



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

INFORME PORMENORIZADO SOBRE EL
DESEMPEÑO
Y LAS TENDENCIAS
DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL
2022

© 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 | 20 |
| 1.1.5 Generación de energía eléctrica por parte de CFE..... | 22 |
| 1.1.6 Fortalecimiento de la CFE..... | 23 |
| 1.2 Generación Distribuida..... | 24 |
| 1.3 Fuentes de Energía Empleadas en la Generación..... | 27 |
| 1.3.1 Consumo de Gas Natural y Gasoductos..... | 28 |
| 1.3.1.1 Gas Natural | 28 |
| 1.3.1.2 Gasoductos | 29 |
| 1.3.2 Consumo de otros combustibles..... | 31 |
| 1.3.3 Comparación de fuentes de energía: México VS. EUA | 32 |
| 1.4 Consumo de Combustibles de Permisionarios..... | 32 |
| 1.5 Emisiones de Bióxido de Carbono (CO ₂)..... | 34 |
| 1.6 Impuestos al Carbono | 36 |
| 2 Transmisión..... | 38 |
| 2.1 Infraestructura de la red nacional de transmisión en 2022..... | 39 |
| 2.2 Principales proyectos de infraestructura de la Red Nacional de Transmisión en 2022..... | 40 |
| 2.3 Interconexiones transfronterizas..... | 42 |
| 2.4 Indicadores de desempeño de la Red Nacional de Transmisión | 43 |
| 3 Distribución..... | 44 |
| 3.1 Infraestructura de Distribución..... | 44 |
| 3.2 Proyectos de Distribución durante 2022..... | 45 |
| 3.2.1 Proyectos de Distribución concluidos en 2022..... | 45 |
| 3.2.2 Proyectos de Distribución en construcción al cierre de 2022..... | 46 |
| 3.3 Pérdidas de Energía en el proceso de Distribución..... | 47 |
| 3.4 Indicadores de desempeño de las Redes Generales de Distribución | 47 |
| 3.5 Estrategia Nacional de Electrificación..... | 49 |
| 3.5.1 Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)..... | 49 |
| 3.5.2 CFE Distribución..... | 51 |
| 4 Comercialización | 52 |
| 4.1 Suministro Básico..... | 53 |
| 4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos..... | 53 |
| 4.1.2 Ventas de Suministro Básico por Sector y Entidad Federativa | 56 |
| 4.1.3 Estacionalidad anual de las Ventas de Energía Eléctrica | 58 |
| 4.1.4 Migración de usuarios al Servicio Calificado..... | 58 |
| 4.1.5 Participantes Privados..... | 59 |
| 4.2 Suministro Calificado | 60 |
| 4.3 Tarifas Eléctricas Reguladas..... | 61 |
| 4.3.1 Esquema Tarifario en 2022 | 61 |
| 4.3.2 Tarifas subsidiadas | 63 |
| 5 Demanda y Consumo en el Sistema Eléctrico Nacional | 65 |
| 5.1 Demanda Máxima Integrada Neta..... | 66 |
| 5.2 Cien horas Críticas de Demanda Máxima..... | 68 |
| 5.3 Consumo Neto de Energía Eléctrica | 70 |

| | | |
|-------|--|-----------|
| 6 | Planeación y control del SEN | 72 |
| 6.1 | Indicadores para el seguimiento de la evolución de la Industria Eléctrica Nacional en 2022 | 73 |
| 6.1.1 | Margen de Reserva Operativo (MRO)..... | 73 |
| 6.1.2 | Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión..... | 74 |
| 6.1.3 | Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI)..... | 75 |
| 6.1.4 | Porcentaje de Generación eléctrica limpia en la Generación Total..... | 75 |
| 7 | Mercado Eléctrico Mayorista | 77 |
| 7.1 | Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista | 77 |
| 7.2 | Participantes del Mercado | 77 |
| 7.3 | Mercado de Energía de Corto Plazo | 79 |
| 7.4 | Comportamiento de los PML en el MDA..... | 79 |
| 7.5 | Comportamiento de los PML en el MDA vs MTR..... | 82 |
| 7.6 | Evolución de los precios de Servicios Conexos en el MDA | 84 |
| 7.7 | Combustibles | 86 |
| 7.8 | Subastas de Largo Plazo (SLP)..... | 88 |
| 7.9 | Mercado para el Balance de Potencia..... | 88 |
| 7.9.1 | Resultados del MBP para el Año de Producción 2022..... | 89 |
| 7.9.2 | Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2022 | 89 |
| 7.10 | Comité de Evaluación del CENACE..... | 90 |



ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional, 2019-2022 | 13 |
| Tabla 2. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa 2019-2022..... | 14 |
| Tabla 3. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de CFE, 2019-2022 por tipo de Tecnología | 16 |
| Tabla 4. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de los PIE, 2019-2022 por tipo de Tecnología | 16 |
| Tabla 5. Capacidad Bruta efectiva de CFE Generación y PIE por EPS 2020-2022..... | 17 |
| Tabla 6. Evolución histórica de la Generación Total de energía eléctrica 2018-2022 | 19 |
| Tabla 7. Generación Neta de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional 2018-2022, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente..... | 21 |
| Tabla 8. Generación Neta de CFE y PIE, 2018-2022..... | 22 |
| Tabla 9. Generación Neta de energía eléctrica de CFE por EPS, 2019-2022..... | 23 |
| Tabla 10. Consumo de Gas Natural en CFE, 2013-2022..... | 28 |
| Tabla 11. Sistemas que conforman el SISTRANGAS..... | 30 |
| Tabla 12. Infraestructura de Transporte de Gas Natural al servicio de CFE en 2022 | 30 |
| Tabla 13. Consumo de combustibles en CFE 2013-2022..... | 31 |
| Tabla 14. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS 2019 y 2022 | 36 |
| Tabla 15. Longitud de líneas de la Red Nacional de Transmisión por nivel de tensión, 2018-2022..... | 39 |
| Tabla 16. Escenario Tecnológico de la Red Nacional de Transmisión, 2018-2022..... | 40 |
| Tabla 17. Proyectos de Subestaciones Eléctricas concluidos en 2022 | 41 |
| Tabla 18. Proyectos de Infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que continuaron su ejecución en 2022 | 41 |
| Tabla 19. Importación y Exportación de electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión 2018-2022 | 43 |
| Tabla 20. Principales Indicadores de la Red Nacional de Transmisión 2018-2022..... | 43 |
| Tabla 21. Unidades de Negocio de CFE Distribución..... | 44 |
| Tabla 22. Infraestructura de CFE Distribución 2019 a 2022..... | 45 |
| Tabla 23. Principales proyectos de Distribución terminados en 2022 bajo el esquema de Obra Pública Financiada | 46 |
| Tabla 24. Principales obras de Distribución en construcción al cierre de 2022 bajo el esquema de Obra Pública Financiada | 46 |
| Tabla 25. Índices para medir confiabilidad del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2015-2022, sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor..... | 48 |
| Tabla 26. Indicadores de servicio del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2017-2022..... | 48 |
| Tabla 27. Grado de Electrificación 2015-2022..... | 49 |
| Tabla 28. Invitación a CFE Distribución 2019-2022. Componente Extensión de Redes Generales de Distribución. Relación de localidades por electrificar | 50 |
| Tabla 29. Invitación a CFE Distribución Componente Sistemas Aislados de Electrificación 2019-2022 Relación de localidades con Necesidades de Electrificación | 50 |
| Tabla 30. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico 2019-2022 | 53 |
| Tabla 31. Principales Indicadores Comerciales de CFE Suministro Básico 2022..... | 55 |
| Tabla 32. Variación porcentual anual de ventas de electricidad por Entidad Federativa 2021-2022 | 57 |
| Tabla 33. Migración de usuarios de CFE SSB a Suministro Calificado 2021-2022..... | 59 |
| Tabla 34. Demanda Máxima Neta integrada en 2020-2022 | 66 |
| Tabla 35. Capacidad Instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en operación comercial o en pruebas operativas hasta 2022..... | 88 |
| Tabla 36. Resultado del MBP para el año de producción 2022 | 89 |

ÍNDICE DE GRÁFICOS

| | |
|--|----|
| Gráfico 1. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Permiso, 2022..... | 13 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| Gráfico 2. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Tecnología, 2022 | 14 |
| Gráfico 3. Evolución de la Capacidad por Instalar por Tecnología (PIIRCE), 2022-2037 | 17 |
| Gráfico 4. Adiciones de Capacidad de 2023 a 2026 de Proyectos Estratégicos de Infraestructura | 18 |
| Gráfico 5. Adiciones de Capacidad en MW de Proyectos Estratégicos 2027 a 2037 | 18 |
| Gráfico 6. Generación Total de energía eléctrica en 2022, por tipo de Tecnología | 20 |
| Gráfico 7. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional en 2022, por tipo de Tecnología considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente | 21 |
| Gráfico 8. Capacidad Instalada y número de contratos de Interconexión de Generación Distribuida Acumulada 2007-2022..... | 25 |
| Gráfico 9. Capacidad Instalada de Generación Distribuida por Tecnología Acumulada 2022 | 25 |
| Gráfico 10. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa acumulada 2022 | 26 |
| Gráfico 11. Régimen de contraprestación de Generación Distribuida y de los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala..... | 26 |
| Gráfico 12. Participación porcentual de las fuentes de energía empleadas para la Generación de electricidad, 2017-2022..... | 28 |
| Gráfico 13. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México 2000-2022..... | 29 |
| Gráfico 14. Estructura de Generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México 2022 | 32 |
| Gráfico 15. Consumo de combustibles por permisionario 2022..... | 33 |
| Gráfico 16. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2022 | 33 |
| Gráfico 17. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona 2005-2022..... | 34 |
| Gráfico 18. Participación de las principales fuentes de emisión de GEI en México 2021 | 35 |
| Gráfico 19. Emisión de GEI por Generación Bruta de electricidad, 2000-2022 | 35 |
| Gráfico 20. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles 2014-2022..... | 37 |
| Gráfico 21. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México, 2014-2022..... | 37 |
| Gráfico 22. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de Distribución 2012-2022, incluye Alta Tensión | 47 |
| Gráfico 23. Participación en comercialización de energía eléctrica 2016-2022 | 53 |
| Gráfico 24. Distribución porcentual por sector de Usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2022 | 54 |
| Gráfico 25. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2022..... | 54 |
| Gráfico 26. Distribución porcentual por sector del valor de las ventas de CFE SSB en 2022..... | 54 |
| Gráfico 27. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo, 2010-2022 | 55 |
| Gráfico 28. Variación porcentual de las ventas de electricidad por Entidad Federativa 2021-2022..... | 56 |
| Gráfico 29. Ciclo anual de las ventas de Energía 2012-2022 | 58 |
| Gráfico 30. Ventas por Usuarios industriales de CFE y Capacidad de Generación privada, 2000-2022..... | 59 |
| Gráfico 31. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE, 2015-2022..... | 60 |
| Gráfico 32. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados, 2016-2022 | 60 |
| Gráfico 33. Tarifa Eléctrica Media Nacional de los sectores industrial, comercial y de servicios, 2018-2022..... | 62 |
| Gráfico 34. Variación acumulada anual de la tarifa 1 para uso doméstico en Consumo Básico (2019-2022) vs Tasa de inflación anual | 63 |
| Gráfico 35. Variación de la Tarifa 9-CU para bombeo de agua para uso agrícola vs. la variación de la inflación, 2018-2022..... | 64 |
| Gráfico 36. Demanda Máxima Integrada Neta semanal en el SIN en 2020 y 2022 | 66 |
| Gráfico 37. Curva de Duración de la Demanda Neta del SIN en 2022 | 67 |
| Gráfico 38. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCA en 2022 | 68 |
| Gráfico 39. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCS en 2022 | 68 |
| Gráfico 40. Frecuencia de las 100 horas de Demanda Máxima 2022, SIN | 69 |
| Gráfico 41. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2022, SIN | 69 |
| Gráfico 42. Temperatura media nacional 2022 y promedio 1991-2020 | 69 |
| Gráfico 43. Evolución del Consumo Neto Anual SEN y SIN periodo 2013-2022..... | 70 |
| Gráfico 44. Evolución del Consumo Neto Anual por Gerencia de Control Regional. periodo 2013-2022 | 71 |
| Gráfico 45. Margen de Reserva Operativo en el SIN 2011-2022..... | 73 |

| | |
|---|----|
| Gráfico 46. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión, 2016-2022..... | 74 |
| Gráfico 47. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI), 2015-2022 | 75 |
| Gráfico 48. Porcentaje de Generación Eléctrica Limpia en la Generación Total 2018-2022..... | 76 |
| Gráfico 49. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad, 2016-2022..... | 77 |
| Gráfico 50. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2022..... | 78 |
| Gráfico 51. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM: CFE y Privados, 2016-2022..... | 78 |
| Gráfico 52. Precio Marginal Local MDA en el SIN, BCA y BCS, promedios mensuales, 2017-2022 | 79 |
| Gráfico 53. Precio Marginal Local MDA en el SIN, promedios por hora del día, 2018-2022..... | 80 |
| Gráfico 54. Curva de Duración del PML MDA en el SIN y promedio por hora del sistema, 2022 | 81 |
| Gráfico 55. Curva de Duración del PML MDA en BCA y promedio por hora del sistema, 2022..... | 81 |
| Gráfico 56. Curva de Duración del PML MDA en BCS y promedio por hora del sistema, 2022..... | 82 |
| Gráfico 57. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios diarios, 2018-2022..... | 82 |
| Gráfico 58. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios anuales 2018-2022 | 83 |
| Gráfico 59. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCA, promedios anuales 2018-2022 | 84 |
| Gráfico 60. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCS, promedios anuales 2018-2022 | 84 |
| Gráfico 61. Precios de Servicios Conexos en el MDA del SIN, promedios mensuales de cada reserva, 2018-2022 | 85 |
| Gráfico 62. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCA, promedios mensuales de cada reserva, 2018-2022 | 85 |
| Gráfico 63. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCS, promedios mensuales de cada reserva, 2018-2022 | 86 |
| Gráfico 64. Combustibles fósiles utilizados para la Generación Neta de electricidad 2021-2022..... | 87 |
| Gráfico 65. Precio de combustibles nacionales 2018-2022 | 87 |
| Gráfico 66. Precios en el Mercado para el Balance de Potencia, Años de Producción 2016-2022..... | 89 |

ÍNDICE DE MAPAS

| | |
|---|----|
| Mapa 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa, 2022 | 15 |
| Mapa 2. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2022 | 27 |
| Mapa 3. Red Nacional de Transmisión 2022 | 39 |
| Mapa 4. Interconexiones Transfronterizas 2022 | 42 |
| Mapa 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional..... | 65 |

SIGLAS Y ABREVIATURAS

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

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

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



INTRODUCCIÓN

Este informe pormenorizado del año 2022 sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional, es un documento anual mediante el cual la Secretaría de Energía, en cumplimiento al artículo 11, fracción IV, de la Ley de la Industria Eléctrica informa sobre el desempeño de cada componente que conforma a 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 2022 el Gobierno de México continuó con los esfuerzos para transformar la industria eléctrica con el objetivo de cumplir con el rescate del sector energético, estableciendo un orden del sector que cumpla con la visión transformadora que logre la autosuficiencia energética, donde la matriz energética tenga balance por medio de las diferentes tecnologías que reflejen un avance significativo hacia la transición energética, fortaleciendo a la Empresa Productiva del Estado, Comisión Federal de Electricidad, y permita cumplir con el compromiso, al pueblo de México de no incrementar las tarifas de electricidad y garantizar la seguridad energética como pieza estratégica de la seguridad nacional.

En 2022 el 99.29% 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 2022 el 31.2% 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 de CFE en 2022 se materializó a través del avance en la construcción de los proyectos estratégicos de generación de electricidad y en el aumento de su producción, con el objetivo de que la Empresa Productiva del Estado se mantenga como el principal generador de electricidad en el país. Adicionalmente, la CFE consolida su transformación en una empresa de energía, más que una empresa eléctrica, al incursionar en la procura y comercialización de combustibles, en particular el gas natural.

La SENER trabaja y ratifica el compromiso con la política energética determinada por el Presidente de México, para estar dentro de los países que menos CO₂ emite a la atmósfera en la generación de electricidad, la cual abastecen los participantes en el mercado eléctrico y la CFE, quien usa las mejores tecnologías, eficientes y económicas.

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 2022, la capacidad instalada de Centrales Eléctricas de CFE, de los PIE y de los demás permisionarios ascendió a 87,130 MW, presentando un incremento de 1.1% respecto a 2021 y 4.8% respecto a 2020. La Tabla 1 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional para los años 2019-2022.

¹ Artículo 17 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Tabla 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional, 2019-2022 (MW)

| Tecnología ^a | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 ^f | Participación 2022 (%) |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|------------------------|
| Hidroeléctrica | 12,611.8 | 12,611.8 | 12,614.0 | 12,613.1 | 14.48 |
| Geotermoeléctrica | 898.6 | 950.6 | 975.6 | 975.6 | 1.12 |
| Eoloeléctrica | 6,050.5 | 6,504.2 | 6,977.2 | 6,921.3 | 7.94 |
| Fotovoltaica | 3,646.4 | 5,149.3 | 5,954.6 | 6,535.3 | 7.50 |
| Bioenergía ^{b/} | 375.2 | 378.0 | 378.0 | 407.8 | 0.47 |
| Suma Limpia renovable | 23,582.4 | 25,593.8 | 26,899.3 | 27,453.2 | 31.51 |
| Nucleoeléctrica | 1,608.0 | 1,608.0 | 1,608.0 | 1,608.0 | 1.85 |
| Cogeneración eficiente ^{c/} | 1,709.9 | 2,304.7 | 2,304.7 | 2,307.7 | 2.65 |
| Suma limpia no renovable | 3,317.9 | 3,912.7 | 3,912.7 | 3,915.7 | 4.49 |
| Total energía limpia | 26,900.2 | 29,506.5 | 30,812.0 | 31,368.9 | 36.00 |
| Ciclo combinado | 30,402.1 | 31,947.6 | 33,640.4 | 34,412.6 | 39.50 |
| Térmica convencional ^{d/} | 11,831.0 | 11,809.0 | 11,793.0 | 11,343.0 | 13.02 |
| Turbogás ^{e/} | 2,959.8 | 3,545.0 | 3,743.6 | 3,814.6 | 4.38 |
| Combustión interna | 890.6 | 849.5 | 700.6 | 727.6 | 0.84 |
| Carboeléctrica | 5,463.5 | 5,463.5 | 5,463.5 | 5,463.5 | 6.27 |
| Total | 78,447.1 | 83,121.0 | 86,153.0 | 87,130.0 | 100.00 |

Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.4 Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW), se excluyen plantas en pruebas, pág. 118:

<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>

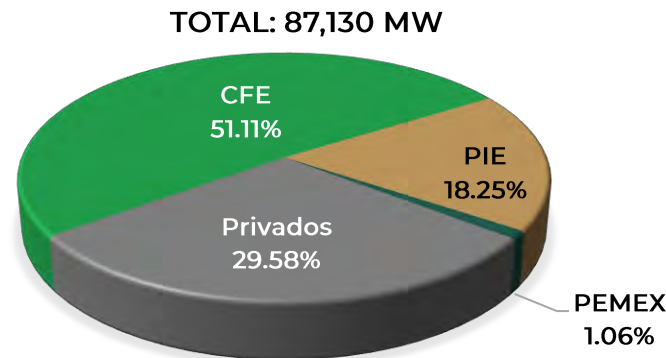
^{a/} No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida y FIRCO.

^{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. ^{f/} En 2022 incluye Híbrido FV-Batería.

Gráfico 1. Participación de la Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por tipo de Permiso, 2022

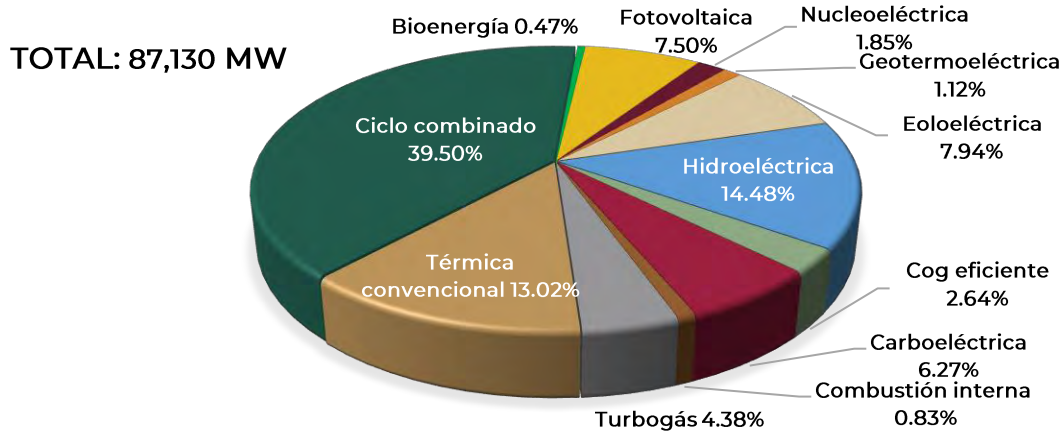


Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadros A1.9 Capacidad instalada interconectada a la red (MW) de la CFE y del resto de permisionarios al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas página 139:

<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>

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, 2022



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I. Cuadro A1.4 Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW), se excluyen plantas en pruebas, pág. 118.

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 2019-2022.

Tabla 2. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa 2019-2022 (MW)*

| Entidad | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022/2021(%) | Participación 2022 (%) | Posición |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|------------------------|------------------------|----------|
| Aguascalientes | 358 | 914 | 914 | 914 | 0.0 | 1.05 | 24 |
| Baja California | 3,249 | 3,249 | 3,277 | 3,277 | 0.0 | 3.76 | 10 |
| Baja California Sur | 845 | 837 | 1,015 | 1,129 | 11.2 | 1.30 | 23 |
| Campeche | 408 | 408 | 408 | 708 | 73.5 | 0.81 | 27 |
| Chiapas | 4,907 | 4,907 | 4,907 | 4,907 | 0.0 | 5.63 | 5 |
| Chihuahua | 3,366 | 4,254 | 4,404 | 4,503 | 2.2 | 5.17 | 7 |
| Ciudad de México | 288 | 288 | 294 | 294 | 0.0 | 0.34 | 30 |
| Coahuila | 4,658 | 4,741 | 4,729 | 4,723 | -0.1 | 5.42 | 6 |
| Colima | 2,754 | 2,754 | 2,754 | 2,754 | 0.0 | 3.16 | 13 |
| Durango | 1,938 | 2,027 | 2,080 | 2,080 | 0.0 | 2.39 | 18 |
| Estado de México | 1,541 | 1,541 | 2,399 | 2,744 | 14.4 | 3.15 | 14 |
| Guanajuato | 2,147 | 2,147 | 2,147 | 2,184 | 1.7 | 2.51 | 17 |
| Cuerrero | 3,446 | 3,446 | 3,446 | 3,446 | 0.0 | 3.95 | 9 |
| Hidalgo | 2,467 | 2,751 | 2,751 | 2,808 | 2.1 | 3.22 | 12 |
| Jalisco | 1,522 | 2,397 | 2,667 | 2,667 | 0.0 | 3.06 | 15 |
| Michoacán | 2,016 | 2,041 | 2,066 | 2,066 | 0.0 | 2.37 | 19 |
| Morelos | 6 | 6 | 732 | 732 | 0.0 | 0.84 | 25 |
| Nayarit | 1,770 | 1,770 | 1,770 | 1,770 | 0.0 | 2.03 | 21 |
| Nuevo León | 6,404 | 7,008 | 7,307 | 6,811 | -6.8 | 7.82 | 3 |
| Oaxaca | 3,181 | 3,181 | 3,181 | 3,181 | 0.0 | 3.65 | 11 |
| Puebla | 1,067 | 1,514 | 1,514 | 1,517 | 0.2 | 1.74 | 22 |
| Querétaro | 732 | 732 | 732 | 732 | 0.0 | 0.84 | 26 |
| Quintana Roo | 293 | 276 | 288 | 288 | 0.0 | 0.33 | 31 |

| Entidad | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022/2021(%) | Participación 2022 (%) | Posición |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------------|------------------------|----------|
| San Luis Potosí | 3,078 | 3,108 | 3,214 | 3,622 | 12.7 | 4.16 | 8 |
| Sinaloa | 2,633 | 2,664 | 2,664 | 2,664 | 0.0 | 3.06 | 16 |
| Sonora | 5,031 | 5,357 | 5,491 | 5,485 | -0.1 | 6.29 | 4 |
| Tabasco | 694 | 694 | 694 | 694 | 0.0 | 0.80 | 28 |
| Tamaulipas | 7,765 | 7,998 | 8,097 | 8,097 | 0.0 | 9.29 | 1 |
| Tlaxcala | 68 | 288 | 288 | 288 | 0.0 | 0.33 | 32 |
| Veracruz | 7,191 | 7,218 | 7,318 | 7,291 | -0.4 | 8.37 | 2 |
| Yucatán | 1,829 | 1,810 | 1,810 | 1,809 | -0.1 | 2.08 | 20 |
| Zacatecas | 255 | 255 | 255 | 405 | 58.8 | 0.46 | 29 |
| Texas EUA** | 540 | 540 | 540 | 540 | 0.0 | 0.62 | |
| Total | 78,447 | 83,121 | 86,153 | 87,130 | 1.1 | 100.00 | |

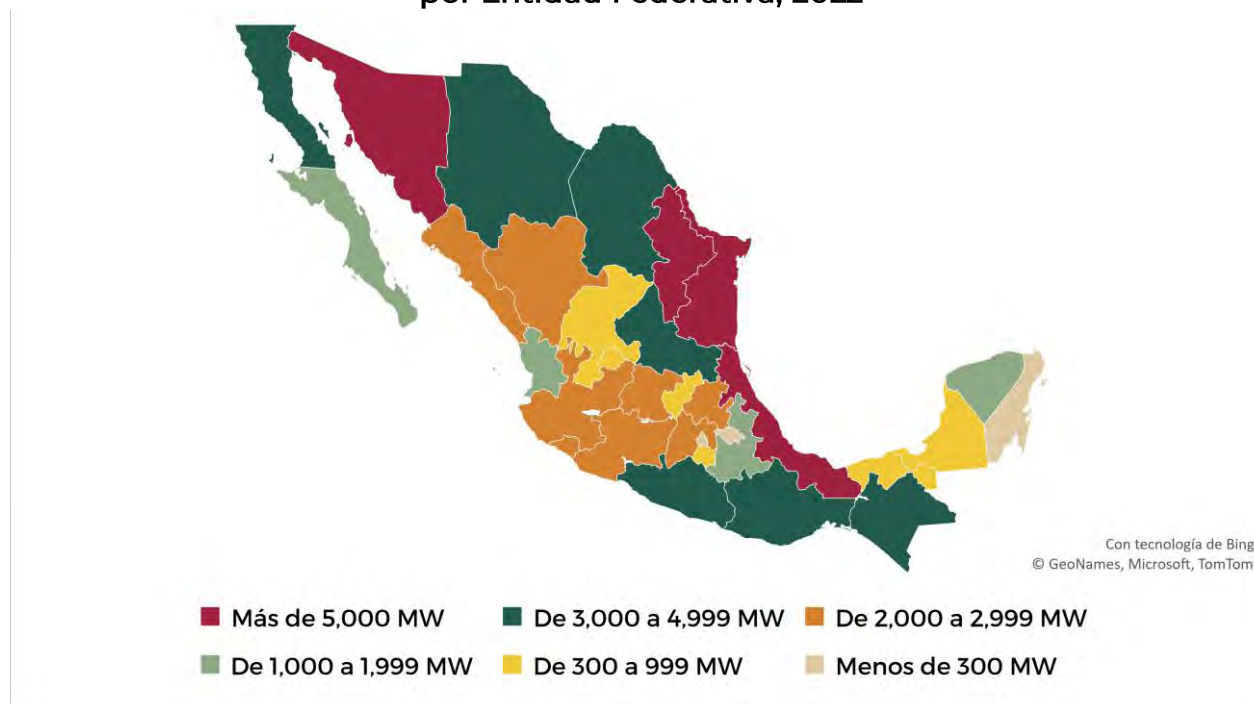
Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I. Cuadro A1.9.8 Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y estado del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas, pág. 145.

* 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 2022.

Mapa 1. Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas en el Sistema Eléctrico Nacional por Entidad Federativa, 2022



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I. Cuadro A1.9.8 Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y estado del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas, pág. 145.

* 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 2022 ascendió a 44,533 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, 2019-2022 por tipo de Tecnología

| Tecnología | Capacidad instalada (MW) | | | | Variación 2022/2021 (MW) | Variación (%) (2022/2021) |
|----------------------|--------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------|---------------------------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | | |
| Hidroeléctrica | 12,125 | 12,125 | 12,125 | 12,125 | 0.0 | 0.0 |
| Térmica convencional | 10,448 | 10,448 | 10,448 | 9,998 | -450.0 | -4.3 |
| Ciclo Combinado | 9,403 | 9,686 | 10,342 | 11,108 | 766.0 | 7.4 |
| Carboeléctrica | 5,463 | 5,463 | 5,463 | 5,463 | 0.0 | 0.0 |
| Turbogás* | 2,636 | 2,605 | 2,797 | 2,833 | 36.0 | 1.3 |
| Geotermoeléctrica | 874 | 926 | 951 | 951 | 0.0 | 0.0 |
| Combustión Interna | 359 | 355 | 355 | 355 | 0.0 | 0.0 |
| Eoloeléctrica | 86 | 86 | 86 | 86 | 0.0 | 0.0 |
| Solar Fotovoltaica | 6 | 6 | 6 | 6 | 0.0 | 0.0 |
| Nucleoeléctrica | 1,608 | 1,608 | 1,608 | 1,608 | 0.0 | 0.0 |
| Total | 43,008 | 43,308 | 44,181 | 44,533 | 352.0 | 0.8 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.9.9 Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y tipo de tecnología del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas, pág. 146. <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/AnexoI.pdf>

* Incluye unidades móviles. Nota: El total puede no coincidir por redondeo.

