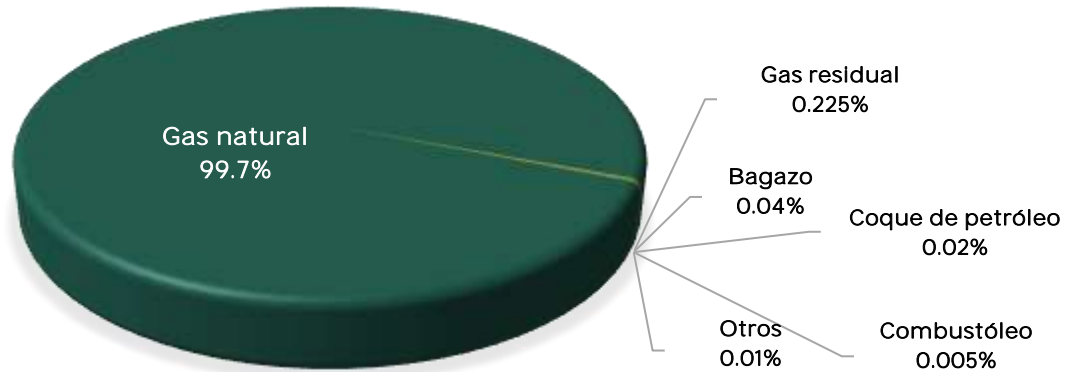
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

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, Productores Independientes de Energía (PIE) y generadores 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 96.4% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte gas residual, gas natural, coque de petróleo y combustóleo, mientras que el 3.6% restante se generó a partir de bagazo y biocombustibles.
- Los permisionarios de Usos Propios Continuos (UPC) concentran a una gran cantidad de los ingenios, por lo que utilizaron 74.26% de biocombustibles, principalmente bagazo de caña.

En 2021, el consumo de combustibles de los permisionarios (sin incluir a CFE) observó la siguiente distribución:

Gráfico 17. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2021 (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.

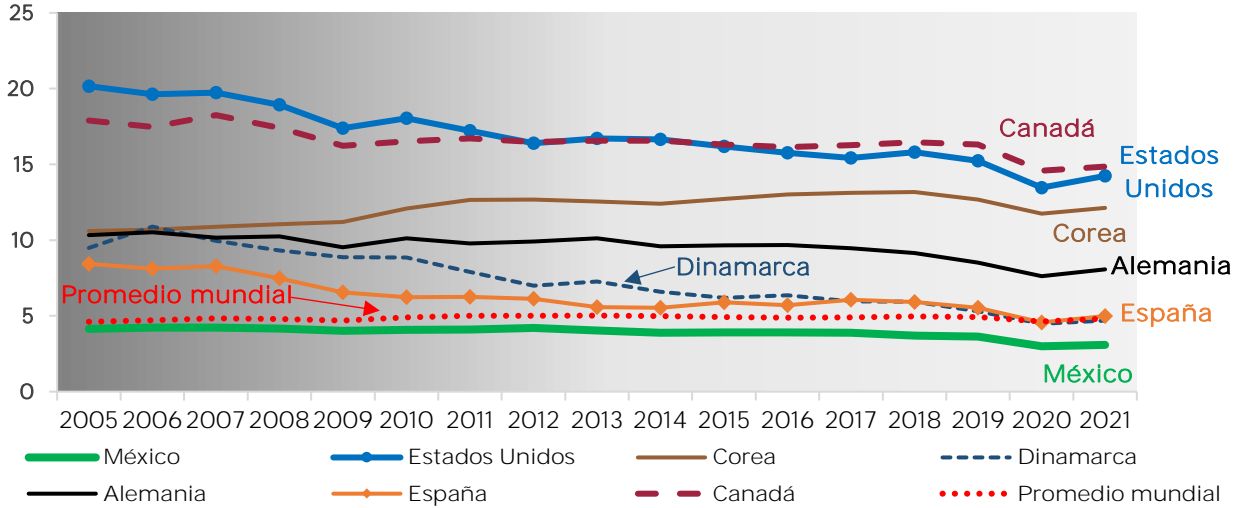
1.5 EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

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 mitigación¹⁸. Las emisiones per cápita promedio anual de la población mexicana entre 2005 y 2021 fue de 3.9 toneladas de CO₂ por habitante, valor inferior al promedio mundial de 4.9 ton CO₂/habitante, como se aprecia en el Gráfico 18.

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>

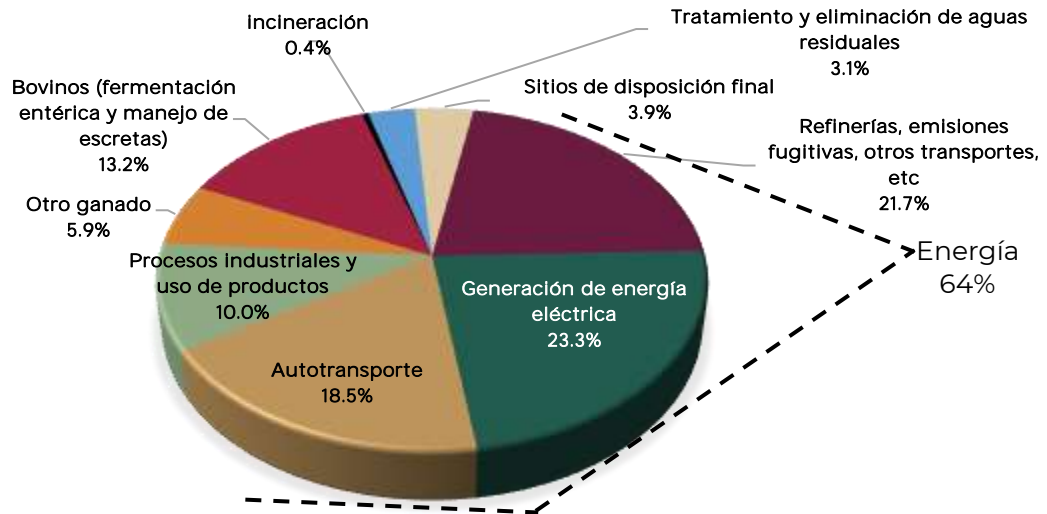
Gráfico 18. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona, 2005-2021 (Toneladas de CO₂ per cápita)



Fuente: Sener con datos de Crippa M., Guizzardi D., Banja M., Solazzo E., Muntean M., Schaaf E., Pagani F., Monforti-Ferrario F., Olivier, J.G.J., Quadrelli, R., Grassi, G., Rossi, S., Oom, D., Branco, A., San-Miguel, J., Vignati, E. CO₂ emissions of all world countries - 2022 Report, EUR 31182 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022, ISBN 978-92-76-55802-6, doi: 10.2760/07904, JRC130363. https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2022

De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en México durante 2020 se estimaron emisiones netas por 415 millones de toneladas de CO₂ (MTCO₂e), valor 22.5% por debajo del observado en 2019 (534.7 MTCO₂e). En el Gráfico 19 se muestra la participación de las principales fuentes en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 2019¹⁹.

Gráfico 19. Participación de las principales fuentes de emisión de GEI en México 2019



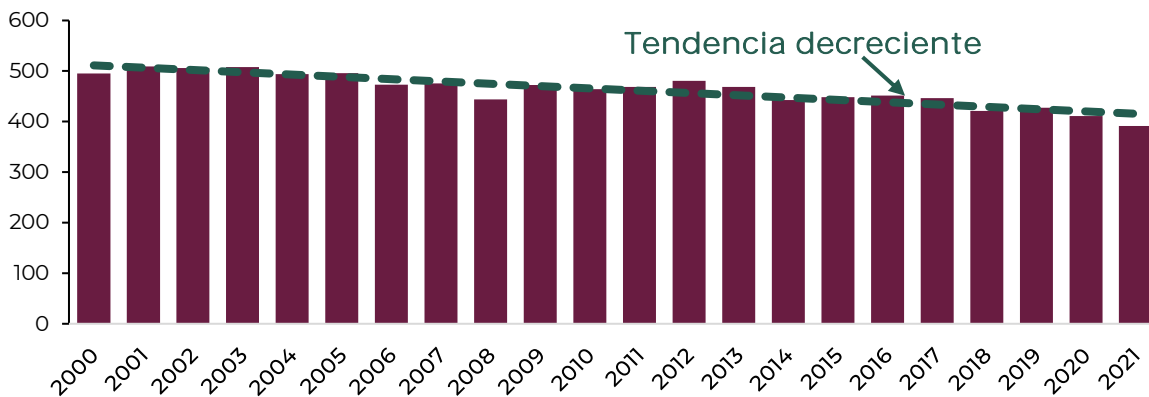
Fuente: Elaborado por SENER con datos de SEMARNAT, INECC, Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/671637/Edit_Factsheet_INEGYCEI_Rev_20.pdf

¹⁹ Sener con datos de SEMARNAT, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, Tabla INNEGyCEI 1990-2019: https://cambioclimatico.gob.mx/wp-content/uploads/2021/09/INNEGyCEI_1990-2019_IPCC_2006_IIN.xlsx

La participación de la generación eléctrica en las emisiones de GEI en 2019 fue de 23.3% y se incrementó en 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 identifica 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 20.

Gráfico 20. Emisión de GEI por Generación Bruta de electricidad, 2000-2021 (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 2021 se observa una reducción, debido principalmente al incremento de generación a partir de fuentes limpias (hidroeléctrica, fotovoltaica y eólica) y la reducción en el consumo anual de carbón para generación eléctrica en CFE con relación al observado durante 2020, pues el uso del carbón pasó de 5.6 a 2.9 millones de toneladas por año, es decir tuvo una reducción anual del 48.0%, lo que contribuyó a obtener una participación del 29.5% de Energías Limpias considerando el factor de acreditación proveniente de la Cogeneración Eficiente en la generación total de energía eléctrica durante 2021. Destaca que la generación de electricidad a partir de Energías Limpias en México durante 2021 permitió evitar la emisión de 41.0 millones de toneladas de CO₂, al considerar el factor de emisión de GEI²⁰ en ese año por generación total de electricidad (0.423 tCO₂e/MWh).

1.6 IMPUESTOS AL CARBONO

A nivel internacional se utiliza el impuesto al carbono para impulsar el uso de energías amigables con el medio ambiente, mismo que se basa en el principio de “quien contamina paga”, con lo que se busca fomentar la adopción de tecnologías más limpias en la producción de bienes y servicios y se desincentiva el uso de combustibles fósiles que emiten gases efecto invernadero. En México, este impuesto se aplica desde enero de 2014 y se establece en la

²⁰ Fuente: Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2021, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/706809/aviso_fesen_2021.pdf

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.²¹ 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 (2020) entre el INPC correspondiente al penúltimo año (2019). Dicho factor se multiplica por la cuota anterior y se obtiene el impuesto del siguiente año (2021).²² En la Tabla 15 se presenta el impuesto por unidad de medida para cada combustible utilizado en la industria eléctrica durante 2019, 2020 y 2021.

Tabla 15. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS 2019 - 2021

Combustible	Ton de CO ₂ por unidad de medida	Unidad de Medida	Impuesto por unidad de medida			Unidades	Variación (%)
			2019	2020	2021		
Diésel	0.00287	1 litro	15.46	15.92	16.45	Centavos por litro	3.3
Combustóleo	0.00323	1 litro	16.50	16.99	17.56	Centavos por litro	3.3
Coque de Petróleo	2.547	1 tonelada	19.15	19.72	20.38	Pesos por tonelada	3.3
Carbón Mineral	2.42597	1 tonelada	33.81	34.81	35.97	Pesos por tonelada	3.3

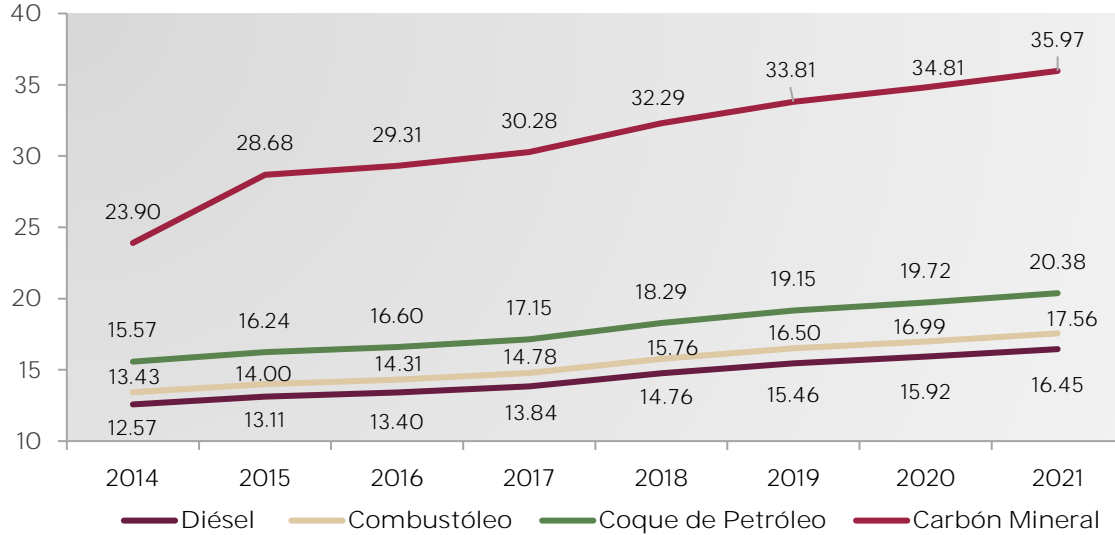
Fuente: Elaborado por SENER con información contenida en el Diario Oficial de la Federación, COPAR e IPCC. La masa de toneladas de CO₂ calculada para el carbón mineral se hizo de acuerdo con un promedio simple entre el carbón importado y el carbón doméstico.
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5608674&fecha=24/12/2020#gsc.tab=0
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

Por cada unidad de medida se determinó un impuesto fijo para el año en curso. En general, la cuota aumentó 3.3% de 2020 a 2021 en comparación con el incremento de 3.0% en 2020, 4.7% en 2019, 6.6% en 2018, 3.3% en 2017, 2.2% en 2016 y 4.1% en 2015, ver Gráfico 21.

²¹ 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

²² Acuerdo 138/2020 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=5608674&fecha=24/12/2020#gsc.tab=0

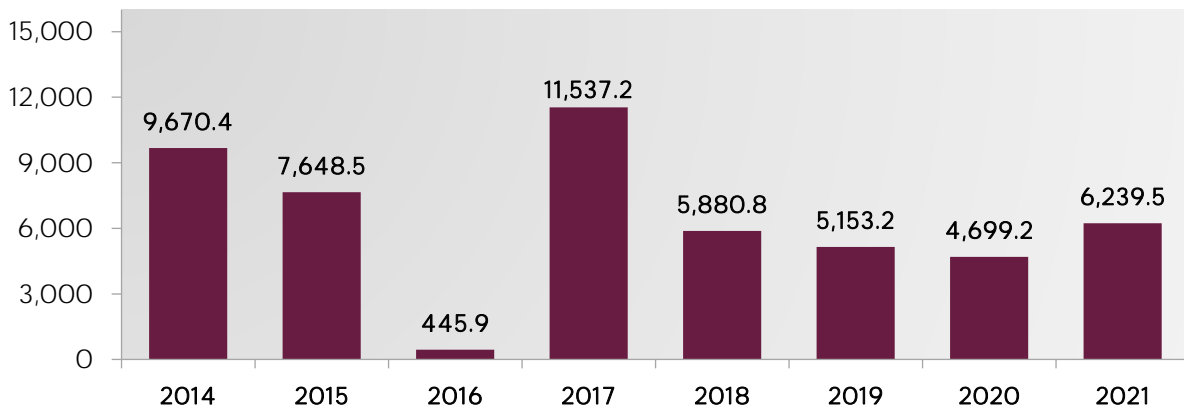
Gráfico 21. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles 2014-2021 (Impuesto por unidad de medida)



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

Para el ejercicio 2021 el monto recaudado por el impuesto al carbono ascendió a 6,239.5 millones de pesos de acuerdo con datos de la SHCP, de los cuales preliminarmente se estima que el sector eléctrico aportó el 23.7%²³. Al término del 2021, los ingresos totales recaudados en los siete años que lleva el impuesto ascendieron a 51,274.7 millones de pesos.

Gráfico 22. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México, 2014-2021 (Millones de pesos)



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de la SHCP, CFE y CRE. (Preliminar). Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (2022). 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

²³ Estimación propia para el año 2021, considerando los consumos de 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

El servicio público de transmisión de energía eléctrica es considerado **área estratégica**²⁴, 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**²⁵: 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**²⁶: 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).²⁷ Para su control, el SEN está integrado por ocho Gerencias Regionales de Control (GRC), nueve 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. 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. La GRC Baja California (BCA), ubicada en Mexicali, administra la Subgerencia de Control Santa Rosalía y la Subgerencia de Control La Paz. 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.

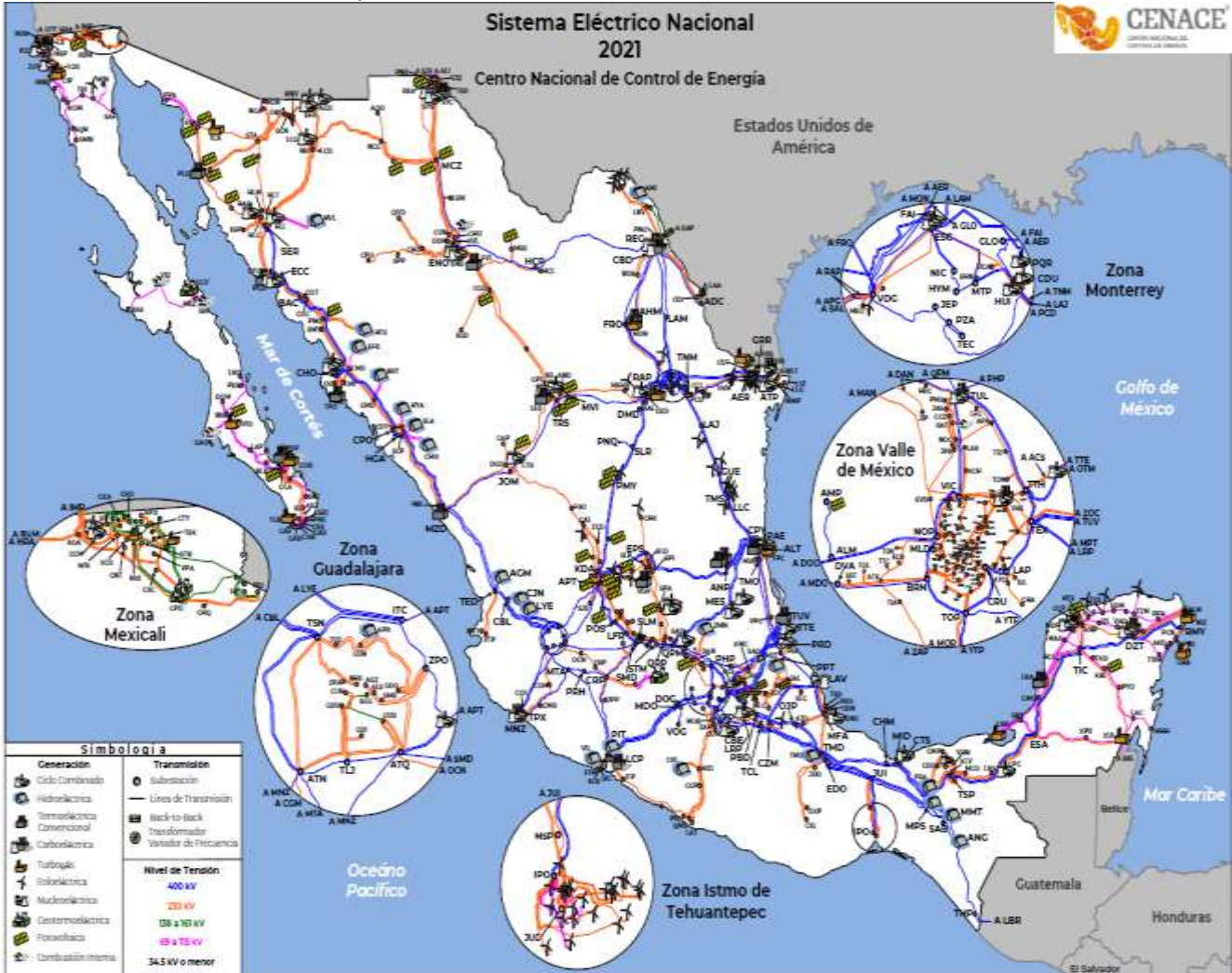
²⁴ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 25 quinto párrafo, 27 sexto párrafo y 28 cuarto párrafo: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>

²⁵ Artículo 3, fracciones XXXIII y XXXV: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021

²⁶ 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

²⁷ LIE, artículo 3 fracción XLIV: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_090321.pdf

Mapa 3. Red Nacional de Transmisión 2021



Fuente: PRODESEN 2022-2036, Capítulo 5. Infraestructura del sistema Eléctrico Nacional, Figura 5.3 SEN, Red Troncal de Transmisión 2021.

2.1 INFRAESTRUCTURA DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

En 2021 la Red Nacional de Transmisión contabilizó 110,549 kilómetros (km) de líneas de transmisión con un rango de tensión entre 69 kV y 400 kV, que refleja un aumento de 52 km, valor 0.05% mayor que lo reportado en 2020 (110,497 km), de acuerdo con datos del PRODESEN 2022-2036. De este total, el 49.5% corresponde a líneas con tensiones entre 69 kV y 161 kV, el 26.9% a 230 kV y el 23.6% restante corresponde a líneas de transmisión con tensión de 400 kV, ver Tabla 16.