En 2022 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 96.144% (15,285 MW) corresponde a ciclos combinados que se clasifica como energía convencional proveniente de combustibles fósiles (gas natural) y el 3.855% (613 MW) restante es capacidad de generación de energía limpia que utiliza el viento (eólica), ver Tabla 4.

Tabla 4. Capacidad Instalada de Generación de electricidad de los PIE, 2019-2022, por tipo de Tecnología

| Tecnología | Capacidad bruta efectiva (MW) | | | |
|-----------------|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Ciclo Combinado | 14,763 | 15,285 | 15,285 | 15,285 |
| Eoloeléctrica | 613 | 613 | 613 | 613 |
| Total | 15,376 | 15,898 | 15,898 | 15,898 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.9.9 Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y tipo de tecnología del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas, pág. 146.: <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/AnexoI.pdf>

² Fuente: SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.9.9 Capacidad instalada interconectada a la red por modalidad y tipo de tecnología del Sistema Eléctrico Nacional (MW), al 31 de diciembre de 2022, excluye centrales en pruebas, pág. 146 <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/AnexoI.pdf>

La diferencia entre la información de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2023-2037 y el Informe Anual de CFE 2022 radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva de las Centrales Eléctricas, no incluye las CT Valle de México 1 y 2, la unidad 8 de CG Cerro Prieto, las unidades 1 y 2 de la CCC Tula, la reducción de potencia de 60MW de la CCC Campeche, ni las unidades móviles.

Asimismo, a partir del Informe Anual de CFE 2022 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
2020-2022 (MW)**

| Concepto | Capacidad bruta efectiva (MW) | | | Participación 2022 (%) |
|-------------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|---------------------------|
| | 2020** | 2021 | 2022 | |
| CFE – Generación I | 8,247 | 8,622 | 8,945 | 14.99 |
| CFE – Generación II | 8,796 | 8,796 | 8,796 | 14.74 |
| CFE – Generación III | 7,720 | 7,752 | 7,777 | 13.03 |
| CFE – Generación IV | 7,855 | 7,855 | 7,855 | 13.16 |
| CFE – Generación VI | 8,852 | 8,805 | 8,807 | 14.75 |
| CFE – Generación V (PIE)* | 15,898 | 15,898 | 15,898 | 26.64 |
| CFE Corporativo (C.N. Laguna Verde) | 1,608 | 1,608 | 1,608 | 2.69 |
| Total** | 58,976 | 59,336 | 59,686 | 100.00 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, páginas 45, 53, 62, 99 y 114, para CFE Generación V se consideró la capacidad neta de los CC, pág. 87 (15,285.18 MW) más la capacidad de las eólicas, pág. 92 (612.85 MW):

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/2/2023-04-28-1/assets/documentos/SEGOB_Informe_Anual_CFE_2022.pdf

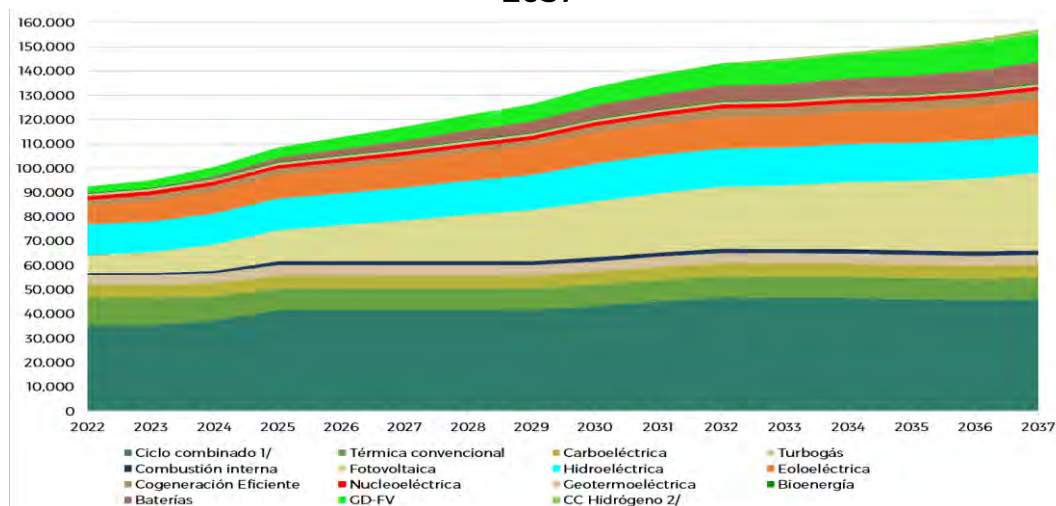
Nota: La asignación de activos corresponde a 2020, ya que a partir del 1 de enero de 2020 entró en operación la nueva reasignación de activos y contratos para la generación de las EPS y empresas filiales de CFE.

* La diferencia entre la información de CFE y PIE proporcionada por el PRODESEN 2023-2037 y el Informe Anual de CFE 2022 radica principalmente en que CFE reporta la capacidad bruta efectiva de las Centrales Eléctricas, no incluye las CT Valle de México 1 y 2, la unidad 8 de CG Cerro Prieto, las unidades 1 y 2 de la CCC Tula, la reducción de potencia de 60MW de la CCC Campeche, ni las unidades móviles.

** Datos reportados en el Informe anual de CFE 2020. El total en 2021 no incluye plantas móviles.

En cuanto a las tendencias de la generación eléctrica en México, el PRODESEN 2023-2037 estima que al final del año 2037 se cuente con una capacidad instalada conectada a la red de 157,098 MW. El Gráfico 3 presenta la evolución de la capacidad a instalar por tecnología resultado del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

Gráfico 3. Evolución de la Capacidad por Instalar (MW) por Tecnología (PIIRCE), 2022-2037

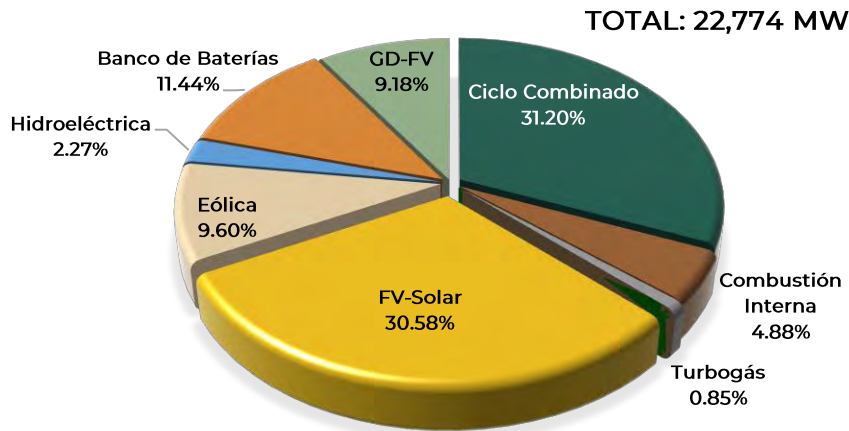


Fuente: PRODESEN 2023-2037, Capítulo 4, Figura 4.3 Evolución Esperada de la Capacidad Instalada Acumulada por tecnología, 2023-2037 (MW), pág. 54:

<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Capitulo4.pdf>

Además, en este ejercicio de planeación se determinó que entre 2023 y 2026 tenga lugar una incorporación de capacidad interconectada a instalar de 22,774 MW, cifra que incluye las adiciones de capacidad de la Generación Distribuida. El Gráfico 4 muestra la distribución en porcentaje de las adiciones de capacidad por tipo de tecnología para el periodo 2023-2026.

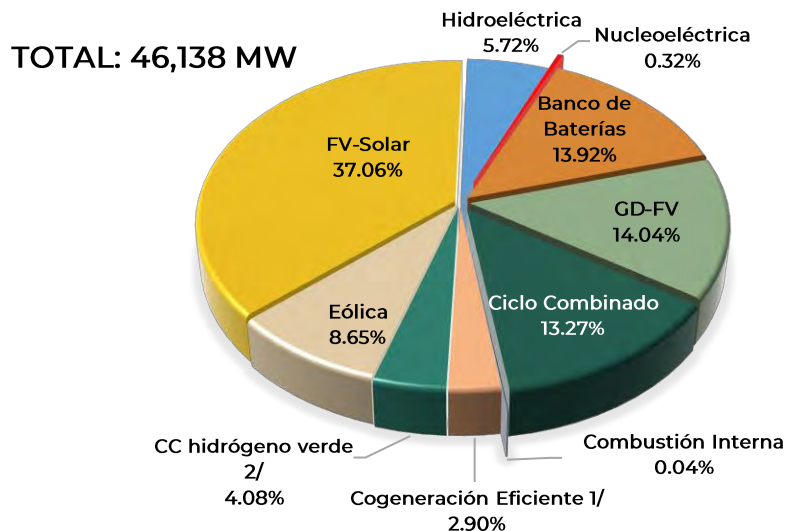
Gráfico 4. Adiciones de Capacidad de 2023 a 2026 de Proyectos Estratégicos de Infraestructura



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2023-2037, Capítulo 4, Figura 4.5 Porcentaje de adición de capacidad por tecnología 2023-2026, pág. 56.

El Gráfico 5 presenta las adiciones de capacidad esperadas en el periodo 2027-2037, que se estima asciendan a 46,138 MW, que incluye a la Generación Distribuida y Banco de Baterías a través de las tecnologías: fotovoltaica, ciclos combinados, eólicas, hidroeléctricas, ciclos combinados con hidrógeno (H₂) y cogeneración eficiente entre las más importantes.

Gráfico 5. Adiciones de Capacidad en MW de Proyectos Estratégicos 2027 a 2037



Fuente: Elaborado por SENER con datos del PRODESEN 2023-2037, Capítulo 4, Figura 4.6 Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de 2027 a 2037, pág. 57. ^{1/} Ciclo Combinado con un sistema de cogeneración eficiente. ^{2/} Considera la proporción de 30% de hidrógeno de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno.

1.1.3 Generación Total de energía eléctrica

De acuerdo con el PRODESEN 2023-2037, la generación total de electricidad en 2022 ascendió a 340,712.7 GWh equivalente a un incremento de 3.7% respecto a 2021 (328,597.98 GWh) y de 7.4% respecto a 2020 (317,268.52 GWh). De este total el 31.2% se obtuvo a partir de energías limpias y el restante de fuentes convencionales.

Tabla 6. Evolución histórica de la Generación Total de energía eléctrica 2018-2022 (GWh)

| Tecnología/Fuente de Energía | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Hidroeléctrica total | 32,234.09 | 23,602.43 | 26,817.01 | 34,717.16 | 35,558.85 |
| Geotermoeléctrica | 6 | 5,060.66 | 4,574.61 | 4,242.90 | 4,412.68 |
| Eoloeléctrica total ² | 12,435.25 | 16,726.91 | 19,702.89 | 21,074.87 | 20,528.75 |
| Fotovoltaica total ^{1, 2, 3} | 3,211.71 | 9,964.32 | 15,835.62 | 20,194.91 | 20,342.04 |
| Bioenergía total ^{2, 8} | 1,989.17 | 1,866.49 | 2,206.51 | 1,595.59 | 2,141.26 |
| Renovables Total | 54,934.88 | 57,220.81 | 69,136.64 | 81,825.43 | 82,983.58 |
| Nucleoeléctrica | 13,200.33 | 10,880.73 | 10,864.27 | 11,605.53 | 10,539.47 |
| Frenos Regenerativos | 3.60 | 3.60 | 3.60 | 3.60 | 3.60 |
| Cogeneración Eficiente total | 2,424.62 | 3,378.24 | 4,295.27 | 3,415.51 | 4,204.13 |
| Energía libre de combustible fósil* | | | | | 7,502.09 |
| Energía adicional por enfriamiento auxiliar* | | | | | 925.82 |
| Baterías | | | | | 12.27 |
| Limpia No Renovables total | 15,628.55 | 14,262.57 | 15,163.14 | 15,024.64 | 23,187.38 |
| Limpias Total | 70,563.43 | 71,483.38 | 84,299.78 | 96,850.07 | 106,170.96 |
| Porcentaje | 22.5% | 22.2% | 26.6% | 29.5% | 31.2% |
| Ciclo combinado ⁴ | 163,876.69 | 175,506.25 | 185,637.84 | 186,715.14 | 187,574.27 |
| Térmica convencional ⁵ | 39,344.70 | 38,019.60 | 22,405.49 | 22,196.16 | 20,000.63 |
| Térmica convencional-Abasto aislado | 44.99 | 38.14 | 40.21 | 45.23 | 43.52 |
| Turbogás ^{6/} | 9,507.58 | 10,903.82 | 8,663.92 | 11,149.51 | 10,093.04 |
| Turbogás- Abasto aislado | 155.35 | 148.74 | 160.21 | 250.42 | 157.75 |
| Combustión interna | 2,588.67 | 3,187.43 | 2,841.40 | 2,120.55 | 1,820.25 |
| Combustión interna-Abasto aislado | 195.89 | 313.79 | 363.44 | 379.29 | 411.82 |
| Carboeléctrica | 27,346.98 | 21,611.02 | 12,525.05 | 8,704.11 | 14,193.81 |
| Cogeneración ⁷ -Abasto aislado | 353.96 | 372.24 | 331.18 | 187.49 | 167.52 |
| Importaciones | | | | | 79.18 |
| Convencionales Fósiles Total | 243,414.81 | 250,101.03 | 232,968.74 | 231,747.90 | 234,541.79 |
| Porcentaje | 77.5% | 77.8% | 73.4% | 70.5% | 68.8% |
| TOTAL | 313,978.24 | 321,584.41 | 317,268.52 | 328,597.97 | 340,712.75 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo 1, Cuadro A1.6 Evolución histórica de la Generación Total de Energía Eléctrica, 2018-2022 (GWh)

¹ Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico.

² Incluye generación distribuida con valores reales ene-jun 2022 y estimación jul-dic 2022.

³ Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

⁴ Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado.

⁵ Incluye Lecho Fluidizado.

⁶ Incluye unidades móviles.

⁷ Incluye tecnologías tales como Combustión Interna, Térmica convencional y Turbogás

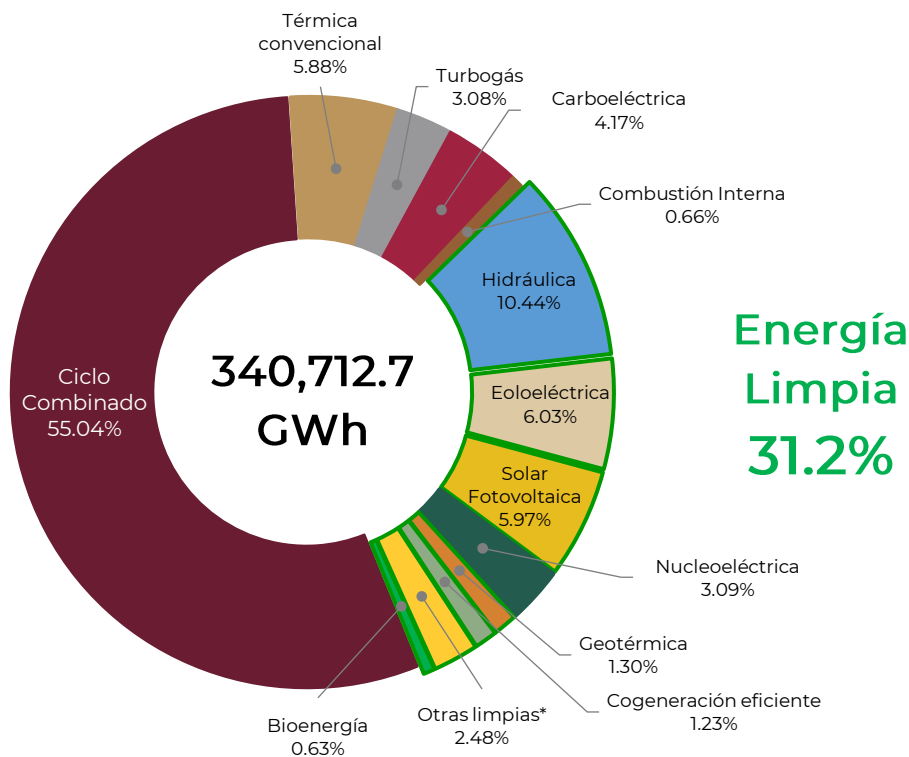
⁸ Incluye generación de Autoabasto aislado.

* Se incluyen las tecnologías consideradas en la Resolución RES/1883/2016 de la CRE publicada en el DOF el 22/12/2016.

Nota: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.

Destaca que en 2022 el porcentaje de generación de electricidad con energías limpias de 31.2% 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 2022, por tipo de Tecnología



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo 1, Cuadro A1.6 Evolución histórica de la Generación Total de Energía Eléctrica, 2018-2022 (GWh).

*Otras limpias incluye Energía libre de combustible fósil, Energía adicional por enfriamiento auxiliar, Baterías y Frenos Regenerativos.

1.1.4 Generación Neta de energía eléctrica

En 2022 se registró una producción de 333,963 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 3.2% respecto a 2021 (323,526 GWh). La Tabla 7 presenta la evolución de la producción de electricidad en el SEN, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente, por lo que el porcentaje de Energía Limpia obtenido durante 2022 ascendió a 26.7% (89,109 GWh) del total producido.

Lo anterior debido a que la CRE solo acredita como Energía Limpia³ 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),

³ Resolución de la CRE por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica:

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

Tabla 7. Generación Neta de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional 2018-2022, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente (GWh)

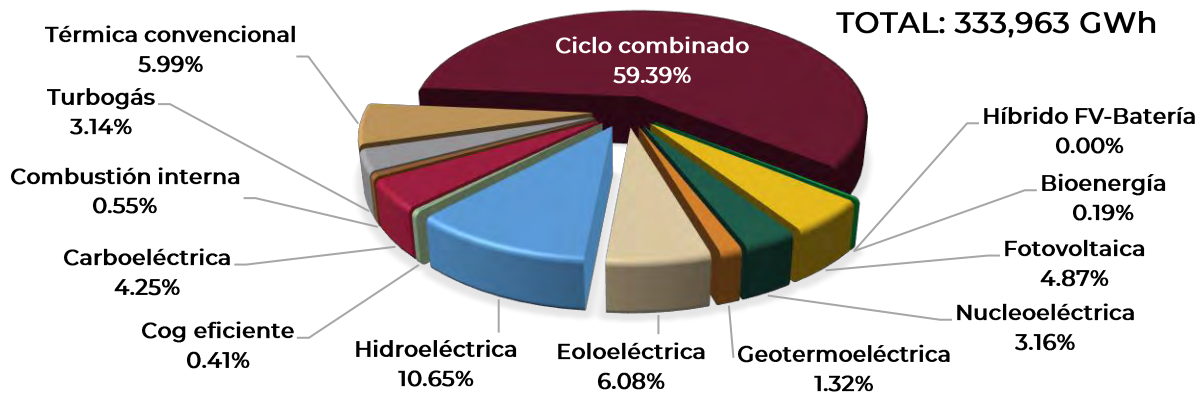
| Tecnología | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022/2021 (%) | Participación 2022 (%) |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------------|------------------------|
| Hidroeléctrica | 32,234 | 23,602 | 26,817 | 34,717 | 35,561 | 2.4 | 10.65 |
| Geotermoeléctrica | 5,066 | 5,061 | 4,574 | 4,243 | 4,412 | 4.0 | 1.32 |
| Eoloeléctrica | 12,435 | 16,727 | 19,703 | 21,075 | 20,314 | -3.6 | 6.08 |
| Fotovoltaica | 2,176 | 8,394 | 13,528 | 17,069 | 16,278 | -4.6 | 4.87 |
| Bioenergía | 600 | 669 | 600 | 582 | 617 | 6.0 | 0.19 |
| Híbrido FV-Batería | | | | | 12 | N.A. | 0.00 |
| Suma Limpia renovable | 52,511 | 54,453 | 65,222 | 77,686 | 77,194 | -0.6 | 23.11 |
| Nucleoeléctrica | 13,200 | 10,881 | 10,864 | 11,606 | 10,539 | -9.2 | 3.16 |
| Cogeneración eficiente ^a | 2,309 | 3,259 | 4,189 | 3,349 | 1,376 | -58.9 | 0.41 |
| Suma limpia no renovable | 15,509 | 14,140 | 15,053 | 14,955 | 11,915 | -20.3 | 3.57 |
| Total energía limpia | 68,020 | 68,592 | 80,275 | 92,641 | 89,109 | -3.8 | 26.68 |
| Ciclo combinado | 163,877 | 175,506 | 185,638 | 186,715 | 198,355 | 6.2 | 59.39 |
| Térmica convencional ^b | 39,345 | 38,020 | 22,405 | 22,196 | 20,001 | -9.9 | 5.99 |
| Turbogás | 9,508 | 10,904 | 8,664 | 11,149 | 10,470 | -6.1 | 3.14 |
| Combustión interna | 2,589 | 3,187 | 2,841 | 2,121 | 1,834 | -13.5 | 0.55 |
| Carboeléctrica | 27,346 | 21,611 | 12,525 | 8,704 | 14,194 | 63.1 | 4.25 |
| Total | 310,685 | 317,820 | 312,348 | 323,526 | 333,963 | 3.2 | 100.00 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.12 Evolución de la Energía neta producida (GWh) 2018-2022 inyectada a la red 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 7. Generación Neta de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, 2022 por tipo de Tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia de Cogeneración Eficiente



Fuente: SENER con datos PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.12 Evolución de la Energía neta producida (GWh) 2018-2022 inyectada a la red 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.

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 una generación neta de 234,134 GWh, valor 6.1% mayor que el registrado en 2021 (220,587 GWh), (ver Tabla 8).

Tabla 8. Generación Neta de CFE y PIE, 2018-2022 (GWh)

| Tecnología | Generación neta (GWh) | | | | | Participación 2022 (%) | Variación 2022-2021 (GWh) | Variación 2022/2021 (%) |
|------------------------------|-----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | | | |
| Ciclo Combinado | 129,829 | 134,418 | 137,736 | 134,803 | 144,506 | 61.72 | 9,703 | 7.2 |
| Térmica convencional / Vapor | 35,047 | 33,633 | 18,511 | 18,556 | 16,511 | 7.05 | -2,045 | -11.0 |
| Hidroeléctrica | 30,196 | 22,038 | 25,305 | 32,913 | 33,876 | 14.47 | 963 | 2.9 |
| Carboeléctrica | 27,079 | 21,422 | 12,317 | 8,704 | 14,194 | 6.06 | 5,490 | 63.1 |
| Turbogás | 6,652 | 8,276 | 5,267 | 6,480 | 7,258 | 3.10 | 778 | 12.0 |
| Geotermoeléctrica | 4,961 | 4,729 | 4,254 | 4,144 | 4,308 | 1.84 | 164 | 4.0 |
| Combustión Interna | 1,862 | 1,604 | 1,647 | 1,425 | 1,112 | 0.48 | -313 | -22.0 |
| Eoloeléctrica | 2,140 | 1,916 | 1,899 | 1,948 | 1,823 | 0.78 | -125 | -6.4 |
| Solar Fotovoltaica | 10 | 10 | 9 | 8 | 7 | 0.00 | -1 | -12.5 |
| Nucleoeléctrica | 13,200 | 10,881 | 10,864 | 11,606 | 10,539 | 4.50 | -1,067 | -9.2 |
| Total CFE + PIE | 250,976 | 238,927 | 217,809 | 220,587 | 234,134 | 100.00 | 13,547 | 6.1 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo I, Cuadro A1.14 Generación neta operación comercial y pruebas inyectada a la red Ene-Dic 2022, por tecnología y modalidad. <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>

- 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 5.7C Generación neta operación comercial y pruebas, Sistema Eléctrico Nacional (GWh) por tipo de tecnología y modalidad.

Los principales factores que influyeron para el incremento en la generación eléctrica de CFE y PIE de 2021 a 2022 fueron los siguientes⁴:

- La recuperación económica del país, luego del impacto de la pandemia, se hizo patente en el consumo de electricidad.
- Aplicación de mantenimientos en 2022 a 33,744 MW, lo que significó alcanzar el 77% de la capacidad total de la CFE, lo que a su vez repercutió en la recuperación de capacidad por 1,608 MW y la obtención de mejor régimen térmico (unidades de energía obtenidas por unidades de combustible), alcanzando 191 kJ/kWh.
- Medidas como la protección de las centrales hidroeléctricas permitieron que 2022 fuera el mejor periodo de producción hidroeléctrica en los últimos cinco años.

La Tabla 9 presenta la generación neta de energía eléctrica por EPS de Generación, en la cual se puede observar que CFE Generación V (administra los contratos PIE) reportó la mayor participación (41.50%) con 96,915 GWh de un total de 233,501 GWh, mientras que CFE Generación II presentó el mayor incremento porcentual (20.1%) de las EPS de CFE en comparación con el Ejercicio 2021, debido principalmente a la recuperación de la oferta de generación con tecnología dual, gracias a que el suministro de carbón se normalizó en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles a partir de febrero del 2022⁵.

⁴ Informe Anual CFE 2022, pág. 8:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/2/2023-04-28-1/assets/documentos/SEGOB_Informe_Anual_CFE_2022.pdf

⁵ Informe Anual de CFE 2022, página 54.

Tabla 9. Generación Neta de energía eléctrica de CFE por EPS, 2019-2022, (GWh)

| Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) | Generación neta (GWh) | | | | Participación 2022 (%) | Variación (%) (2022/2021) |
|--------------------------------------|-----------------------|----------------|----------------|----------------|------------------------|---------------------------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | | |
| CFE – Generación I | 30,811 | 29,206 | 32,975 | 34,649 | 14.84 | 5.1 |
| CFE – Generación II | 34,443 | 22,776 | 20,780 | 24,956 | 10.69 | 20.1 |
| CFE – Generación III | 21,430 | 24,425 | 25,794 | 26,565 | 11.38 | 3.0 |
| CFE – Generación IV | 28,824 | 15,684 | 13,053 | 14,262 | 6.11 | 9.3 |
| CFE – Generación V (PIE) | 92,213 | 97,871 | 92,260 | 96,915 | 41.50 | 5.0 |
| CFE – Generación VI | 19,985 | 17,690 | 23,182 | 25,615 | 10.97 | 10.5 |
| Corporativo (L. Verde) | 10,881 | 10,864 | 11,606 | 10,539 | 4.51 | -9.2 |
| Total* | 2,8,587 | 218,516 | 219,650 | 233,501 | 100.00 | 6.3 |

Fuente: Elaborador por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022. Anexos estadísticos: pág. II, IV, VII, IX, XII y XV; Generación V (PIE) de pág. 87: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/2/2023-04-28-1/assets/documentos/SEGOB_Informe_Anual_CFE_2022.pdf.

* No incluye pruebas de arranque y la 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 de 2020.

1.1.6 Fortalecimiento de la CFE⁶

El 2022 fue un año de consolidación y cosecha de logros para CFE como empresa pública destinada a continuar como palanca de desarrollo y bienestar para los mexicanos, en el cual se recogieron los beneficios de las acciones que se han realizado durante la actual administración.

“Su naturaleza de productor de electricidad ha llevado a la Comisión a involucrarse cada vez más en la gestión del principal insumo de los procesos de generación termoeléctrica, que son los combustibles. A su vez, los combustibles se convirtieron en un factor geoestratégico con peso específico propio en los mercados internacionales de materias primas y commodities. Los energéticos en general, los combustibles en particular, y muy especialmente el gas y el petróleo, influyen de manera determinante sobre los procesos productivos que los incorporan directamente como insumo, así como sobre toda la cadena de valor de los productos y servicios asociados a ellos.” El avance y la dimensión en estas operaciones llegan a ser equiparables a sus actividades primordiales en material de electricidad. La CFE ha llegado a ser más que una empresa eléctrica, para convertirse en una empresa de energía.

La importancia de la evolución a una empresa de energía se comprende al considerar que la obtención de ingresos, por parte de las filiales de procura, han permitido detonar nuevas inversiones en infraestructura eléctrica. Así, en 2022, a través del Fideicomiso Maestro de Inversión de CFE (FMI), se contrató el desarrollo de cinco Centrales de Ciclo Combinado en regiones estratégicas del país (penínsulas de Yucatán y Baja California, así como Tuxpan, Veracruz), lo cual garantizará el suministro de al menos 3,864.9 MW al Sistema Eléctrico Nacional, coadyuvando con el fortalecimiento de la Seguridad Energética del país. Al cierre del ejercicio, las actividades más relevantes correspondieron al desarrollo de la ingeniería de detalle, procura del proyecto y preparación de sitios.

En 2022 se concretó una alianza estratégica con TC Energy y un memorando de entendimiento con New Fortress Energy. En la primera, se encontraron soluciones para los gasoductos Tuxpan-Tula y Tuxpan-Villa de Reyes, se estructuró el proyecto para un nuevo gasoducto, Puerta Sureste, y se capitalizaron los beneficios y el anclaje del gasoducto Marino. Por su parte, el segundo permitirá reforzar el suministro de gas licuado a Tamaulipas y de gas natural a Baja California Sur.

⁶ Informe Anual de CFE 2022, páginas 4 a 13.

De 2018 a 2022 el volumen de gas natural que vendió CFE Internacional prácticamente se duplicó, al pasar de 1,570 (MMpcd) a 3,034 MMpcd, convirtiendo a CFE Internacional en 2021 en uno de los 10 comercializadores de gas natural más grandes de Estados Unidos y el principal exportador de gas natural hacia México.