Tabla 16. Longitud de líneas de la Red Nacional de Transmisión por nivel de tensión, 2016-2021 (km)

Nivel de Tensión	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variación (%) 2021/2020
Transmisión 161 a 400 kV	53,803	54,361	55,088	56,168	56,338	56,342	0.0
400 kV	24,714	24,747	25,454	26,096	26,097	26,098	0.0
230 kV	28,566	29,095	29,115	29,553	29,722	29,723	0.0
161 kV	523	519	519	519	519	521	0.4
Transmisión 69 a 138 kV	50,330	52,681	52,929	53,949	54,159	54,207	0.1
138 kV	1,152	1,691	1,779	1,807	1,620	1,620	0.0
115 kV	46,326	47,852	48,012	48,994	48,456	48,496	0.1
85 kV	180	795	795	795	1,748	1,756	0.5
69 kV	2,672	2,343	2,343	2,353	2,335	2,335	0.0
Total	104,133	107,042	108,017	110,117	110,497	110,549	0.05

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2020 y 2021: PRODESEN 2022-2036, Capítulo 5, página 49: <https://base.energia.gob.mx/prodesen22/Capitulo5.pdf>
- 2018 y 2019: Informe Anual de CFE 2019, página 52. El desglose se obtuvo de CFE Transmisión.
- 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 165,804 MVA, equivalente a un aumento de 0.3% respecto al año 2020 (165,230 MVA).²⁸

Tabla 17. Escenario Tecnológico de la Red Nacional de Transmisión, 2017-2021

Tipo	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2020-2021	Variación (%) 2021/2020
Capacidad de Subestaciones de potencia (MVA)	157,643	162,602	166,165	165,230	165,804	574	0.3
Número de subestaciones de potencia	2,123	2,192	2,223	2,258	2,275	17	0.8

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

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

²⁸ Informe Anual 2021 CFE, página 110.

2.2 PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN 2021

En 2021 la Red Nacional de Transmisión se incrementó al incorporar 2 proyectos de Subestaciones con una inversión de 14.1 millones de pesos (ver Tabla 18), para aumentar en 27.5 MVAR de compensación reactiva²⁹ para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio.

Tabla 18. Proyectos de Subestaciones Eléctricas concluidos en 2021

Proyecto		Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	MVAR
1	S.E. El Recreo MVAR	Baja California Sur	8.3	Instalación de 12.5 MVAR en 115 kV	12.5
2	S.E. El Carrizo MVAR (Traslado)	Sonora	5.8	Instalación de 15 MVAR en 115 kV	15
Total			14.1		27.5

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2021 CFE, página 113.
 SE: Subestación Eléctrica; MDP: Millones de pesos; MVAR: Mega Volt-Ampere reactivo.

Asimismo, a lo largo del ejercicio 2021 se continuaron ejecutando 15 proyectos provenientes del PRODESEN con una inversión de 8,156.0 millones de pesos para la instalación de 92.8 km-c, 1,725.0 MVA de capacidad de transformación y 2,451.0 MVAR de capacidad de compensación, ver Tabla 19.

Tabla 19. Proyectos de Infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que continuaron su ejecución en 2021

Proyecto		Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA	MVAR
1	Red Eléctrica Inteligente	Varios	4,895.7	10,288 equipos de comunicaciones. 13 equipos EMS/SCADA. 1,310 equipos de Control de Supervisión.			
2	Potrерillo Banco 4 (Adquisición Transf.)	Guanajuato	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	
4	Irapuato II Banco 3 (Traslado)	Guanajuato	194.7	Instalación de 100 MVA 230/115 kV, 18.5 km-c 115 kV.	18.5	100	
5	San Luis Potosí Banco 3 (Traslado)	San Luis Potosí	80.1	Instalación de 100 MVA 230/115 kV		100	
6	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			
7	Chihuahua Norte Bco.5	Chihuahua	324.6	Instalación de 500 MVA 230/115 kV.		500	
8	Panamericana Potencia Banco 3	Tijuana, BC	172.9	Instalación de 300 MVA 230/115/69 kV		300	
9	Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia-Almoloya	Estado de México	198.3	Instalación del Segundo Circuito con 28 km-c en 400 kV.	28		

²⁹ Informe Anual 2021 CFE, página 113.

Proyecto		Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA	MVAr
10	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Querétaro	88.5	Instalación de 135 MVAr 115 kV.			135
11	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	Tamaulipas	79.4	Instalación de 15 MVAr 115 kV			15
12	Quila MVAr (Traslado)	Sonora	22.7	Instalación de 15 MVAr, 115 kV			15
13	Proyecto de Inversión de CEVs para CFE Transmisión 2018-2021	Varios	1,339.6	Modernización de 2,215 MVAr 400 kV			2,215
14	Donato Guerra MVAr.	Estado de México	50.6	Instalación de 63.5 MVAr 400 kV.			63.5
15	Frontera Comalapa MVAr.	Chiapas	12.1	Instalación de 7.5 MVAr 115 kV.			7.5
Total			8,156.0		92.8	1,725.0	2,451.0

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2021 CFE, página 113.

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

Por su parte, la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) de CFE reportó que concluyó un proyecto de transmisión y transformación en 2021, con una inversión de 34.5 millones de dólares mediante el esquema de Obra Pública Financiada, para la instalación de cuatro líneas de transmisión con una longitud de 97.6 km-c, y dos Subestaciones Eléctricas con 500 MVA de capacidad de transformación, ver Tabla 20.

Tabla 20. Proyecto de Transmisión concluido en 2021 con esquema de Obra Pública Financiada

Nombre de Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	Alimentadores	LT	km-c	Inversión MDD	Entrada en operación
SE 1116 Transformación del Noreste 4a. Fase	Nuevo León	2	500	11	4	97.6	34.5	Febrero 2022

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE. Informe Anual 2021 CFE, Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, página 233 y 234.

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

Adicionalmente, en 2021 la DCIPI supervisó la construcción de dos proyectos para transmisión, con una inversión de 108.2 millones de dólares para la instalación de cuatro líneas de transmisión, que suman 88.3 km-c y cuatro Subestaciones con 780 MVA de capacidad de transformación, ver Tabla 21.

Tabla 21. Proyectos de Transmisión en construcción en 2021 con esquema de Obra Pública Financiada

	Nombre de Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	LT	km-c	Inversión MDD	Término estimado	Avance real (%)
1	SLT 1603 Subestación Lago	Edo. México	2	660	2	80.4	91.2	30-jun-23	88.0
2	SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución 3a. Fase	Edo. México	2	120	2	7.9	17.0	27-feb-22	95.4
Total			4	780	4	88.3	108.2		

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE. Informe Anual 2021 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.

Finalmente, durante 2021 la DCPI concursó seis proyectos que representa una inversión estimada de 51.0 millones de dólares, para la instalación de cuatro líneas de transmisión de 38.6 km-c y ocho subestaciones eléctricas, con 495 MVA de capacidad de transformación.³⁰

2.3 INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

Durante 2021 el Sistema Eléctrico Nacional contabilizó 12 interconexiones eléctricas con otros países, de ellas 10 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, cinco son permanentes y permiten la exportación e importación de energía eléctrica³¹, mientras que las otras cinco interconexiones son de emergencia, ver mapa 4.³²

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.

Mapa 4. Interconexiones Transfronterizas 2021



³⁰ Informe Anual 2021 CFE, página 232.

³¹ PRODESEN 2022-2036, Capítulo 5, pág. 51. Antes eran seis las interconexiones, pero el ERCOT publicó en su página web el documento ERCOT DC-TIE OPERATION, en el cual se indica que en la región de Piedras Negras el enlace Back-to-Back con tecnología VSC de 36 MW ya no se considera en operación. Fuente:

³² Interconexiones de emergencia con EUA: 1) Ribereña-Ascárate, 2) ANAPRA-Diablo, 3) Ojinaga-Presidio, 4) Matamoros-Brownsville y 5) Matamoros-Military.

Durante 2021, a través de la Red Nacional de Transmisión se importaron 3,813 GWh y se exportaron 2,355 GWh.³³

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

Concepto	Año / (GWh)					Variación (%) 2021 / 2020
	2017	2018	2019	2020	2021	
Importación	6,076	6,852	6,588	4,291	3,813	-11.1
Exportación	2,040	1,813	2,357	1,877	2,355	25.5

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2019 a 2021: Informe Anual de CFE 2021, página 119. 2017 y 2018: Informe Anual de CFE 2018, página 148.

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

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 eléctricos³⁴:

- **Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario:** 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:** 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.³⁵
- **Índice de Disponibilidad de Transmisión:** IDT. Es el valor porcentual durante un periodo determinado que la capacidad en MVA de la infraestructura de Transmisión (Lineas 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.³⁶

Tabla 23. Principales Indicadores de la Red Nacional de Transmisión (sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor)

Indicador	Cifras (Datos Observados)					Variación (Unidades) 2020-2021
	2017	2018	2019	2020	2021	
1. SAIDI (minutos)	4.601	2.110	3.198	2.216	6.123	3.907
2. SAIFI (índice)	0.231	0.079	0.091	0.063	0.109	0.046
3. IDT (%)	99.643	99.662	99.668	99.606	99.538	-0.0682

Fuente: Elaborado por SENER con datos de: 2019 a 2021: Informe Anual de CFE 2021, página 120; 2018: 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.

³³ Informe Anual 2021 CFE, página 119:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/1/2022-05-11-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2021.pdf

³⁴ 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

³⁵ 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

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

3 DISTRIBUCIÓN

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece como área estratégica el servicio público de Distribución de energía eléctrica, por lo que el Gobierno Federal mantiene la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que desarrollen dicha actividad.

Las Redes Generales de Distribución (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.”*³⁷.

Para su objeto, CFE Distribución cuenta con 16 Unidades de Negocio denominadas Gerencias Divisionales de Distribución (GDD)³⁸, las cuales se enlistan en la Tabla 24.

Tabla 24. Unidades de Negocio de CFE Distribución

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

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 2021, la infraestructura de CFE Distribución permitió dar el servicio de distribución de energía eléctrica a 46.7 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 2.2% 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.

3.1 INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN

La principal infraestructura de CFE Distribución son las Redes Generales de Distribución 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 25 se registra la Infraestructura de Distribución para los ejercicios 2019 a 2021.

³⁷ 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

³⁸ Estatuto Orgánico de CFE Distribución: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n550.pdf>

Tabla 25. Infraestructura de CFE Distribución 2019 a 2021

Concepto	Unidad	2019	2020	2021	Variación 2021-2020	Variación 2021/2020 (%)
Subestaciones eléctricas	No.	2,117	2,137	2,153	16	0.7%
Transformadores de potencia	No.	3,204	3,246	3,261	15	0.5%
Capacidad transformadores de potencia	MVA	75,812	77,463	78,205	742	1.0%
Transformadores de distribución	No.	1,510,322	1,510,322	1,531,691	21,369	1.4%
Capacidad transformadores de distribución	MVA	55,939	57,720	58,341	621	1.1%
Suma de líneas de media y baja tensión	miles de km	851	871	883	12	1.4%
Líneas de media tensión	miles de km	520	537	545	8	1.5%
Líneas de baja tensión	miles de km	331	334	338	4	1.2%
Servicio a líneas de subtransmisión	miles de km	51.5	51.3	51.3	0.0	0.0%

Fuente: Elaborado por SENER con información de Informe Anual CFE: 2021, página 123; 2020, página 202; y 2019, pág. 71.

3.2 PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN DURANTE 2021

- Se concluyeron 1,374 obras de infraestructura con recursos Presupuestales y Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 1,894.4 millones de pesos, para la instalación de ocho Subestaciones de distribución y el incremento de 299 MVA de capacidad, 12.2 km-c en alta tensión, instalación de 4,799 transformadores de distribución con transformación de 75.8 MVA y 1,838 km-c en redes de media y baja tensión.³⁹
- Se contrataron los proyectos de los cables submarinos de Isla Mujeres por 277.8 millones de pesos y Holbox por 334.2 millones de pesos, para garantizar el suministro de energía eléctrica.
- Se concluyeron tres proyectos PIDIREGAS correspondientes a siete obras con una inversión de 244.7 millones de pesos incluyendo actividades previas.
- Se concursaron 10 proyectos PIDIREGAS por 56.7 millones de dólares, de los cuales fue adjudicado uno por 7.5 millones de dólares.

3.2.1 Proyectos de Distribución concluidos en 2021

Durante 2021 se concluyeron cinco obras de distribución que fueron instruidas como parte del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), bajo el esquema de inversión para la ampliación de cinco subestaciones de distribución con una capacidad conjunta de 240 MVA, 12.6 MVA y 29 alimentadores en media tensión, que representan una inversión de 397.8 millones de pesos.⁴⁰

³⁹ Informe Anual CFE 2021, página 125:

<https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202021.pdf>

⁴⁰ Informe Anual CFE 2021, páginas 125 y 126.

Tabla 26. Obras de Distribución concluidas en 2021
(Subestaciones de Inversión Transmisión-Distribución)

No.	Proyecto	Monto (Millones de pesos)
1	Subestación eléctrica Carranza Banco 2	72.1
2	Subestación eléctrica Tuzania Banco 2	80.9
3	Subestación eléctrica Tlajomulco Banco 2	108.9
4	Subestación eléctrica La Salada Banco 2	44.0
5	Subestación eléctrica Acayucan Bancos 1 y 2 (Sustitución)	91.9
Total		397.8

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, página 126.

Nota: Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

Por otra parte, en el ejercicio 2021 también se terminaron tres proyectos de distribución bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), los cuales incluyen tres subestaciones con una capacidad conjunta de 50 MVA, 3 MVAR, 2 líneas de alta tensión con una longitud de 12.18 km-c, 2 redes (media y baja tensión) con 2,505 kVA, 3.4 km-c y 2,290 medidores tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure, por sus siglas en inglés), con una inversión total de 10.7 millones de dólares.⁴¹

Tabla 27. Principales proyectos de Distribución terminados en 2021 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

	Proyecto	Monto (Millones de dólares)	Principales características
1	350 SLT 2121 Reducción de pérdidas de energía en distribución (1ª Fase), Veracruz	1.4	Incluye una red de media tensión. Reducción de pérdidas zona Coatzacoalcos: 2,290 medidores, 2.5 MAV, 3.1 km-c en red de media tensión
2	338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (4ª Fase), Veracruz	4.6	SE Aluminio Banco 1, 30 MVA, LAT Aluminio entronque Veracruz II-Jardín (0.07 km-c)
3	273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (5ª Fase), Veracruz	4.7	SE Naolinco Banco 1, 20 MVA LAT Castillo-Naolinco, 12.11 km-c SE Castillo 1A, 115 kV.
Total		10.7	

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, página 129.

Nota: Proyectos administrados por CFE Distribución. Los totales podrían no coincidir debido al redondeo. Las características de los proyectos se complementaron con datos del Informe Anual CFE 2020.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestación Eléctrica, LAT: Líneas de Alta Tensión.

Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

3.2.2 Proyectos de Distribución en construcción al cierre de 2021

Durante 2021 se continuó con la instalación de 39 obras de distribución instruidas en el PRODESEN, bajo el esquema de Inversión, que se integran con 16 subestaciones nuevas, 16 ampliaciones y siete sustituciones de transformadores obsoletos, con una capacidad conjunta de 1,082 MVA y una inversión de 1,780.6 millones de pesos⁴², ver Tabla 28.

⁴¹ Informe Anual CFE 2021, página 129.

⁴² Informe Anual CFE 2021, página 126

Tabla 28. Obras de Distribución en construcción al cierre de 2021
 (Subestaciones de Inversión Transmisión-Distribución)

No.	Proyecto	Monto (Millones de pesos)
1	Subestación eléctrica Mazatlán Oriente Banco 2	54.2
2	Subestación eléctrica Tempoal Dos Banco 2	48.5
3	Subestación eléctrica Río Sonora Banco 2	68.4
4	Subestación eléctrica Umán Banco 2	37.9
5	Subestación eléctrica Pacífico Banco 2	45.6
6	Subestación eléctrica Alom Banco 2	43.5
7	Subestación eléctrica Zac Nigte Banco 2	34.5
8	Subestación eléctrica Xcalacoco Banco 2	31.0
9	Subestación eléctrica Campos Banco 1	71.8
10	Subestación eléctrica Cuatro Siglos Banco 1	49.7
11	Subestación eléctrica Lebaron Banco 1	52.3
12	Subestación eléctrica Campo Setenta y Tres Banco 1	51.9
13	Subestación eléctrica El Capulín Banco 1	55.6
14	Subestación eléctrica Buenavista Banco 1	48.0
15	Subestación eléctrica Sauzal Banco 1	52.2
16	Subestación eléctrica Viñedos Banco 1	54.7
17	Subestación eléctrica Traconis Banco 1	59.4
18	Subestación eléctrica Berriozábal Banco 1	48.9
19	Subestación eléctrica Luis Gil Pérez Banco 1	57.7
20	Subestación eléctrica Valle de Aguascalientes Banco 1	57.5
21	Subestación eléctrica San Cristóbal Banco 1	60.5
22	Subestación eléctrica Hunxectaman Banco 1	57.8
23	Subestación eléctrica El Llano Banco 1	48.3
24	Subestación eléctrica Oxtankah Banco 1	54.9
25	Subestación eléctrica Tambaca Banco 1 (Sustitución)	20.2
26	Subestación eléctrica Simojovel Banco 2	17.1
27	Subestación eléctrica Cabo Falso Banco 2	38.8
28	Subestación eléctrica González Ortega Banco 3	69.7
29	Subestación eléctrica Maniobras Munisol Banco 1	23.5
30	Subestación eléctrica Guadiana Bancos 1 y 2 (Sustitución)	55
31	Subestación eléctrica Canatlán Dos Banco 1 (Sustitución).	24.6
32	Subestación eléctrica Nuevo Ideal Banco 1 (Sustitución).	24.6
33	Subestación eléctrica Tihuatlán Dos Banco 1 (Sustitución).	30.3
34	Subestación eléctrica Perote Dos Banco 1 (Sustitución).	26.2
35	Subestación eléctrica Tepeyac Banco 2	42.3
36	Subestación eléctrica San Carlos Banco 2	43.5
37	Subestación eléctrica Paso del Toro Banco 2 (Sustitución).	20.8
38	Subestación eléctrica Choacahui Banco 1	59.3
39	Subestación eléctrica Querétaro Poniente Banco 2	39.9
Total		1,780.6

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, página 127.
 Nota. Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

Asimismo, en 2021 se avanzó en la construcción de dos proyectos de distribución con el esquema de Obra Pública Financiada, con una inversión de 25.2 millones de dólares. Estas obras integran tres subestaciones eléctricas con

capacidad conjunta de 140 MVA, 19.2 MVAR, tres líneas de alta tensión con una longitud de 28.2 km-c, una red de media y baja tensión con dos km-c⁴³.

Tabla 29. Principales obras de Distribución en construcción al cierre de 2021 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)*	17.0	SE Morales Bancos 1 y 2 (SF ₆), 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) ¹ .	8.2	SE Cuetzalan Banco 1, 20 MVA, 1.2 MVAR. LAT Cuetzalan entronque Teziutlán II-Papantla Potencia (20.31 km-c) Incluye 2 km-c en red de media tensión.
Total		25.2	

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, páginas 130. Las características de los proyectos se complementaron con datos del Informe Anual CFE 2020, página 211.

¹ Obra Suspendida por problemática social. Obra administrada por CFE Distribución.

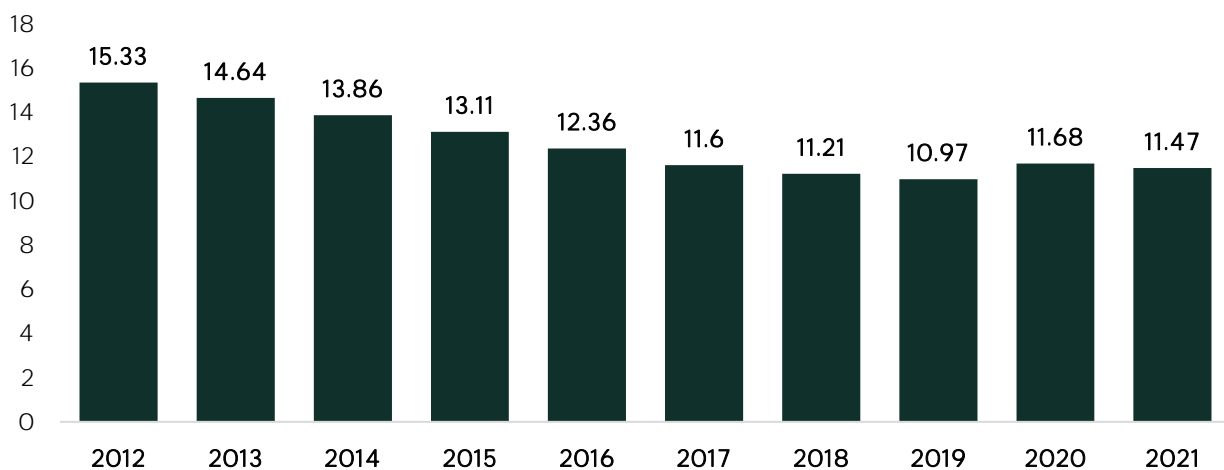
* Proyecto administrado por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT).

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

3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN

De 2013 a 2021 las pérdidas de energía eléctrica en las Redes Generales de Distribución (que incluye alta tensión) han disminuido 0.43 puntos porcentuales en promedio anual, al bajar de un valor de 15.33% en 2012 a 11.47% en 2021⁴⁴, 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 23. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de Distribución 2012-2021, incluye Alta Tensión (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE Distribución reportados en los Informes anuales de CFE.

⁴³ Informe Anual CFE 2021, página 130.