Respecto al fortalecimiento de la generación destaca los siguiente:

- Se concluyó el Paquete II de la CCC Valle de México de 622 MW (inversión de 438 millones de dólares).
- Inicio la construcción de los CC El Sauz II (256 MW) y Salamanca (927 MW), ambas para concluir en 2024.
- Se inició la Modernización de las Centrales Hidroeléctricas Angostura, Malpaso, Mazatepec y Peñitas, y en septiembre se contrató la Modernización de las Centrales Minas y Encanto.
- Se formalizaron los contratos de obra, llave en mano, para desarrollar los proyectos de generación de los CC Mérida, Riviera Maya-Valladolid, Tuxpan Fase I y Lerdo.
- Concluyó la rehabilitación de la Unidad 3 de la Central Termoeléctrica de Altamira.
- Al cierre de 2022, los proyectos prioritarios que se ejecutan bajo el esquema de autofinanciamiento de la CFE (Fideicomiso Maestro de Inversión), tuvieron los siguientes avances los CC: González Ortega un 25%, Riviera Maya 32%, Mérida 33%, Tuxpan Fase I 23% y San Luis Río Colorado un 26%.
- Los proyectos financiados a través del Fideicomiso de Energías Convencionales terminaron 2022 con los siguientes avances CC Salamanca con 61%, el Sauz II 58%, Manzanillo III 15%, Parque Industrial 70% y Mexicali Oriente con 75%.
- El Proyecto de Puerto Peñasco, emblemático de las energías limpias de la CFE, cerró 2022 con un avance del 88% en su primera fase, llamada Secuencia I, y un avance de 7% en su Secuencia II.

En 2022, la optimización de los recursos de generación permitió que CFE Generación V recuperara 1,206 MDP, por concepto de conciliaciones, ajustes en índices y gastos financieros, en las transacciones con los PIE, mientras que medidas como la protección de las centrales hidroeléctricas permitieron que fuera el mejor periodo de producción hidroeléctrica en los últimos cinco años, con un aumento de 2.6% respecto al año previo, al generar 35.1 TWh. La Central Nucleoeléctrica Laguna Verde se encuentra en un proceso de mejora continua y logró la reducción de 40% de fallas con impacto a la generación respecto a 2021. En agosto de 2022, la Secretaría de Energía emitió la Renovación de Licencia de Operación de la Unidad 2 por 30 años más, después demostrar que permanece en óptimas condiciones para soportar la operación segura y confiable.

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)⁷. 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 aplicables⁸ para la implementación de la Generación Distribuida, donde establece que podrá realizar las siguientes actividades:

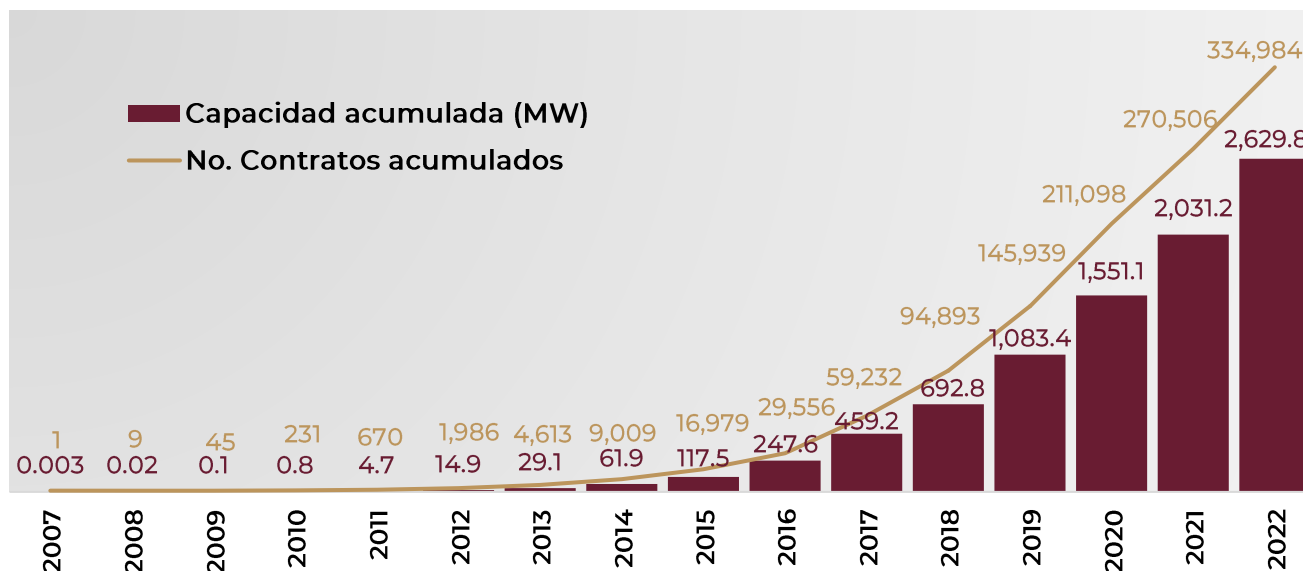
- a) Consumo de Centros de Carga,
- b) Venta de excedentes de electricidad y
- c) Venta total de energía eléctrica.

⁷ Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 3, fracción XXIII.

⁸ 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

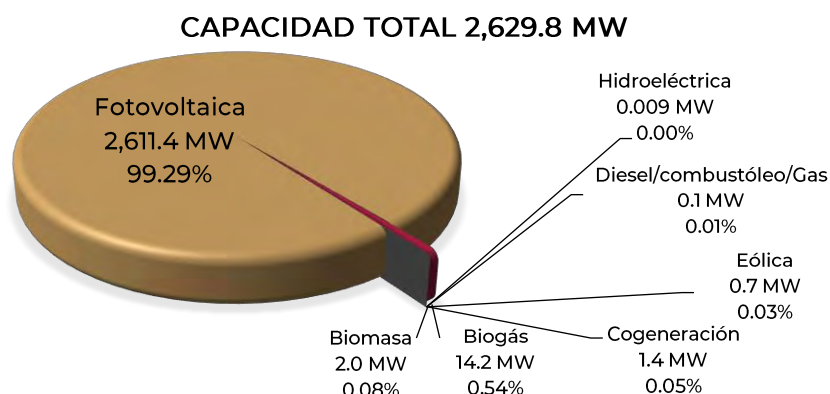
La capacidad total instalada de Generación Distribuida en el país al cierre de 2022 ascendió a 2,629.8 MW, 29.5% mayor a la reportada en 2021 (2,031.2 MW); además, se han celebrado 334,984 contratos de interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (que incluye contratos de interconexión de Pequeña y Mediana Escala y Generación Distribuida), cifra 23.8% superior a la registrada al cierre de 2021 (270,506). En 2022 se instalaron 598.5 MW de capacidad adicional, valor 24.7% mayor a la instalada en 2021 (480.2 MW) y se suscribieron 64,478 nuevos contratos de interconexión.⁹

Gráfico 8. Capacidad Instalada y número de contratos de Interconexión de Generación Distribuida Acumulada 2007-2022



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 2022.

Gráfico 9. Capacidad Instalada de Generación Distribuida por Tecnología, Acumulada 2022



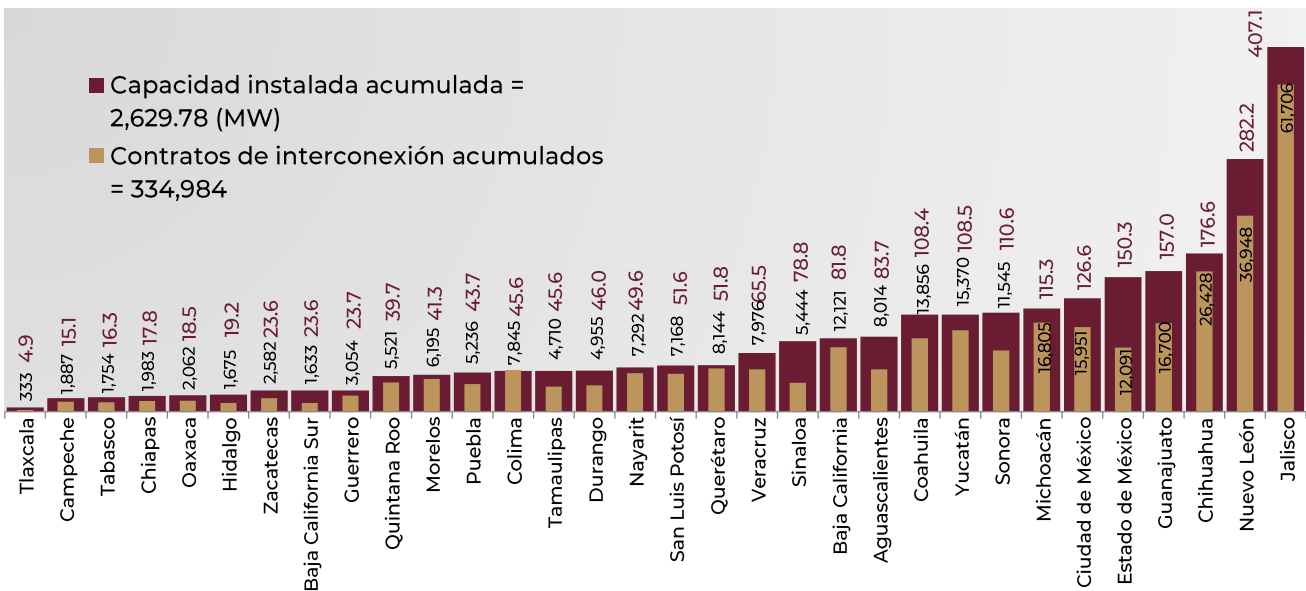
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CRE. Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida, Estadísticas al segundo semestre de 2022.

⁹ 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 2022: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/813522/Estadisticas_GD_2022_Segundo_Semestre.pdf

En el Gráfico 9 se observa que la principal tecnología de Generación Distribuida es la Solar Fotovoltaica, al concentrar el 99.29% del total.

La capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa en 2022 se muestra en el Gráfico 10 en donde se observa que los estados de Jalisco, Nuevo León, Chihuahua, Guanajuato, Estado de México y Ciudad de México tienen la mayor capacidad instalada, pues en conjunto representan el 49.42% del total.

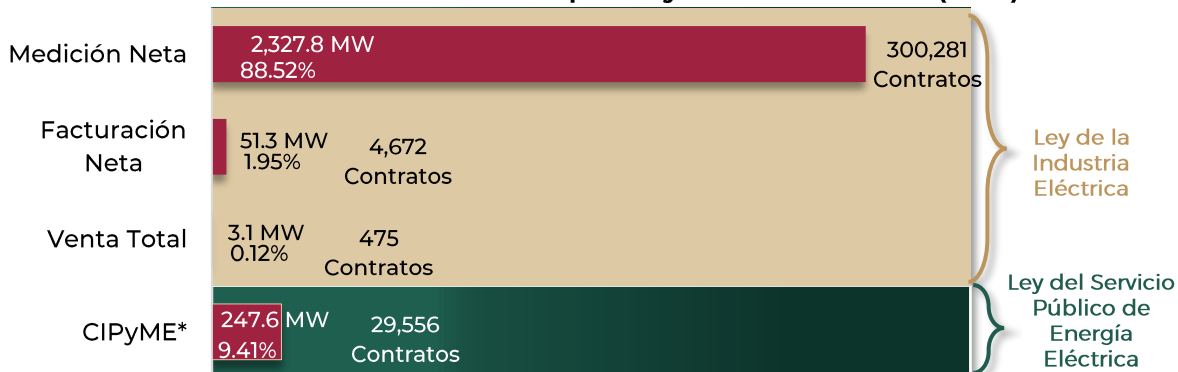
Gráfico 10. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa acumulada 2022



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 2022.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/813522/Estadisticas_CD_2022_Segundo_Semestre.pdf

El Gráfico 11 presenta la clasificación de la Generación Distribuida por Régimen de contraprestación por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución, en la cual se puede apreciar que la *Medición Neta* es el régimen de contraprestación preferido (88.52% del total de la capacidad instalada).

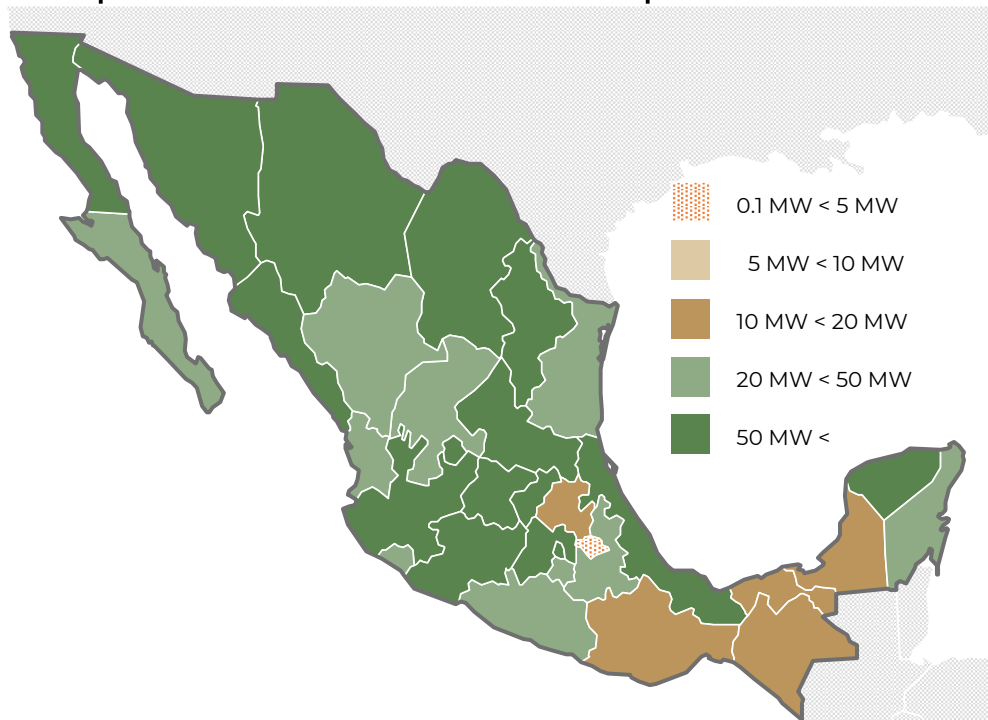
Gráfico 11. Régimen de contraprestación de Generación Distribuida y de los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (MW)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CRE. Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida. Estadísticas al segundo semestre de 2022.
 * CIPyME: Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala.

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 2022



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 2022.

1.3 FUENTES DE ENERGÍA EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN

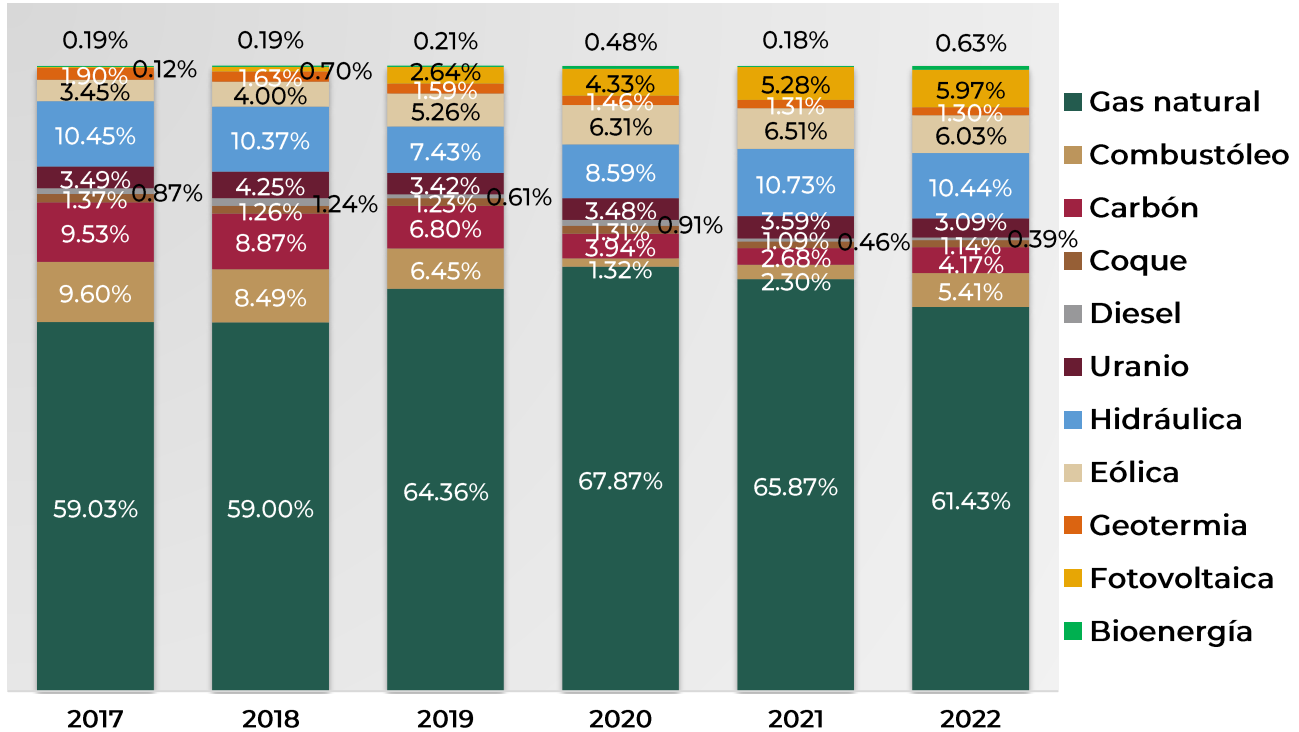
Cada país utiliza los recursos con los que cuenta para la generación eléctrica; en el caso de México se tienen recursos hidroeléctricos, eólicos, solares, geotérmicos, hidrocarburos (combustóleo, diésel y gas natural), carbón, así como una central nuclear.

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 63%), menor inversión y emisiones contaminantes en comparación con las térmicas convencionales (eficiencia entre 35% y 40%), además el precio del gas natural generalmente es más barato que el del combustóleo y el diésel.

En el Gráfico 12 se presenta la tendencia, entre 2017 y 2022, de la generación de electricidad por fuente (energético primario).



Gráfico 12. Participación porcentual de las fuentes de energía inyectada para la Generación de electricidad, 2017-2022



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 2022 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 y turbogás) que pueden usar este combustible; así mismo, puso en operación comercial el 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 2021 y una tasa media de crecimiento anual de 3.1% en el periodo 2012-2022.

Tabla 10. Consumo de Gas Natural en CFE, 2013-2022 (Millones de pies cúbicos por día)

| Combustible | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Gas natural | 1,259.0 | 1,311.1 | 1,486.6 | 1,549.7 | 1,206.9 | 1,486.2 | 1,611.0 | 1,180.9 | 1,360.2 | 1,507.0 |

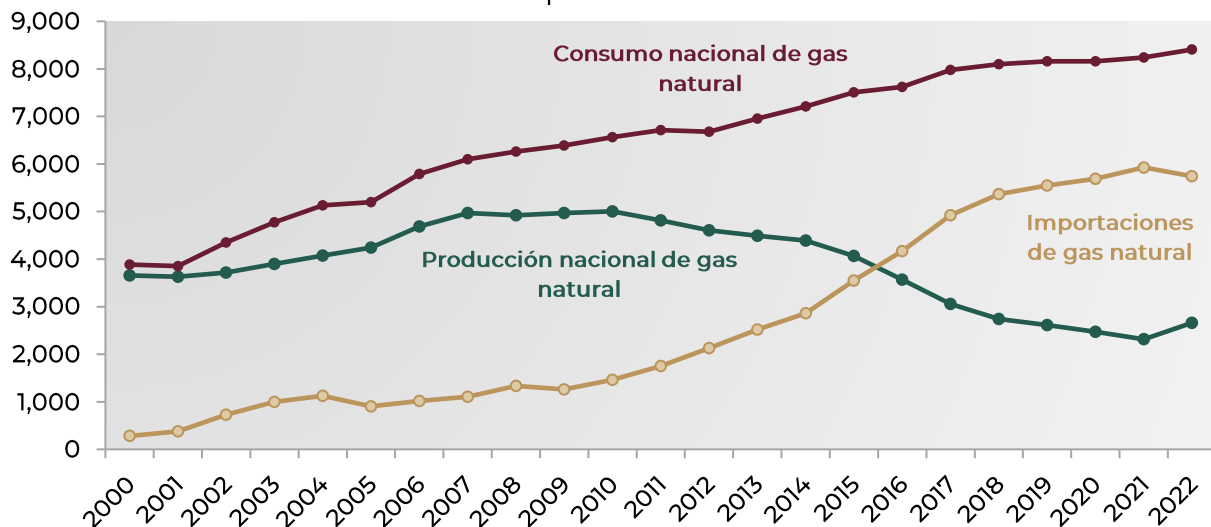
Fuente: Elaborado por SENER con datos del SIE, CFE y CRE. Los datos para los ejercicios 2021 y 2022 son estimaciones SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, con base en el consumo de combustibles por EPS de generación de CFE, páginas 49, 56, 70, 80 y 106. Se utilizó un factor de conversión de 36.72 MJ/m³ de GN 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 2.3% durante los últimos diez años y el consumo del sector eléctrico incluyendo a CFE, Productores

Independientes de Energía y particulares (generadores, autoabastecimiento y cogeneración) registró un mayor dinamismo con una TMCA de 8.6%, pero la producción nacional de gas natural registró una tendencia descendente de 2010 a 2011 y en 2022 se observa un cambio en la trayectoria debido a un incremento de 15.0% en la producción anual. Por ello, la disponibilidad de gas natural en México ha estado limitada a pesar del aumento en las importaciones, ver Gráfico 13.

Gráfico 13. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural en México 2000-2022
 Millones de pies cúbicos diarios



Fuente: Elaborado por SENER con base en las Prospectivas de gas natural y Prontuario Estadístico, 2020, 2021 y 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. Para 2022 preliminar, estimaciones SENER con datos de Sistema de Información Energética, Energy Information Administration y Boletín Electrónico (Terminal LNG Altamira, /Terminal KMS/Terminal Energía Costa Azul).

1.3.1.2 Gasoductos

El gas natural se transporta hasta las Centrales Eléctricas a través de gasoductos, los cuales en 2022 tuvieron una longitud de 19,060 km¹⁰; de ellos 10,675 km son operados por CENAGAS y 8,385 km de gasoductos restantes son operados por CFE y privados.

Los gasoductos del SISTRANGAS tienen una longitud de 10,336 km y una capacidad total de transporte de 6,413 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd): 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 competitivas¹¹, ver Tabla 11.

¹⁰ Prontuario Estadístico, diciembre 2022, pág. 12: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/788927/202212_En_elaboracion_Formato_-_Accesibilidad.pdf

¹¹ 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 11. 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 SISTRANGAS | 10,336 |
| | Sistema Naco-Hermosillo* | 339 |
| | Longitud gasoductos operados por CENAGAS | 10,675 |

Fuente: Prontuario Estadístico, diciembre 2022, pág. 12:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/788927/202212_En_elaboraci_n_Formato_-_Accesibilidad.pdf

* El Sistema Naco-Hermosillo no pertenece al SISTRANGAS pero es operado por CENAGAS.

De acuerdo con la información disponible, en 2021 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, ver Tabla 12.

Tabla 12. Infraestructura de Transporte de Gas Natural al servicio de CFE en 2022

| | 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: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2021, pág. 105.

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

Notas:

^a CFE y la empresa TC Energía, formalizaron, el 31 de julio de 2022 una Alianza Estratégica, la cual considera: i) Solucionar los gasoductos detenidos Tuxpan-Tula y Tula Villa de Reyes; ii) Desarrollar un nuevo gasoducto marino (Puerta del Sureste) de 778 km para asegurar el suministro de gas natural al Sureste del país, iii) Consolidar los sistemas de transporte Naranjos-Tamazunchale, Tamazunchale-El Sauz, Tuxpan-Tula, Tula-Villa de Reyes y el nuevo gasoducto Puerta al Sureste para ser considerados como un Sistema unificado, y iv) Obtener el reconocimiento a las aportaciones intangibles de la CFE y al anclaje del nuevo gasoducto Marino.¹²

^b El 1 de julio de 2022, CFE y New Fortress celebraron un Memorándum de Entendimiento, en el cual se acordó, negociar los términos para el desarrollo de una Alianza Estratégica que contemple: i) Suministrar gas natural a una planta de licuefacción en Altamira, Tamaulipas, ii)

¹² Informe Anual de CFE 2022, pág. 24

Adquirir una planta de generación ubicada en el Puerto de Pichilingue en La Paz, Baja California Sur, y iii) Suministrar con gas natural a las centrales de generación en La Paz, Baja California Sur.¹⁵

^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 Yaqui¹⁶.

Además, hasta 2022 en México se han instalado tres terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) 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).

Para reforzar y proteger la Seguridad y Soberanía Energética del país, la CFE estableció una estrategia con la que, ante disrupciones en el suministro y la volatilidad en los precios de gas natural de Estados Unidos, se asegure el contar con inventarios de gas natural para la generación de electricidad. Es decir, una cobertura ante situaciones extraordinarias como la emergencia ocurrida en febrero de 2021.

Por ello, en septiembre de 2021, CFE celebró el Contrato de Almacenamiento en Base Firme con la Terminal de LNG de Altamira, que permitirá contar con 300,000 m³ de GNL. La terminal cuenta con interconexiones para entrega de gas a la Central CC Altamira V y al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), por lo que potencialmente podría suministrar a 23 centrales de generación en caso de una emergencia. El acuerdo comercial contempla que al término del contrato CFE se quedará con la infraestructura del Sistema de Almacenamiento en la terminal de Altamira, fortaleciendo la infraestructura para garantizar el suministro de gas natural para la generación eléctrica.¹⁶

Aunado a esto, desde 2008 la CFE celebró un Contrato de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de GNL y Entrega de Gas Natural para la zona de Manzanillo, Colima, con la Terminal KMS, el cual se mantuvo vigente en 2022. Su capacidad de almacenamiento es igual a la de la terminal de Altamira; por lo que la capacidad conjunta de ambas terminales equivale a garantizar el combustible para 8 plantas de 1,000 MW durante 10 días.

1.3.2 Consumo de otros combustibles

En 2022, la recuperación económica del país, luego del impacto de la pandemia, se hizo patente en el crecimiento del consumo de electricidad que provocó un incremento en las necesidades de generación eléctrica. Este incremento fue solventado por CFE principalmente con hidroeléctricas y combustibles fósiles, ver Tabla 13.

Tabla 13. Consumo de combustibles en CFE 2013-2022

| Combustible | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------------|---------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|
| | (Miles de metros cúbicos) | | | | | | | | | |
| Combustóleo | 9,792.8 | 6,433.3 | 5,995.4 | 6,525.2 | 7,385.8 | 6,382.1 | 5,725.9 | 3,319.1 | 3,904.4 | 3,715.4 |
| Diésel | 616.1 | 330.7 | 343.5 | 473.0 | 565.2* | 687.0 | 875.0 | 469.5 | 437.0 | 720.6 |
| (Miles de toneladas) | | | | | | | | | | |
| Carbón | 14,477.3 | 15,529.4 | 15,687.3 | 16,233.5 | 13,788.6 | 13,799.7 | 10,445.2 | 5,589.9 | 2,204.8 | 3,560.5 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del SIE, CFE y CRE. Para los ejercicios 2021 y 2022 se utilizó el Informe Anual de CFE 2022.

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

¹³ Informe Anual de CFE 2022, pág. 24

¹⁴ Informe Anual CFE 2021, pág. 100 y 101

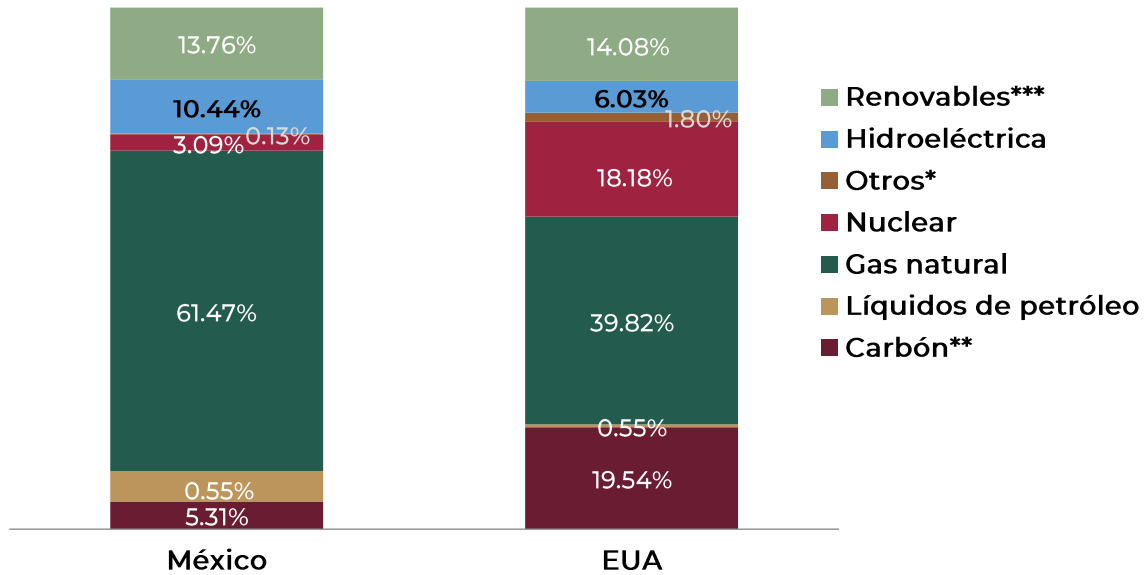
¹⁵ Pronuario Estadístico, Diciembre 2022, Infraestructura – Puntos de internación y terminales de gas natural licuado, pág. 13: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/788927/202212_En_elaboraci_n_Formato_-_Accesibilidad.pdf

¹⁶ Informe Anual de CFE 2022, pág. 21, e Informe Anual CFE 2021, pág. 101, cuarto párrafo.

1.3.3 Comparación de fuentes de energía: México VS. EUA

La estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria durante 2022 en México y en los Estados Unidos de América (EUA) se presenta en el Gráfico 14.

Gráfico 14. Estructura de Generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México 2022



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Anexo 1, Cuadro A1.6 Evolución histórica de la Generación Total de Energía Eléctrica, 2018-2022 (GWh); para EUA, información del U.S. Energy Information Administration, Table 7.2a Electricity Net Generation: Total (All Sectors).

* 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, geotermoelectrica y bioenergía.