⁴⁴ Informe Anual CFE 2021, página 143

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 2021, en las 16 divisiones de distribución se llevaron a cabo cinco estrategias para la disminución del indicador de pérdidas, con lo que se logró detectar 8,936 GWh de mermas que en conjunto con el incremento de 11,613 GWh de ventas dan como resultado un índice de pérdidas de 11.47%, valor 0.21 puntos porcentuales menor que el registrado en 2020 (11.68%).⁴⁵

Al cierre de 2021, las pérdidas de energía no técnicas por delincuencia, resistencia civil y asentamientos irregulares representan el 35% del total de pérdidas con alta tensión y en tres Divisiones de Distribución se concentra el 48% 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 cinco divisiones siguientes: Golfo Centro, Valle de México Centro, Valle de México Sur, Norte y Centro Occidente.

3.4 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Los indicadores 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 CRE⁴⁶. 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).

Los resultados registrados para 2021 muestran que el SAIDI fue de 20.625 minutos, con una mejora del 6.6% respecto a los 22.080 minutos obtenidos en 2020. Por su parte, el SAIFI registró en 2021 que en promedio el 42.8% de los usuarios registraron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica mayor a cinco minutos, lo que representa una mejoría de 5.9% respecto a 2020 cuando en promedio el 45.5% de los usuarios presentaron al menos una interrupción mayor a cinco minutos, ver Tabla 30.

Tabla 30. Índices para medir confiabilidad del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2015-2021, sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor

Indicador	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020 (%)
SAIDI (minutos /año)	35.09	30.206	29.264	26.981	25.069	22.080	20.625	-6.6%
SAIFI (interrupciones /año)	0.78	0.706	0.575	0.502	0.475	0.455	0.428	-5.9%

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, páginas 139 y 140; Informe anual CFE 2019, página 70; Informe anual CFE 2018, página 152 e Informe anual CFE 2016, página 63.

⁴⁵ Informe Anual CFE 2021, páginas 143 y 144.

⁴⁶ Resolución Núm. RES/948/2015 "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", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2016:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

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 31.

Tabla 31. Indicadores de servicio del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2017-2021

Indicador	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020 (%)
Inconformidades por cada mil usuarios (IMU)	3.53	5.50	4.86	4.39	4.37	-0.5%
Restablecimiento en baja tensión, RBT (%)	80.95	93.01	93.10	92.16	92.58	0.5%
Restablecimiento sectorial por falla, RSS (%)	83.96	94.96	94.61	95.35	95.15	-0.2%
Conexión en baja tensión, CBT (%)	69.74	94.58	92.45	94.52	94.53	0.0%
Reconexión de servicio cortado, RSC (%)	88.60	97.65	97.49	97.58	97.36	-0.2%

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, página 122; e Informe anual CFE 2019, página 70.

El resultado para 2021 muestra que el índice de Inconformidades por cada mil usuarios (IMU) tuvo una mejora de 0.5%, al disminuir de un valor acumulado anual de 4.39 en 2020 a 4.37 IMU, resultado de un incremento mayor en el número de clientes (1,026,418) respecto al aumento de inconformidades (46,844)⁴⁷.

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 2021 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".⁴⁸

⁴⁷ Informe Anual CFE 2021, páginas 141 y 14.

⁴⁸ 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

Durante 2021, el 99.21% de la población en México dispuso del servicio de energía eléctrica, con lo que se superó la meta programada del 99.14%, con un incremento de 0.13 puntos porcentuales respecto a la cobertura de 2020.⁴⁹

Tabla 32. Grado de Electrificación 2015-2021

Indicador	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2021/2020 (%)
Grado de Electrificación	98.53	98.58	98.64	98.75	98.95	99.08	99.21	0.13

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, página 132.

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)⁵⁰.

El FSUE 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, 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.
- 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 2021, el FSUE realizó seis invitaciones a CFE Distribución mediante el componente de extensión de la red de distribución y tres invitaciones a CFE Distribución mediante sistemas aislados de electrificación, así como tres convocatorias a Organismo Intermedio del FSUE para sistemas aislados, ver Tabla 33 y Tabla 34.

⁴⁹ Informe Anual CFE 2021, página 131.

⁵⁰ 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.

Tabla 33. Invitación a CFE Distribución 2016-2021. Componente Extensión de Redes Generales de Distribución. Relación de localidades por electrificar

Año	2016 ¹	2017 ²	2018 ²	2019	2020	2021
Fecha de invitación o convocatoria	29-Nov-2016	13-Nov-2017	6-Abr-2018	20-Dic-2019	20-Jul-2020	21-Ene-2021
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	3-Jun-2021
Financiamiento o presupuesto (Millones de pesos)	568.7	953.3	1,111.8	500.6	1,682.0	1,088.2
Año de ejecución de obras	2017	2018	2018 y 2019	2021	2022 (en proceso de ejecución)	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	27,192/115,610
Localidades/ Municipios / Estados	727 / 237 / 24	797/ 294 / 26	1,037 / 402 / 29	416 / 137 / 5	1,700/527/30	1,145/450/28

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

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

¹ Finiquitada

² Concluida y en cierre administrativo.

Tabla 34. Invitación a CFE Distribución Componente Sistemas Aislados de Electrificación 2019-2021
Relación de localidades con Necesidades de Electrificación

Año	2019	2020	2021
Fecha de invitación o convocatoria	20-Feb-2020	21-Ago-2020	10-Mar-2021
Fecha de firma del Convenio de Asignación de Recursos (CAR)	28-Jul-2020	25-Ene-2021	7-Oct-2021
Financiamiento o presupuesto para financiar (Millones de pesos)	126.7	126.7	183.6
Año de ejecución de obras	2021	2022 (en proceso de ejecución)	2022 (en proceso de ejecución)
Viviendas/ habitantes	2,275 / 9,121	2,258 / 8,634	3,263/12,953
Localidades/ Municipios / Estados	210/46/ 4	208/85/14	384/131/21

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

3.5.2 CFE Distribución

La cobertura del servicio de energía eléctrica alcanzada en 2021 (99.21%) se debió a la operación de CFE Distribución a través de la gestión de Convenios de Asignación de Recursos provenientes del FSUE, Convenios de Colaboración con Estados y Municipios, así como la aplicación de la Estrategia de Regularización de Colonias Populares, que derivaron en la ejecución de 3,466 obras de electrificación en el año con una inversión de 2,588 millones de pesos para alcanzar las siguientes metas físicas⁵¹:

- 349,389 habitantes beneficiados.
- 2,250 km de líneas de distribución.
- 85,273 viviendas beneficiadas, en 2,678 localidades.
- 9,454 transformadores.
- 50,001 postes.

En 2021 CFE Distribución formalizó 168 convenios con Gobiernos Estatales y Municipales para la construcción de 491 obras de electrificación, con una inversión de 306 millones de pesos para beneficiar a 41,531 habitantes.

Adicionalmente en ese ejercicio, se construyeron 2,821 obras con recursos del FSUE, a través de los dos componentes de electrificación de la siguiente manera:

- 2,404 obras con el componente de extensión de red, con una inversión de 1,833 millones de pesos para el beneficio de 214,273 habitantes.
- 415 obras bajo el componente de sistemas aislados, por 249 millones de pesos para beneficiar a 17,572 habitantes.

Por otra parte, dentro del Programa de Modernización y Ampliación 2021, a través de la Estrategia de Regularización de Colonias Populares que se llevó a cabo con recursos presupuestales, se construyeron 156 obras con una inversión de 199 millones de pesos, beneficiando a 76,013 habitantes.

En seguimiento a la participación de CFE Distribución dentro del Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec, al cierre de 2021 se registró un avance del 99.3% de las 13 obras de electrificación que se iniciaron en 2019 y 2020, con una inversión de 208.1 millones de pesos para beneficiar a 9,788 habitantes⁵².

⁵¹ Informe anual CFE 2021, páginas 131 y 133.

⁵² Informe anual CFE 2021, página 133 y 134.

4 COMERCIALIZACIÓN

En México, la comercialización de energía eléctrica incluye la prestación del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, así como realizar las transacciones, contratos y adquisición de servicios necesarios para ello⁵³. La Ley de la Industria Eléctrica determina los siguientes esquemas de comercialización:

- Suministro Eléctrico que requiere del permiso de la CRE en las siguientes modalidades:
 - 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.
 - Suministro de Último Recurso opera por tiempo limitado y sólo cuando algún Suministrador de Servicios Calificados ha dejado de prestar el Suministro Eléctrico; sus actividades en el Mercado Eléctrico Mayorista se limitarán a las del Suministrador de Servicios Calificados.
- Otras modalidades de comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista⁵⁴:
 - **“Comercializador no Suministrador”**, que no representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a ningún Activo Físico y no presta el servicio de Suministro Eléctrico, sin embargo, debe registrarse como comercializador ante la CRE y firmar un contrato con el CENACE para poder actuar dentro de este esquema de comercialización.
 - **“Usuario Calificado”** se define como el Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados⁵⁵. Para su inscripción en la CRE, el Usuario Calificado deberá acreditar que los Centros de Carga a incluirse en el registro cumplan con los niveles de consumo o demanda fijados por la Secretaría de Energía, que a partir de 2017 son de una demanda mínima de 1 MW.⁵⁶

Adicionalmente, la comercialización contempla la actividad de *“Representar a los Generadores Exentos en el MEM”*. Los Generadores Exentos son definidos como los propietarios de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE⁵⁷.

En el Gráfico 24 se presenta la evolución de la participación de los diferentes esquemas de comercialización de energía eléctrica entre 2016 y 2021, ya sean los mecanismos de comercialización determinados en la LIE, así como los Contratos Legados de la derogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁵³ De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, artículo 45.

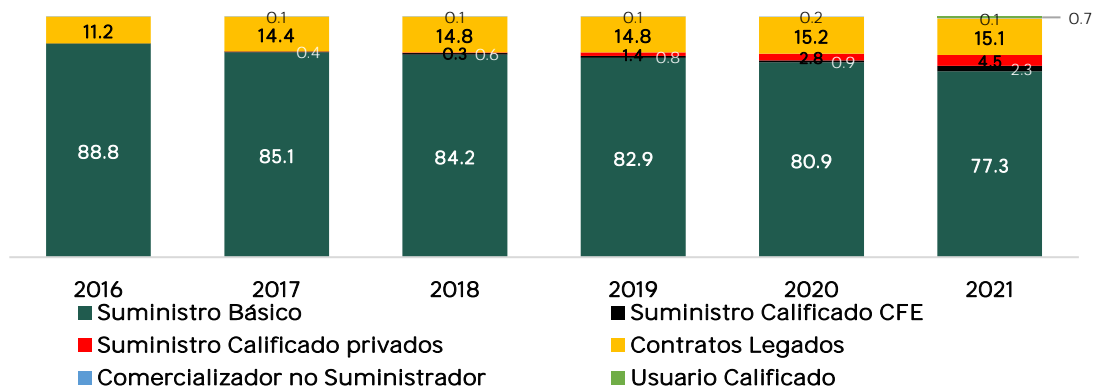
⁵⁴ Artículo 3, fracción XXVIII.

⁵⁵ A artículo 3, fracción LV de la LIE

⁵⁶ Artículo Décimo Quinto Transitorio de la LIE

⁵⁷ Artículo 3, fracción XXV.

Gráfico 24. Participación en comercialización de energía eléctrica 2016-2021 (%)



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 energía eléctrica retirada (por los diferentes esquemas de comercialización para su entrega a los consumidores) de los resultados de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en 2021 considerando la reliquidación máxima disponible al 6 de diciembre de 2022.

4.1 SUMINISTRO BÁSICO

4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos

En 2021, 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 2021 ascendieron a 206,541 Gigawatts-hora (GWh), que representan un nivel similar (-0.01%) al obtenido en 2020 (206,564 GWh), debido principalmente a una reducción de las ventas de electricidad en el sector agrícola, que podría estar asociado a un mayor nivel de precipitación durante 2021, por lo que se puede suponer que se requirió una menor cantidad de bombeo agrícola para las labores del campo.

En términos relativos, durante 2021 los sectores de consumo que reportaron un crecimiento anual fueron el comercial (2.7%) y el doméstico (0.7%), en contraste, los sectores que disminuyeron su consumo fueron el agrícola (-3.6%), el de servicios públicos (-2.4%) y el industrial (-0.3%), (ver Tabla 35).

Tabla 35. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico 2018-2021 (GWh)

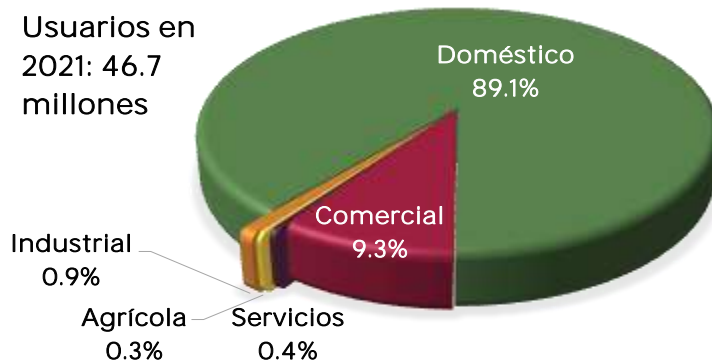
Sector	2018	%	2019	%	2020	%	2021	%	Variación 2021/2020 (%)
Doméstico	61,469	28.2	64,671	29.5	68,977	33.4	69,462	33.6	0.7
Comercial	15,252	7.0	15,233	7.0	13,745	6.7	14,110	6.8	2.7
Servicios	4,634	2.1	4,160	1.9	3,961	1.9	3,865	1.9	-2.4
Agrícola	10,923	5.0	12,455	5.7	14,009	6.8	13,509	6.6	-3.6
Industrial	125,806	57.7	122,411	55.9	105,872	51.2	105,595	51.1	-0.3
Empresa Mediana	87,578	40.2	86,686	39.6	75,260	36.4	78,283	37.9	4.0
Gran Industria	38,228	17.5	35,725	16.3	30,612	14.8	27,312	13.2	-10.8
TOTAL	218,084	100.0	218,930	100.0	206,564	100	206,541	100	-0.01

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.

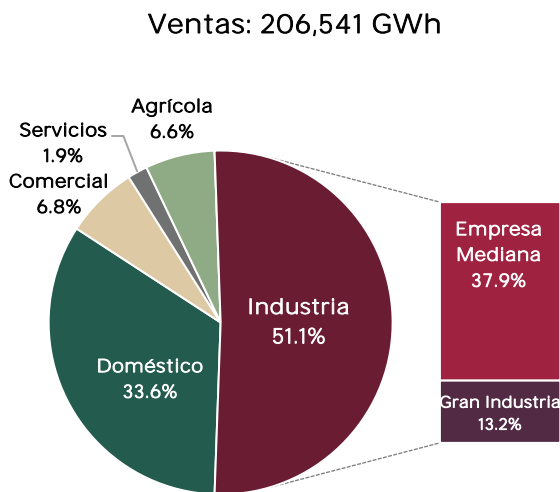
Durante el ejercicio 2021 el sector doméstico concentró el 89.1% del total de usuarios de energía eléctrica al cierre del año (41.5 millones de usuarios), consumió el 33.6% (69,462GWh) del total de las ventas de electricidad y generó el 23.3% (89,716 millones de pesos) del total del valor de las ventas; mientras que el sector industrial con apenas el 0.9% de usuarios (421 mil usuarios) consumió el 51.1% (105,595 GWh) del total de energía eléctrica y generó el 57.6% (221,876 millones de pesos) del total del valor de las ventas de electricidad; por su parte, el conjunto de los sectores comercial, servicios y agrícola tuvo una participación de 10.0% del total de usuarios (4.7 millones de usuarios), el 15.2% (31,484GWh) del total del consumo de electricidad y el 19.1% (73,310 millones de pesos) del valor de las ventas de energía eléctrica (Ver Gráfico 25, Gráfico 26 y Gráfico 27).

Gráfico 25. Distribución porcentual por sector de Usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2021



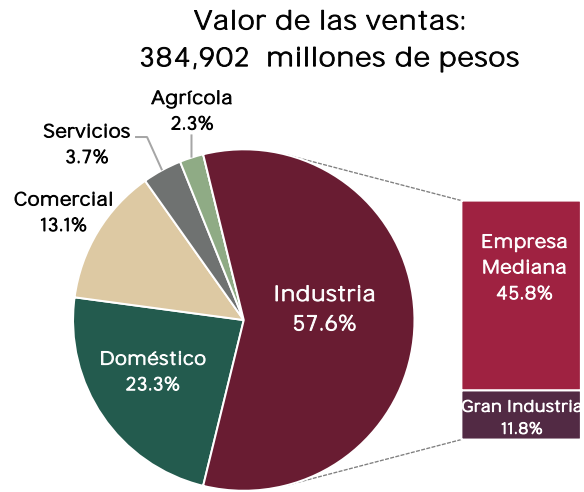
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE. El valor del total de usuarios corresponde al cierre del ejercicio.

Gráfico 26. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2021



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

Gráfico 27. Distribución porcentual por sector del valor de las ventas de CFE SSB en 2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.
Nota: el valor de ventas de Último Recurso se incluye 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 36 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 2021.

Tabla 36. Principales Indicadores Comerciales de CFE Suministro Básico 2021

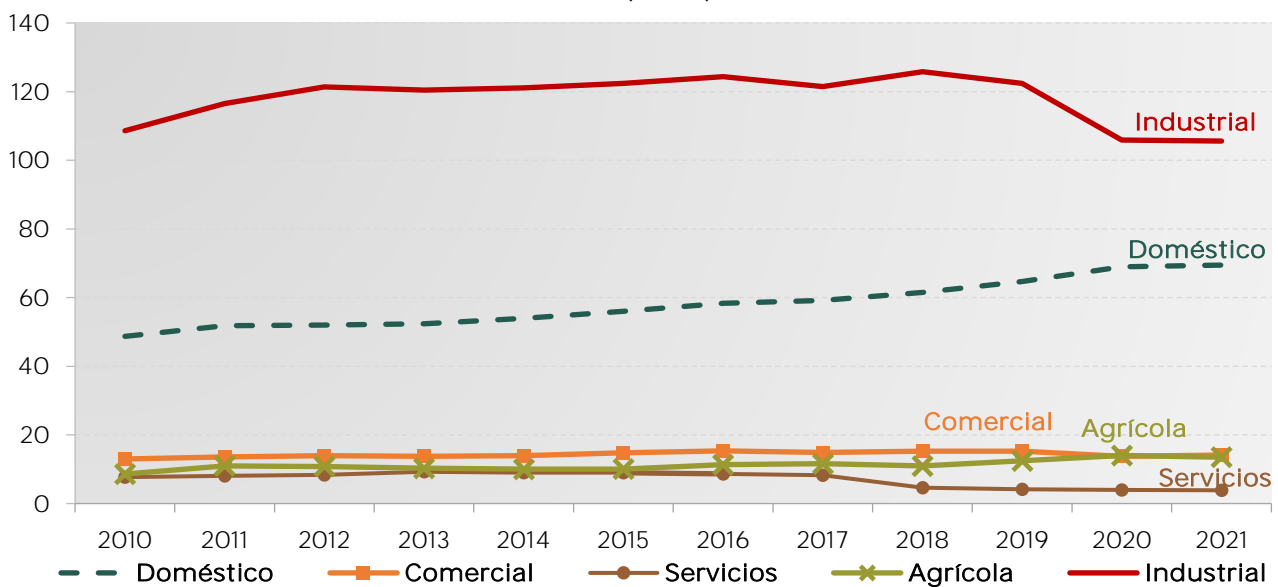
Sector	Usuarios	Ventas (GWh)	Valor de las ventas (millones de pesos)	Precio Medio (Pesos/kWh)	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
Doméstico	41,549,107	69,462	89,716	1.292	141
Comercial	4,369,519	14,110	50,279	3.563	271
Servicios	178,602	3,865	14,339	3.710	1,813
Agrícola	134,666	13,509	8,692	0.643	8,384
Industrial	420,735	105,595	221,876	2.101	21,166
Empresa Mediana	419,739	78,283	176,305	2.252	15,729
Gran Industria	996	27,312	45,571	1.669	2,252,177
TOTAL	46,652,629	206,541	384,902	1.864	372

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 28 se presentan las ventas anuales de energía eléctrica por sector en el periodo 2010-2021, donde se observa que el sector doméstico registra la mayor dinámica de crecimiento anual; mientras que el sector industrial entre los años 2010 a 2018 presenta una tendencia ascendente y de 2019 a 2021 una caída, que tiene su origen principalmente a las acciones implementadas para contener la pandemia derivada del COVID-19.