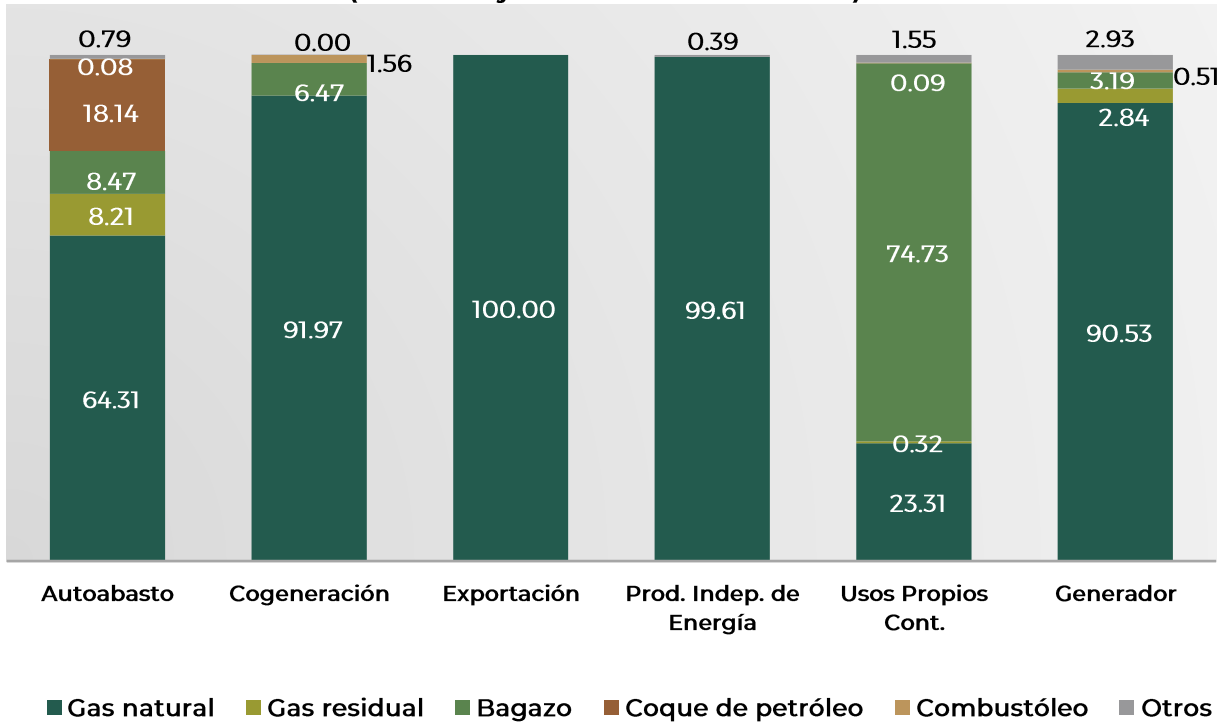
Nota: Líquidos del petróleo incluye combustóleo y diésel.

1.4 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE PERMISIONARIOS

- 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, los PIE utilizan una pequeña parte diésel y los generadores emplean pequeñas cantidades de otros combustibles (bagazo, diésel, combustóleo, gas de horno y gas de coque).
- Los permisionarios de Autoabastecimiento consumieron el 90.74% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte gas natural, coque de petróleo, gas residual y combustóleo, mientras que el 9.26% restante se generó a partir de bagazo y biocombustibles.
- Los cogeneradores utilizaron principalmente el gas natural (91.97%), una pequeña parte de combustóleo (1.56%, y el resto (6.47%) fue bagazo de caña.
- Los permisionarios de Usos Propios Continuos (UPC) concentran a una gran cantidad de los ingenios, por lo que utilizaron 74.73% de biocombustibles, principalmente bagazo de caña.

En el Gráfico 15 se presenta la participación del consumo de combustibles empleados para la generación de energía eléctrica durante 2022 por parte de los permisionarios diferentes de CFE.

Gráfico 15. Consumo de combustibles por permisionario 2022
 (Porcentaje con base en MMBTU)

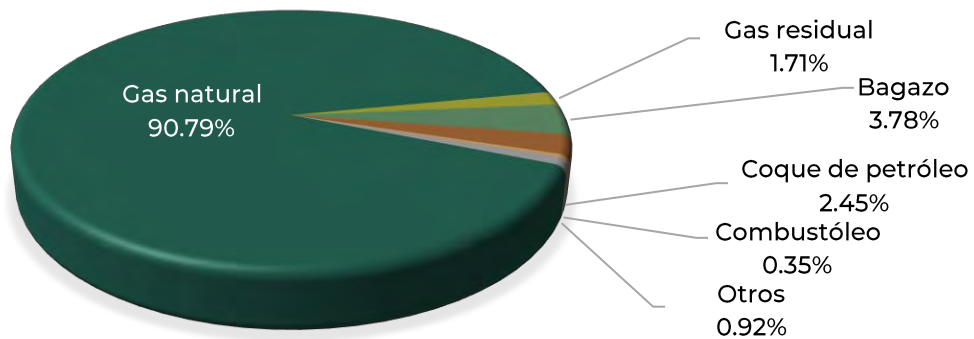


Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

Notas: No se incluye a Generadores LIE. 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.

En 2022, el consumo de combustibles de los permisionarios (sin incluir a CFE) observó la siguiente distribución:

Gráfico 16. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2022
 (Porcentaje con base en MMBTU)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

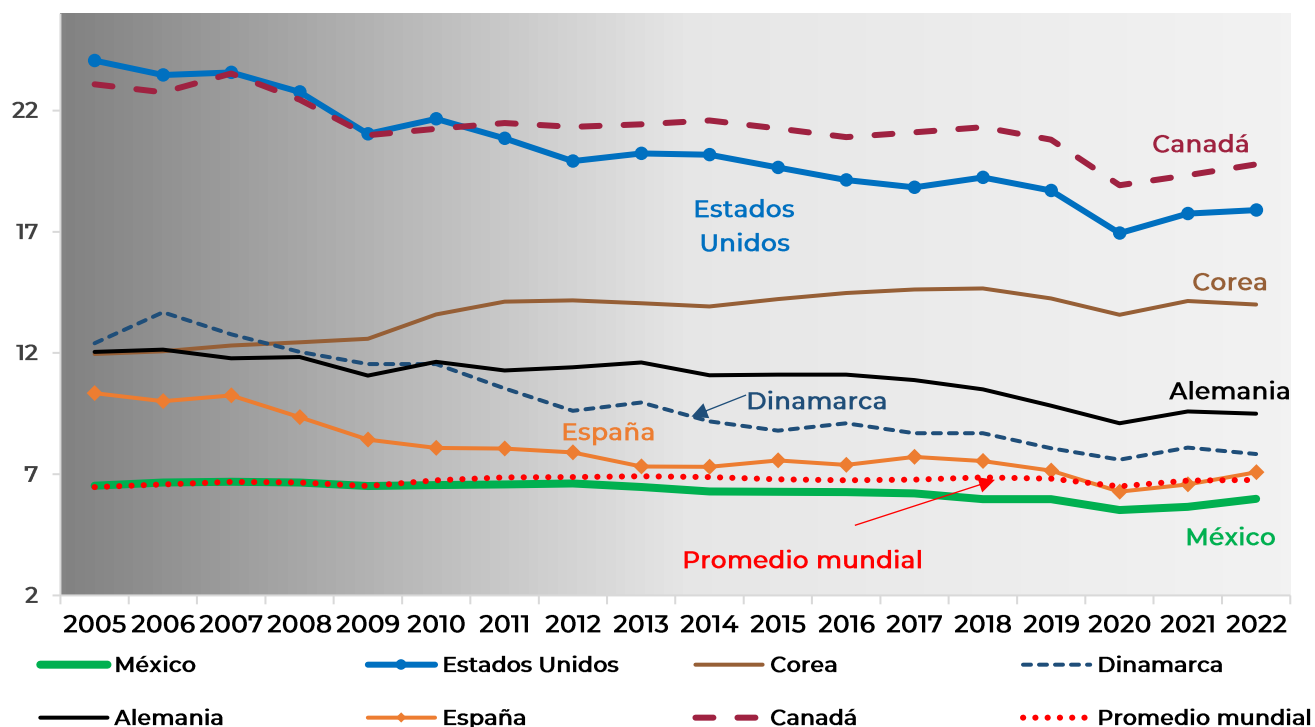
Notas: Solo permisionarios particulares (no se incluye a CFE).

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 2022 fue de 6.3 toneladas de CO₂ por habitante, valor inferior al promedio mundial de 6.7 ton CO₂/habitante, como se aprecia en el Gráfico 17.

Gráfico 17. Emisiones anuales de bióxido de carbono por persona, 2005-2022 (Toneladas de CO₂ per cápita)



Fuente: Sener con datos de Crippa M., Guizzardi D., Pagani F., Banja M., Muntean M., Schaaf E., Becker, W., Monforti-Ferrario F., Quadrelli, R., Risquez Martin, A., Taghavi-Moharamli, P., Grassi, G., Rossi, S., Brandao De Melo, J., Oom, D., Branco, A., San-Miguel, J., Vignati, E., GHG emissions of all world countries – JRC/IEA 2023 Report, EUR xxxx EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2023#data_download

De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en México durante 2021¹⁹ se estimaron emisiones netas por 714.05 millones de toneladas de CO₂ equivalente (MTCO₂e), representa una disminución de -0.37% respecto del observado en 2020 (716.68 MTCO₂e). En el Gráfico 18 se muestra la participación de las principales fuentes en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 2021²⁰.

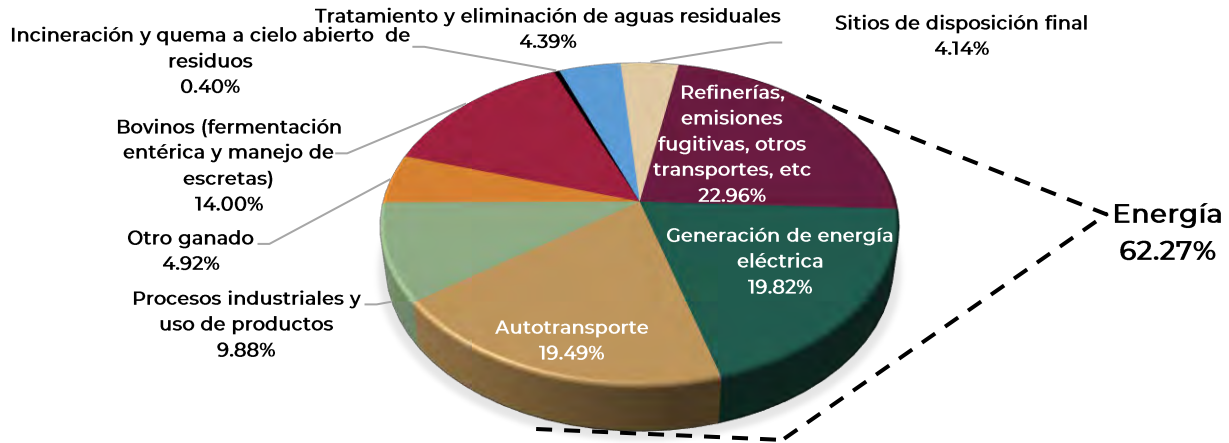
¹⁷ Artículo 2 de la CMNUCC: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>

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>

¹⁹ Última información disponible hasta la fecha de elaboración del presente Informe.

²⁰ SENER con datos de SEMARNAT, INECC, Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero INEGYCEI 2020-2021. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei>

Gráfico 18. Participación de las principales fuentes de emisión de GEI en México 2021



Fuente: Elaborado por SENER con datos de SEMARNAT, INECC, Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero INEGYCEI 2020-2021. Última información disponible. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei>

La participación de la generación eléctrica en las emisiones de GEI en 2021 fue de 19.82% y disminuyó en 4.3% con respecto al 2020, al pasar de una emisión de 147.8 MTCO₂e en 2020 a 141.5 MTCO₂e en 2021, 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.

Asimismo, 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 19.

Gráfico 19. Emisión de GEI por Generación Bruta de electricidad, 2000-2022 (Ton CO₂/GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de EMBER, Global Electricity Review. <https://ember-climate.org/data-catalogue/yearly-electricity-data/>

En este sentido, durante el 2022 se elevó la generación con fuentes limpias para alcanzar una participación de 31.2% (106,171.0 GWh) de la generación total de energía eléctrica en ese año (340,712.7 GWh). Destaca que la generación de electricidad a partir de Energías Limpias en México durante 2022 permitió evitar la emisión de 46.2 millones de toneladas de CO₂, al considerar el factor de emisión de GEI en ese año (435 Ton CO₂/GWh) por generación bruta de electricidad²¹.

²¹ Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2022, CRE:

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 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.²² 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 (2021) entre el INPC correspondiente al penúltimo año (2020). Dicho factor se multiplica por la cuota anterior y se obtiene el impuesto del siguiente año (2022).²³ En la Tabla 14 se presenta el impuesto por unidad de medida para cada combustible utilizado en la industria eléctrica de 2019 a 2022.

Tabla 14. Cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con la LIEPS 2019-2022

| Combustible | Ton de CO ₂ por unidad de medida | Unidad de Medida | Impuesto por unidad de medida | | | | Unidades | Variación (%) |
|--------------------------|---|------------------|-------------------------------|-------|-------|-------|--------------------|---------------|
| | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | | |
| Diésel | 0.00287 | 1 litro | 15.46 | 15.92 | 16.45 | 17.66 | Centavos por litro | 7.4 |
| Combustóleo | 0.00323 | 1 litro | 16.50 | 16.99 | 17.56 | 18.85 | Centavos por litro | 7.4 |
| Coque de Petróleo | 2.547 | 1 tonelada | 19.15 | 19.72 | 20.38 | 21.88 | Pesos por tonelada | 7.4 |
| Carbón Mineral | 2.42597 | 1 tonelada | 33.81 | 34.81 | 35.97 | 38.62 | Pesos por tonelada | 7.4 |

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.

http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639152&fecha=23/12/2021;

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 7.4% de 2021 a 2022 en comparación con el incremento de 3.3% en 2021, 3.0% en 2020, y 4.7% en 2019, ver Gráfico 20.

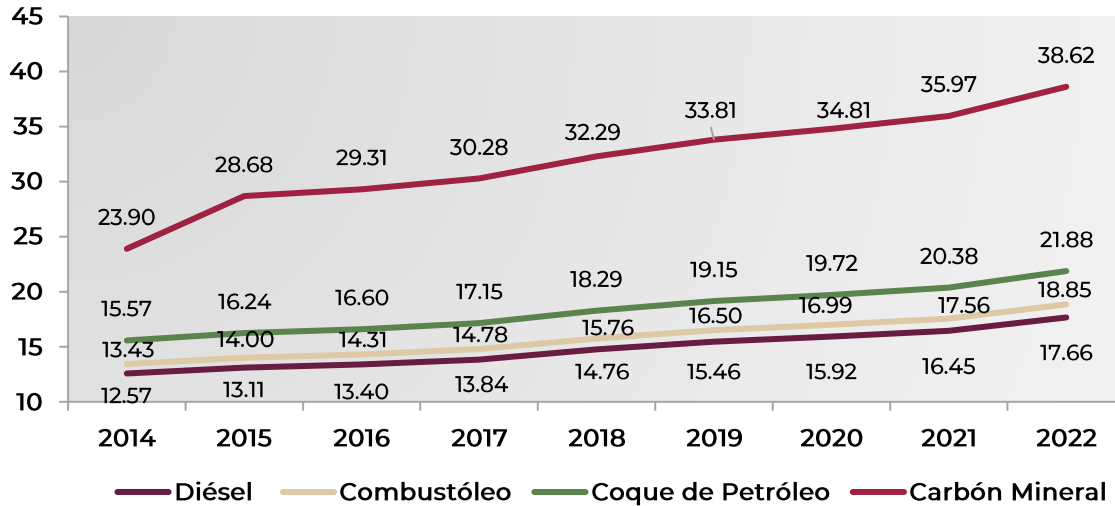
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/806468/4_-_Aviso_FE_2022_1_.pdf

²² 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

²³ Acuerdo 173/2021 por el que se actualizan las cuotas que se especifican en materia del impuesto especial sobre producción y servicios para 2022, artículo Primero: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639152&fecha=23/12/2021

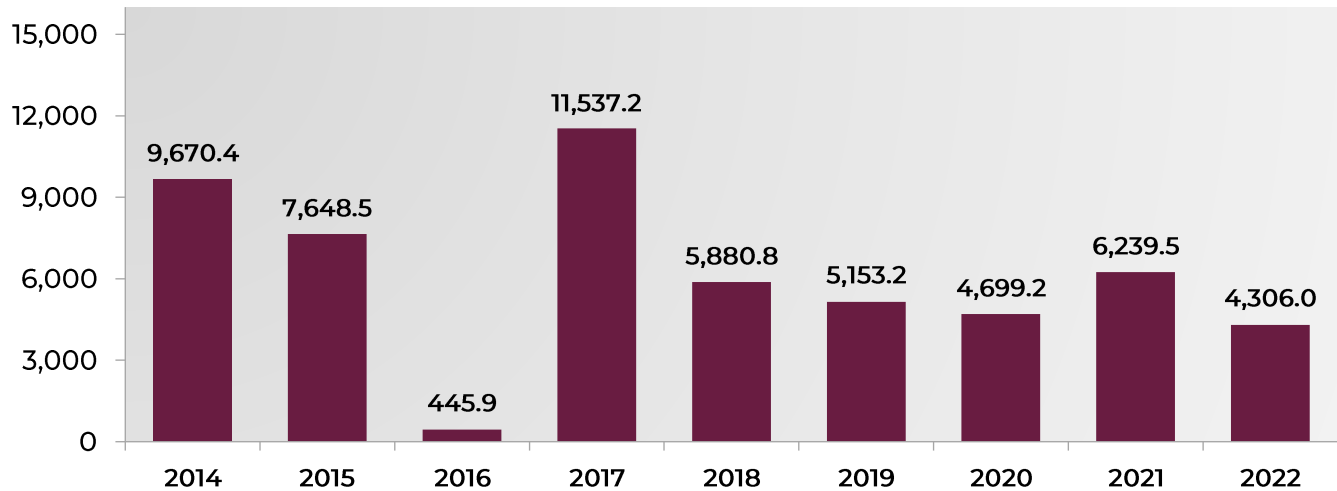
Gráfico 20. Evolución de las cuotas aplicables a los combustibles fósiles 2014-2022 (Impuesto por unidad de medida)



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

Para el ejercicio 2022 el monto recaudado por el impuesto al carbono ascendió a 4,306.0 millones de pesos de acuerdo con datos de la SHCP, de los cuales preliminarmente se estima que el sector eléctrico aportó el 25.1%²⁴. Al término del 2022, los ingresos totales recaudados en los nueve años que lleva el impuesto ascendieron a 55,580.7 millones de pesos.

Gráfico 21. Ingresos anuales del impuesto al carbono en México, 2014-2022 (Millones de pesos)



Fuente: Estimaciones de SENER con datos de la SHCP, CFE y CRE. (Preliminar). Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (2023). 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

²⁴ Estimación propia para el año 2022, considerando los consumos con datos del Balance Nacional de Energía 2022, 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**²⁵, 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*²⁶: 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*²⁷: 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).²⁸ CFE Transmisión cuenta con diez Gerencias Regionales de Transmisión (GRT)²⁹. Para su control, el CENACE organizó el SEN mediante ocho Gerencias de Control Regional (GCR)³⁰. Siete de las ocho GCR 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 GCR 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 GCR 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.

²⁵ 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>

²⁶ Artículo 3, fracciones XXXIII y XXXV: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021

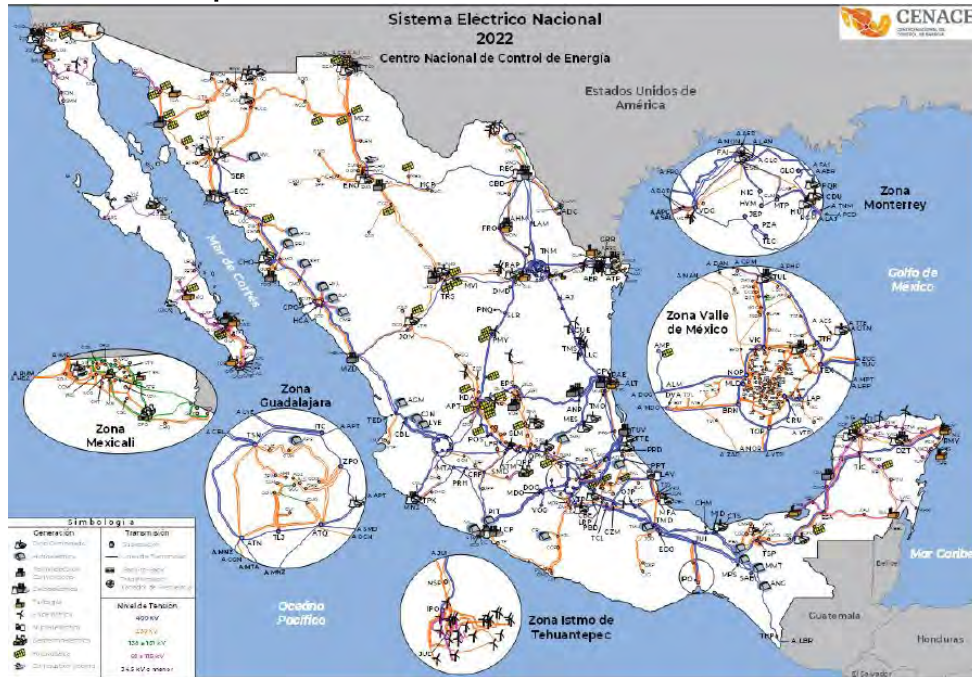
²⁷ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, artículo 5: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

²⁸ LIE, artículo 3 fracción XLIV: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_090321.pdf

²⁹ Informe Anual de CFE 2022, página 123:

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/2/2023-04-28-1/assets/documentos/SEGOB_Informe_Anuar_CFE_2022.pdf

³⁰ Manual de Organización General del Centro Nacional de Control de Energía, VI. Estructura Orgánica, B. Unidades Administrativas: Incisos I.1.c a I.1.j. https://www.diarioficial.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5538994&fecha=25/09/2018#gsc.tab=0

Mapa 3. Red Nacional de Transmisión 2022


Fuente: PRODESEN 2023-2037, Anexo 1, Figura A1.3 Red Troncal de Transmisión del SEN 2022, página 115.

2.1 INFRAESTRUCTURA DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN 2022

En 2022 la Red Nacional de Transmisión contabilizó 110,685 kilómetros (km) de líneas de transmisión con un rango de tensión entre 69 kV y 400 kV, que refleja un aumento de 136 km, valor 0.1% mayor que lo reportado en 2021 (110,549 km), de acuerdo con datos del PRODESEN 2023-2037. De este total, el 49.53% corresponde a líneas con tensiones entre 69 kV y 161 kV, el 26.87% a 230 kV y el 23.60% restante corresponde a líneas de transmisión con tensión de 400 kV, ver Tabla 15.

Tabla 15. Longitud de líneas de la Red Nacional de Transmisión por nivel de tensión, 2018-2022 (km)

| Nivel de Tensión | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación (%) 2022/2021 |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------------|
| Transmisión 161 a 400 kV | 55,088 | 56,168 | 56,338 | 56,342 | 56,389 | 0.1 |
| 400 kV | 25,455 | 26,096 | 26,097 | 26,098 | 26,125 | 0.1 |
| 230 kV | 29,114 | 29,553 | 29,722 | 29,723 | 29,743 | 0.1 |
| 161 kV | 519 | 519 | 519 | 521 | 521 | 0.0 |
| Transmisión 69 a 138 kV | 52,929 | 53,949 | 54,158 | 54,207 | 54,296 | 0.2 |
| 138 kV | 1,779 | 1,807 | 1,620 | 1,620 | 1,620 | 0.0 |
| 115 kV | 48,012 | 48,994 | 48,456 | 48,496 | 48,584 | 0.2 |
| 85 kV | 795 | 795 | 1,747 | 1,756 | 1,757 | 0.1 |
| 69 kV | 2,343 | 2,353 | 2,335 | 2,335 | 2,335 | 0.0 |
| Total | 108,017 | 110,117 | 110,497 | 110,549 | 110,685 | 0.1 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2020 a 2022: PRODESEN 2023-2037, Anexo 1, Cuadro A1.1 Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión, página 114: <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>
 - 2018 y 2019: Informe Anual de CFE 2019, página 52. El desglose se obtuvo de CFE Transmisión.
- Nota:** Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

En el escenario tecnológico de transmisión presentado en el Informe Anual de CFE 2022, se observa que el número de subestaciones de transformación aumentó en 4 con respecto a las reportadas en 2021, pero se aprecia una disminución en la capacidad de transformación de 263 MVA. Lo anterior se debe a la salida de operación de tres Subestaciones: Zaragoza, Huehuetoca Móvil y Jajalpa Móvil; mientras que entraron en operación siete Subestaciones: Regiomontano, Los Filos, Kinich Ahau, Maniobras Gas Natural, Maniobras Minera Juanicipio, Cubitos y Bajío en el año 2022.³¹

Tabla 16. Escenario Tecnológico de la Red Nacional de Transmisión, 2018-2022

| Tipo | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022-2021 | Variación (%) 2022/2021 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------------------|-------------------------|
| Capacidad de Transformación (MVA) | 162,602 | 166,165 | 165,230 | 165,804 | 165,541 | -263 | -0.2 |
| Número de subestaciones | 2,192 | 2,223 | 2,258 | 2,275 | 2,279 | 4 | 0.2 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos de:

- 2022: Informe Anual de CFE 2022, página 124: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/2/2023-04-28-1/assets/documentos/SEGOB_Informe_Anual_CFE_2022.pdf
- 2019, 2020 y 2021: Informe Anual de CFE 2021, página 110,
- 2018: Informe Anual de CFE 2018, página 137.

2.2 PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN 2022

CFE Transmisión lleva a cabo los proyectos de ampliación y modernización de la RNT previa instrucción de la SENER, conforme a lo considerado en los Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Del 2015 al 2022, la SENER ha instruido 232 proyectos, en horizontes de planeación que llegan de 2029 a 2036.

Con posterioridad a la instrucción de la Secretaría, cada proyecto sigue una serie de trámites y autorizaciones por distintas áreas de CFE hasta llegar a la asignación de recursos y la contratación. Después de la firma del contrato el proyecto cambia a la etapa de ejecución / construcción. De los 232 proyectos instruidos nueve están en operación, 13 en ejecución, 10 en contratación, 52 en actividades previas y 148 en revisión.³²

Adicionales a estos proyectos, se tienen otros 6 proyectos como obras de refuerzo asociadas a centrales eléctricas, los cuales totalizan 36 obras, con 27 subestaciones que adicionarán 665.0 MVA, 196.0 MVAR y 182.2 km-C de líneas de transmisión, de los cuales se han desarrollado Actividades Previas.

Con respecto a los principales proyectos de infraestructura, en 2022 la Red Nacional de Transmisión se incrementó al incorporar 3 proyectos de Subestaciones con una inversión de 68.2 millones de pesos (ver Tabla 17), para aumentar en 37.5 MVAR de compensación reactiva³³ para atender distintos objetivos del proceso de planeación

³¹ Informe Anual 2022 CFE, página 124.

³² Informe Anual 2022 CFE, página 125.

³³ Informe Anual 2022 CFE, página 130.

como son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y estabilizar el nivel de voltaje en la red de 115 kV.

Tabla 17. Proyectos de Subestaciones Eléctricas concluidos en 2022

| No. | Nombre de Proyecto | SE | MVA | MVAr | Inversión MDP | Fecha inicio | Fecha término |
|--------------|---|----------|----------|-------------|---------------|--------------|----------------|
| 1 | Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr | 3 | 0 | 15 | 35.48 | Agosto 2020 | Junio 2022 |
| 2 | Quilla MVAr (Traslado)* | 1 | 0 | 15 | 20.62 | Agosto 2020 | Diciembre 2022 |
| 3 | Frontera Comalapa MVAr* | 1 | 0 | 7.5 | 12.10 | Agosto 2020 | Diciembre 2022 |
| Total | | 5 | 0 | 37.5 | 68.20 | | |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual 2022 CFE, página 130.

SE: Subestación Eléctrica; MDP: Millones de pesos; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAr: Mega Volt-Ampere reactivo

Por su parte, los 13 proyectos instruidos en el PRODESEN que durante 2022 se encuentran en proceso de ejecución presentan una inversión de 7,357.2 millones de pesos para la instalación de 22 subestaciones con una capacidad total de transformación de 1,925 MVA, 235 MVAr de capacidad de compensación reactiva, 6 alimentadores, 6 Líneas de transmisión y 293 kilómetros circuito, ver Tabla 18.

Tabla 18. Proyectos de Infraestructura de Transmisión derivados del PRODESEN que continuaron su ejecución en 2022

| No. | Proyecto | Año de instrucción | Inversión MDP | Fecha estimada de término | Total obras | SE | MVA | MVAr | Alim | LT's | km-c |
|--------------|---|--------------------|----------------|---------------------------|--------------|-----------------|--------------|------------|----------|----------|------------|
| 1 | Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018-2021 | 2017 | 5,384.7 | Dic-23 | 1,550 | 0 ^{1/} | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Chihuahua Norte Banco 5 | 2018 | 324.6 | May-24 | 2 | 2 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Panamericana Potencia Banco 3 | 2018 | 157.2 | Dic-24 | 1 | 1 | 300 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Potrerrillos Banco 4 | 2017 | 542.0 | Dic-23 | 5 | 3 | 600 | 0 | 4 | 2 | 27.2 |
| 5 | Querétaro Banco 1 (Sustitución) | 2017 | 94.0 | May-24 | 1 | 1 | 225 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia-Almoloya | 2018 | 180.3 | Dic-23 | 3 | 2 | 0 | 0 | 2 | 1 | 28 |
| 7 | Modernización de Líneas de Transmisión Chinameca Potencia A3260 Temascal II y Minatitlán II A3360 Temascal II | 2018 | 95.6 | Jun-24 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 228 |
| 8 | Irapuato II Banco 3 (traslado) | 2018 | 177.0 | Dic-23 | 3 | 2 | 100 | 0 | 0 | 1 | 9.5 |
| 9 | Compensación capacitiva en la zona Querétaro | 2018 | 80.5 | Dic-23 | 6 | 6 | 0 | 135 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Donato Guerra MVAr | 2017 | 50.6 | Dic-23 | 1 | 1 | 0 | 70 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | San Luis Potosí Banco 3 (traslado) | 2018 | 72.8 | Dic-23 | 1 | 1 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Enlace Tepic II-Cerro Blanco | 2018 | 18.3 | Nov-23 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Nuevo Casas Grandes Banco 3* | 2018 | 179.7 | Sep-23 | 1 | 1 | 100 | 30 | 0 | 0 | 0 |
| Total | | | 7,357.2 | | 1,578 | 22 | 1,925 | 235 | 6 | 6 | 293 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual de CFE 2022, página 134.