Gráfico 28. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo, 2010-2021 (TWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

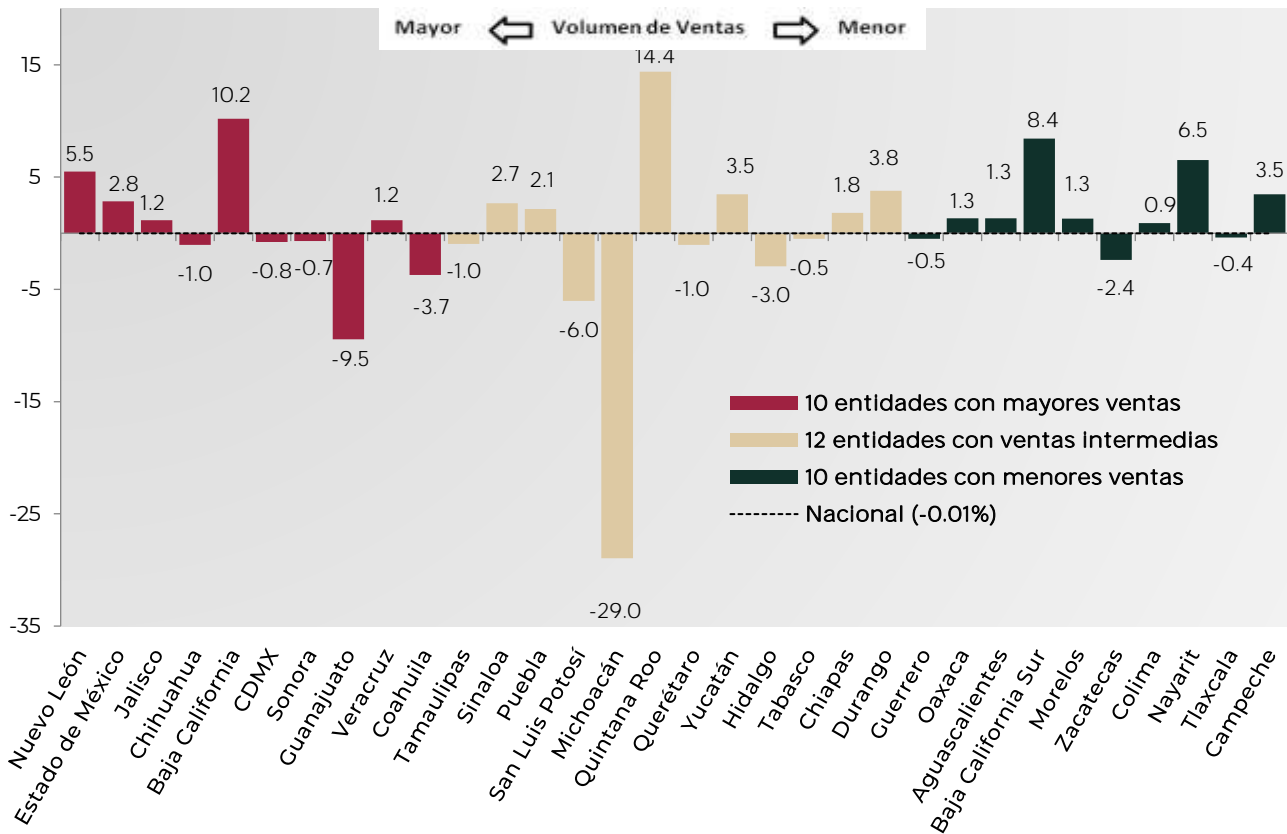
Por lo que respecta al sector agrícola muestra una tendencia ligeramente creciente, mientras que en contraste el sector de servicios registra una trayectoria descendente sobre todo en los últimos cinco años. Conviene recordar que partir de 2017, las ventas de energía eléctrica de CFE Suministrador de 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 2021 fue un año de recuperación de la demanda eléctrica derivada de la reducción paulatina de las restricciones a las actividades económicas y sociales para combatir la crisis sanitaria provocada por el virus del COVID-19. En este sentido, 18 de las 32 entidades federativas presentaron un crecimiento anual en las ventas totales de electricidad durante 2021, en un rango entre 0.9% y 14.4%, que muestra una mejoría cuando se compara con las 6 entidades federativas que registraron incrementos en 2020 cuyos rangos de crecimiento anual estuvieron entre 0.1% y 3.9%.

Por otra parte, dentro del ejercicio 2021, las 14 entidades federativas restantes observaron una contracción de entre 0.4% hasta 29.0%, (Ver Gráfico 29).

Gráfico 29. Variación porcentual de las ventas de electricidad por Entidad Federativa 2020-2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE

La Tabla 37 presenta las variaciones promedio anuales de las ventas de electricidad en 2021 respecto de 2020 por cada sector de consumo y las específicas por cada una de las entidades federativas.

Tabla 37. Variación porcentual anual de ventas de electricidad por Entidad Federativa 2020-2021

Entidad Federativa	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Empresa Mediana	Gran Industria	Total
Aguascalientes	-1.1	3.4	6.5	-9.4	3.7	3.8	3.6	1.3
Baja California	0.4	9.1	8.0	16.9	17.6	9.8	45.4	10.2
Baja California Sur	3.4	9.7	-2.3	6.0	13.7	15.3	-4.5	8.4
Campeche	3.7	0.3	-4.7	3.2	5.6	6.1	-20.2	3.5
Chiapas	2.3	2.2	-0.6	2.9	0.8	1.8	-20.4	1.8
Chihuahua	-1.4	1.6	-1.9	-4.4	1.4	3.2	-2.4	-1.0
Ciudad de México	0.6	-1.8	-2.2	14.2	-1.2	-1.1	-6.2	-0.8
Coahuila	3.3	6.6	-4.6	1.8	-7.5	-1.2	-15.4	-3.7
Colima	0.7	1.9	-17.9	3.8	1.1	5.9	-1.8	0.9
Durango	1.8	-1.1	-1.0	-5.6	8.6	0.2	41.4	3.8
Estado de México	2.5	2.5	4.3	-2.7	3.0	4.7	-1.3	2.8
Guanajuato	0.0	1.5	-6.4	-10.4	-13.3	0.9	-38.1	-9.5
Guerrero	-1.5	-7.0	2.3	26.6	1.7	-0.9	7.0	-0.5
Hidalgo	1.9	2.2	13.4	-17.6	-5.3	13.9	-26.4	-3.0
Jalisco	0.4	0.4	-4.5	0.8	1.8	5.3	-9.6	1.2
Michoacán	1.0	0.9	-4.2	-3.1	-52.0	0.4	-81.0	-29.0
Morelos	-0.3	-4.0	-8.9	-1.2	4.4	1.5	9.9	1.3
Nayarit	0.1	2.3	1.4	5.9	16.0	16.0	10.6	6.5
Nuevo León	5.4	14.3	2.5	-1.5	5.2	5.8	3.6	5.5
Oaxaca	2.5	-1.0	1.3	-3.4	0.6	3.3	-2.9	1.3
Puebla	1.1	2.6	-7.6	-5.7	4.1	4.5	3.3	2.1
Querétaro	1.3	1.9	-4.2	-11.4	-0.9	0.5	-7.2	-1.0
Quintana Roo	3.5	6.6	-3.3	-8.3	25.6	26.4	-0.0	14.4
San Luis Potosí	1.0	7.2	-3.3	-8.4	-9.2	1.1	-18.0	-6.0
Sinaloa	0.8	7.5	-5.3	13.7	4.8	5.0	-3.1	2.7
Sonora	-6.2	8.2	0.5	0.6	4.6	0.9	20.1	-0.7
Tabasco	-3.3	-4.3	-6.6	-20.0	10.8	7.1	162.9	-0.5
Tamaulipas	2.8	7.6	-5.4	-5.4	-4.1	-4.3	-3.3	-1.0
Tlaxcala	2.7	3.9	-1.0	-11.1	-1.8	8.3	-25.1	-0.4
Veracruz	-1.0	4.1	-7.8	-8.2	3.7	1.9	5.9	1.2
Yucatán	0.7	4.2	-0.2	0.2	7.1	6.9	9.4	3.5
Zacatecas	0.2	2.4	-21.6	-8.4	2.0	3.8	-0.4	-2.4
Total SEN	0.7	2.7	-2.4	-3.6	-0.3	4.0	-10.8	-0.01

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 2021 se mantuvieron similares a las observadas en 2020 al obtener una caída marginal del 0.01%, debido principalmente a una reducción de las ventas en el sector agrícola (-3.6%), que podría estar asociado a un mayor nivel de precipitación durante 2021 (27.3 mm), para alcanzar 769.5 mm, valor que representa un incremento en la lluvia de 3.7% por arriba

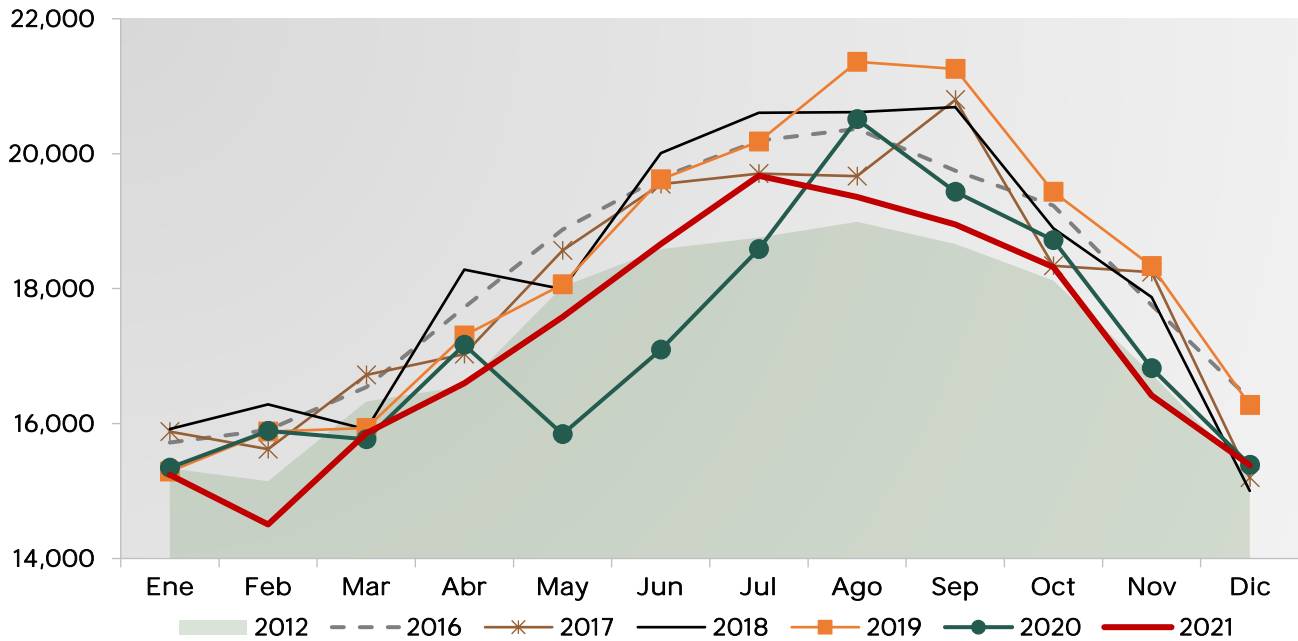
del promedio climatológico (1981-2010)⁵⁸, por lo que se puede suponer que se requirió una menor cantidad de bombeo agrícola para las labores del campo.

Por su parte, las ventas anuales en los sectores comercial y doméstico mostraron un incremento de 2.7% y 0.7%, respectivamente, en comparación con 2020, ante el retorno paulatino a las actividades económicas después de la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19, mientras que los sectores de servicios e industrial presentaron una caída de 2.4% y 0.3%, que todavía no han logrado alcanzar su total recuperación.

4.1.3 Estacionalidad anual de las Ventas de Energía Eléctrica

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 30 se presenta el patrón de comportamiento anual en las ventas de electricidad para diferentes años entre 2012- 2021.

Gráfico 30. Ciclo anual de las ventas de Energía 2012-2021 (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 que durante 2021 las ventas mensuales de electricidad registraron un desempeño por debajo de las curvas que obtenidas para otros años. El gráfico también permite distinguir 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 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

⁵⁸ CONAGUA, Reporte del Clima en México, 2021, Precipitación, página 24:

<https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Diagn%C3%B3stico%20Atmosf%C3%A9rico/Reporte%20del%20Clima%20en%20M%C3%A9xico/Anual2021.pdf>

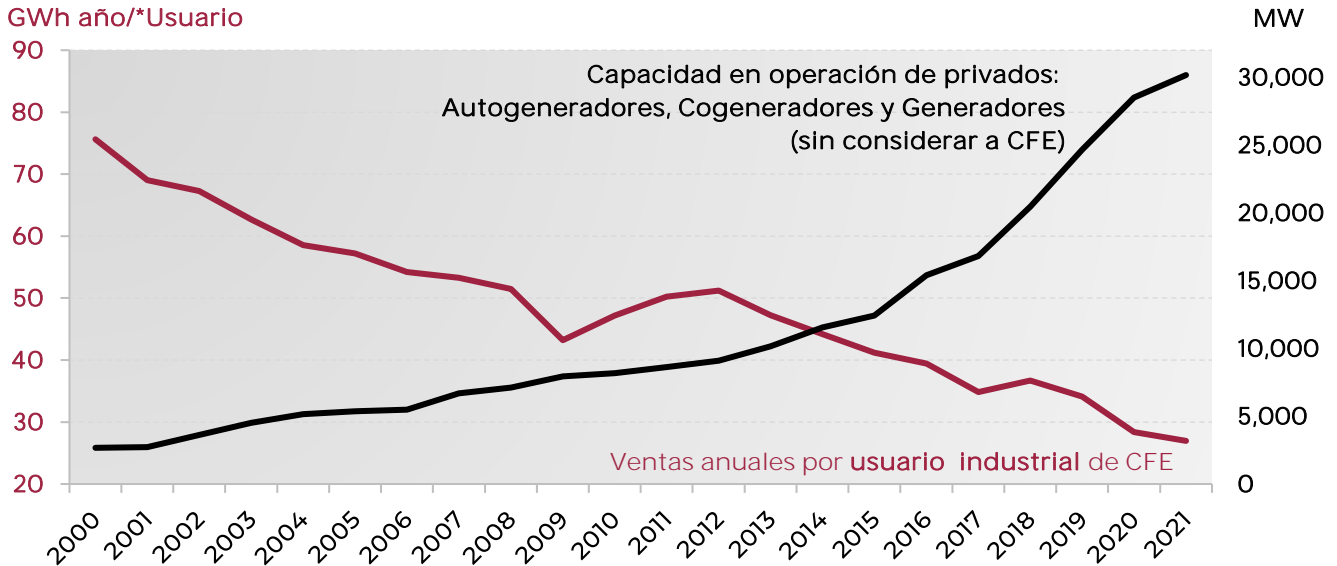
de Servicios Básicos y CFE Calificados, así que en el periodo de 2017 a 2021 solo se muestran los datos reportados por el Suministrador de Servicios Básicos.

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 31 se puede apreciar que durante el periodo 2000-2021 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 31. Ventas por Usuarios Industriales de CFE y Capacidad de Generación Privada, 2000-2021



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

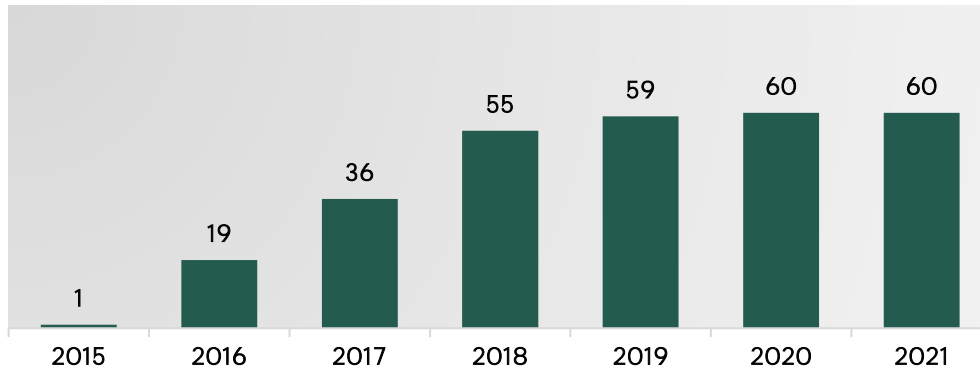
4.2 SUMINISTRO CALIFICADO

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*⁵⁹. 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 32 se puede observar la evolución en el otorgamiento de permisos para Suministro Calificado entre 2015 y 2021.⁶⁰

⁵⁹ Artículo 3 fracción L de la Ley de la Industria Eléctrica

⁶⁰ Ver Programa Regulatorio, CRE, B. Permisos vigentes al cierre del ejercicio, Electricidad, página 7y 8: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692754/Regulaci_n_y_Permisos_CRE_hasta_31_diciembre_2021.pdf

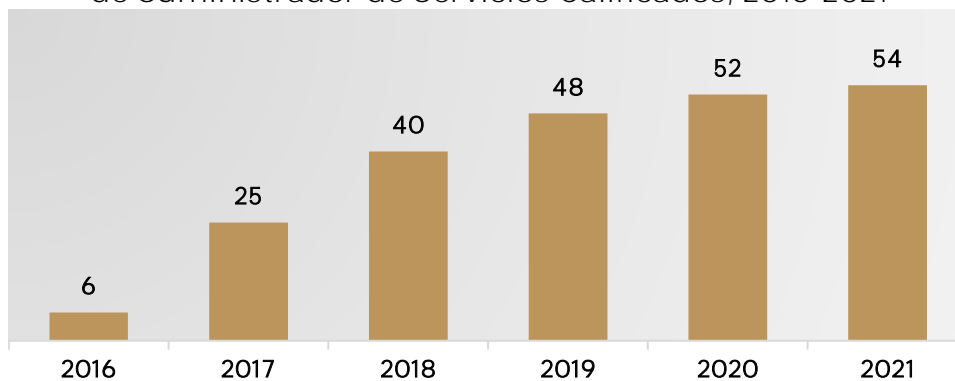
Gráfico 32. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE, 2015-2021



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/692754/Regulaci_n_y_Permisos_CRE_hasta_31_diciembre_2021.pdf

Adicionalmente, los Suministradores de Servicios Calificados requieren firmar un contrato de participante en el MEM con el CENACE, por lo que en el Gráfico 33 se puede observar la evolución de los contratos firmados por Suministradores Calificados con el CENACE entre 2016 y 2021.⁶¹

Gráfico 33. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados, 2016-2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

La energía eléctrica comercializada por el Suministro Calificado privado (energía retirada del MEM por los suministradores calificados privados) durante 2021 ascendió a 12,119.0 GWh, cifra superior en 67.2% a la registrada en 2020 (7,247.3 GWh), y equivale al 4.6% del total de energía comercializada en el año (ventas de CFE SSB más la energía retirada del MEM por los comercializadores y usuarios finales).

Al cierre de 2021, se tenían registrados 624 Usuarios Calificados con constancia de inscripción⁶² ante la CRE y un Usuario Calificado como Participante del Mercado⁶³ ante el CENACE.

⁶¹ CENACE, Participantes del Mercado Eléctrico:

[https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2021\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2021).pdf)

⁶² Inscripciones en el Registro de Usuarios Calificados

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/787467/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_20dic22.pdf

⁶³ Lista de participantes del Mercado diciembre 2021:

[https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2021\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2021).pdf)

4.3 TARIFAS ELÉCTRICAS REGULADAS

Los artículos 138 y 139 de la LIE facultan a la CRE para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico. El Suministro Básico se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado.

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 MEM⁶⁴. Las tarifas finales del Suministro Básico, que representan las tarifas eléctricas que se aplica al consumo de los usuarios finales, incluye los costos de generación y capacidad, así como las Tarifas Reguladas.

4.3.1 Esquema Tarifario en 2021

Durante 2021, las Tarifas Finales del Suministro Básico fueron calculadas conforme a los siguientes Acuerdos emitidos por la CRE:

- Acuerdo A/045/2020 “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; actualiza los costos que conforman el ingreso requerido establecido en los acuerdos A/045/2015 y 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 de 2021”.⁶⁵
- Acuerdo A/046/2020 “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía autoriza el cálculo y ajuste de las Tarifas Finales que aplicarán de manera individual a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021”, publicado en el DOF el 9 de febrero de 2021.⁶⁶
- El 21 de junio de 2021 la CRE publicó en el DOF el “Aviso por el que se da cumplimiento a la suspensión definitiva otorgada por el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa, Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda la República, en el Incidente de Suspensión derivado del Juicio de Amparo 240/2021”,⁶⁷ el cual suspendió la aplicación del acuerdo A/046/2020, por lo que se continuó aplicando el esquema tarifario anterior (Acuerdo A/038/2019)⁶⁸.

⁶⁴ Artículo 3, fracciones XLIX y LIII de la Ley de la Industria Eléctrica.

⁶⁵ Acuerdo de la CRE No. A/045/2020:

<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo?id=NjlyNDI5ZDctNzU3NS00NWY4LTc5My02M2YwYmNmNTUONGU=>

⁶⁶ Acuerdo de la CRE No. A/046/2020:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5611102&fecha=09/02/2021#:~:text=A%2F046%2F2020%20por%20el.31%20de%20diciembre%20de%202021.

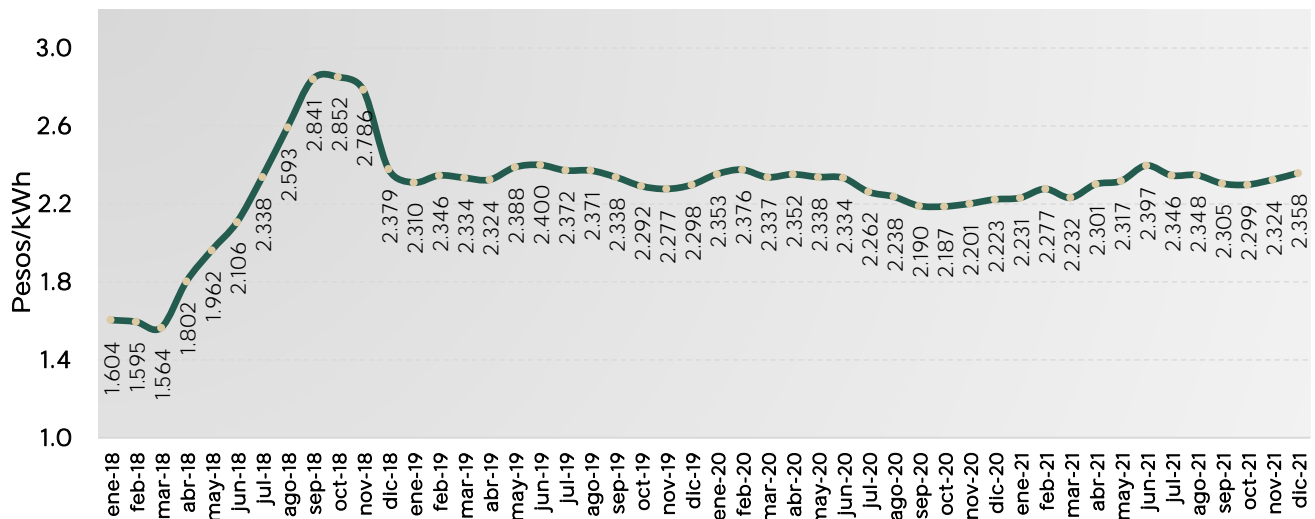
⁶⁷ CRE Aviso: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5621760&fecha=21/06/2021#gsc.tab=0

⁶⁸ 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: <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo?id=OWJiYmY2ZjktN2ZhNy00ZWJmLTE4MS0wMjdkMWFhZThkZDg=>

Conviene mencionar que para el establecimiento de las tarifas finales de suministro básico de 2021 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 34 presenta la Tarifa media nacional determinada por la CRE (no incluye las tarifas subsidiadas en el sector doméstico y agrícola) entre 2018 y 2021. En el gráfico es posible identificar que hasta noviembre de 2018 las tarifas eléctricas mostraron aumentos significativos que afectaron la economía popular; a partir de diciembre de 2018 con el inicio del sexenio de la nueva administración en el Gobierno de México se observa una tendencia decreciente de las tarifas eléctricas, caracterizadas por la aplicación de la política energética para que no se incrementara por encima de la inflación y por su estabilidad.

Gráfico 34. Tarifa Media Nacional determinada por la CRE, 2018-2021



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

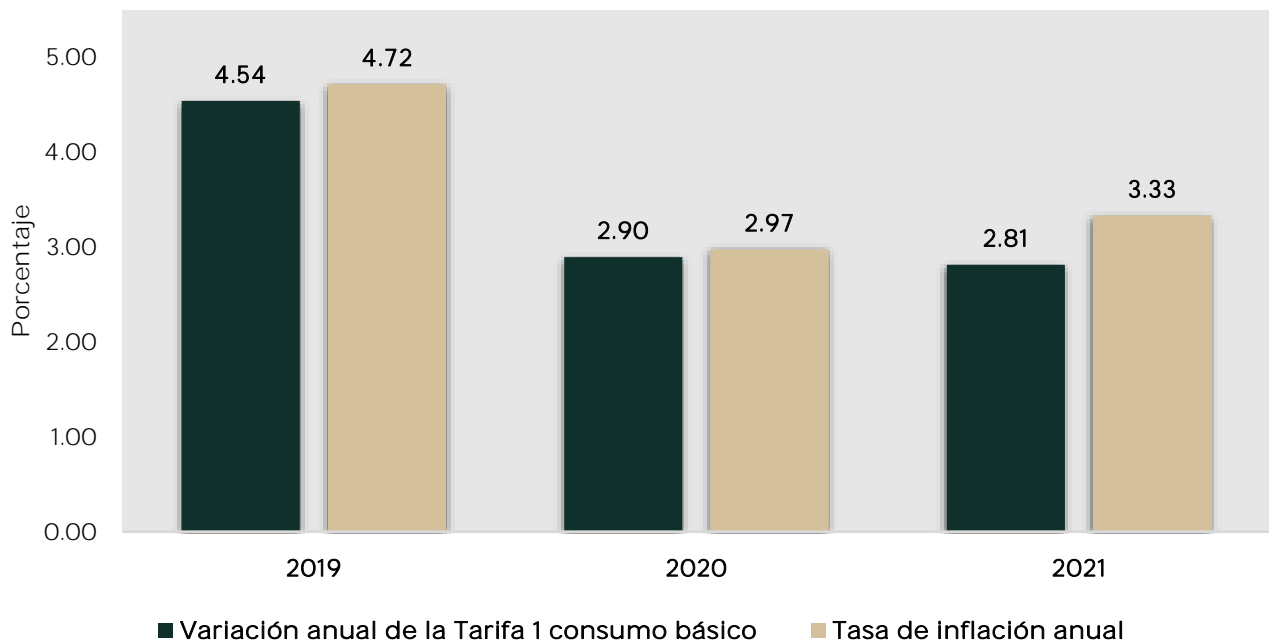
El Ejecutivo Federal consideró conveniente apoyar a la economía de los hogares y del campo mexicano para incentivar el desarrollo de ambos sectores. Por ello, y con base en el artículo 139, segundo párrafo de la LIE, la SHCP publicó el Acuerdo 134/2018⁶⁹ que establece la aplicación de un factor de ajuste 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.

⁶⁹ 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

Como resultado, la mayor parte de los usuarios domésticos y agrícolas (representan el 89.3% de los 46.7 millones de usuarios totales) no registraron incrementos en términos reales en las tarifas que pagaron en 2021, mientras que para los productores acuícolas se mantuvo el descuento de 50% sobre la tarifa determinada por la CRE.

A continuación, el Gráfico 35 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, 2019 y 2020, respectivamente. Lo anterior a efecto de mantener consistencia con el ajuste mensual aplicado a dicha tarifa durante los años 2019 a 2021 en la cual se puede apreciar que el nivel de las tarifas de uso doméstico (sin incluir Doméstica de Alto Consumo) se ha mantenido por debajo de los niveles de inflación.

Gráfico 35. Variación acumulada anual de la tarifa 1 para uso doméstico en Consumo Básico (2019-2021) vs Tasa de inflación anual



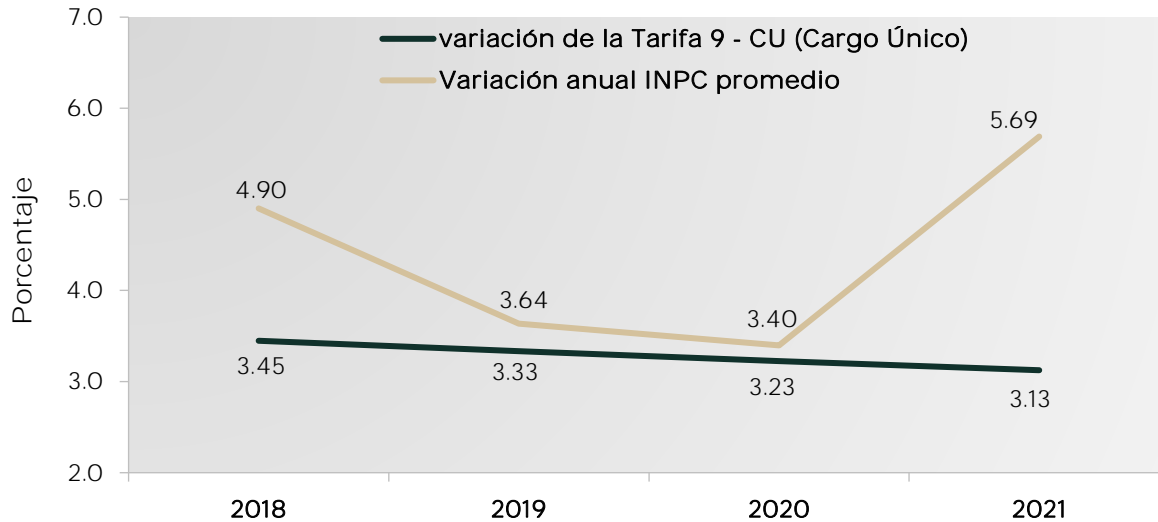
Fuente: Elaborado por SENER con datos del INPC (Índice base segunda quincena de julio 2018 = 100) mensual de INEGI y los valores de la Tarifa Doméstica 1 Rango Básico, publicados por CFE Suministrador de Servicios Básicos. El INPC se puede consultar en la siguiente liga: [https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/Estructura.aspx?idEstructura=112001300020&T=%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; para 2020 se basan en noviembre de 2018 y 2019, y para 2021 en los meses de noviembre de 2019 y 2020. 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 36 muestra la tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con Cargo Único (9-CU) en comparación con la inflación (INPC), donde se puede observar que dicha tarifa ha registrado ligeros incrementos, pero siempre por debajo de la inflación.

Gráfico 36. Variación de la Tarifa 9-CU (Cargo Único) para bombeo de agua para uso agrícola vs. la variación de la inflación, 2018-2021



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.

Adicionalmente, 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 baja⁷⁰ 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 de 2020 y diciembre de 2021, esta medida se mantuvo y benefició al menos a 295 mil usuarios domésticos⁷¹ y potencialmente a los 41.3 millones de usuarios domésticos de bajo consumo.

⁷⁰ 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

⁷¹ Esta estimación considera la diferencia del número de usuarios registrados en la tarifa DAC entre abril de 2020 y diciembre de 2021. 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 2021, así como sus tendencias en los últimos años, en particular, de 2011 a 2021.

Demanda (MWh/h):

Potencia requerida en un momento determinado para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los usuarios en un sistema, y 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 Sur⁷². En el Mapa 5 se presenta la división del SEN por Regiones del Sistema Eléctrico Nacional (Gerencias Regionales de Control y el Sistema Mulegé).

Mapa 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: PRODESEN 2022-2036.

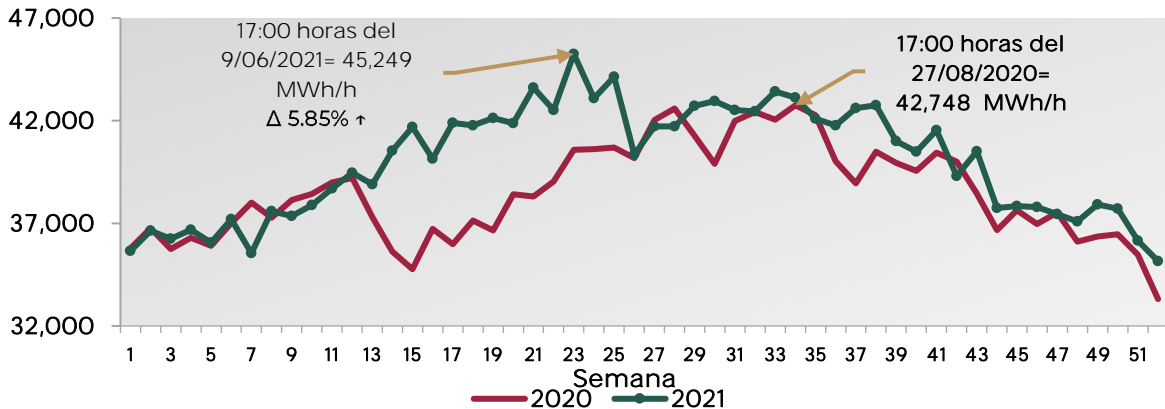
⁷² De conformidad con lo establecido en el Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de abril de 2018: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CENACEOrganizacion/\(DOF%202018-04-20%20CENACE\)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CENACEOrganizacion/(DOF%202018-04-20%20CENACE)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf)

5.1 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA

La demanda máxima integrada neta es el valor máximo de la demanda en una hora específica del año, para un sistema interconectado. En el caso del Sistema Interconectado Nacional, la demanda máxima integrada neta se obtiene de la suma de las demandas registradas en las Gerencias de Control Regionales (GCR) que conforman el SIN en la hora que ocurre la demanda máxima en ese sistema (demanda coincidentes de las GCR). Dicho valor es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada GCR (demandas máximas no coincidentes) debido a que ocurren en momentos diferentes.

La demanda máxima integrada neta en el SIN se presenta típicamente en el periodo de junio a agosto de cada año. Como se observa en el Gráfico 37, en 2021 la demanda máxima integrada neta en el SIN se presentó el 9 de junio y alcanzó un valor de 45,249 MWh/h, lo que representa un incremento del 5.85% con respecto a la demanda máxima registrada en 2020 (42,748 MWh/h).

Gráfico 37. Demanda Máxima Neta semanal en el SIN en 2020 y 2021 (MWh/h)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En la Tabla 38 se presenta la demanda máxima integrada neta en 2020 y 2021 por Sistema Interconectado y por Gerencia de Control Regional.

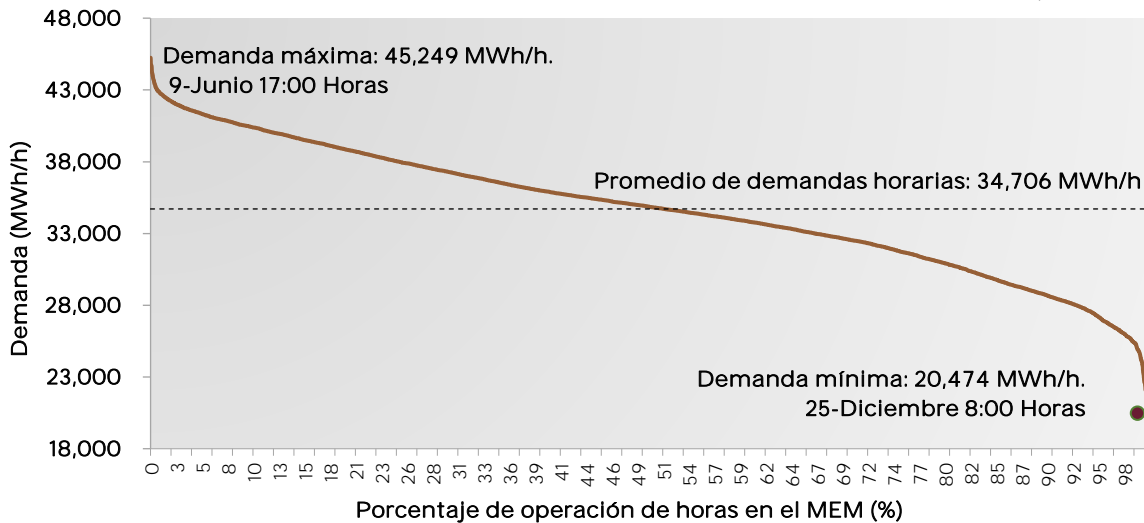
Tabla 38. Demanda Máxima Neta integrada en 2020 y 2021 (MWh/h)

Sistema/Gerencia de Control Regional	Demanda Máxima Neta (MWh/h)	
	2020	2021
Sistema Interconectado Nacional	42,748	45,249
Central	8,343	8,298
Oriental	7,356	7,743
Occidental	9,741	10,166
Noroeste	5,089	5,233
Norte	4,844	4,976
Noreste	9,215	9,530
Peninsular	2,005	2,198
Baja California	3,077	3,153
Baja California Sur	496	542

Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Con respecto a la duración de la demanda horaria en 2021, el Gráfico 38 muestra la curva de duración para el SIN, donde se observa que las demandas máxima y mínima en dicho sistema fueron de 45,249 MWh/h y 20,474 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 1.44% del tiempo la demanda fue superior a 42,500 MWh/h, mientras que alrededor del 98.93% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 25,000 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 34,706 MWh/h.

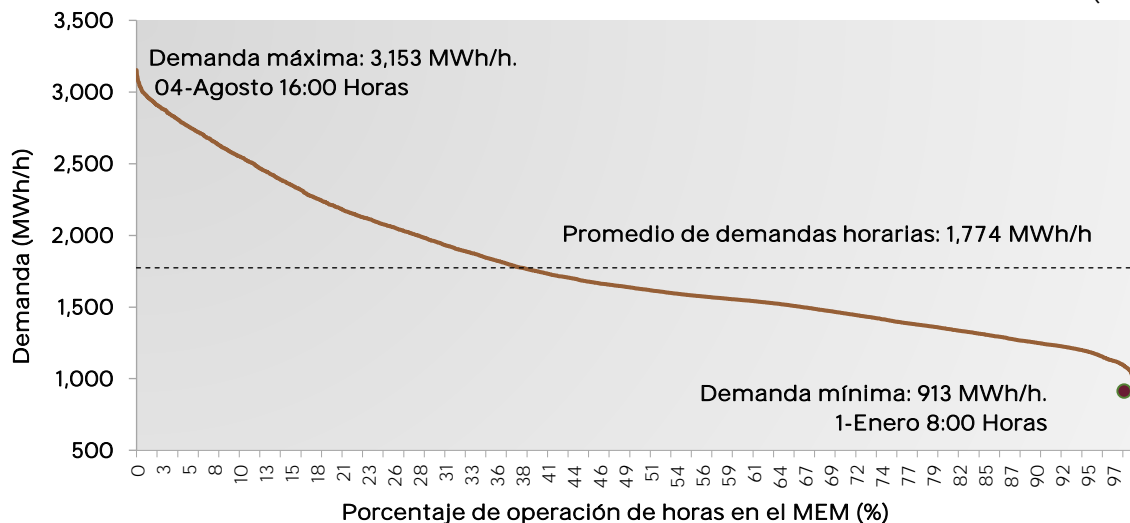
Gráfico 38. Curva de Duración de la Demanda Neta del SIN en 2021 (MWh/h)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

El Gráfico 39 presenta la curva de duración de la demanda para el Sistema BCA. Durante 2021 la demanda máxima y mínima de dicho sistema fueron de 3,153 MWh/h y 913 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 0.61% del tiempo la demanda fue superior a 3,000 MWh/h, mientras que alrededor del 98.54% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 1,100 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 1,774 MWh/h.

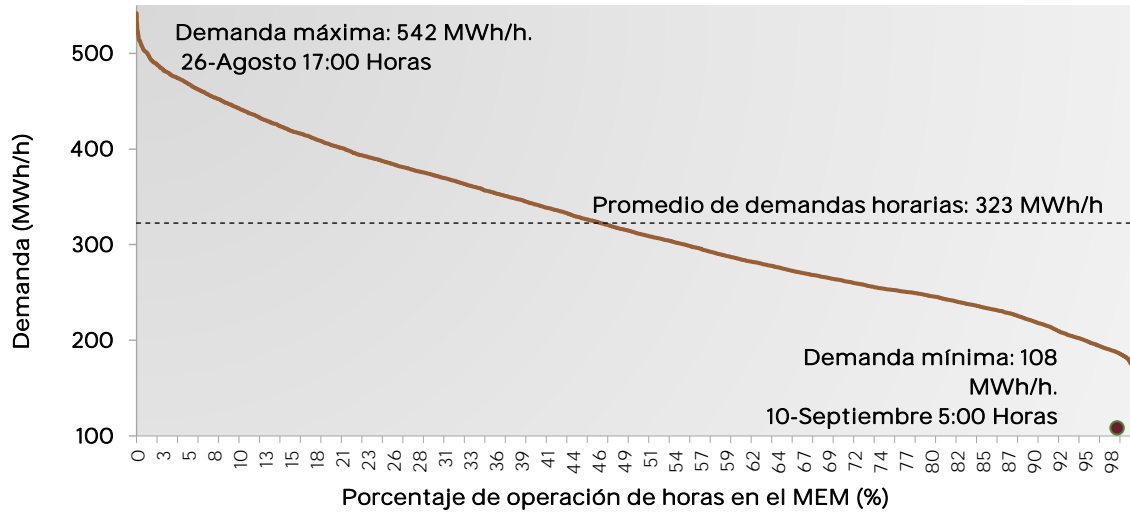
Gráfico 39. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCA en 2021 (MWh/h)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Por su parte, el Gráfico 40 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 2021 fue de 542 MWh/h y 108 MWh/h, respectivamente. De acuerdo con los resultados, alrededor de 99.71% del tiempo la demanda de BCS fue superior a 176 MWh/h, mientras que alrededor del 2.33% del tiempo la demanda presentó valores por encima de los 486 MWh/h. El promedio de la demanda fue de 323 MWh/h.

Gráfico 40. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCS en 2021 (MWh/h)

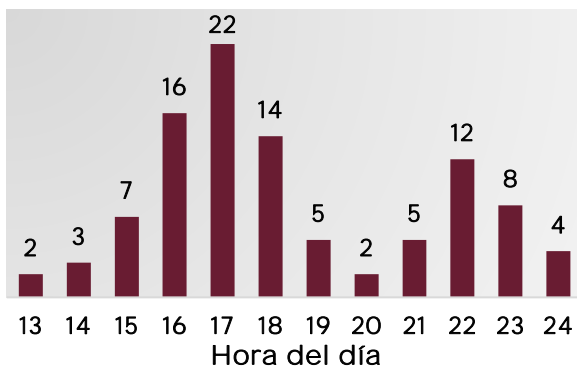


Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

5.2 CIEN HORAS CRÍTICAS DE DEMANDA MÁXIMA

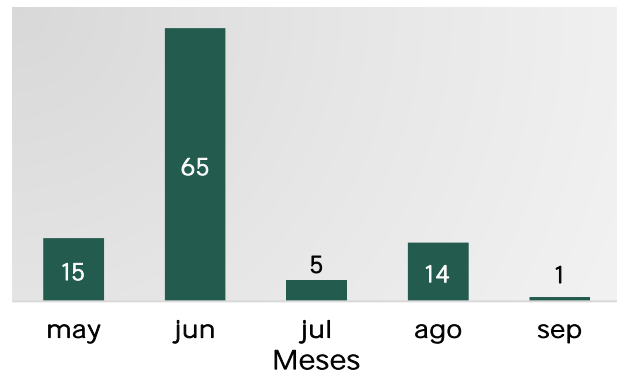
Con base en información proporcionada por el CENACE, se presenta un análisis del comportamiento de las cien horas de mayor demanda neta durante el año 2021: en el Gráfico 41 se muestran las horas del día en las que se presentaron las cien horas de mayor demanda bruta en el SIN; mientras que en el Gráfico 42 se presenta la frecuencia de ocurrencia por mes.

Gráfico 41. Frecuencia de las 100 horas de Demanda Máxima 2021, SIN



Fuente: Elaborado por la Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Gráfico 42. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2021, SIN



En el Gráfico 41 se observa que 52 (52%) de las 100 horas de demanda máxima se registraron entre las 16 horas y las 18 horas, periodo en el que destacan 22 horas de demanda máxima que ocurrieron a las 17 horas. Por su parte, el Gráfico 42 muestra que 65 de las 100 horas de mayor demanda ocurrieron en el mes de junio.