Nota: Los proyectos se ejecutan con recursos propios. MDP: Millones de pesos; SE: Subestación; MVA: Mega Volt-Ampere; MVAr: Mega Volt-Ampere reactivo; Alim: Alimentadores; LT's: Líneas de Transmisión; km-c: kilómetro circuito.

* Este proyecto se ejecuta con recursos de PIDIREGAS del 2021.

^{1/} El proyecto "Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018-2021", incorpora de manera directa 1,550 subestaciones a los 31 Centros de Control para ser tele controladas desde Zonas de Operación de Transmisión y CENACE.

2.3 INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

Durante 2022 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 eléctrica³⁴, mientras que las otras cinco interconexiones son de emergencia, ver mapa 4.³⁵

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 2022



Fuente: PRODESEN 2023-2037, Anexo 1, Figura A1.4 Capacidad de las interconexiones internacionales del SEN 2022, página 116:

³⁴ PRODESEN 2023-2037, Anexo I, pág. 116.

En la región de Piedras Negras el enlace del Backto- Back con tecnología VSC de 36 MW ya no se considera en operación por el operador Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) de Texas, EE. UU. en su documento ERCOT DC-TIE OPERATIONS publicado en su sitio web, por lo que se disminuye la capacidad de interconexión asincrónica con EE. UU.

³⁵ Interconexiones de emergencia con EUA: 1) Ribereña-Ascárate, 2) ANAPRA-Diablo, 3) Ojinaga-Presidio, 4) Matamoros-Brownsville y 5) Matamoros-Military.

<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>

Durante 2022, a través de la Red Nacional de Transmisión se importaron 5,166 GWh y se exportaron 2,104 GWh.³⁶

Tabla 19. Importación y Exportación de electricidad a través de la Red Nacional de Transmisión 2018-2022 (de 69 kV a 400 kV)

| Concepto | Año / (GWh) | | | | | Variación (%) 2022 / 2021 |
|-------------|-------------|-------|-------|-------|-------|------------------------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | |
| Importación | 6,852 | 6,588 | 4,291 | 3,813 | 5,166 | 35.5 |
| Exportación | 1,813 | 2,357 | 1,877 | 2,355 | 2,104 | -10.7 |

Fuente: Elaborados por SENER con datos de:

- 2020 a 2022: Informe Anual de CFE 2022 página 135; 2019: Informe Anual de CFE 2021, página 119; 2018: Informe Anual de CFE 2018, página 148.

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 eléctricos³⁷:

- **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.³⁸
- **Índice de Disponibilidad de Transmisión:** IDT. Es el valor porcentual durante un periodo determinado que la capacidad en MVA de la infraestructura de Transmisión (Líneas de Transmisión o equipos de Transformación y Compensación de las subestaciones eléctricas) permanece disponible respecto de la capacidad Total de la infraestructura de Transmisión en todas las tensiones, en el ámbito de una Zona o Gerencia Regional de Transmisión.³⁹

Tabla 20. Principales Indicadores de la Red Nacional de Transmisión 2018-2022 (sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor)

| Indicador | Cifras (Datos Observados) | | | | | Variación (Unidades) 2022-2021 |
|--------------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------------------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | |
| 1. SAIDI (minutos) | 2.110 | 3.198 | 2.216 | 6.123 | 3.471 | -2.652 |
| 2. SAIFI (índice) | 0.079 | 0.091 | 0.063 | 0.109 | 0.079 | -0.030 |
| 3. IDT (%) | 99.662 | 99.668 | 99.606 | 99.538 | 99.504 | -0.034 |

Fuente: Elaborados por SENER con datos de: 2020 a 2022: Informe Anual CFE 2022, pág. 136; 2019: Informe Anual de CFE 2021, página 120; 2018: Informe Anual de CFE 2020, página 199.

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

³⁶ Informe Anual 2022 CFE, página 135:

<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>

³⁷ 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

³⁸ 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

³⁹ 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.”⁴⁰.

Para su objeto, CFE Distribución cuenta con 16 Unidades de Negocio denominadas Gerencias Divisionales de Distribución (GDD)⁴¹, las cuales se enlistan en la Tabla 21.

Tabla 21. 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 2022, la infraestructura de CFE Distribución permitió dar el servicio de distribución de energía eléctrica a 47.4 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 1.7% 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 22 se registra la Infraestructura de Distribución para los ejercicios 2019 a 2022.

⁴⁰ 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

⁴¹ Estatuto Orgánico de CFE Distribución: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n550.pdf>

Tabla 22. Infraestructura de CFE Distribución 2019 a 2022

| Concepto | Unidad | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022-2021 | Variación 2022/2021 (%) |
|---|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------------|-------------------------|
| Subestaciones eléctricas | No. | 2,117 | 2,137 | 2,153 | 2,174 | 21 | 1.0% |
| Transformadores de potencia | No. | 3,204 | 3,246 | 3,261 | 3,261 | 0 | 0.0% |
| Capacidad transformadores de potencia | MVA | 75,812 | 77,463 | 78,205 | 78,893 | 688 | 0.9% |
| Transformadores de distribución | No. | 1,510,322 | 1,510,322 | 1,531,691 | 1,617,936 | 86,245 | 5.6% |
| Capacidad transformadores de distribución | MVA | 55,939 | 57,720 | 58,341 | 59,123 | 782 | 1.3% |
| Suma de líneas de media y baja tensión | miles de km | 851 | 871 | 883 | 887 | 4 | 0.5% |
| Líneas de media tensión | miles de km | 520 | 537 | 545 | 548 | 3 | 0.6% |
| Líneas de baja tensión | miles de km | 331 | 334 | 338 | 339 | 1 | 0.3% |

Fuente: Elaborado por SENER con información de Informes Anuales de CFE: 2022, página 142; 2021, página 123; 2020, página 202; y 2019, pág. 71.

3.2 PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN DURANTE 2022

Se concluyeron 1,022 obras de infraestructura con recursos presupuestales con una inversión de 1,007.0 millones de pesos (MDP), conforme al siguiente destalle:⁴²

- Instalación de ocho proyectos derivados del PRODESEN y con una inversión acumulada de 285.7 MDP, de los cuales en 2022 se erogaron 29.9 MDP.
- Incremento de 209 MVA, instalación de 1,528 transformadores de distribución con transformación de 45.21 MVA y 1,463.16 km-c en redes de media y baja tensión.
- Instalación de cables submarinos de Isla Mujeres por 277.8 MDP y Holbox por 334.2 MDP, para garantizar el suministro de energía eléctrica.

3.2.1 Proyectos de Distribución concluidos en 2022

Durante 2022 se concluyeron 8 obras instruidas conforme al PRODESEN, bajo el esquema de inversión, con la ampliación de 8 subestaciones de distribución de 209 MVA de capacidad conjunta, 12.6 MVAR y 25 alimentadores en media tensión y 24.6 km-c en media tensión, representando una inversión de 285.7 MDP.⁴³ Además, al cierre de 2022 bajo el esquema de Obra Pública Financiada se concluyó el proyecto "349 Subestaciones y Líneas de Distribución (3ª fase)" con una inversión de 17.0 millones de dólares (MDD), ver Tabla 23.⁴⁴

⁴² Informe Anual CFE 2022, páginas 143 y 144:

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

⁴³ Informe Anual CFE 2022, página 144.

⁴⁴ Informe Anual CFE 2022, páginas 146 y 147.

Tabla 23. Principales proyectos de Distribución terminados en 2022 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

| | Proyecto | Monto (Millones de dólares) | Principales características |
|---|--|-----------------------------|---|
| 1 | 349 SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución (3a. Fase) | 17.0 | SE Morales Bco. 1 y 2, 120 MVA; LAT Morales-Cuauhtémoc 4.6 km-C; LAT Polanco-Morales 3.3 km-C; SE Polanco 1 A |
| | Total | 17.0 | |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, página 147.

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

3.2.2 Proyectos de Distribución en construcción al cierre de 2022

A lo largo de 2022 se continuó con la instalación de 38 obras de distribución instruidas en el PRODESEN, bajo el esquema de Inversión, que se integran por 20 subestaciones nuevas, 14 ampliaciones y cuatro sustituciones de transformadores obsoletos, con una capacidad conjunta de 1,072.5 MVA, 64.5 MVAR, 27 alimentadores en alta tensión y 162 en media tensión, así como 10.5 km-c de líneas de transmisión en media tensión, con una inversión de 1,861.2 MDP⁴⁵.

Asimismo, se continuó la instalación de la conexión de la Isla Holbox al Sistema Eléctrico Nacional a través de un cable submarino de 10.5 kilómetros de longitud (inversión de 334.2 MDP). Así como la sustitución de 6.9 kilómetros de cable submarino que unen a Isla Mujeres con la ciudad de Cancún (inversión de 277.8 MDP). Las obras estaban prácticamente concluidas al cierre de 2022, y se tenía programado su energización y el proceso del cierre financiero en 2023.

De igual manera, durante 2022 a través del esquema de Obra Pública Financiada cuatro proyectos de distribución se encontraban en construcción con una inversión conjunta de 27.7 millones de dólares. Estas obras integran seis subestaciones eléctricas con capacidad conjunta de 80 MVA, 4.8 MVAR, cuatro líneas de alta tensión con una longitud de 80.3 km-c, tres redes de media y baja tensión con cinco km-c⁴⁶.

Tabla 24. Principales obras de Distribución en construcción al cierre de 2022 bajo el esquema de Obra Pública Financiada

| No. | Proyecto | Monto (MDD) | Principales características |
|-----|---|-------------|---|
| 1 | 338 SLT 2020 Subestaciones, Líneas y Redes de Distribución (3a Fase) Sinaloa | 6.9 | LAT Higuera-Costa Rica 19.38 km-c; SE Higuera 1 A- 115 kV; SE Costa Rica 1 A -115 kV |
| 2 | 214 SE 1210 Norte-Noroeste 144 Sinaloa | 7.5 | SE La Cruz Banco 1, 20 MVA; LAT Paxtla-La Cruz 20.47 km-c; SE Paxtla 1A, 115 kV |
| 3 | 209 SE 1212 Sur Peninsular (3a fase) | 8.1 | SE Cuetzalan, (20 MVA, 1.2 MVAR); LAT Cuetzalan entronque Teziutlán II-Papantla Potencia (20.31 km-c); 2 km-c en red de media tensión |
| 4 | 228 SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución 142 (3a Fase) Tabasco | 5.2 | SE Gaviotas Banco 1, 20 MVA; LAT Gaviotas entronque Villahermosa II-Ciudad Industrial 1.04 km-c |
| | Total | 27.7 | |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, página 147.

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

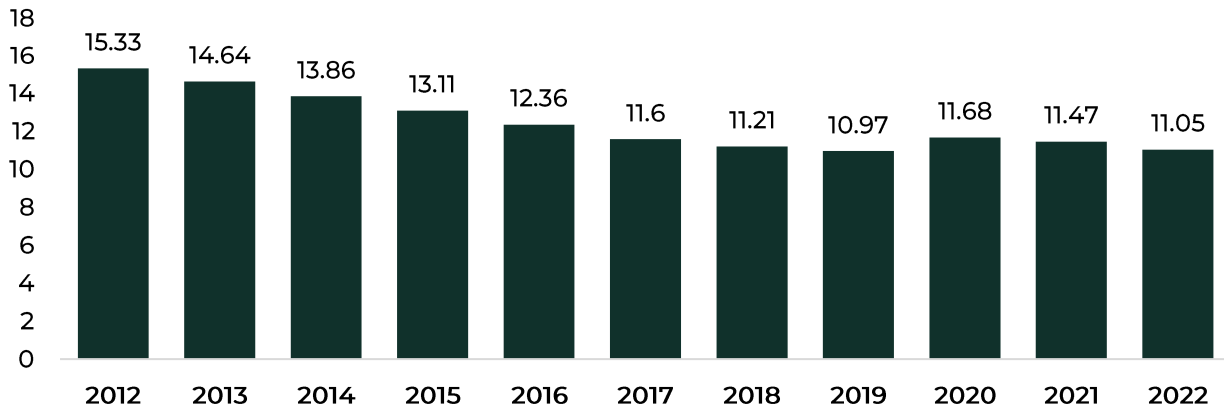
⁴⁵ Informe Anual CFE 2022, página 145.

⁴⁶ Informe Anual CFE 2022, página 147.

3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN

De 2013 a 2022 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 11.05% en 2022⁴⁷, debido a las estrategias⁴⁸ para disminuir los consumos irregulares de energía eléctrica y a las inversiones en proyectos de modernización y optimización de las RGD.

Gráfico 22. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de Distribución 2012-2022, incluye Alta Tensión (%)



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

Las pérdidas de energía eléctrica se agrupan en:

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

Durante 2022, en las 16 divisiones de distribución se continuó con la aplicación de las estrategias para la disminución del indicador de pérdidas, con lo que se logró detectar 10,203 GWh de mermas y en conjunto con el incremento de ventas en 10,004 GWh dan como resultado un índice de pérdidas de 11.05%, valor 0.42 puntos porcentuales menor que el registrado en 2021 (11.47%).⁴⁹

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:

⁴⁷ Informe Anual CFE 2022, página 141

⁴⁸ Informe Anual CFE 2022, páginas 159 y 160. Las cinco estrategias son: 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. Regularización de asentamientos y usuarios, y 5. Fortalecimiento a la infraestructura eléctrica (recalibración de circuitos e instalación de capacitores).

⁴⁹ Informe Anual CFE 2022, página 159.

SAIFI), los cuales fueron establecidos por la CRE⁵⁰. 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 2022 muestran que el SAIDI fue de 19.248 minutos, con una mejora del 6.7% respecto a los 20.625 minutos obtenidos en 2021. Por su parte, el SAIFI registró en 2022 que en promedio el 41.1% de los usuarios registraron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica mayor a cinco minutos, lo que representa una mejoría de 4.0% respecto a 2021 cuando en promedio el 42.8% de los usuarios presentaron al menos una interrupción mayor a cinco minutos, ver Tabla 25.

Tabla 25. Índices para medir confiabilidad del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2015-2022, sin considerar casos fortuitos o de fuerza mayor

| Indicador | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022/2021 (%) |
|----------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------------------|
| SAIDI (minutos/año) | 35.09 | 30.206 | 29.264 | 26.981 | 25.069 | 22.080 | 20.625 | 19.248 | -6.7% |
| SAIFI (interrupciones/año) | 0.78 | 0.706 | 0.575 | 0.502 | 0.475 | 0.455 | 0.428 | 0.411 | -4.0% |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, páginas 156 y 157; Informe anual CFE 2019, página 70; Informe anual CFE 2018, página 152 e Informe anual CFE 2016, página 63.

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 26.

Tabla 26. Indicadores de servicio del Sistema Eléctrico de CFE Distribución, 2017-2022

| Indicador | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022/2021 (%) |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|
| Inconformidades por cada mil usuarios (IMU) | 3.53 | 5.50 | 4.86 | 4.39 | 4.37 | 4.35 | -0.46 |
| Restablecimiento en baja tensión, RBT (%) | 80.95 | 93.01 | 93.10 | 92.16 | 92.58 | 94.64 | 2.23 |
| Restablecimiento sectorial por falla, RSS (%) | 83.96 | 94.96 | 94.61 | 95.35 | 95.15 | 96.96 | 1.90 |
| Conexión en baja tensión, CBT (%) | 69.74 | 94.58 | 92.45 | 94.52 | 94.53 | 96.11 | 1.67 |
| Reconexión de servicio cortado, RSC (%) | 88.60 | 97.65 | 97.49 | 97.58 | 97.36 | 98.30 | 0.97 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, página 141; Informe anual CFE 2021, página 122 e Informe anual CFE 2019, página 70.

El resultado para 2022 muestra que el índice de Inconformidades por cada mil usuarios (IMU) tuvo una mejora de 0.46%, al disminuir de un valor acumulado anual de 4.37 en 2021 a 4.35 IMU en 2022, resultado de un incremento mayor en el número de clientes (1,490,422) respecto al aumento de inconformidades (34,110)⁵¹.

⁵⁰ 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

⁵¹ Informe Anual CFE 2022, páginas 141 y 158.

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 2022 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”.⁵²

Durante 2022, el 99.29% de la población en México dispuso del servicio de energía eléctrica, con lo que se superó la meta programada del 99.27%, con un incremento de 0.08 puntos porcentuales respecto a la cobertura de 2021 (99.21%).⁵³

Tabla 27. Grado de Electrificación 2015-2022

| Indicador | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Variación 2022/2021 (%) |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|
| Grado de Electrificación | 98.53 | 98.58 | 98.64 | 98.75 | 98.95 | 99.08 | 99.21 | 99.29 | 0.08 |

Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, página 149.

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)⁵⁴.

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.

⁵² 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

⁵³ Informe Anual CFE 2022, página 148 y 149.

⁵⁴ 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.

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):

- 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.
- 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, desde su inicio al cierre de 2022, el FSUE realizó seis invitaciones a CFE Distribución mediante el componente de extensión de la red de distribución y seis invitaciones a CFE Distribución mediante sistemas aislados de electrificación, así como tres convocatorias a Organismo Intermedio del FSUE para sistemas aislados, ver Tabla 28 y Tabla 29.

Tabla 28. Invitación a CFE Distribución 2019-2022. Componente Extensión de Redes Generales de Distribución. Relación de localidades por electrificar

| Año | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-----------------|-----------------------------|----------------------------------|---|
| Fecha de invitación o convocatoria | 20-Dic-2019 | 20-Jul-2020 | 21-Ene-2021 30-Sep-2021 | 14-Feb-2022 06-Sep-2022 |
| Fecha de firma del Convenio de Asignación de Recursos (CAR) | 28-Jul-2020 | 25-Ene-2021 | 3-Jun-2021 04-Mar-2022 | 05-Dic-2022 23-Feb-2023 |
| Financiamiento o presupuesto (Millones de pesos) | 500.6 | 1,682.0 | 1,088.2 1,130.1 | 1,228.1 1,184.7 |
| Año de ejecución de obras | 2020* | 2021 (proceso de ejecución) | 2022 (proceso de ejecución) | 2022 (proceso de ejecución) 2023 (en proceso de ejecución) |
| Viviendas/ habitantes | 14,805 / 58,589 | 44,100/176,382 | 27,192/115,610 27,624/110,528 | 29,770/119,264 26,435/105,700 |
| Localidades/ Municipios / Estados | 416/137/5 | 1,700/527/30 | 1,145/450/28 1,160/449 | 1,275/540 1,161/493 |

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

*Concluida y en cierre administrativo

Tabla 29. Invitación a CFE Distribución Componente Sistemas Aislados de Electrificación 2019-2022
Relación de localidades con Necesidades de Electrificación

| Año | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------------|-------------|----------------------------|----------------------------|
| Fecha de invitación o convocatoria | 20-Feb-2020 | 21-Ago-2020 | 10-Mar-2021 19-Nov-2021 | 02-Jun-2022 28-Oct-2022 |
| Fecha de firma del Convenio de Asignación de Recursos (CAR) | 28-Jul-2020 | 25-Ene-2021 | 7-Oct-2021 05-Dic-2022 | 23-Feb-2023 03-Abr-2023 |

| Año | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------------|--------------------------------|--------------------------------|---|
| Financiamiento o presupuesto para financiar (Millones de pesos) | 126.7 | 126.7 | 183.6 170.1 | 361.4 152.7 |
| Año de ejecución de obras | 2020 | 2021 (proceso de ejecución) | 2022 (proceso de ejecución) | 2022 (proceso de ejecución) 2023 (en proceso de ejecución) |
| Viviendas/ habitantes | 2,275/9,121 | 2,258/8,634 | 3,263/12,953 2,265/9,139 | 4,728/18,976 2,704/10,505 |
| Localidades/ Municipios / Estados | 210/46/4 | 208/85/14 | 384/131/21 301/144 | 451/179 310/98 |

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

3.5.2 CFE Distribución

La cobertura del servicio de energía eléctrica alcanzada en 2022 (99.29%) 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 3,255 obras de electrificación en el año con una inversión de 2,335 millones de pesos para alcanzar las siguientes metas físicas⁵⁵:

- 268,962 habitantes beneficiados
- 64,581 viviendas beneficiadas
- 47,382 postes
- 2,132 km de líneas de distribución
- 8,193 transformadores

En 2022 CFE Distribución formalizó 124 convenios con Gobiernos Estatales y Municipales para la construcción de 371 obras de electrificación, con una inversión de 201 millones de pesos para beneficiar a 27,754 habitantes.

Adicionalmente en ese ejercicio, se construyeron 2,819 obras con recursos del FSUE, a través de los dos componentes de electrificación de la siguiente manera:

- 2,816 obras con el componente de extensión de red, con una inversión de 2,011 millones de pesos para el beneficio de 204,774 habitantes.
- 3 obras bajo el componente de sistemas aislados, por 0.26 millones de pesos para beneficiar a 192 habitantes.

Por otra parte, dentro del Programa de Modernización y Ampliación 2022, a través de la Estrategia de Regularización de Colonias Populares que se llevó a cabo con recursos presupuestales, se construyeron 61 obras con una inversión de 52 millones de pesos, beneficiando a 22,597 habitantes.

En seguimiento a la participación de CFE Distribución dentro del Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec, al cierre de 2022 se concluyeron 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 habitantes. Además, se iniciaron 2 obras de electrificación en 2022 con una inversión de 23.3 millones de pesos para beneficiar a 1,732 habitantes, las cuales se espera concluir en mayo de 2023⁵⁶.

⁵⁵ Informe anual CFE 2022, páginas 148 a 152.

⁵⁶ 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 ello⁵⁷. 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 Mayorista son⁵⁸:
 - **“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 Calificados⁵⁹. 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.⁶⁰

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 LIE⁶¹.

En el Gráfico 24 se presenta la evolución de la participación de los diferentes esquemas de comercialización de energía eléctrica entre 2016 y 2022, 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.

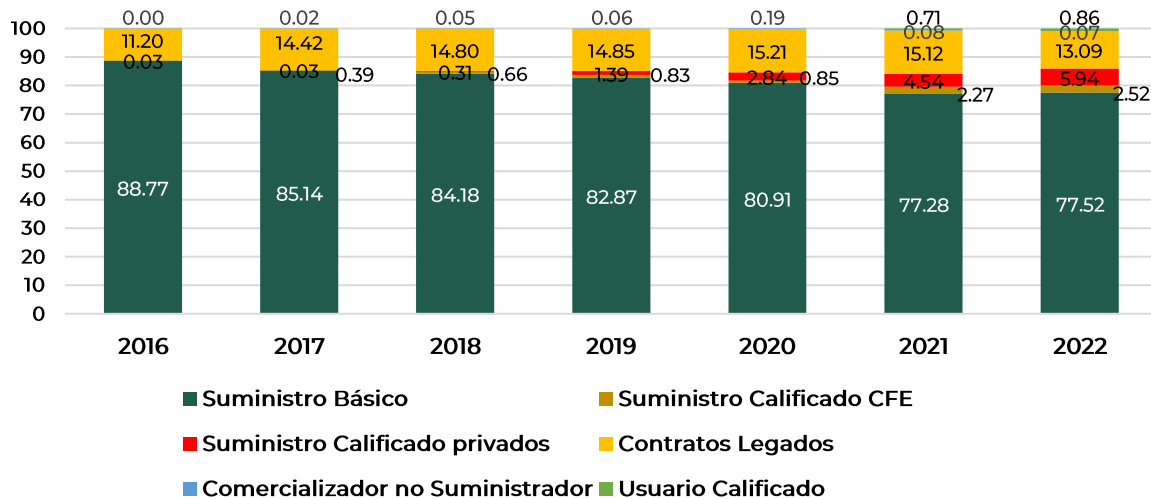
⁵⁷ De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, artículo 45.

⁵⁸ Artículo 3, fracción XXVIII.

⁵⁹ A artículo 3, fracción LV de la LIE

⁶⁰ Artículo Décimo Quinto Transitorio de la LIE

⁶¹ Artículo 3, fracción XXV.

Gráfico 23. Participación en comercialización de energía eléctrica 2016-2022 (%)


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 17 de abril de 2023.

4.1 SUMINISTRO BÁSICO

4.1.1 Ventas de CFE Suministrador de Servicios Básicos

El servicio de suministro básico de energía eléctrica fue realizado por la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB), cuyas ventas de energía eléctrica en 2022 ascendieron a 214,594 Gigawatts-hora (GWh), lo que representa un incremento del 3.9% en comparación de lo obtenido en 2021 (206,542 GWh), debido principalmente al aumento de las ventas de electricidad en los sectores industrial, doméstico, comercial y agrícola.

En términos relativos, durante 2022, todos los sectores de consumo reportaron un crecimiento anual: el comercial (6.4%), el industrial (5.0%), el agrícola (4.8%), doméstico (1.6%) y el de servicios públicos (1.1%), (ver Tabla 30).

Tabla 30. Ventas de Energía Eléctrica de CFE Suministro Básico 2019-2022 (GWh)

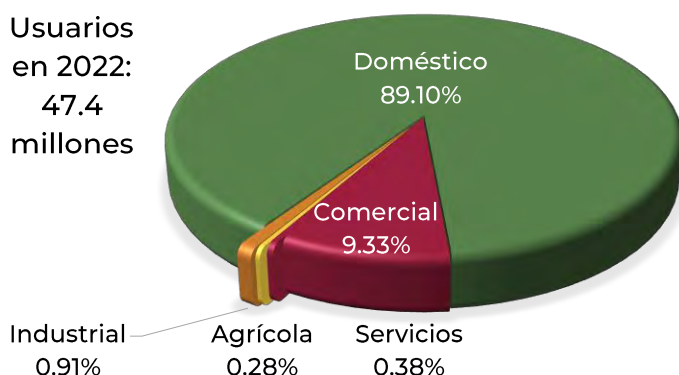
| Sector | 2019 | % | 2020 | % | 2021 | % | 2022 | % | Variación 2022/2021 (%) |
|-----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|-------------------------|
| Doméstico | 64,671 | 29.54 | 68,977 | 33.39 | 69,462 | 33.63 | 70,590 | 32.90 | 1.6 |
| Comercial | 15,233 | 6.96 | 13,745 | 6.66 | 14,110 | 6.83 | 15,008 | 6.99 | 6.4 |
| Servicios | 4,160 | 1.90 | 3,961 | 1.92 | 3,865 | 1.87 | 3,910 | 1.82 | 1.1 |
| Agrícola | 12,455 | 5.69 | 14,009 | 6.78 | 13,509 | 6.54 | 14,159 | 6.60 | 4.8 |
| Industrial | 122,411 | 55.91 | 105,872 | 51.15 | 105,595 | 51.13 | 110,927 | 51.69 | 5.0 |
| Empresa Mediana | 86,686 | 39.60 | 75,260 | 36.43 | 78,283 | 37.90 | 81,497 | 37.98 | 4.1 |
| Gran Industria | 35,725 | 16.31 | 30,612 | 14.82 | 27,312 | 13.23 | 29,430 | 13.71 | 7.8 |
| TOTAL | 218,930 | 100.00 | 206,564 | 100.00 | 206,542 | 100.00 | 214,594 | 100.00 | 3.9 |

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.

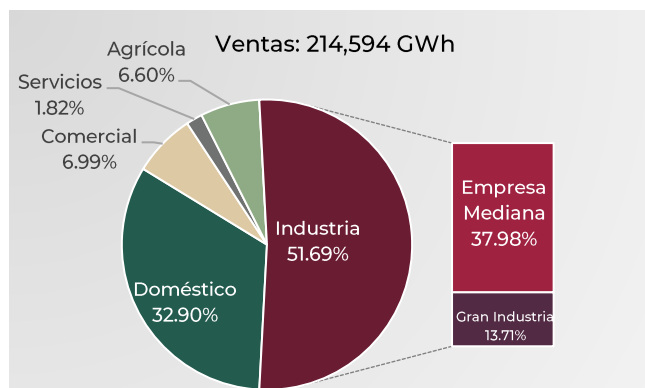
Durante el ejercicio 2022 el sector doméstico concentró el 89.10% del total de usuarios de energía eléctrica al cierre del año (47.4 millones de usuarios), consumió el 32.90% (70,590 GWh) del total de las ventas de electricidad y generó el 22.38% (95,412 millones de pesos) del total del valor de las ventas; mientras que el sector industrial con apenas el 0.91% de usuarios (430 mil usuarios) consumió el 51.69% (110,927 GWh) del total de energía eléctrica y generó el 58.62% (249,891 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% del total de usuarios (4.7 millones de usuarios), el 15.41% (33,077 GWh) del total del consumo de electricidad y el 19.00% (80,993 millones de pesos) del valor de las ventas de energía eléctrica (Ver Gráfico 24, Gráfico 25 y Gráfico 26).

Gráfico 24. Distribución porcentual por sector de Usuarios de CFE Suministrador de Servicios Básicos en 2022



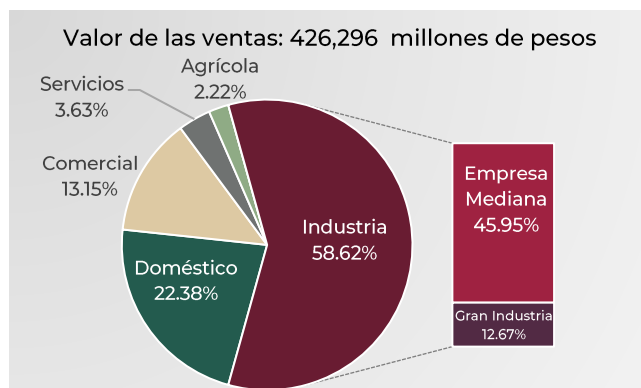
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE. El valor del total de usuarios corresponde al cierre del ejercicio.

Gráfico 25. Distribución porcentual por sector de las ventas de CFE SSB en 2022



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

Gráfico 26. Distribución porcentual por sector del valor de las ventas de CFE SSB en 2022



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 31 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 2022.

Tabla 31. Principales Indicadores Comerciales de CFE Suministro Básico 2022

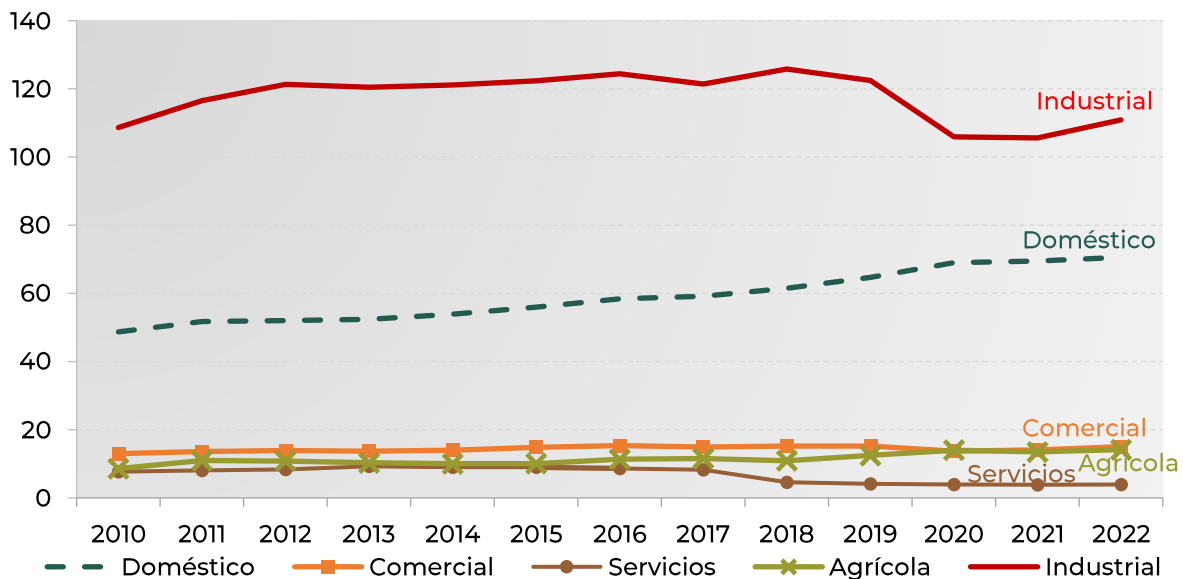
| Sector | Usuarios | Ventas CWh | Valor de las ventas (millones de pesos) | Precio Medio (Pesos/kWh) | Consumo Medio (kWh/usuario/mes) |
|-----------------|-------------------|----------------|---|--------------------------|---------------------------------|
| Doméstico | 42,255,308 | 70,590 | 95,412 | 1.352 | 140 |
| Comercial | 4,425,915 | 15,008 | 56,062 | 3.735 | 284 |
| Servicios | 180,109 | 3,910 | 15,455 | 3.953 | 1,815 |
| Agrícola | 134,491 | 14,159 | 9,477 | 0.669 | 8,755 |
| Industrial | 430,300 | 110,927 | 249,891 | 2.253 | 21,715 |
| Empresa Mediana | 429,338 | 81,497 | 195,886 | 2.404 | 15,990 |
| Gran Industria | 962 | 29,430 | 54,005 | 1.835 | 2,511,676 |
| TOTAL | 47,426,123 | 214,594 | 426,296 | 1.987 | 380 |

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 27 se presentan las ventas anuales de energía eléctrica por sector en el periodo 2010-2022, donde se observa que el sector industrial registró el mayor crecimiento anual en 2022, después de que entre los años 2018 y 2021 presentó una tendencia descendente. Destaca el gran descenso en 2020, el cual tuvo su origen principalmente a las acciones implementadas para contener la pandemia derivada del COVID-19.

Gráfico 27. Ventas anuales de energía eléctrica por sector de consumo, 2010-2022 (TWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

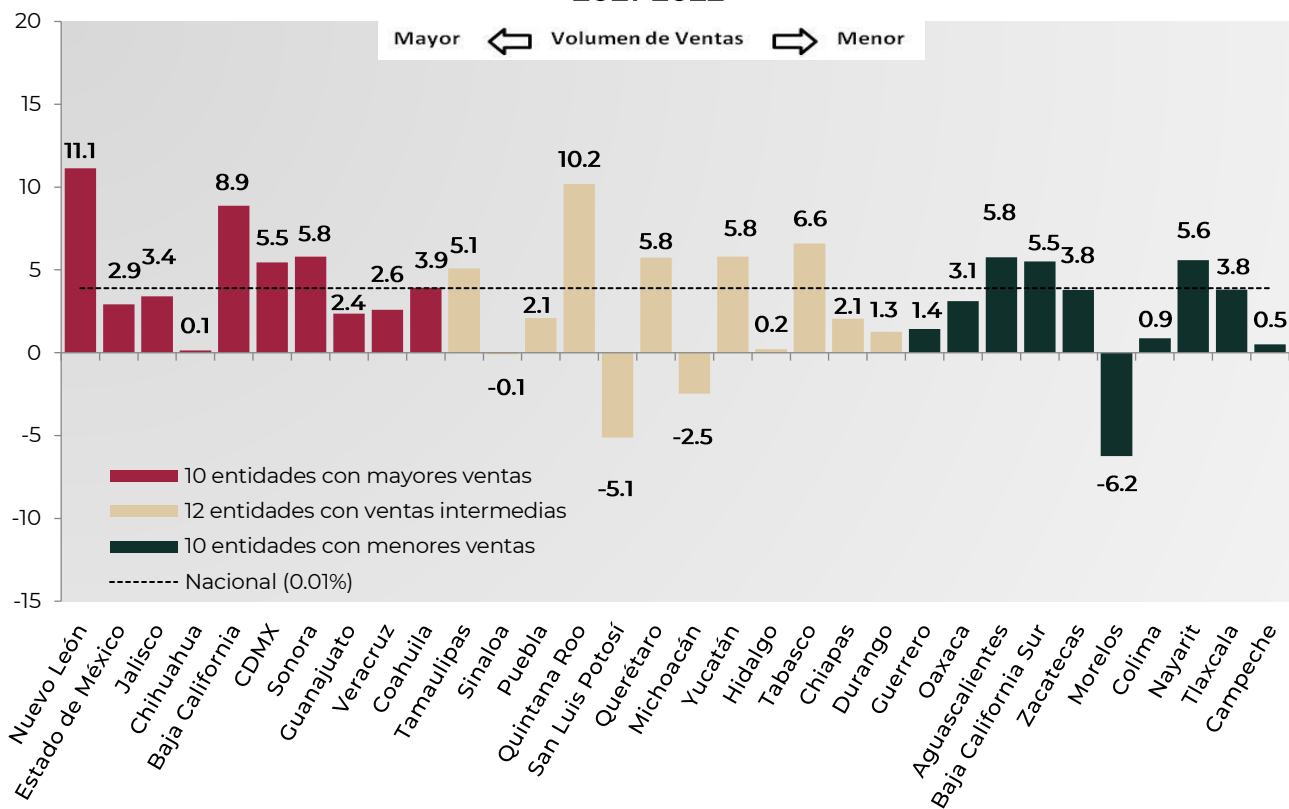
Por lo que respecta al sector doméstico, comercial y agrícola muestran una tendencia ligeramente creciente, mientras que el sector de servicios registra una trayectoria descendente sobre todo en los últimos seis años.

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 2022 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 2022 fue un año de recuperación de la demanda eléctrica después de la crisis sanitaria provocada por el virus del COVID-19. En este sentido, 28 de las 32 entidades federativas presentaron un crecimiento anual en las ventas totales de electricidad durante 2022, en un rango entre 0.1% y 11.1%, que muestra una mejoría cuando se compara con las 18 entidades federativas que registraron incrementos en 2021 cuyos rangos de crecimiento anual estuvieron entre 0.9% y 14.4%. Por otra parte, las 4 entidades federativas restantes observaron una contracción de entre 0.1% hasta 6.2%. (Ver Gráfico 28).

Gráfico 28. Variación porcentual de las ventas de electricidad por Entidad Federativa 2021-2022



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE

La Tabla 32 presenta las variaciones promedio anuales de las ventas de electricidad en 2022 respecto de 2021 por cada sector de consumo y las específicas por cada una de las entidades federativas.

Tabla 32. Variación porcentual anual de ventas de electricidad por Entidad Federativa 2021-2022

| Entidad Federativa | Doméstico | Comercial | Servicios | Agrícola | Industrial | Empresa Mediana | Gran Industria | Total |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------------|----------------|------------|
| Aguascalientes | 0.8 | 4.5 | 24.6 | 17.9 | 4.9 | 0.3 | 18.6 | 5.8 |
| Baja California | 4.5 | 10.8 | 5.0 | 10.4 | 11.6 | 8.3 | 20.4 | 8.9 |
| Baja California Sur | 4.6 | 12.6 | -0.8 | -4.7 | 7.0 | 7.7 | -2.5 | 5.5 |
| Campeche | -0.4 | 6.4 | 1.2 | -1.8 | 0.7 | 0.3 | 30.4 | 0.5 |
| Chiapas | 1.0 | 4.4 | -0.5 | 1.9 | 3.9 | 4.4 | -8.9 | 2.1 |
| Chihuahua | 3.7 | 7.2 | 1.2 | -3.3 | 0.7 | -1.5 | 5.6 | 0.1 |
| Ciudad de México | 0.4 | 7.1 | 60.8 | -18.2 | 7.5 | 7.2 | 22.5 | 5.5 |
| Coahuila | 4.1 | 9.8 | -0.8 | 0.1 | 4.2 | 1.5 | 8.1 | 3.9 |
| Colima | 1.8 | 3.4 | -7.8 | 4.4 | 0.2 | 2.6 | -1.5 | 0.9 |
| Durango | 0.3 | 7.7 | 1.1 | 1.6 | 1.1 | 4.1 | -7.2 | 1.3 |
| Estado de México | -1.4 | 3.7 | -0.3 | 4.6 | 5.1 | 1.9 | 13.8 | 2.9 |
| Guanajuato | 1.0 | 5.6 | -7.5 | 15.6 | -0.6 | 2.5 | -9.4 | 2.4 |
| Guerrero | -0.2 | 5.4 | 1.7 | -17.1 | 2.9 | 7.9 | -6.4 | 1.4 |
| Hidalgo | 1.5 | 9.2 | 3.1 | 28.6 | -2.5 | -6.4 | 4.0 | 0.2 |
| Jalisco | 2.9 | 4.1 | -3.6 | 8.2 | 3.2 | 3.7 | 1.0 | 3.4 |
| Michoacán | 0.5 | 4.8 | -0.2 | 3.2 | -9.2 | 1.4 | -40.2 | -2.5 |
| Morelos | 1.1 | 6.1 | 0.2 | 6.3 | -15.0 | 6.2 | -51.8 | -6.2 |
| Nayarit | 4.1 | 5.0 | -3.6 | -2.2 | 7.9 | 7.1 | 88.3 | 5.6 |
| Nuevo León | 5.3 | 3.1 | -1.4 | 5.7 | 15.0 | 6.6 | 39.1 | 11.1 |
| Oaxaca | 1.8 | 7.1 | -7.5 | -1.3 | 5.7 | 5.7 | 5.7 | 3.1 |
| Puebla | 0.9 | 8.2 | 11.5 | 17.3 | -0.2 | 1.7 | -3.8 | 2.1 |
| Querétaro | 2.5 | 10.8 | 1.4 | 16.1 | 5.5 | 2.2 | 21.2 | 5.8 |
| Quintana Roo | 9.0 | 13.9 | -4.7 | -9.8 | 11.2 | 12.1 | -26.2 | 10.2 |
| San Luis Potosí | 1.5 | 5.8 | 0.3 | 19.0 | -11.2 | 2.3 | -25.5 | -5.1 |
| Sinaloa | -3.1 | 4.3 | -1.3 | -2.3 | 5.7 | 6.0 | -6.6 | -0.1 |
| Sonora | -0.6 | 5.1 | -1.9 | -3.2 | 15.8 | 4.4 | 55.7 | 5.8 |
| Tabasco | 2.8 | 5.0 | -7.8 | 28.2 | 19.0 | 11.1 | 153.5 | 6.6 |
| Tamaulipas | 1.6 | 6.6 | -0.8 | 20.3 | 7.6 | 1.7 | 24.9 | 5.1 |
| Tlaxcala | 0.2 | 6.7 | 6.4 | 31.9 | 4.1 | -0.1 | 18.1 | 3.8 |
| Veracruz | -0.6 | 6.7 | 9.7 | 19.0 | 3.9 | 3.7 | 4.2 | 2.6 |
| Yucatán | 4.4 | 9.6 | -0.6 | -11.1 | 7.9 | 10.5 | -19.0 | 5.8 |
| Zacatecas | -0.8 | 5.4 | 3.5 | 25.1 | -8.2 | 1.9 | -22.6 | 3.8 |
| Total SEN | 1.6 | 6.4 | 1.1 | 4.8 | 5.0 | 4.1 | 7.8 | 3.9 |

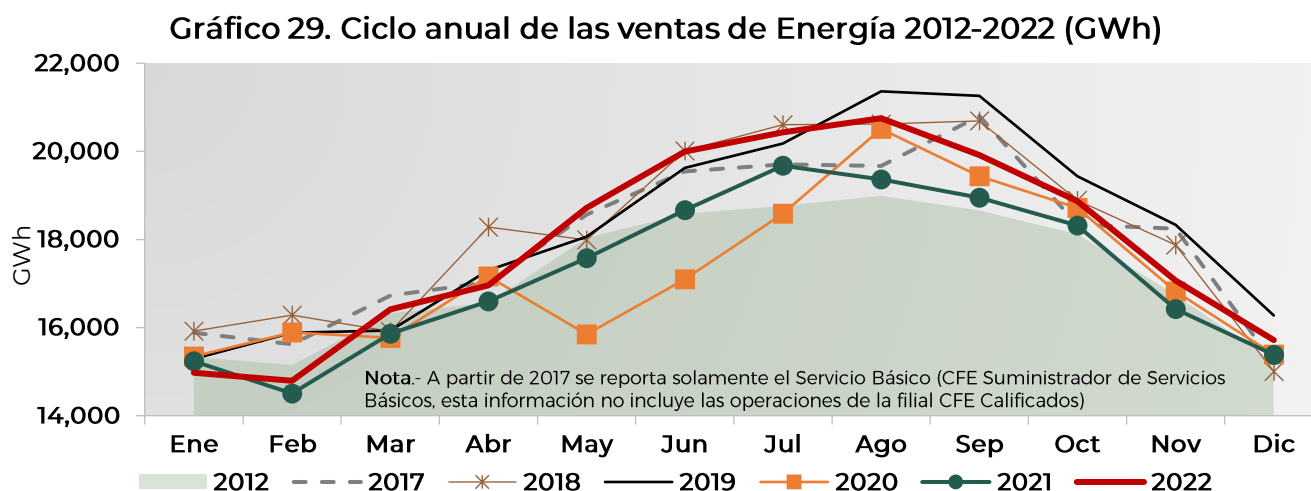
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE.

En la tabla anterior se distingue que las ventas totales de electricidad en el país durante 2022 tuvieron un incremento de 3.9% con respecto a las observadas en 2021 debido principalmente al aumento de las ventas en el

sector industrial (5.0%), doméstico (1.6%), comercial (6.4%) debido a la recuperación de las actividades económicas una vez superada la crisis sanitaria provocada por el COVID 19.

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 29 se presenta el patrón de comportamiento anual en las ventas de electricidad entre 2012-2022.



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 2022 las ventas mensuales de electricidad registraron un patrón de consumo por encima de las curvas que obtenidas para los años 2017, 2020 y 2021, pero ligeramente por debajo de las observadas en 2018 y 2019, lo que indica que todavía no se alcanza el nivel de ventas que se tenía en esos 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. Conviene mencionar que en 2017 se realizó la separación de las ventas de CFE Suministro de Servicios Básicos y CFE Calificados, así que en el periodo de 2017 a 2022 solo se muestran los datos reportados por el Suministrador de Servicios Básicos.

4.1.4 Migración de usuarios al Servicio Calificado

Hasta el cierre de 2022, CFE SSB ha tenido una migración de 329 clientes totales, con Ventas proyectadas no facturadas¹ (VPNF) del orden de los 3.73 TWh. De estos, 177 clientes contaban con demandas contratadas mayores a 1 MW.⁶² El 68% de los clientes que migraron, se concentraron en las Divisiones Golfo Norte (101), Bajío (43), Norte (32), Centro Oriente (27) y Valle de México Norte (21). Aportando el 31% del total de las VPNF. Por su parte, la División Golfo Centro aportó el 37% del total de VPNF con la migración de un cliente relevante. Si bien, para el cierre del

⁶² Informe Anual CFE 2022, página 168

año 2022 se incrementa en 2 clientes la cantidad de usuarios que cambiaron al Suministro Calificado, el impacto de estos en ventas y productos fue significativamente menor respecto al 2021, ver Tabla 33.

Tabla 33. Migración de usuarios de CFE SSB a Suministro Calificado 2021-2022

| Segmento | Usuarios | | Ventas (MWh) | | Valor de las ventas (millones de pesos) | |
|--------------|------------|------------|--------------|--------------|---|--------------|
| | 2021 | 2022 | 2021 | 2022 | 2021 | 2022 |
| Menor a 1 MW | 90 | 140 | 171 | 185 | 336 | 405 |
| Mayor a 1 MW | 160 | 177 | 8,202 | 3,548 | 12,784 | 6,484 |
| TOTAL | 327 | 329 | 8,373 | 3,733 | 13,120 | 6,889 |

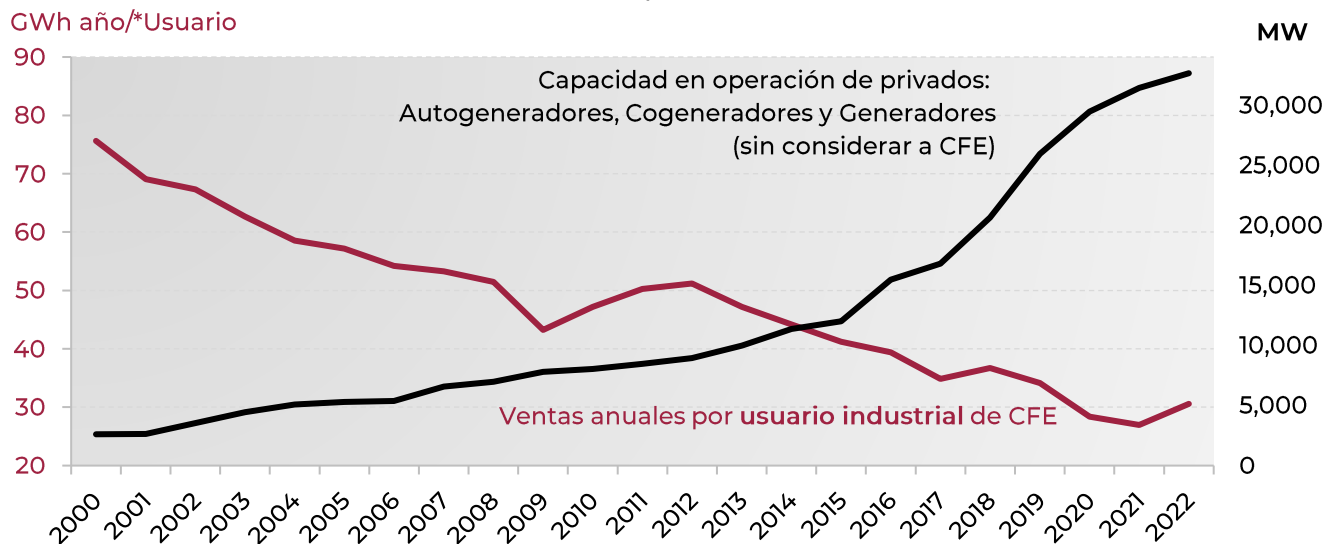
Fuente: Elaborado por SENER con datos del Informe Anual CFE 2022, página 168.

Para 2023, CFE SSB realiza una nueva segmentación, derivada del análisis de las características de los clientes que han decidido migrar con otro Suministrador, y estrategias que van encaminadas a la retención de clientes que cuentan con más de un servicio asociado y a la recuperación de usuarios que ya serían susceptibles a regresar al Suministro Básico.

4.1.5 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.

Gráfico 30. Ventas por Usuarios Industriales de CFE y Capacidad de Generación Privada, 2000-2022

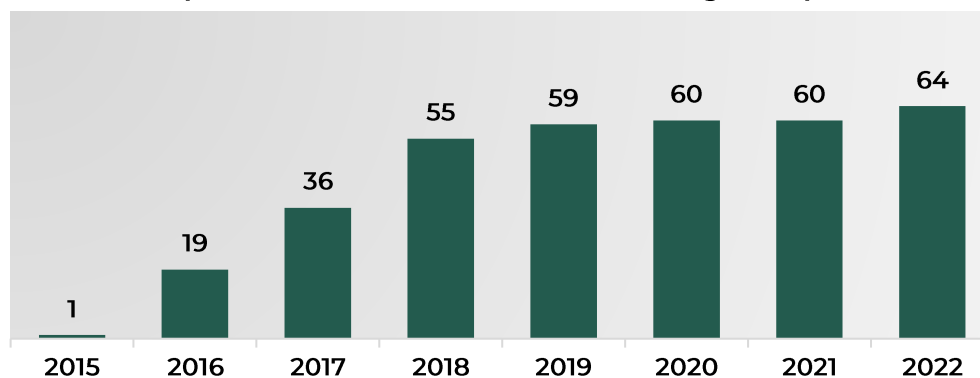


Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y de la CRE. *Los Usuarios Industriales corresponden a la Gran Industria, identificados con las tarifas Demanda Industrial en Subtransmisión (DIST), Demanda Industrial en Transmisión (DIT) y Último Recurso. La capacidad de generación privada corresponde a la capacidad registrada en los permisos otorgados por la CRE, que incluye el abasto aislado.

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*⁶³. 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 31 se puede observar la evolución en el otorgamiento de permisos para Suministro Calificado entre 2015 y 2022.⁶⁴

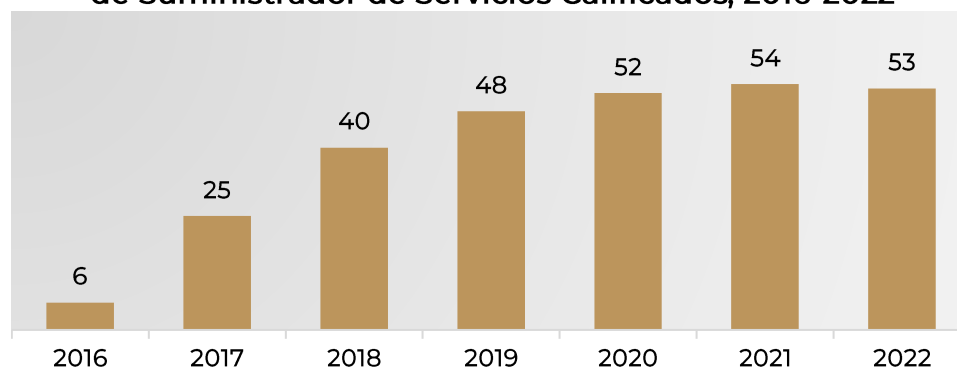
Gráfico 31. Permisos para el Suministro Calificado otorgados por la CRE, 2015-2022



Fuente: Preliminar. Elaborado por SENER con datos de la CRE, Informe de Labores 2022.

Adicionalmente, los Suministradores de Servicios Calificados requieren firmar un contrato de participante en el MEM con el CENACE, por lo que en el Gráfico 32 se puede observar la evolución de los contratos firmados por Suministradores Calificados con el CENACE entre 2016 y 2022.⁶⁵

Gráfico 32. Contratos firmados con el CENACE por año para participar en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados, 2016-2022



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

⁶³ Artículo 3 fracción L de la Ley de la Industria Eléctrica

⁶⁴ Ver Programa Regulatorio, CRE, B. Permisos vigentes al cierre del ejercicio, Electricidad, página 7 y 8: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692754/Regulaci_n_y_Permisos_CRE_hasta_31_diciembre_2021.pdf

⁶⁵ CENACE, Participantes del Mercado Eléctrico: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2022\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2022).pdf)

La energía eléctrica comercializada por el Suministro Calificado privado (energía retirada del MEM por los suministradores calificados privados) durante 2022 ascendió a 16,435.4 GWh, cifra superior en 35.2% a la registrada en 2021 (12,119.0 GWh), y equivale al 5.9% 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 2022, se tenían registrados 856 Usuarios Calificados con constancia de inscripción⁶⁶ ante la CRE y un Usuario Calificado como Participante del Mercado⁶⁷ ante el CENACE.

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 MEM⁶⁸. 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 2022

Durante 2022, las Tarifas Finales del Suministro Básico fueron calculadas conforme a los siguientes Acuerdos emitidos por la CRE:

- Acuerdo A/038/2021 *“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; modifica el Anexo Único del acuerdo A/045/2015 y el Anexo B del acuerdo A/074/2015; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos establecido en el Anexo A del acuerdo A/058/2017; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación del Centro Nacional de Control de Energía; y, determina las tarifas reguladas de los servicios de Transmisión, Distribución, Operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, Operación del Centro Nacional de Control de Energía y de los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista aplicables del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022”*.⁶⁹

⁶⁶ 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

⁶⁷ Lista de participantes del Mercado diciembre 2022:

[https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2022\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2022).pdf)

⁶⁸ Artículo 3, fracciones XLIX y LIII de la Ley de la Industria Eléctrica.

⁶⁹ Acuerdo de la CRE No. A/038/2021:

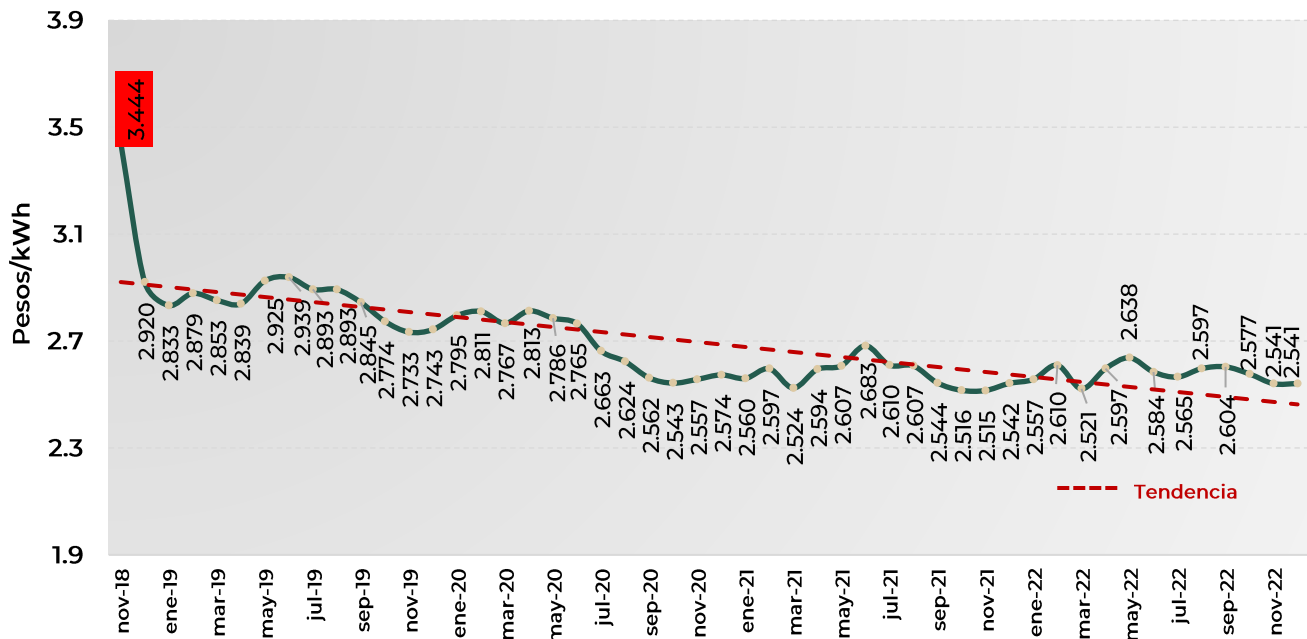
<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=ZjMzNGU5ZGQ0tNjUyYy00ZjAwLTg0MmIiIMWY3OTZiMDMwN2I=>

- Acuerdo A/039/2021 “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 2022”.⁷⁰
- Acuerdo A/040/2021 “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las Tarifas Finales del Suministro Básico aplicables para el periodo comprendido del 1 al 31 de enero de 2022”.⁷¹

Conviene mencionar que para el establecimiento de las tarifas finales de suministro básico de 2022 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 33 presenta la Tarifa eléctrica media nacional de los sectores industrial, comercial y de servicios determinada por la CRE entre 2018 y 2022. En el gráfico es posible identificar que a partir de diciembre de 2018 con el inicio del sexenio de la nueva administración en el Gobierno de México las tarifas eléctricas en términos reales registran una tendencia decreciente, caracterizadas por la aplicación de la política energética para que no se incrementaran por encima de la inflación.

Gráfico 33. Tarifa Eléctrica Media Nacional de los sectores industrial, comercial y de servicios, 2018-2022
 (Pesos constantes de diciembre de 2022 /kWh) -ajustada por inflación-



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE, Memorias de cálculo de Tarifas de suministro básico, 2018-2022 y datos del INPC (Índice Nacional de Precios al Consumidor) mensual de INEGI (índice base segunda quincena de julio 2018 = 100), y pueden presentar

⁷⁰ Acuerdo de la CRE No. A/039/2021:
<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=MTg0MWZzhYjQ0tZTZiYi00MjdhdLlTg0My03ZTI0OTI0MWMxY2Q=>

⁷¹ Acuerdo de la CRE No. A/040/2021:
<https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=YjUwNTJkOWYtMGQ5Yi00M2RlLlTg0NC0zZTEzMGYzMzJhZGU=>

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: Las tarifas medias determinadas por la CRE, no considera a las tarifas domésticas ni agrícolas apoyadas. Dichas tarifas resultan de la aplicación de las metodologías establecidas en los Acuerdos A/064/2018, A/038/2019, A/046/2020 y A/053/2022.