Conforme a la información del Gráfico 41 y el Gráfico 42, 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 a nivel nacional y por Entidad Federativa, que muestran que las temperaturas medias más altas en promedio del país se presentaron durante los meses de mayo a septiembre de 2021, con un valor máximo en junio.⁷³

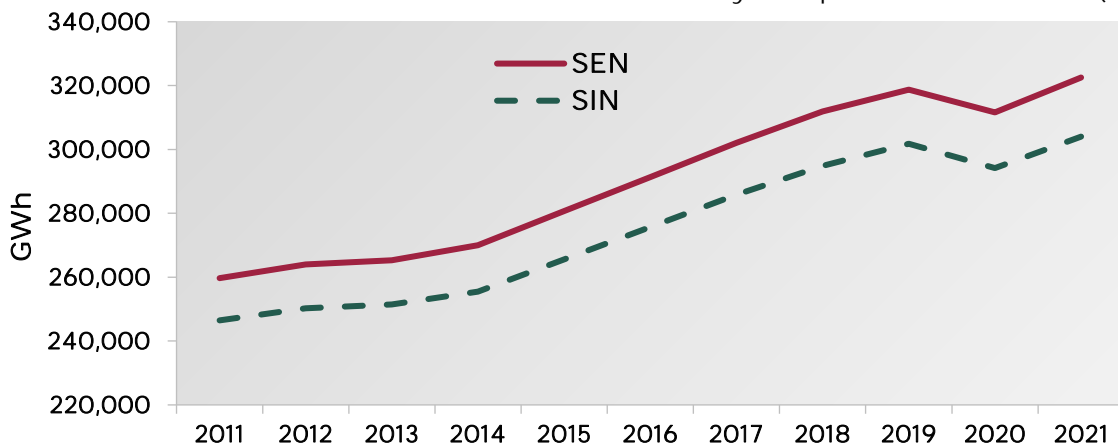
El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 (PRODESEN 2022-2036), en su escenario de planeación, estima que la demanda máxima integrada en el SIN tendrá un crecimiento medio anual (TMCA) de 2.7% durante los quince años comprendidos entre 2022 y 2036.⁷⁴

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 43 muestra la evolución del Consumo Neto anual en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el periodo 2011-2021, en el que se observa que en 2021 se retoma la tendencia creciente observada de 2011 a 2019, revertida en 2020 ante a una menor actividad económica, derivada de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

Gráfico 43. Evolución del Consumo Neto Anual SEN y SIN periodo 2011-2021 (GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

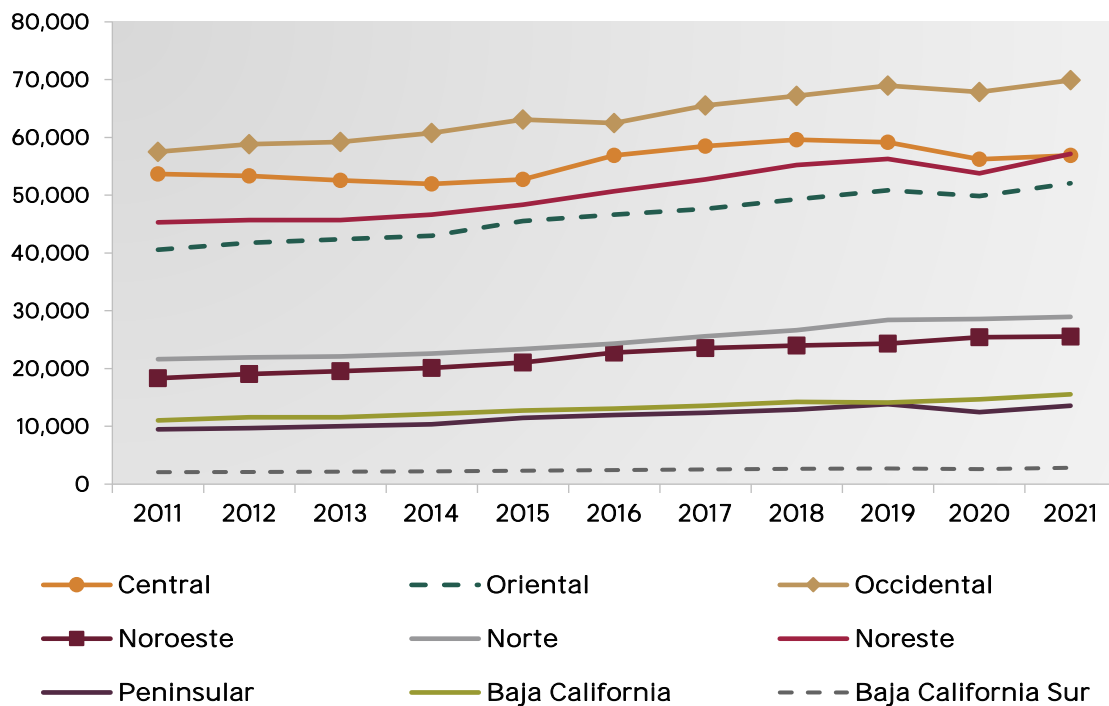
⁷³ Reporte del Clima en México, Reporte Anual 2021, Tabla 8.5: Temperatura media a nivel nacional y por entidad federativa de enero a diciembre de 2021, valores expresados en grados Celsius (°C): <https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Diagn%C3%B3stico%20Atmosf%C3%A9rico/Reporte%20del%20Clima%20en%20M%C3%A9xico/Anual2021.pdf>

⁷⁴ 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 2011-2021 es de 2.19% para el SEN y de 2.12% para el SIN, alcanzando en 2021 valores de 322.5 TWh y 304.0 TWh, respectivamente. Asimismo, en 2021 el Consumo Neto del SEN tuvo un incremento de 3.5% con respecto a 2020, en tanto que en el SIN el crecimiento fue de 3.4%.

En el Gráfico 44 se observa la evolución del Consumo Neto Anual de Energía Eléctrica por Gerencia de Control Regional en el periodo 2011 a 2021, 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 44. Evolución del Consumo Neto Anual por Gerencia de Control Regional. Periodo 2011-2021 (GWh)



Fuente: Elaborado por la Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el periodo 2011-2021 la gerencia de control que observó la TMCA más alta en su Consumo Neto es Peninsular con 3.6%, mientras que la que registró el menor crecimiento es Central con 0.6%.

En 2021, la gerencia de control que presentó el mayor incremento del Consumo Neto con respecto a 2020 es Peninsular con 8.9%, mientras que aquella con el menor crecimiento es Noroeste con .5%.

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.⁷⁵

⁷⁵ Cuadro 6.5 Pronóstico del Consumo Neto por GCR 2022-2046, Escenarios Planeación, Alto y Bajo. [sic]

6 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN

El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND 2019-2024) estableció como uno de sus objetivos el *rescate del sector energético para que vuelva a operar como palanca del desarrollo nacional*, por lo que se considera de importancia estratégica el rescate de PEMEX y CFE.

La política energética del Gobierno de México 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.

La Ley de la Industria Eléctrica dispone que la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se establezca 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.

Los principios y acciones prioritarias de la política energética del Gobierno de México fueron definidas en el PRODESEN 2019-2033⁷⁶, donde 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.
- 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.

⁷⁶ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019- 2033:
<https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>

El 31 de mayo de 2022 la SENER emitió el PRODESEN 2022-2036⁷⁷, el cual busca garantizar el suministro básico de electricidad para la población, campo e industria, y contempla la recuperación de la capacidad de generación y transmisión 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 2021

Con el objetivo de dar seguimiento a las tendencias y evolución de la Industria Eléctrica Nacional, con la información disponible para el ejercicio 2021, se reportó el valor de los siguientes indicadores:

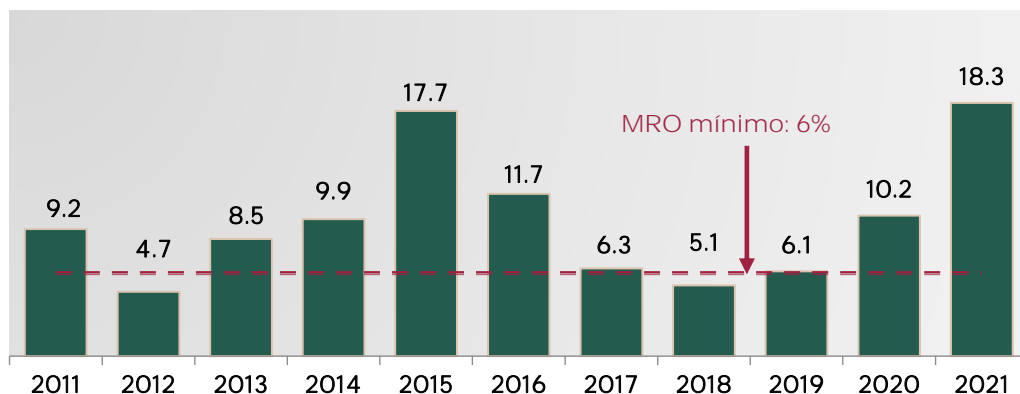
6.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO)

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 de agosto. En el Gráfico 45 se presenta la evolución anual del Margen de Reserva Operativo en el SIN para el periodo de 2011 a 2021.

Gráfico 45. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN, 2011-2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE, Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión 2022-2036, página 105:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202022%20-%202036.pdf

⁷⁷ <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-304042>

El Margen de Reserva Operativo en el SIN en 2021 registró un valor de 18.3%, el cual es atribuible principalmente a la contracción de la demanda de electricidad y a la entrada en operación de nuevas centrales eléctricas que se estaban construyendo tanto de CFE como de privados.

Los Márgenes de Reserva deben ser analizados con detalle, ya que es muy importante una integración ordenada de las energías renovables intermitentes (eólica y solar) para favorecer la resiliencia energética, así como la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

6.1.2 Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión⁷⁸

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:

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

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 estrategias⁷⁹ 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 mantener una tendencia decreciente de 2016 a 2019 al disminuir el indicador de pérdidas de 12.36% a 10.97%, pero en 2020 se elevó a 11.68% ante la caída en las ventas de electricidad por la contracción económica y un mayor robo de electricidad, derivado de la pandemia del COVID-19⁸⁰. No obstante, para el ejercicio 2021, el valor de pérdidas de energía eléctrica volvió a la trayectoria descendente al ubicarse en 11.47%, ver Gráfico 46.

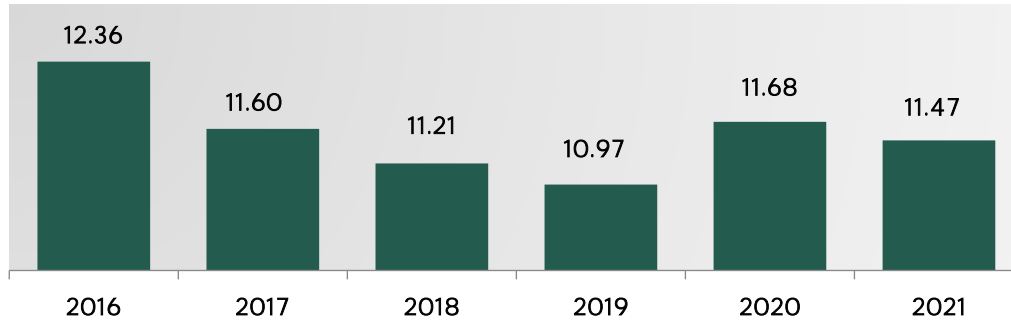
⁷⁸ Incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

⁷⁹ 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).

⁸⁰ Informe Anual de CFE 2021, páginas 144 y 145.

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/1/2022-05-11-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2021.pdf

Gráfico 46. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión*, 2016-2021, (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE, Informe anual 2021, pág. 122.
* Incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

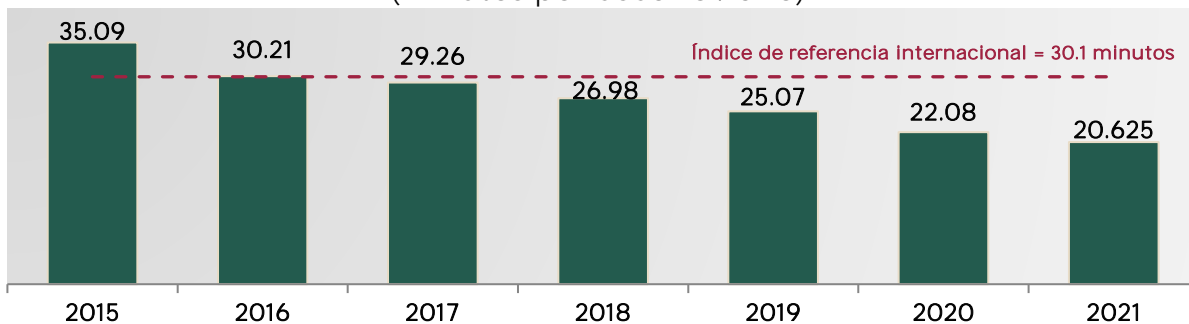
6.1.3 Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI)

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.

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 2021, lo que significa un progreso. Durante 2021, el tiempo promedio que un cliente no dispuso del suministro eléctrico fue de 20.625 minutos, equivalente a una mejora del 6.6% respecto a los 22.08 minutos registrados en 2020, ver Gráfico 47.

Gráfico 47. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI), 2015-2021 (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; 2020, pág. 201 y 2021 pág. 122. Fuente del Índice de referencia internacional: Consejo de Reguladores de Energía de Europa⁸¹
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4>

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

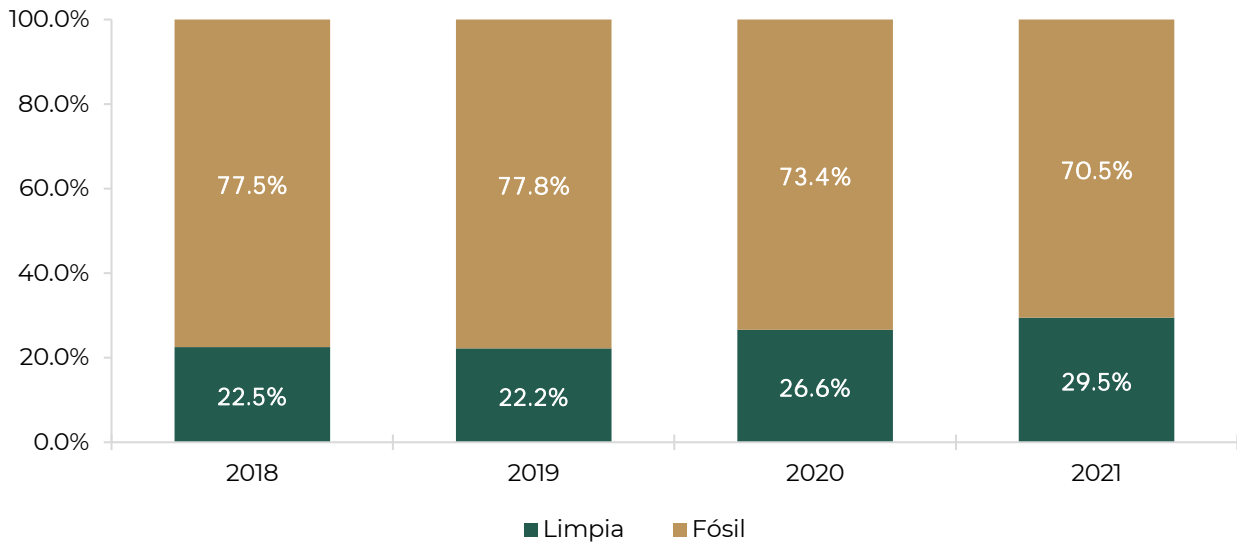
⁸¹ De acuerdo con el Informe Anual de CFE 2019, página 70, con la finalidad de tener un patrón de comparación CFE Distribución obtuvo un índice de referencia internacional de 30.1 minutos /cliente al año para el System Average Interruption Duration Index (SAIDI) a partir de los datos reportados por el Consejo de Reguladores de Energía de Europa.

6.1.4 Porcentaje de Generación eléctrica limpia en la Generación Total

Este indicador muestra la participación del total de energía proveniente de fuentes limpias⁸² entre la generación total de energía eléctrica⁸³, el cual permite visualizar la evolución de la contribución de las energías limpias a la matriz de generación eléctrica en México y su avance con respecto a las metas establecidas en la normatividad vigente:⁸⁴ del 25% para el año 2018, 30% para 2021 y 35% para 2030.

De acuerdo con los datos reportados en el PRODESEN 2022-2036 el indicador muestra que el 29.5% de la energía generada provino de fuentes limpias, mientras que el 70.5% tuvo su origen en fuentes convencionales (combustibles fósiles y carbón). En 2021 el indicador registró un incremento de 2.9 puntos porcentuales respecto al obtenido en 2020 (26.6%), y en el Gráfico 48 se observa una trayectoria ascendente de 2018 a 2021, lo que representa un progreso en el camino hacia una mayor participación de las energías limpias en la generación de electricidad.

Gráfico 48. Porcentaje de Generación Eléctrica Limpia en la Generación Total (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2022-2036, Anexo 2, Generación Total y Porcentaje de Generación Eléctrica Limpia y Convencional Fósil 2018-2021, página 313.

⁸² De acuerdo con la definición del artículo 3, fracción XXII, de la Ley de la Industria Eléctrica.

⁸³ En este caso se entiende como Generación total a la suma de la generación eléctrica inyectada al SIN, de los proyectos financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), de la Generación distribuida fotovoltaica y la generación eléctrica de abasto aislado (cifras netas).

⁸⁴ Ley General de Cambio Climático, DOF 6 de junio de 2012. Artículo tercero transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e): <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC.pdf> y Ley de Transición Energética, DOF 24 de diciembre de 2015. Artículo tercero transitorio: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>

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.

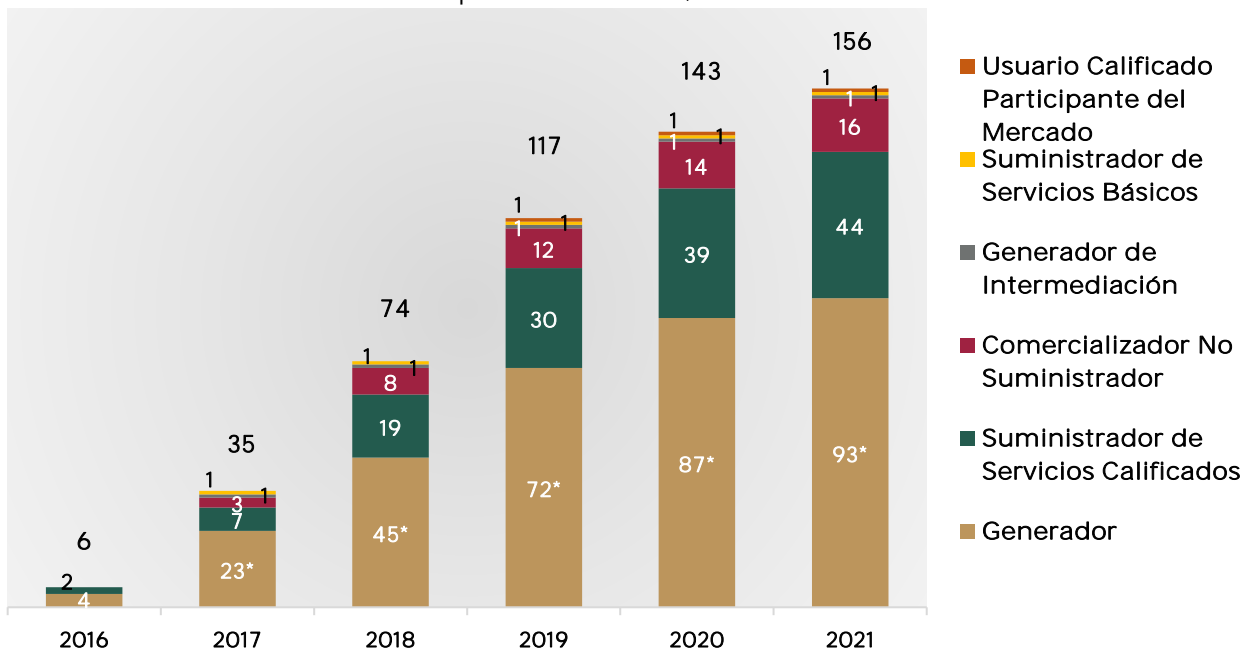
En 2021 en el Mercado Eléctrico Mayorista operaron los siguientes componentes:

- **Mercado de Energía de Corto Plazo.** Integrado por el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado de Tiempo Real (MTR), a través de los cuales se realizan las transacciones de compraventa de energía eléctrica y Servicios Conexos.
- **Mercado para el Balance de Potencia.** Permite comprar o vender Potencia entre los participantes del MEM, fomentando la instalación de capacidad de generación en el SEN.

7.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO

Al concluir 2021, en el Mercado Eléctrico Mayorista 156 Participantes del Mercado (PM) realizaban operaciones (13 de ellos iniciaron su operación durante ese año), cifra que representa un incremento del 9.1% con respecto a los 143 PM que operaban al concluir 2020. 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 2021.

Gráfico 49. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad, 2016-2021

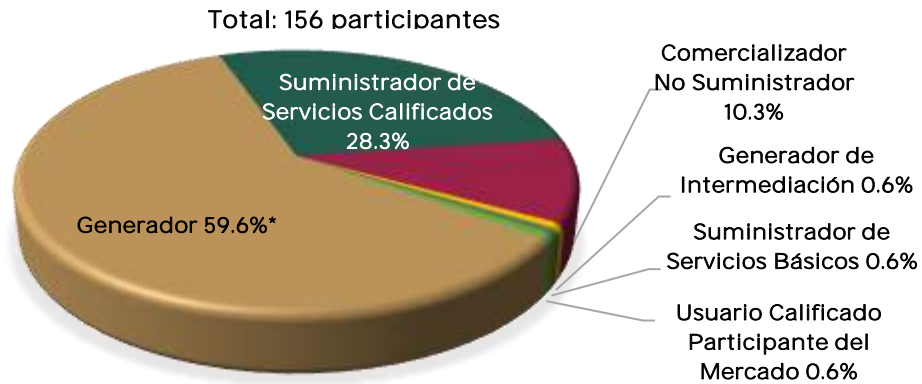


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE. Información actualizada al cierre de 2021: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2021\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2021).pdf)

*Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que hasta 2021 no representa Activos Físicos en el MEM.