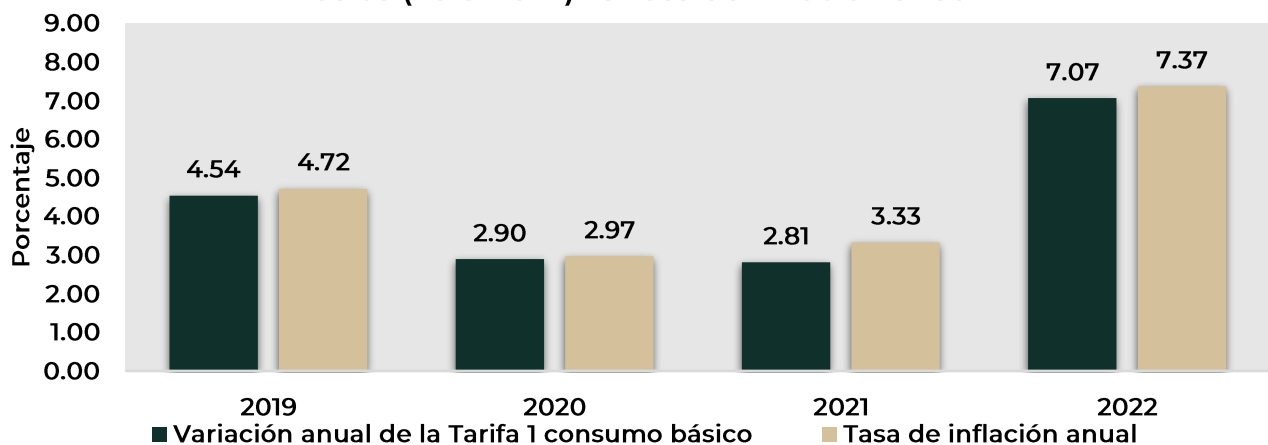
4.3.2 Tarifas subsidiadas

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 134/2018⁷² que establece la aplicación de un factor de ajuste mensual a los cargos de las tarifas finales, con la finalidad de mantener en términos reales del nivel de las tarifas finales del suministro básico de energía eléctrica para uso doméstico, y al mismo tiempo que los suministradores de servicios básicos se encuentren en posibilidad de cubrir sus costos y continuar con la provisión oportuna y suficiente del servicio.

Como resultado, la mayor parte de los usuarios domésticos y agrícolas (representan el 89.3% de los 47.4 millones de usuarios totales) no registraron incrementos en términos reales en las tarifas que pagaron en 2022, mientras que para los productores acuícolas se mantuvo el descuento de 50% sobre la tarifa determinada por la CRE.

A continuación, el Gráfico 34 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, 2020 y 2021, respectivamente. Lo anterior a efecto de mantener consistencia con el ajuste mensual aplicado a dicha tarifa durante los años 2019 a 2022 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 34. Variación acumulada anual de la tarifa 1 para uso doméstico en Consumo Básico (2019-2022) 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 de 2019, 2020, 2021 y 2022 están basadas en la variación anual del INPC al mes de noviembre de los años 2018, 2019, 2020 y 2021, respectivamente. Lo anterior a efecto de mantener consistencia con el ajuste mensual aplicado a dicha tarifa a partir de 2019, el cual se basa en la variación del INPC al mes de noviembre del año

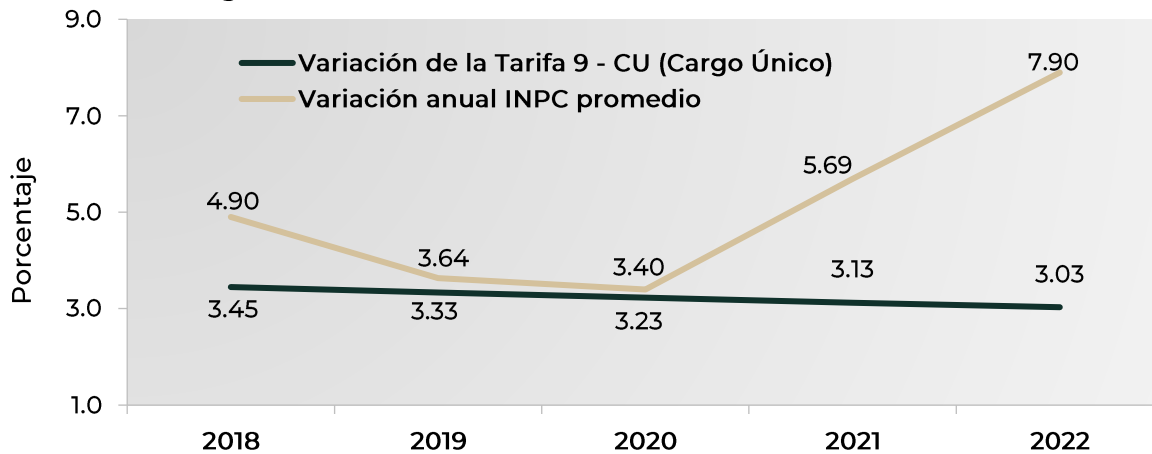
⁷² Acuerdo que modifica el diverso por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos publicado en el DOF el 28 de diciembre de 2018:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5547404&fecha=28/12/2018

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 35 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 35. Variación de la Tarifa 9-CU (Cargo Único) para bombeo de agua para uso agrícola vs. la variación de la inflación, 2018-2022



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 baja⁷³ 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 2022, esta medida se mantuvo y benefició al menos a 350 mil usuarios domésticos⁷⁴ y potencialmente a los 42.6 millones de usuarios domésticos de bajo consumo.

⁷³ 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

⁷⁴ 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 2022, así como sus tendencias en los últimos años.

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 de Control Regionales (GCR) y dos Subgerencias de Control. Siete de las ocho GCR 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 GCR 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 Sur⁷⁵. En el Mapa 5 se presenta la división del SEN por Regiones del Sistema Eléctrico Nacional (Gerencias de Control Regional y el Sistema Mulegé).

Mapa 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: PRODESEN 2023-2037.

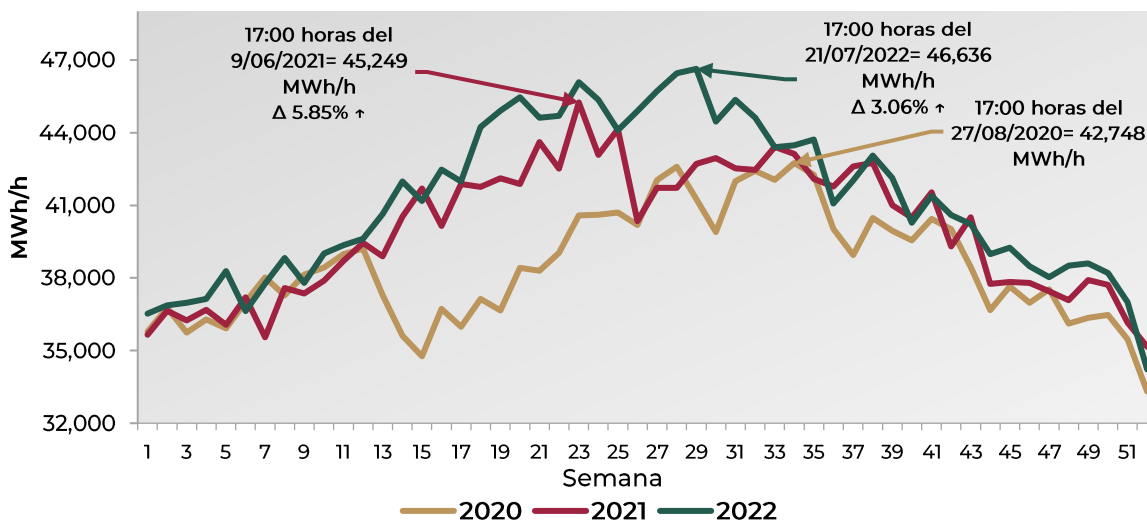
⁷⁵ De conformidad con lo establecido en el Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de abril de 2018: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/CENACEOrganizacion/\(DOF%202018-04-20%20CENACE\)%20Estatuto%20Org%C3%A1nico%20CENACE.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/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 (demandas 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 36, en 2022 la demanda máxima integrada neta en el SIN se presentó el 21 de julio y alcanzó un valor de 46,636 MWh/h, lo que representa un incremento del 3.06% con respecto a la demanda máxima registrada en 2021 (45,249 MWh/h), año en el que se observó un crecimiento de 5.85% con respecto a la demanda máxima alcanzada en 2020 (42,748 MWh/h), año en el que se declaró la emergencia sanitaria a causa del virus COVID-19.

Gráfico 36. Demanda Máxima Integrada Neta semanal en el SIN, 2020-2022 (MWh/h)



Fuente: Elaborado con datos del CENACE.

En la Tabla 34 se presenta la demanda máxima integrada neta para cada uno de los años comprendidos de 2020 a 2022 por Sistema Interconectado y por Gerencia de Control Regional.

Tabla 34. Demanda Máxima Integrada Neta en 2020-2022 (MWh/h)

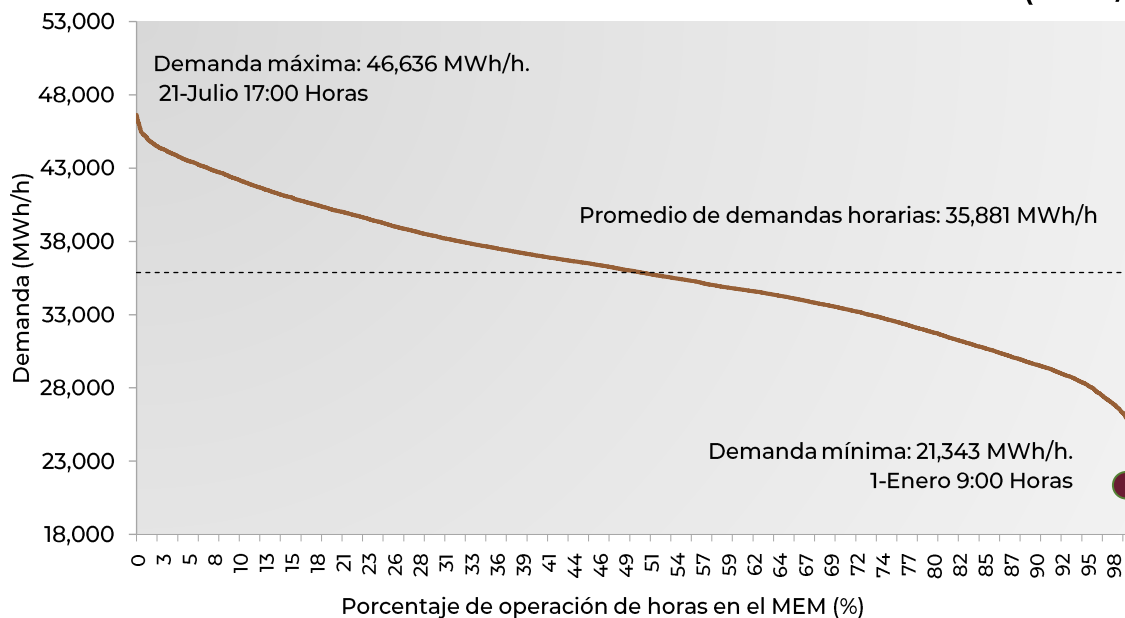
| Sistema/Gerencia de Control Regional | Demanda Máxima Neta (MWh/h) | | |
|--------------------------------------|-----------------------------|--------|--------|
| | 2020 | 2021 | 2022 |
| Sistema Interconectado Nacional | 42,748 | 45,249 | 46,636 |
| Central | 8,343 | 8,298 | 8,378 |
| Oriental | 7,356 | 7,743 | 8,044 |
| Occidental | 9,741 | 10,166 | 10,414 |

| Sistema/Gerencia de Control Regional | Demanda Máxima Neta (MWh/h) | | |
|--------------------------------------|-----------------------------|--------------|--------------|
| | 2020 | 2021 | 2022 |
| Noroeste | 5,089 | 5,233 | 5,225 |
| Norte | 4,844 | 4,976 | 5,203 |
| Noreste | 9,215 | 9,530 | 10,084 |
| Peninsular | 2,005 | 2,198 | 2,337 |
| Baja California | 3,077 | 3,153 | 3,323 |
| Baja California Sur | 496 | 542 | 582 |

Fuente: Elaborado con datos del CENACE.

Con respecto a la duración de la demanda horaria en 2022, el Gráfico 37 muestra la curva de duración para el SIN, donde se observa que las demandas máxima y mínima en dicho sistema fueron de 46,636 MWh/h y 21,343 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 1.07% del tiempo la demanda fue superior a 45,000 MWh/h, mientras que alrededor del 99.28% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 25,500 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 35,881 MWh/h.

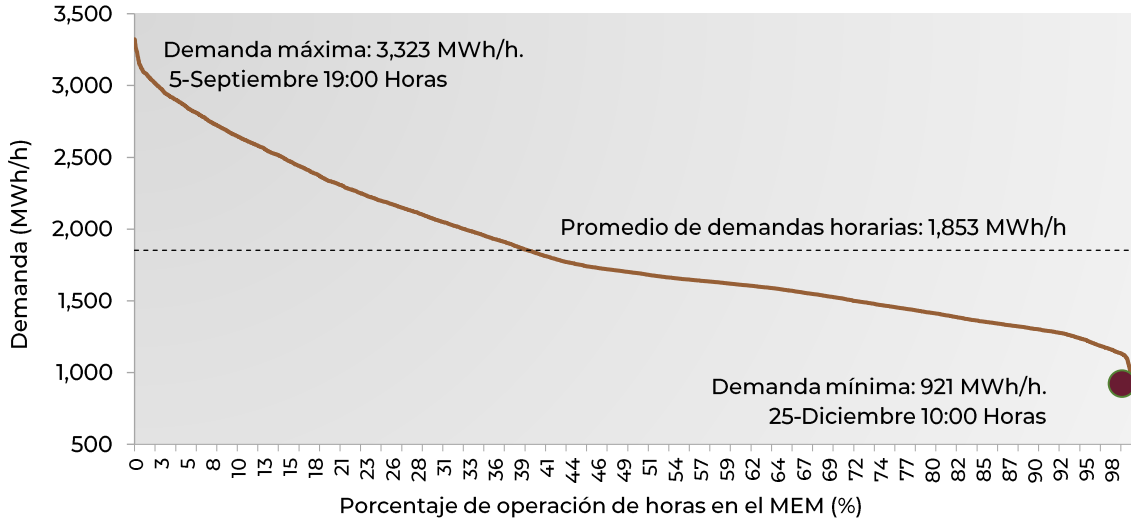
Gráfico 37. Curva de Duración de la Demanda Neta del SIN en 2022 (MWh/h)



Fuente: Elaborado con datos del CENACE.

El Gráfico 38 presenta la curva de duración de la demanda para el Sistema BCA. Durante 2022 la demanda máxima y mínima de dicho sistema fueron de 3,323 MWh/h y 921 MWh/h, respectivamente. En ese año, alrededor del 0.84% del tiempo la demanda fue superior a 3,100 MWh/h, mientras que alrededor del 99.24% del tiempo la demanda presentó valores por encima de 1,100 MWh/h. El promedio de la demanda horaria fue de 1,853 MWh/h.

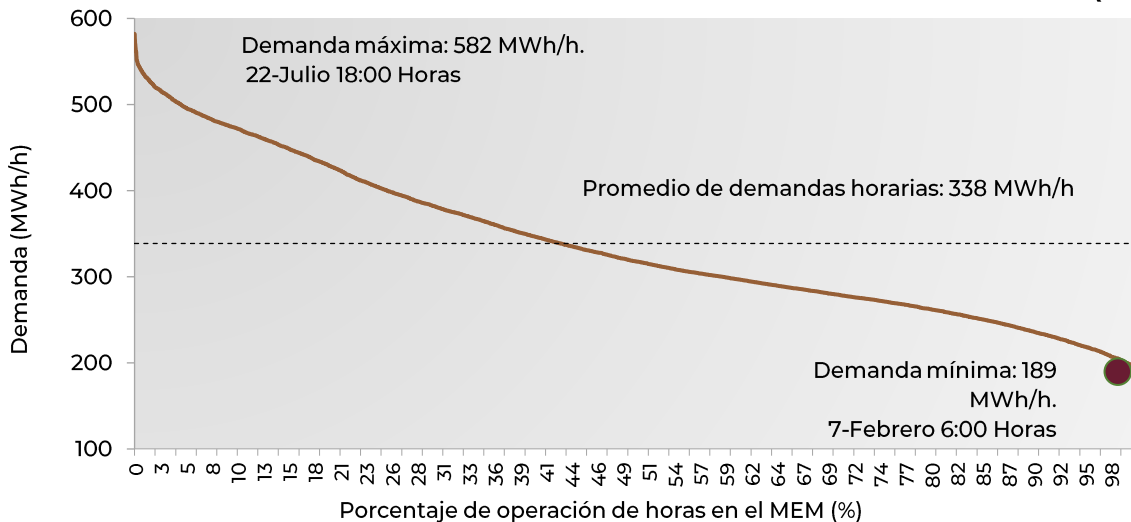
Gráfico 38. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCA en 2022 (MWh/h)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Por su parte, el Gráfico 39 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 2022 fue de 582 MWh/h y 189 MWh/h, respectivamente. De acuerdo con los resultados, alrededor del 0.24% del tiempo la demanda de BCS presentó valores por encima de los 550 MWh/h, mientras que alrededor del 99.58% del tiempo la demanda fue superior a 197 MWh/h. El promedio de la demanda fue de 338 MWh/h.

Gráfico 39. Curva de Duración de la Demanda Neta del Sistema BCS en 2022 (MWh/h)



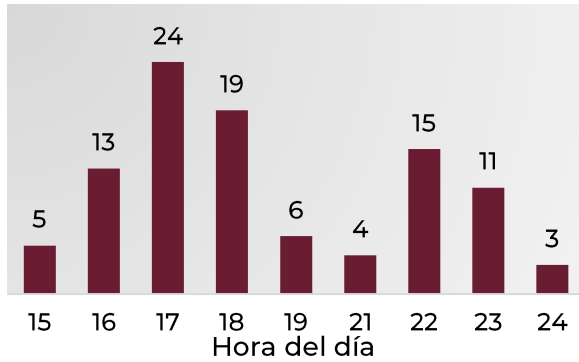
Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

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 máxima neta durante el año 2022. En el Gráfico 40 se muestran las horas del día en las

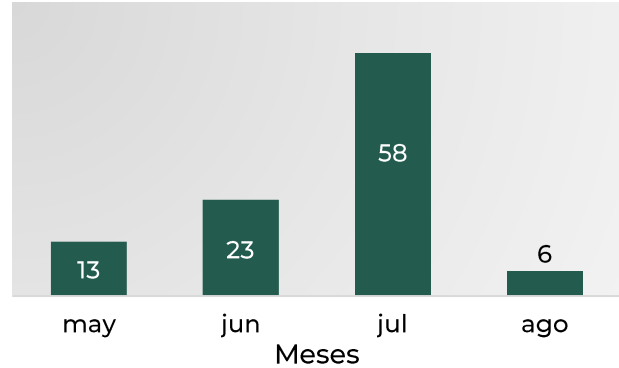
que se presentaron las cien horas de mayor demanda neta en el SIN; mientras que en el Gráfico 41 se presenta la frecuencia de ocurrencia por mes.

Gráfico 40. Frecuencia de las 100 horas de Demanda Máxima 2022, SIN



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

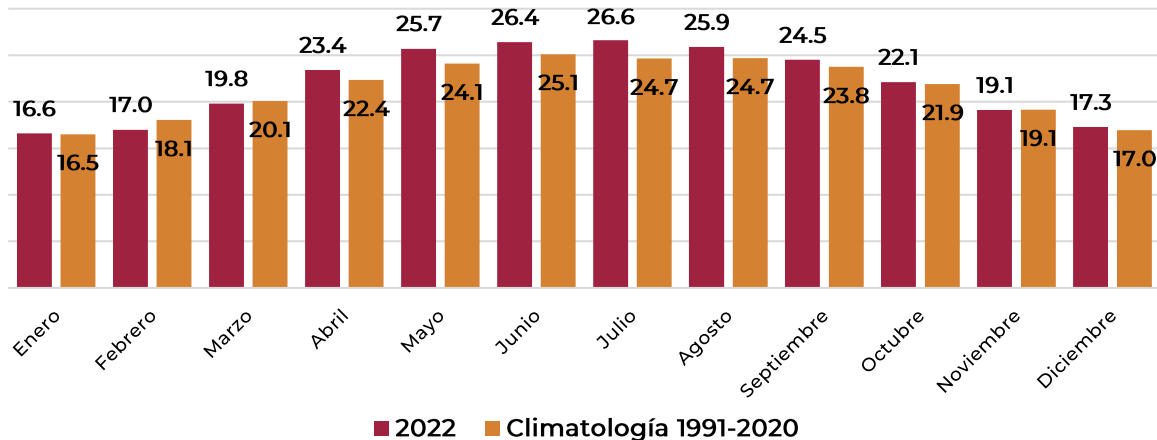
Gráfico 41. Frecuencia en el mes de ocurrencia 2022, SIN



En el Gráfico 40 se observa que 56 (56%) de las 100 horas de demanda máxima se registraron entre las 16 horas y las 18 horas, periodo en el que destacan 24 horas de demanda máxima que ocurrieron a las 17 horas. Por su parte, el Gráfico 41 muestra que 58 de las 100 horas de mayor demanda ocurrieron en el mes de julio.

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 2022, con un valor máximo en julio (ver gráfico 42).⁷⁶

Gráfico 42. Temperatura media nacional 2022 y promedio 1991-2020 valores expresados en grados Celsius (°C)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del Servicio Meteorológico Nacional.

⁷⁶ Reporte del Clima en México, Reporte Anual 2022, Tabla 8.5: Temperatura media a nivel nacional y por entidad federativa de enero a diciembre de 2022, valores expresados en grados Celsius (°C), pág. 88: <https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatología/Diagnóstico%20Atmosférico/Reporte%20del%20Clima%20en%20México/Anual2022.pdf>

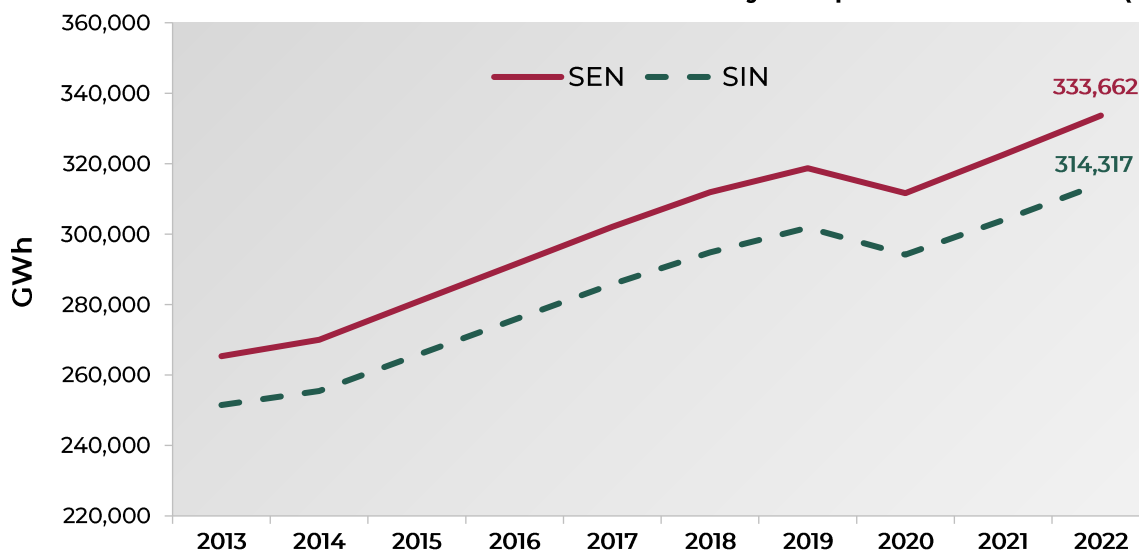
El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037 (PRODESEN 2023-2037), en su escenario de planeación, estima que la demanda máxima integrada en el SIN tendrá un crecimiento medio anual (TMCA) de 2.4% durante los quince años comprendidos entre 2023 y 2037.⁷⁷

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 2013-2022, en el que se observa que en 2021 se retoma la tendencia creciente observada de 2013 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 2013-2022 (GWh)



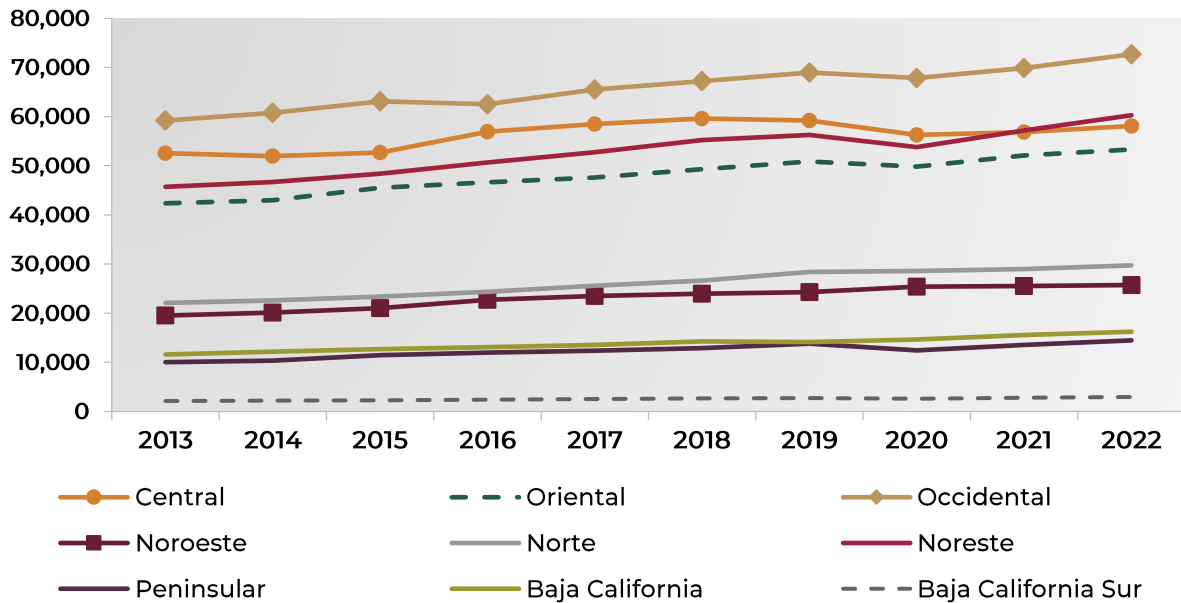
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

La TMCA del consumo neto en el periodo 2013-2022 es de 2.2% para el SEN y de 2.3% para el SIN, alcanzando en 2022 valores de 333.7 TWh y 314.3 TWh, respectivamente. Asimismo, en 2022 el Consumo Neto en ambos sistemas tuvo un incremento de 3.4% con respecto a 2021.

En el Gráfico 44 se observa la evolución del Consumo Neto Anual de Energía Eléctrica por Gerencia de Control Regional en el periodo 2013 a 2022, donde se puede distinguir que las áreas con mayor Consumo Neto de energía eléctrica en el país son Occidental, Noreste, Central y Oriental, mientras que las de menor consumo son Baja California Sur, Peninsular y Baja California.

⁷⁷ PRODESEN 2023-2037. Cuadro 3.5 Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada por GCR 2023-2037, Escenarios Planeación, Alto y Bajo, pág. 45: <https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Capitulo3.pdf>

Gráfico 44. Evolución del Consumo Neto Anual por Gerencia de Control Regional. Periodo 2013-2022 (GWh)



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

En el periodo 2013-2022 la gerencia de control que observó la TMCA más alta en su Consumo Neto es Peninsular con 4.1%, mientras que la de menor crecimiento es Central con 0.9%.

En 2022, la gerencia de control que presentó el mayor incremento del Consumo Neto con respecto a 2021 es Peninsular con 6.8%, mientras que en Noroeste se registró el menor crecimiento con 0.7%.

De conformidad con el PRODESEN 2023-2037, en su escenario de planeación, que contempla quince años, se estima que el consumo neto en el SEN tendrá un crecimiento medio anual del 2.5% y de 2.4% para el SIN.⁷⁸

⁷⁸ PRODESEN 2023-2037. Cuadro 3.3 Pronóstico del Consumo Neto por GCR 2023-2037, Escenarios Planeación, Alto y Bajo, pág. 42



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 2019-2033⁷⁹, 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.

⁷⁹ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019- 2033:
<https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>

- 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.