En el Gráfico 50 se muestra el porcentaje por modalidad de los participantes con operaciones en el MEM al finalizar de 2021.

Gráfico 50. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2021 (en porcentaje por modalidad)



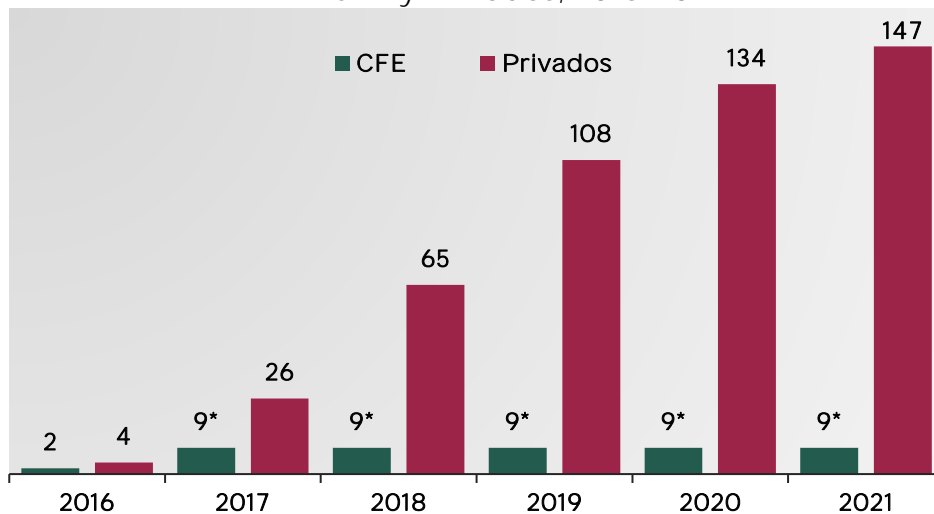
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE. Información actualizada al cierre de 2021:

[https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2021\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2021/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2021).pdf)

*Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que hasta 2021 no representa Activos Físicos en el MEM.

En el Gráfico 51 se observa la evolución en el número de participantes del MEM clasificados entre privados y pertenecientes a CFE. Al concluir 2021, de los 156 PM en operaciones, 147 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, 2016-2021



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

Información preliminar actualizada al cierre de 2021.

* Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que hasta 2021 no representa Activos Físicos en el MEM.

7.3 MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

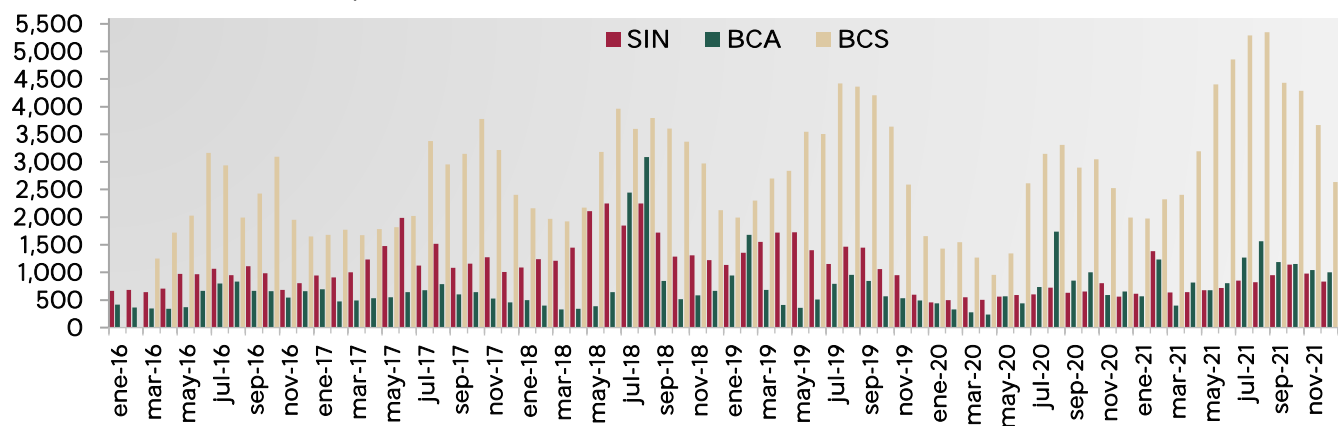
Mercado integrado por el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado de Tiempo Real (MTR), a través de los cuales se realizan transacciones de compraventa de energía eléctrica y Servicios Conexos. Con base en las ofertas de compra y venta presentadas por los Participantes del Mercado y la aplicación de criterios de optimización, el CENACE obtiene los precios (Precio Marginal Local -PML-) a los que se asigna y despacha la energía eléctrica y los Servicios Conexos en cada mercado. 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 2021, el Sistema Eléctrico Nacional estaba conformado por 2,540 NodosP, de los cuales 2,398 se ubican en el Sistema Interconectado Nacional, 113 en el Sistema Interconectado Baja California y 29 en el Sistema Interconectado Baja California Sur.⁸⁵

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 en el MDA de 2016 a 2021.

Gráfico 52. Precio Marginal Local MDA en el SIN, BCA y BCS, promedios mensuales, 2016-2021 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

De 2016 a 2021, los precios promedio mensuales en el MDA presentan un comportamiento estacional durante cada año, con valores más altos registrados usualmente durante los meses correspondientes a la temporada de verano. En 2021, sin embargo, el promedio mensual máximo en el SIN se registró en febrero con 1,384.2 \$/MWh, cifra propiciada por la escasez de gas natural y el súbito incremento de sus precios a causa del fenómeno meteorológico de bajas temperaturas conocido como “vórtice polar”, que cubrió buena parte del territorio de Estados Unidos de América y afectó por congelamiento la infraestructura de extracción y transporte de ese combustible en el estado de Texas, de donde proviene gran parte del gas natural que se utiliza para la producción

⁸⁵ Cifras basadas en el Catálogo de NodosP del Sistema Eléctrico Nacional, actualizado al 15 de diciembre de 2021, disponible para su consulta en el siguiente enlace: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>

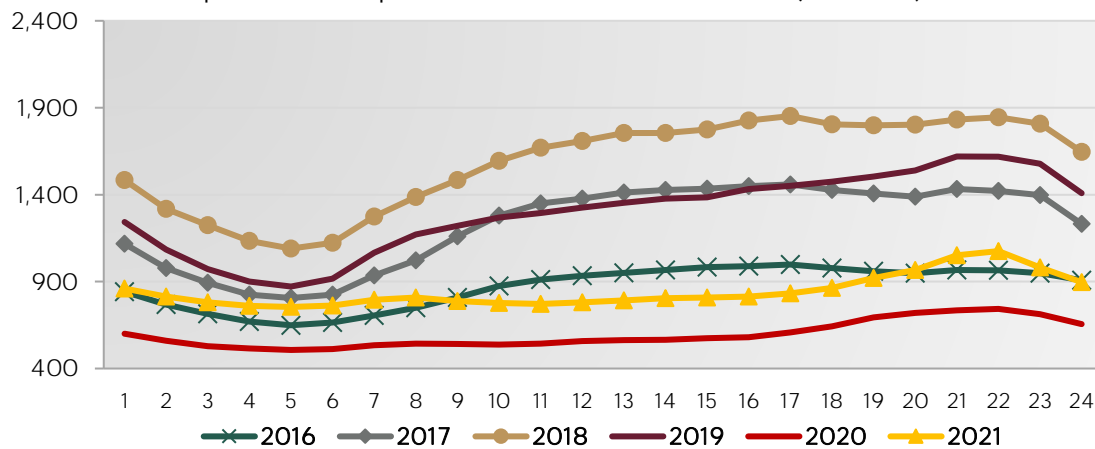
de electricidad en México⁸⁶, que originó bajas temperaturas en el norte del país y fallas en la infraestructura de generación.⁸⁷

El sistema BCA también registró un aumento súbito en los precios de la electricidad a causa de los altos precios del gas natural observados durante febrero de 2021, al alcanzar un promedio de 1,232.5 \$/MWh durante ese mes, no obstante, el precio más alto para ese sistema y BCS se registró en agosto de ese año con 1,566.6 \$/MWh y 5,349.6 \$/MWh, respectivamente.

De manera general, en 2021, se observa un incremento general de los precios promedio mensuales registrados en el SIN, BCA y BCS, respecto de los observados en 2020, lo que se explica por el crecimiento de la demanda derivado de la reactivación de actividades económicas restringidas a causa de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

En el Gráfico 53 se presentan los PML promedio para cada hora del día en el MDA registrados para el SIN en el periodo 2016-2021, en el que se observa que durante 2021 el comportamiento del PML promedio para cada una de las 24 horas del día es similar al de los cinco años previos, en particular al de 2020. Asimismo, se aprecia que los precios en 2020 son los menores del periodo 2016-2021.

Gráfico 53. Precio Marginal Local MDA en el SIN, promedios por hora del día, 2016-2021 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

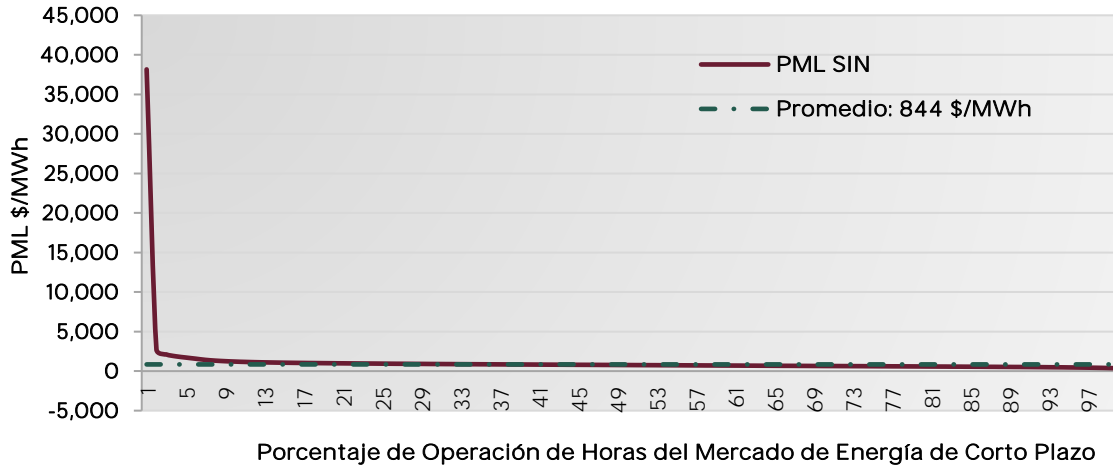
Los Gráficos 54, 55 y 56 muestran la curva de duración del promedio de los PML por percentil en cada sistema durante 2021, lo que permite identificar su distribución con respecto al PML promedio de ese año.

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 2,735 \$/MWh y hasta 38,160 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios se observó en 88 de las 8,760 horas del año; mientras que el 63% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (844 \$/MWh).

⁸⁶ De acuerdo con lo expuesto en el "Informe Anual 2021 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)", apartados "Respuesta ante emergencia por bajas temperaturas" y "Crisis por escasez de gas en Texas", disponible para su consulta en el siguiente enlace: <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202021.pdf>

⁸⁷ Conforme a lo señalado en el "Informe de Autoevaluación de la Gestión, primer semestre 2021", subapartado "2.- Afectación por Frente Frío No. 35 y Novena Tormenta Invernal", publicado por el Centro Nacional de Control de Energía: https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/ArchivosAutoEvaluacion/3_Informe%20de%20Autoevaluaci%C3%B3n%20de%20la%20Gesti%C3%B3n%20Primer%20Semestre%202021.pdf

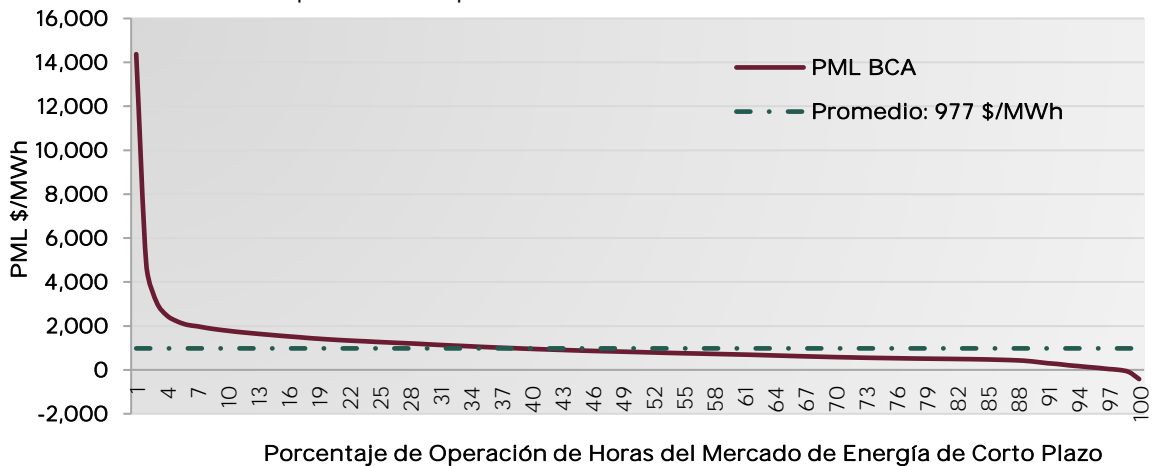
Gráfico 54. Curva de Duración del PML MDA en el SIN y promedio por hora del sistema, 2021



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

En BCA, como se observa en el Gráfico 55, aproximadamente el 1% (88 horas) del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto se registraron precios superiores a 4,775 \$/MWh y hasta 14,375 \$/MWh; mientras que el 62% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (977 \$/MWh).

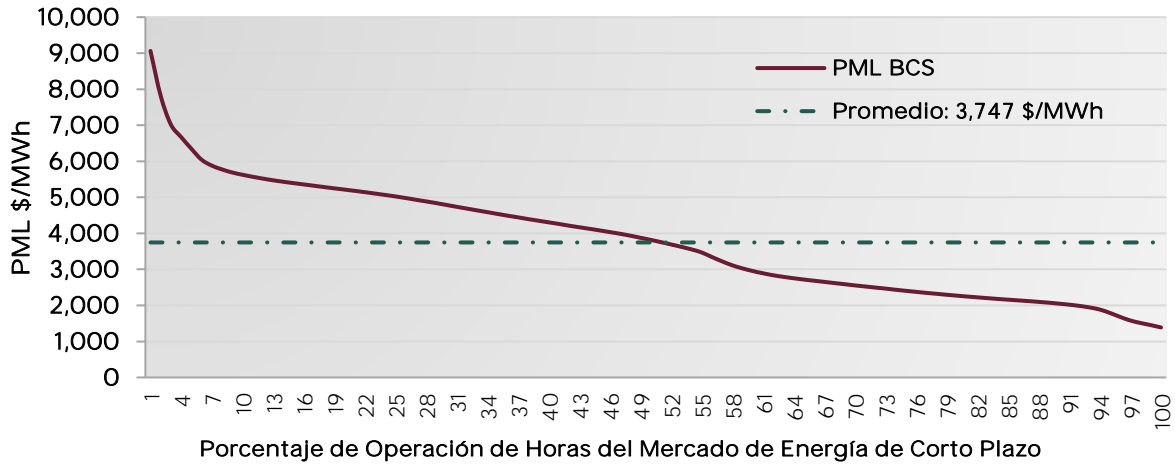
Gráfico 55. Curva de Duración del PML MDA en BCA y promedio por hora del sistema, 2021



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 7,814 \$/MWh y hasta 9,062 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios en este sistema se observó en 88 horas del año; mientras que el 49% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (3,747 \$/MWh).

Gráfico 56. Curva de Duración del PML MDA en BCS y promedio por hora del sistema, 2021

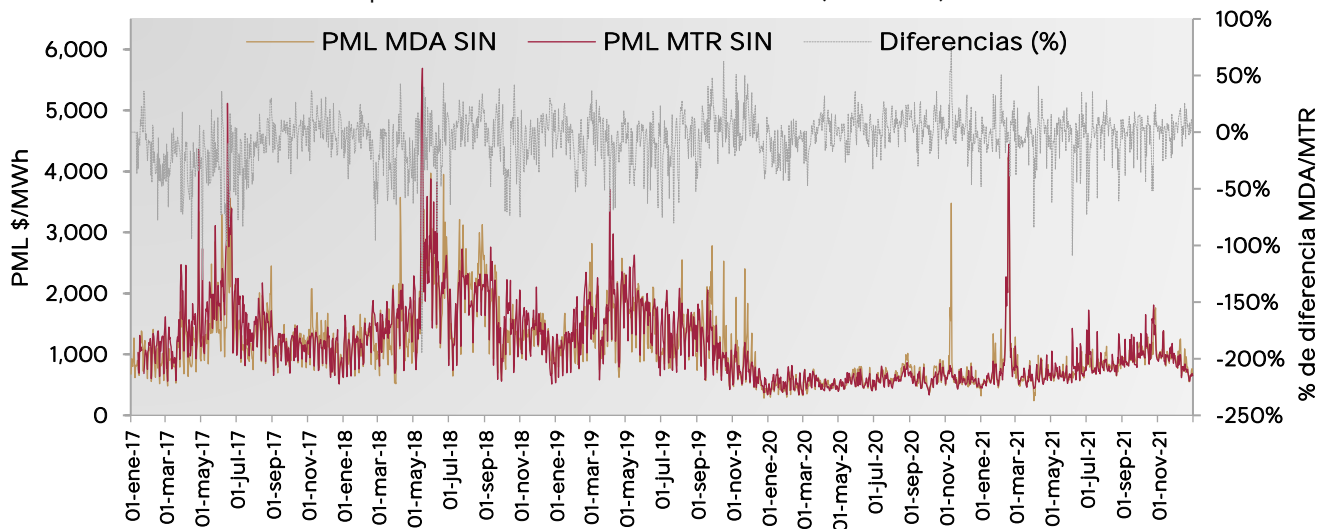


Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

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 diario de los PML en el MDA y los del MTR, registrados en el SIN en el periodo 2017-2021.

Gráfico 57. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios diarios, 2017-2021 (\$/MWh)



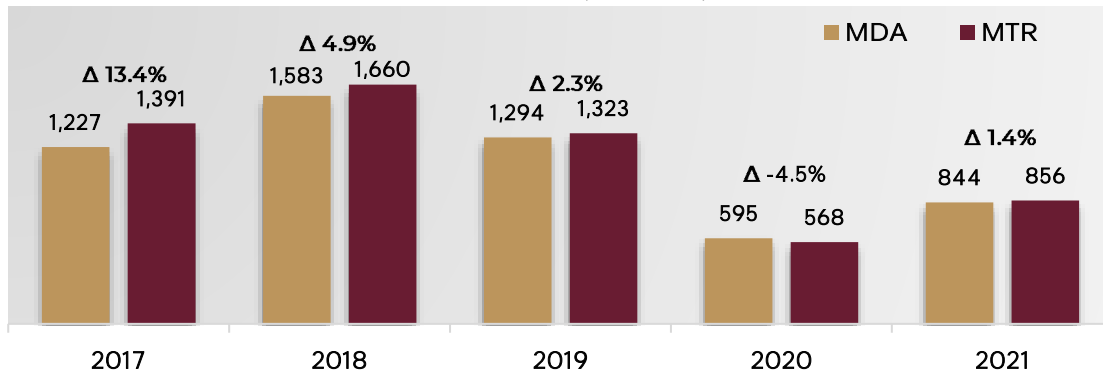
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En 2021 el PML promedio del MDA fue de 844 \$/MWh, mientras que el del MTR ascendió a 856 \$/MWh, lo que implica una diferencia del 1.43% entre ambos mercados, siendo el precio promedio del MTR mayor al del MDA. Dicha diferencia es menor a la observada en 2020, en el que el precio promedio del MTR fue 4.5% menor al del MDA.

Cabe mencionar que durante 2021 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 2021, para cada uno de los sistemas interconectados que integran el Sistema Eléctrico Nacional.

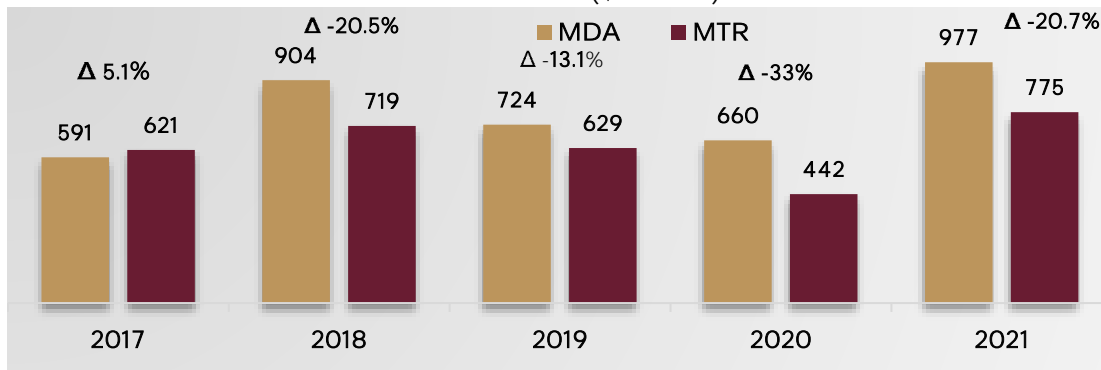
Gráfico 58. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios anuales 2017-2021 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Entre 2020 y 2021, en el SIN el PML pasó de 595 a 844 (\$/MWh), lo que representa un aumento del 42%, mientras que en el MTR el PML pasó de 568 a 856 (\$/MWh) lo que implica un incremento del 50.9%. El incremento de los PML promedio de ambos mercados en 2021, con respecto a los observados en 2020, está relacionado con el crecimiento de la demanda derivado de la reactivación de actividades económicas restringidas a causa de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

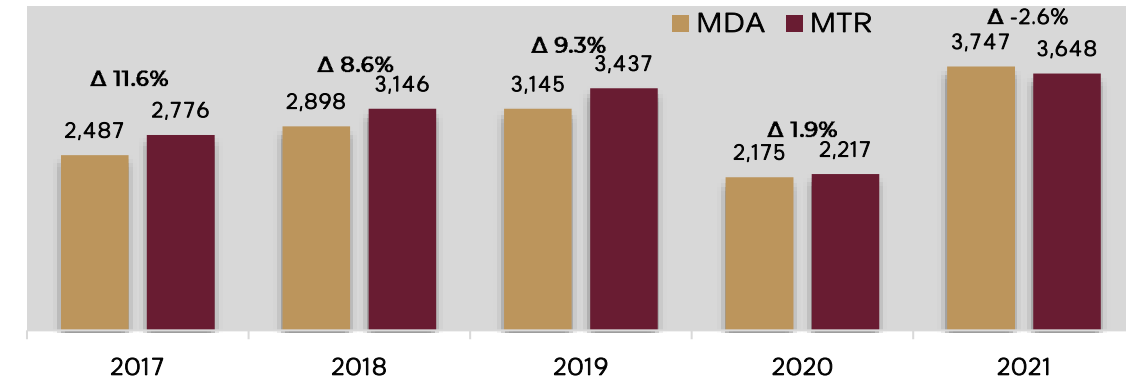
Gráfico 59. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCA, promedios anuales 2017-2021 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

En 2021, el sistema BCA también registró un aumento del PML promedio anual del MDA y el MTR con respecto a lo observado en 2020. El MDA pasó de un PML promedio de 660 a 977 (\$/MWh), lo que representa un incremento del 48%; en tanto que el MTR pasó de 442 a 775 (\$/MWh), lo que equivale a un crecimiento del 75.1%. De 2018 a 2021 el PML promedio del MTR es menor al del MDA.

Gráfico 60. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCS, promedios anuales 2017-2021 (\$/MWh)



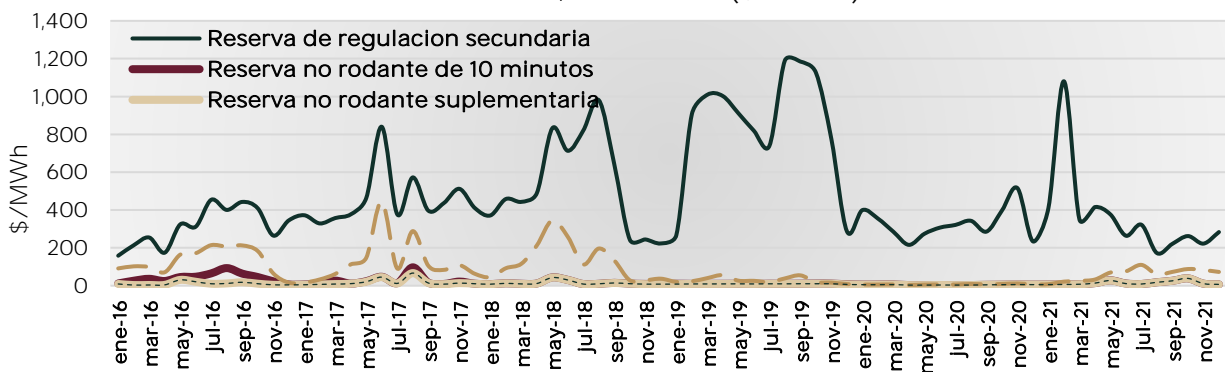
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

BCS es el sistema interconectado en el que se observan los PML promedio anuales más altos del periodo 2017-2021. Entre 2020 y 2021, el PML promedio del MDA pasó de 2,175 a 3,747 (\$/MWh), lo que representa un aumento del 72.3%; mientras que en el MTR el PML pasó de 2,217 a 3,648 (\$/MWh), lo que equivale a un incremento del 64.5%. 2021 fue el primer año desde 2017 en el que el PML promedio anual del MTR es menor al del MDA.

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 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 el Gráfico 61 se muestra la evolución de los precios promedio de los Servicios Conexos en el MDA correspondientes al SIN en el periodo 2016-2021.

Gráfico 61. Precios de Servicios Conexos en el MDA del SIN, promedios mensuales de cada reserva, 2016-2021 (\$/MWh)

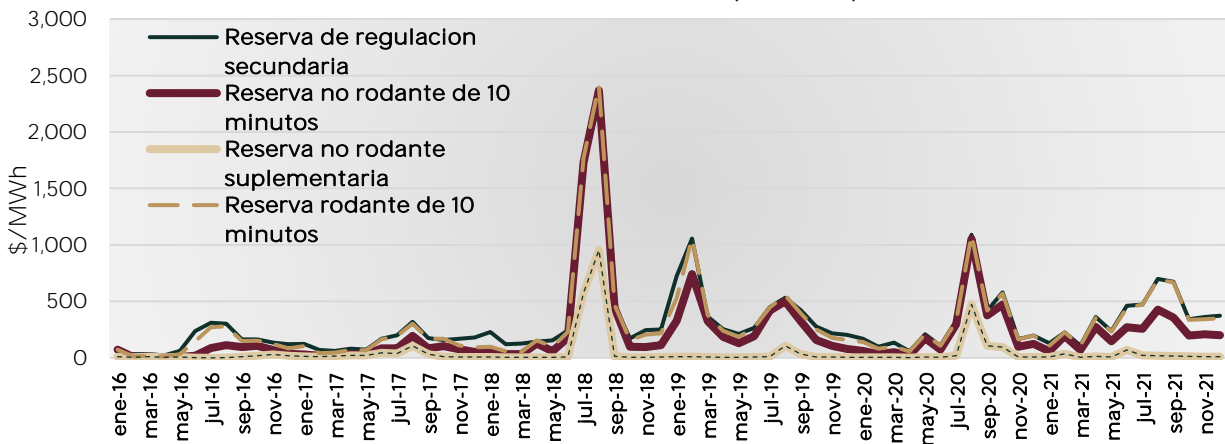


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

De manera general, al englobar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2021 se registró un aumento del precio promedio anual del 34.8% con respecto a 2020, al pasar de 70.01 \$/MWh a 94.36 \$/MWh. El precio promedio mensual más alto en 2021 se registró en febrero con \$224.64 \$/MWh, debido a los efectos del aumento en el precio del gas natural por la tormenta invernal (vórtice polar) que afectó a Texas, EUA.

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 2021 se registró un incremento del precio promedio anual del 5.21% con respecto a 2020, al pasar de 188.50 \$/MWh a 198.31 \$/MWh. Los precios promedio mensuales más altos en 2021 se registraron entre los meses de junio y septiembre.

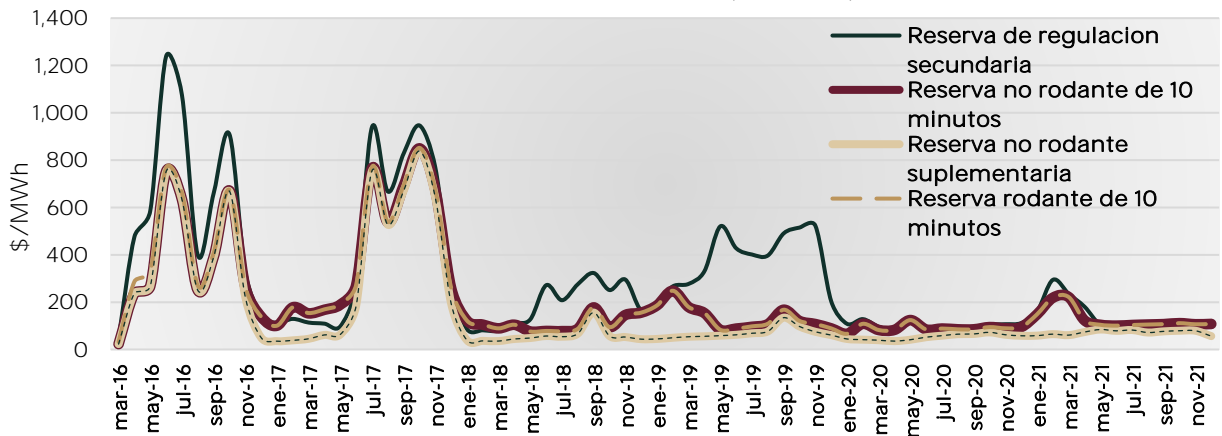
Gráfico 62. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCA, promedios mensuales de cada reserva, 2016-2021 (\$/MWh)



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 2021 se registró un incremento del precio promedio del 40.97% con respecto a 2020, al pasar de 77.7 \$/MWh a 109.54 \$/MWh. Los precios promedio mensuales más altos en 2021 se registraron en febrero y marzo.

Gráfico 63. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCS, promedios mensuales de cada reserva, 2016-2021 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

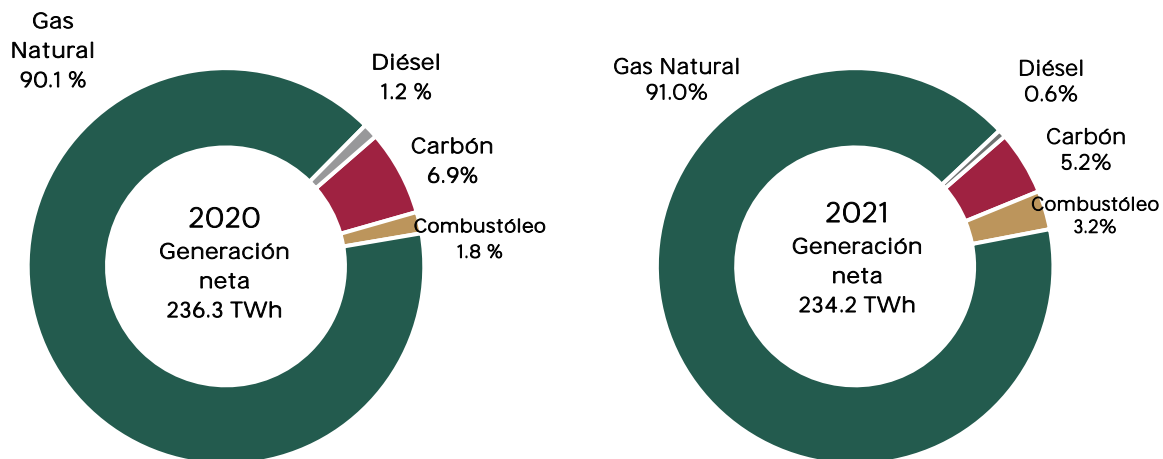
7.7 COMBUSTIBLES

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 2020 y 2021. El gas natural es el energético con la mayor contribución en ambos años, con una participación de 90.1% en 2020 y tener un incremento marginal en 2021 para alcanzar el 91.0%. Mientras que el combustóleo pasó de 1.8% a 3.2%. En contraste, el carbón y el diésel redujeron su participación en ese periodo al pasar de 6.9% a 5.2% y de 1.2% a 0.6%, respectivamente.

Gráfico 64. Combustibles fósiles utilizados para la Generación Neta de electricidad 2020-2021

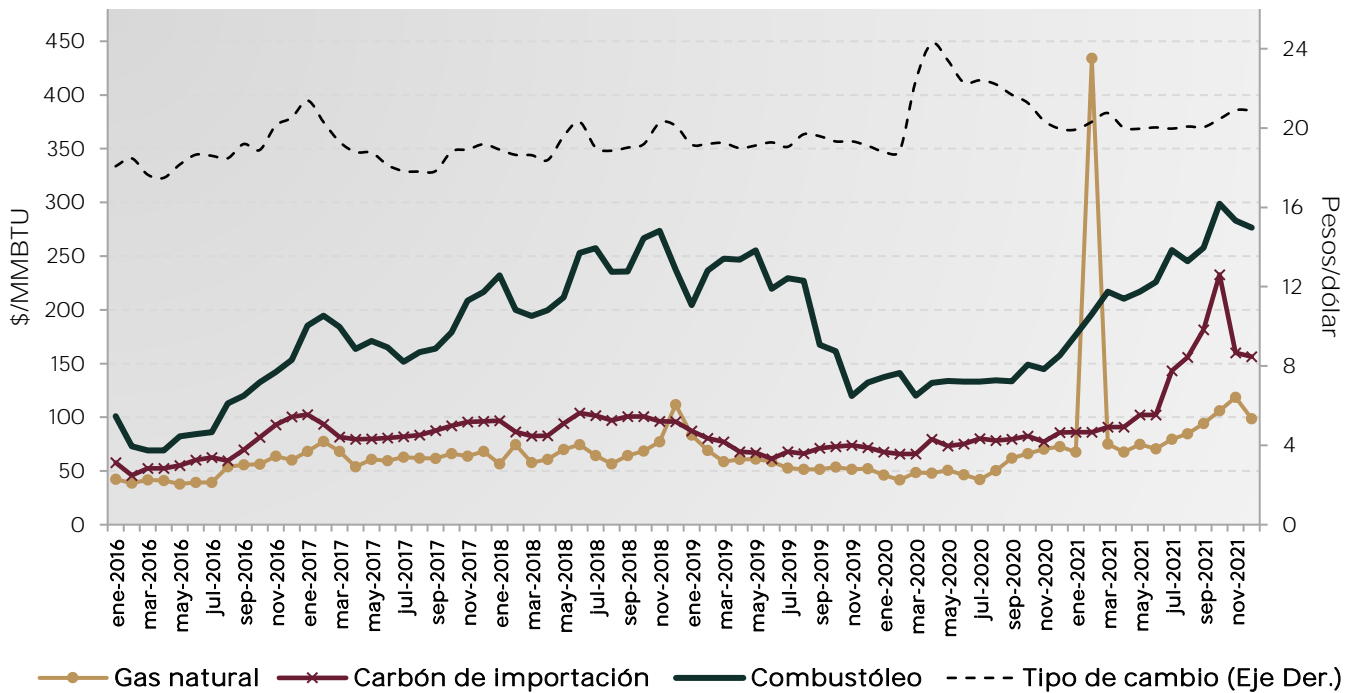


Fuente: Estimaciones de SENER con datos de CFE, CRE y el PRODESEN 2021-2035.

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 2021 los precios promedio anuales de gas natural, carbón y combustóleo presentaron aumentos con respecto a los observados en 2020; el primero pasó de 53.7 a 114.3 (\$/MMBTU), lo que representa un incremento del 112.6%; mientras que el carbón de importación pasó de 75.9 a 132.3 (\$/MMBTU), lo que equivale a una variación del 74.4%; finalmente, el combustóleo se incrementó 73.4%, al pasar de 137.5 a 238.3 (\$/MMBTU) entre esos años.

Gráfico 65. Precio de combustibles nacionales 2016-2021



Fuentes: Elaborado por SENER con información de Prontuarios Estadísticos 2016 - 2022 (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>

<https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2022>

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

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

Carbón de importación: Estimación SENER con datos de CENACE. A partir de septiembre de 2020, se consideran los valores del IPGN (Índice de Referencia de Precios del Gas Natural al Mayoreo). En febrero de 2021, hubo graves restricciones en el suministro de gas natural debido a un frío invierno en EUA, con grandes incrementos en su precio.

7.8 SUBASTAS DE LARGO PLAZO (SLP)

Durante 2021 iniciaron operación comercial un total de cinco proyectos de generación eléctrica correspondientes a las SLP, de los cuales dos son de tecnología eólica y tres de solar; mientras que al finalizar ese año ocho proyectos de tecnología fotovoltaica y eólica se encontraban en pruebas operativas. Lo anterior significa que durante 2022 se incorporaron al Sistema Eléctrico Nacional 1,613.3 MW de capacidad instalada⁸⁸ con una inversión estimada de 1,844 millones de dólares.

La capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica, asociada a las tres SLP que al concluir 2021 se encontraba en pruebas operativas o en operación comercial se presenta en la Tabla 38.⁸⁹

⁸⁸ Conforme a la capacidad registrada en los respectivos contratos de interconexión. Cifra estimada por SENER con información proporcionada por el CENACE.

⁸⁹ No se incluye la capacidad de tecnología convencional (turbogas) correspondiente a una central eléctrica incluida en contrato de la SLP-1/2017.

Tabla 38. Capacidad Instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en operación comercial o en pruebas operativas hasta 2021

Subasta de Largo Plazo	Capacidad adjudicada (MW)		Capacidad operación y pruebas (MW)*		Avance
	FV	EO	FV	EO	
Primera	1,472	394	1,201	355	83.4%
Segunda	1,853	1,038	1,777	830	90.2%
Tercera	1,323	689	1,124	713	91.3%
Total	4,648	2,121	4,102	1,898	88.6%

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE. Datos preliminares.

* Incluye capacidad en Contrato de Interconexión.

FV: Solar Fovoltáica

EO: Eólica

Al finalizar 2021 un total de cuarenta y seis proyectos de generación eléctrica a partir de energías limpias, fotovoltaica y eólica asociados a las SLP se encontraban en operación comercial o en pruebas operativas, lo que representa un avance del 88.6% respecto a la capacidad que se deberá instalar como resultado de las Subastas de Largo Plazo.

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.

7.9.1 Resultados del MBP para el Año de Producción 2021

El MBP para el Año de Producción 2021 se llevó a cabo en febrero de 2022.

Tabla 39. Resultados del MBP para el año de producción 2021

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)
SIN	1,934	1,934	8,066	8,066	6,132	0	0
BCA	1,006	1,006	418	418	0	588	3,605.8
BCS	286	286	278	278	0	8	8,383.5

Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE. Las cantidades registradas pueden no coincidir por redondeo.

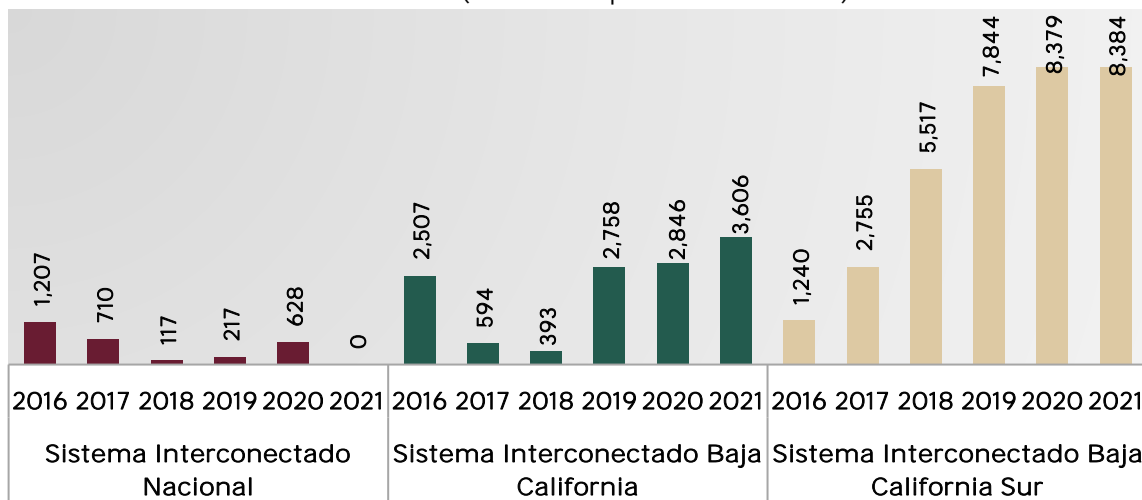
Conforme a los resultados del MBP para el Año de Producción 2021, se destaca lo siguiente:

- **Zona de Potencia SIN.** Se adquirieron 6,132 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 fue de cero pesos/MW-año.
- **Zona de Potencia BCA.** Registró una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia de 588 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 (3,605,757 \$/MW-año) refleja la relación entre las ofertas de compra (1,006 MW-año) y venta (418 MW-año).
- **Zona de Potencia BCS.** Se registraron 8 MW-año de Potencia incumplida, lo que representa un déficit de Potencia con respecto a las obligaciones netas en BCS. El PNP resultante fue de 8,383,551 \$/MW-año.

7.9.2 Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2021

El comportamiento de los precios (PNP) históricos a los que se adquirió la Potencia en el MBP durante el periodo 2016- 2021, para cada una de las zonas que integran el SEN, se muestra en el siguiente Gráfico 66:

Gráfico 66. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia, Años de Producción 2016-2021 (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 2021, por primera vez se registra un Precio Neto de Potencia de cero pesos/MW-año de Potencia en las Zonas de Potencia que integran el Sistema Eléctrico Nacional, el cual correspondió al SIN.
- Por otra parte, los precios en el BCA presentaron una tendencia decreciente entre 2016 y 2018, sin embargo, de 2019 a 2021 el precio registra incrementos continuos. En 2021 se observa un crecimiento de 26.7%, al pasar de 2,846,499 a 3,605,757 pesos por MW-año de Potencia. Considerando que en 2021 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 2021. En el Año de Producción 2021, al igual que BCA, en BCS se registró un déficit de Potencia, y el precio correspondiente, con un monto de 8,383,551 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 Y DEL MEM

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.

En 2021 se llevó a cabo una sesión del Comité, correspondiente a la "Séptima Sesión Ordinaria", celebrada el 17 de octubre 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 6 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.