6.1 INDICADORES PARA EL SEGUIMIENTO DE LA EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL EN 2022

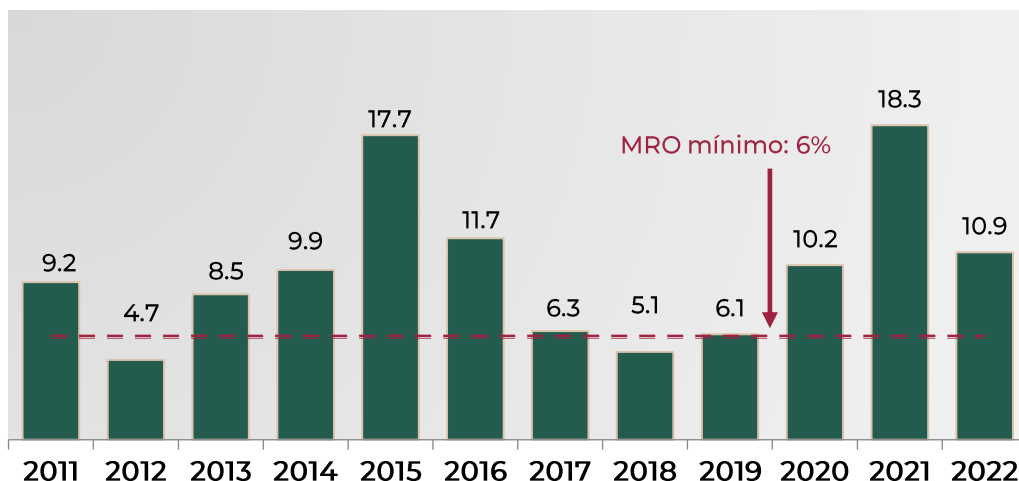
Con el objetivo de dar seguimiento a las tendencias y evolución de la Industria Eléctrica Nacional, con la información disponible para el ejercicio 2022, se reportó el valor de los siguientes indicadores:

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.

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 2022.

Gráfico 45. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN, 2011-2022



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE, Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión 2023-2037, Figura 5.11 Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2020, 2021 y 2022 del SIN página 79:
https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202023%20E2%80%93%202037.pdf

El Margen de Reserva Operativo en el SIN en 2022 registró un valor de 10.9%, con una disminución de 7.4 puntos porcentuales, respecto al valor de 2021, lo cual es atribuible principalmente al incremento de la demanda de

electricidad derivada de la recuperación económica después de la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19.

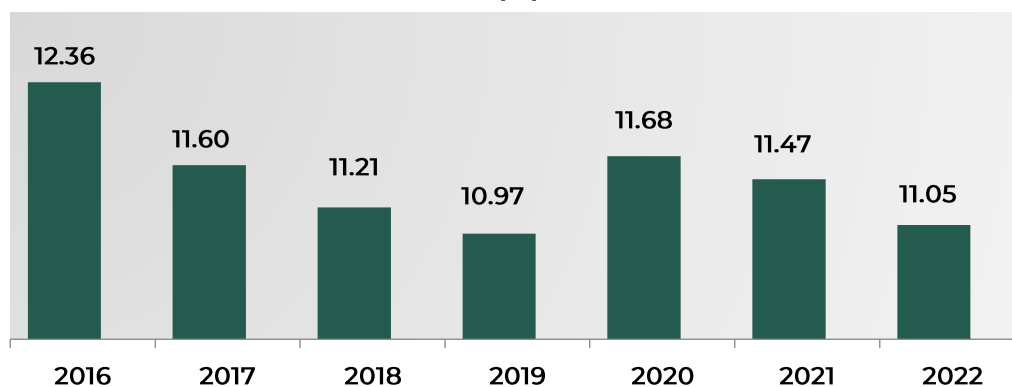
Los Márgenes de Reserva deben ser analizados con detalle, ya que es muy importante una integración ordenada de las energías renovables intermitentes (eólica y solar) para favorecer la resiliencia energética y la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

6.1.2 Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión⁸⁰

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.

Gráfico 46. Pérdidas de energía eléctrica en Distribución con Alta Tensión*, 2016-2022, (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CFE, Informe anual 2022, Indicadores relevantes, Pérdidas de energía (incluye alta tensión) pág. 141.
 * Incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

En los últimos años CFE ha llevado a cabo 5 estrategias⁸¹ 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-19⁸². No obstante, a partir del ejercicio 2021, el valor de pérdidas de energía eléctrica volvió a la trayectoria descendente para ubicarse en 11.05% en el año 2022, ver Gráfico 46.

⁸⁰ Incluye las Redes Generales de Distribución y la Red Nacional de Transmisión.

⁸¹ 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. Regularización de asentamientos y usuarios, y 5. Fortalecimiento a la infraestructura eléctrica (recalibración de circuitos e instalación de capacitores).

⁸² Informe Anual de CFE 2022, páginas 141, 159 y 160.

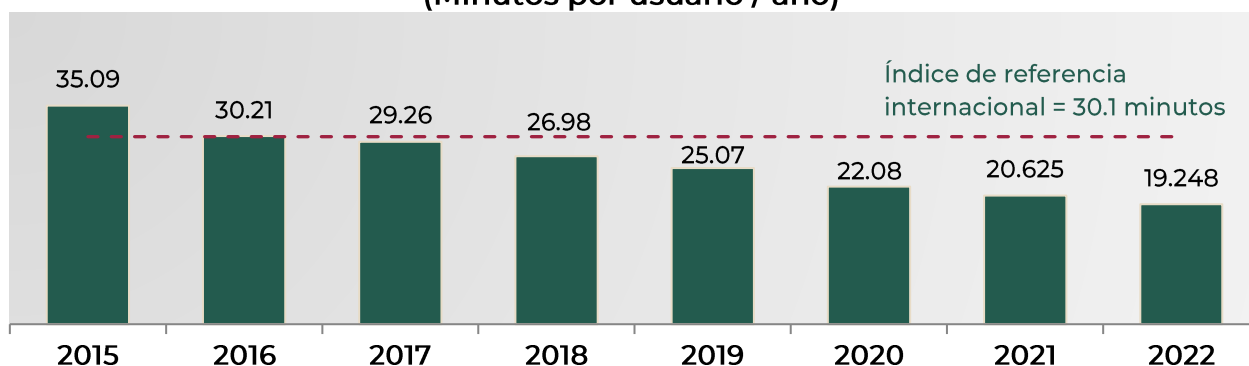
6.1.3 Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI)

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 2022, lo que significa un progreso. Durante 2022, el tiempo promedio que un cliente no dispuso del suministro eléctrico fue de 19.248 minutos, equivalente a una mejora del 6.7% respecto a los 20.625 minutos registrados en 2021, ver Gráfico 47.

Gráfico 47. Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario (SAIDI), 2015-2022 (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; 2021 pág. 122 y 2022 página 141. Fuente del Índice de referencia internacional: Consejo de Reguladores de Energía de Europa⁸³ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4>
 Nota: Se mide en proceso de Distribución y no considera eventos extremos.

6.1.4 Porcentaje de Generación eléctrica limpia en la Generación Total

Este indicador muestra la participación del total de energía proveniente de fuentes limpias⁸⁴ entre la generación total de energía eléctrica⁸⁵, 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.⁸⁶ del 25% para el año 2018, 30% para 2021 y 35% para 2030.

https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/2/2023-04-28-1/assets/documentos/SEGOB_Informe_Anual_CFE_2022.pdf

⁸³ 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.

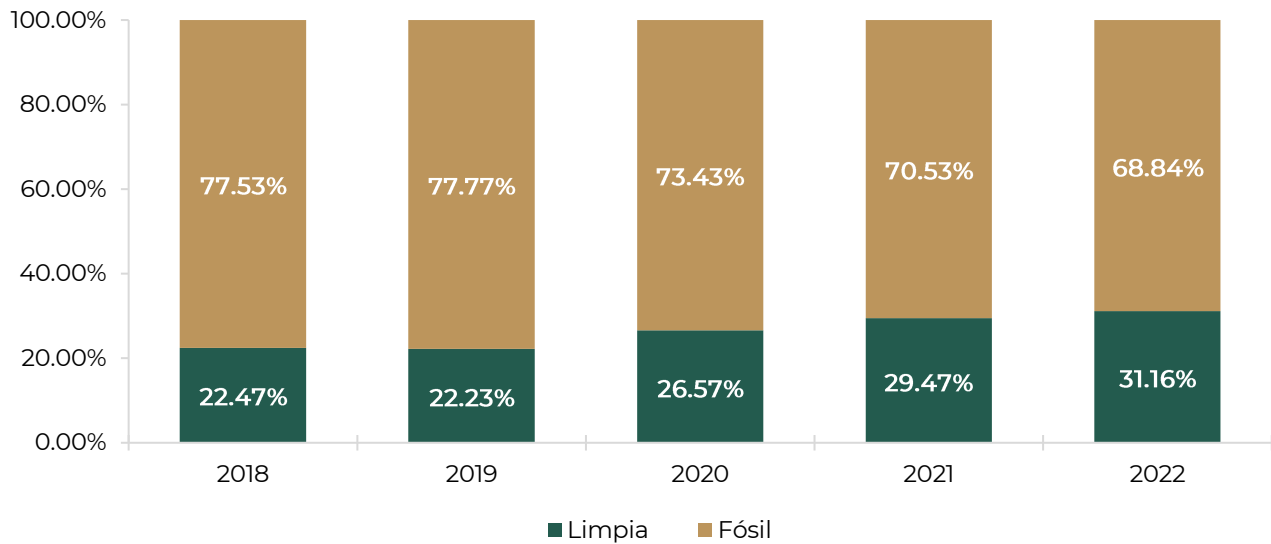
⁸⁴ De acuerdo con la definición del artículo 3, fracción XXII, de la Ley de la Industria Eléctrica.

⁸⁵ En este caso se entiende como Generación total a la suma de la generación eléctrica de los permisionarios, de los proyectos financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA), así como de la Generación distribuida.

⁸⁶ 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>

De acuerdo con los datos reportados en el PRODESEN 2023-2037 el indicador muestra que en 2022 el 31.16% de la energía generada provino de fuentes limpias, mientras que el 68.84% tuvo su origen en fuentes convencionales (combustibles fósiles y carbón). En 2021 el indicador registró un incremento de 2.90 puntos porcentuales respecto al obtenido en 2020 (26.57%), y en el Gráfico 48 se observa una trayectoria ascendente de 2018 a 2022, 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 2018-2022 (%)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de PRODESEN 2023-2037, Cuadro A1.6 Evolución histórica de la generación total de energía eléctrica 2018-2022 (GWh), página 125.

7 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

7.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 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.

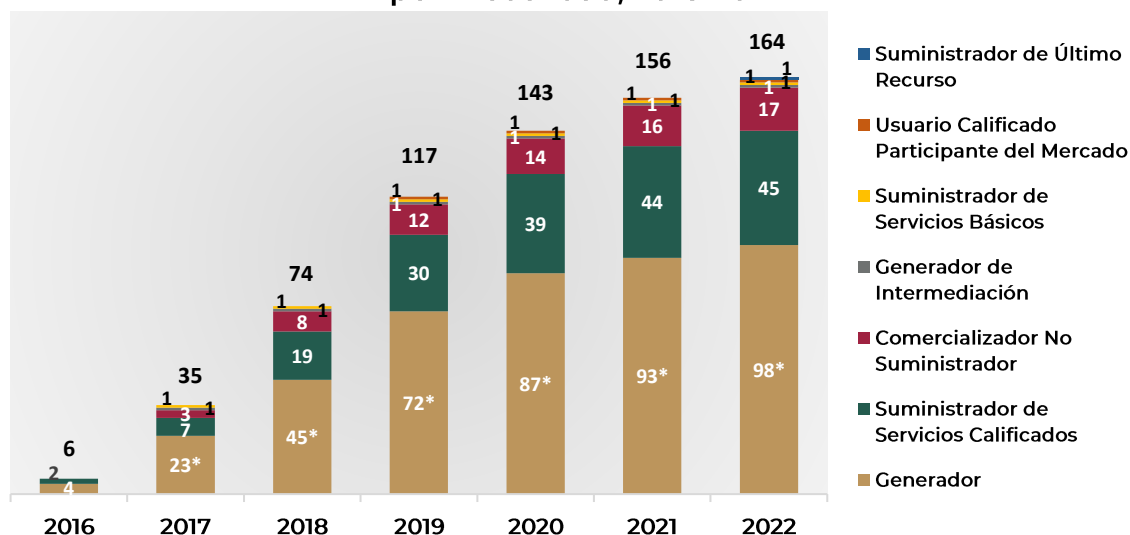
En 2022 en el Mercado Eléctrico Mayorista operaron los siguientes componentes:

- **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, con el objetivo de fomentar la instalación de capacidad de generación en el SEN.

7.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO

Al concluir 2022, en el Mercado Eléctrico Mayorista 164 Participantes del Mercado (PM) realizaban operaciones, 8 participantes adicionales a los 156 que tuvieron actividades en el mercado al concluir 2021, lo que representa un incremento del 5.1% interanual. 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 2022.

Gráfico 49. Evolución del número de Participantes del Mercado con operaciones en el MEM por modalidad, 2016-2022



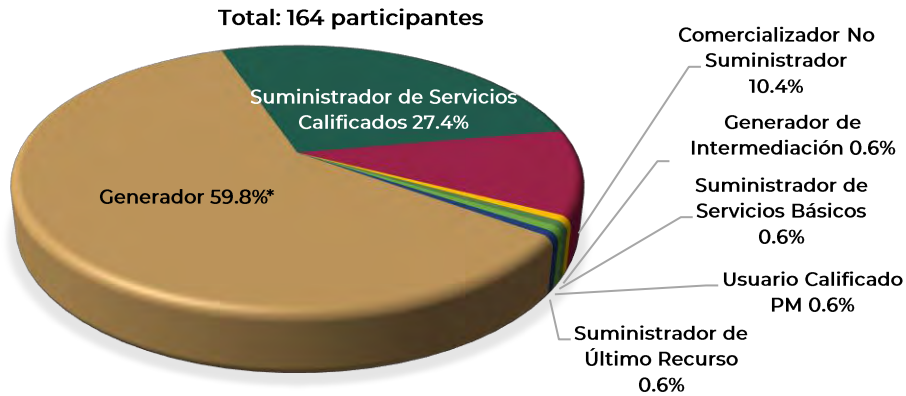
Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE. Información para 2022, actualizada a diciembre de ese año: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2022\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2022).pdf)

Las cifras contenidas en el gráfico se determinaron con base en los contratos de Participante del Mercado respecto de los cuales se realizan operaciones en el MEM, no obstante, es importante señalar que las Reglas del Mercado permiten que, en ciertos casos, una misma persona física o moral pueda contar con dos contratos de PM.

*Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que desde 2017 y hasta 2022 no representaba 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 2022.

Gráfico 50. Participantes del Mercado con operaciones en el MEM en 2022 (en porcentaje por modalidad)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE. Información actualizada a diciembre de 2022:

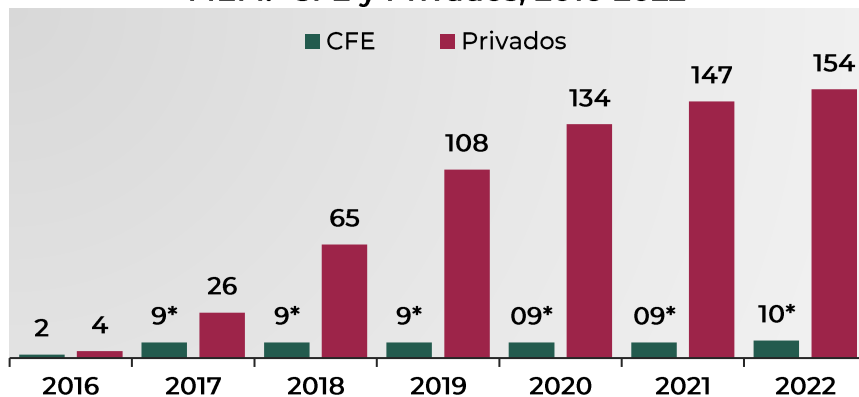
[https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Diciembre-2022\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2022/12.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Diciembre-2022).pdf)

Las cifras contenidas en el gráfico se determinaron con base en los contratos de PM respecto de los cuales se realizan operaciones en el MEM, no obstante, es importante señalar que las Reglas del Mercado permiten que, en ciertos casos, una misma persona física o moral pueda contar con dos contratos de PM.

*Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que desde 2017 y hasta 2022 no representaba Activos Físicos en el MEM.

En el Gráfico 51 se observa la evolución del número de Participantes del Mercado clasificados entre privados y pertenecientes a CFE. Al concluir 2022, de los 164 PM en operaciones, 154 eran privados y 10 de CFE,⁸⁷ 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, 2016-2022



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

* Esta cifra no incluye a CFE Corporativo debido a que desde 2017 y hasta 2022 no representa Activos Físicos en el MEM. Lo anterior, considerando que en el numeral 4 de los "Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad", publicados en el DOF el 25 de noviembre de 2019, se establece que los activos de generación nuclear quedan bajo control de la Dirección General de la CFE o de su Corporativo, no obstante, la Central Nuclear de la CFE será representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por la EPS de Generación VI.

⁸⁷ En 2022, la empresa filial denominada CFE Calificados, S.A. de C.V. realizó actividades en el MEM bajo dos contratos de PM en las siguientes modalidades: Suministrador de Servicios Calificados y Suministrador de Último Recurso.

7.3 MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

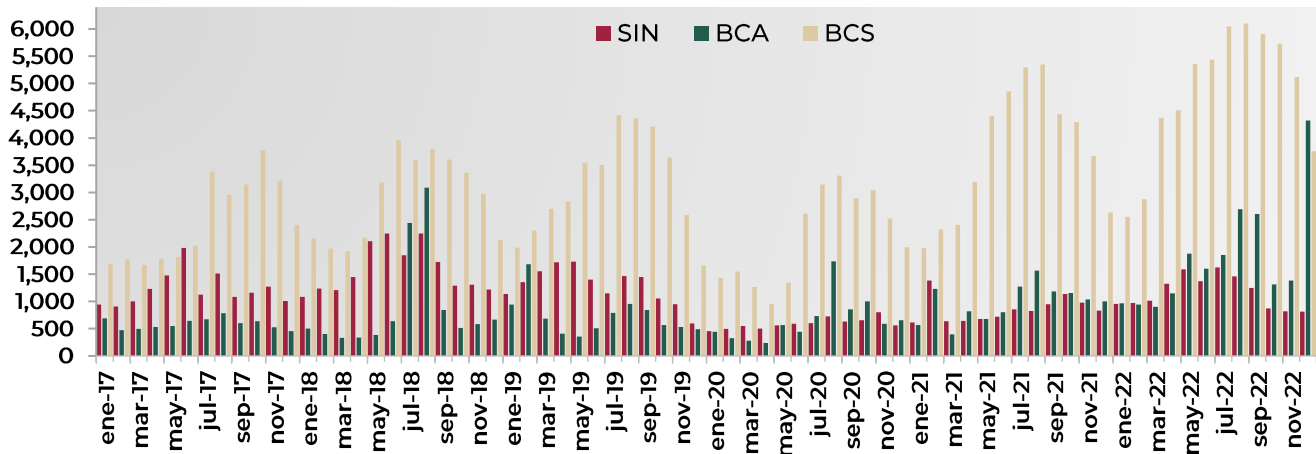
Mercado integrado por el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado de Tiempo Real (MTR), a través de los cuales se realizan transacciones de compraventa de energía eléctrica y Servicios Conexos. Con base en las ofertas de compra y venta presentadas por los Participantes del Mercado y la aplicación 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 2022, el Sistema Eléctrico Nacional estaba conformado por 2,545 NodosP, de los cuales 2,402 se ubican en el Sistema Interconectado Nacional, 113 en el Sistema Interconectado Baja California y 30 en el Sistema Interconectado Baja California Sur.⁸⁸

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 2017 a 2022.

Gráfico 52. Precio Marginal Local MDA en el SIN, BCA y BCS, promedios mensuales, 2017-2022 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

De 2017 a 2022, 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 2022, sin embargo, el PML promedio mensual máximo en BCA se registró en diciembre con 4,318 \$/MWh, lo que se asocia con una situación de fuerza mayor en una línea de gasoducto en Estados Unidos de América que restringió el transporte de gas natural hacia el sur de California.⁸⁹

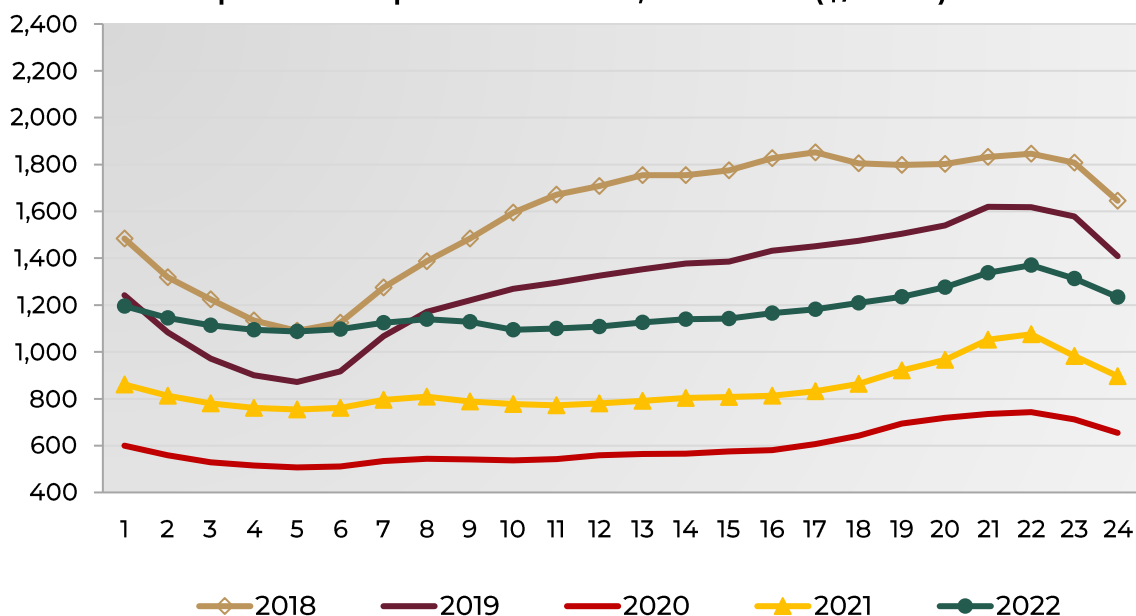
⁸⁸ Cifras basadas en el Catálogo de NodosP del Sistema Eléctrico Nacional, actualizado al 20 de diciembre de 2022, disponible para su consulta en el siguiente enlace: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>

⁸⁹ De acuerdo con lo señalado en el "Informe de Autoevaluación de la Gestión, segundo semestre 2022", apartado 1. Situación Operativa y Financiera, subapartado I Situación Operativa, inciso H) Avances en relación con la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, pág. 48, publicado por el Centro Nacional de Control de Energía: https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/ArchivosAutoEvaluacion/6_Informe%20de%20Autoevaluacion%20de%20la%20Gesti%C3%B3n%20del%20CENACE%20do%20Sem%202022.pdf

De manera general, se observa que los precios promedio más bajos del periodo 2017-2022 se alcanzaron en 2020 y a partir de ese año se identifica una tendencia creciente. En ese sentido, en 2022 se observa un incremento de los precios promedio mensuales registrados en el SIN, BCA y BCS, respecto de los observados en 2021, lo que se explica por el incremento de la demanda derivado de la paulatina reactivación de actividades económicas restringidas a causa de la emergencia sanitaria causada por el virus 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 2018-2022, en el que se observa que durante 2022 el comportamiento del PML promedio para cada una de las 24 horas del día es similar al de los dos años previos, 2020 y 2021. Asimismo, se aprecia que los precios en 2020, año en que se declaró el inicio de la emergencia sanitaria por COVID-19, son los menores del periodo 2018-2022, mientras que en 2018 se registraron los promedios más altos.

Gráfico 53. Precio Marginal Local MDA en el SIN, promedios por hora del día, 2018-2022 (\$/MWh)

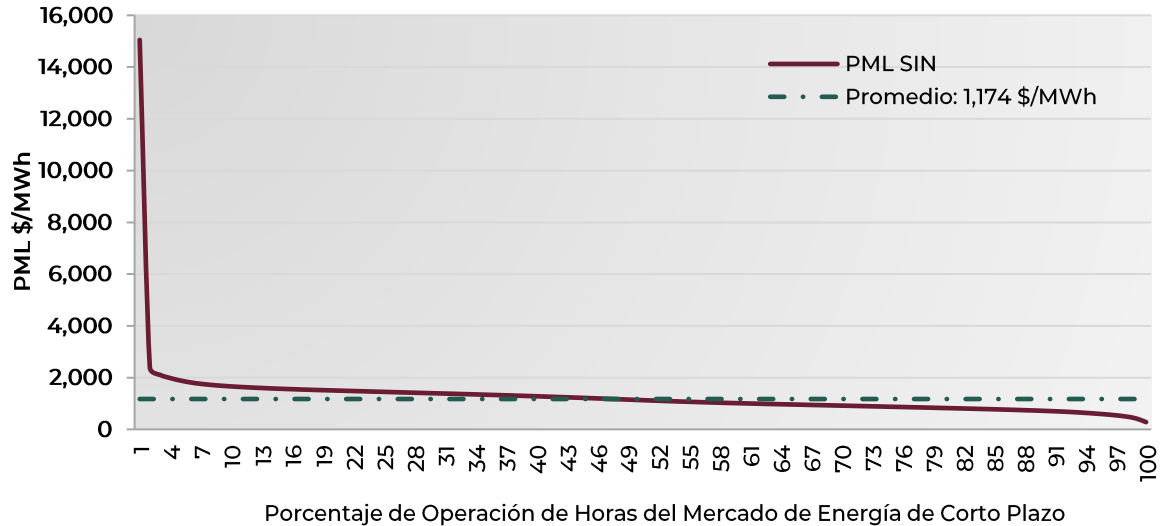


Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

Los Gráficos 54, 55 y 56 muestran la curva de duración del promedio de los PML por percentil en cada sistema durante 2022, 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 2,387 \$/MWh y hasta 15,049 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios se observó en 88 de las 8,760 horas del año; mientras que el 53% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (1,174 \$/MWh).

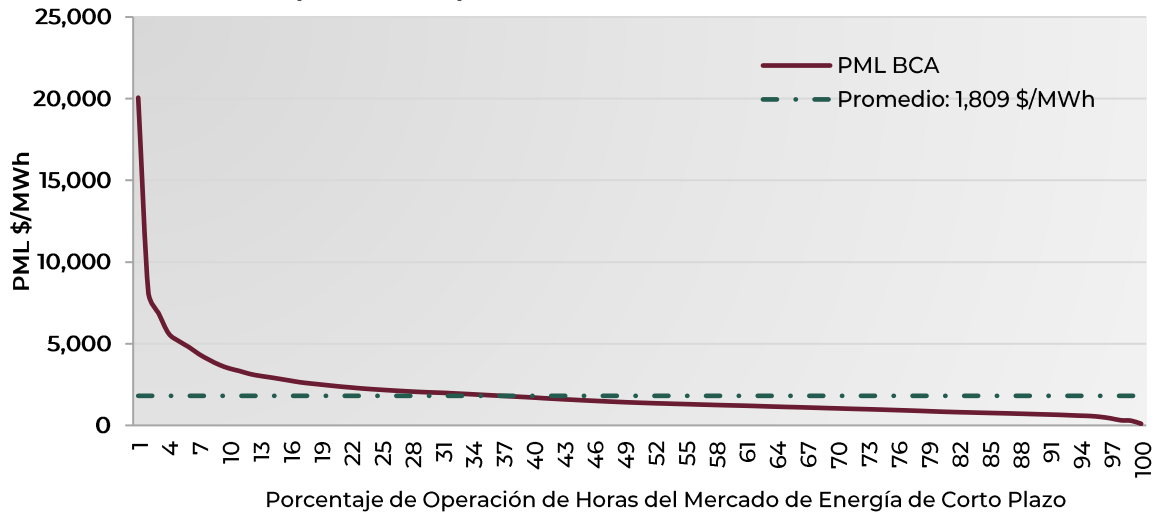
Gráfico 54. Curva de Duración del PML MDA en el SIN y promedio por hora del sistema, 2022



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

En BCA, como se observa en el Gráfico 55, aproximadamente el 4% (350 horas) del tiempo de operación del Mercado del Día en Adelanto se registraron precios superiores a 5,160 \$/MWh y hasta 20,065 \$/MWh; mientras que el 64% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (1,809 \$/MWh).

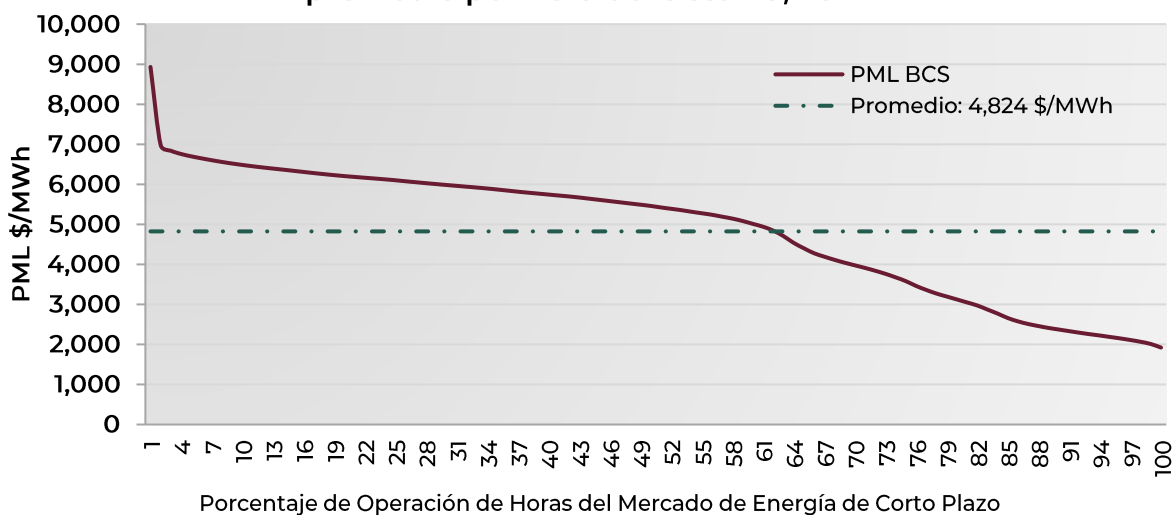
Gráfico 55. Curva de Duración del PML MDA en BCA y promedio por hora del sistema, 2022



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 6,976 \$/MWh y hasta 8,932 \$/MWh, lo que implica que la mayor volatilidad de precios en este sistema se observó en 88 horas del año; mientras que el 38% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del precio promedio por hora (4,824 \$/MWh).

Gráfico 56. Curva de Duración del PML MDA en BCS y promedio por hora del sistema, 2022

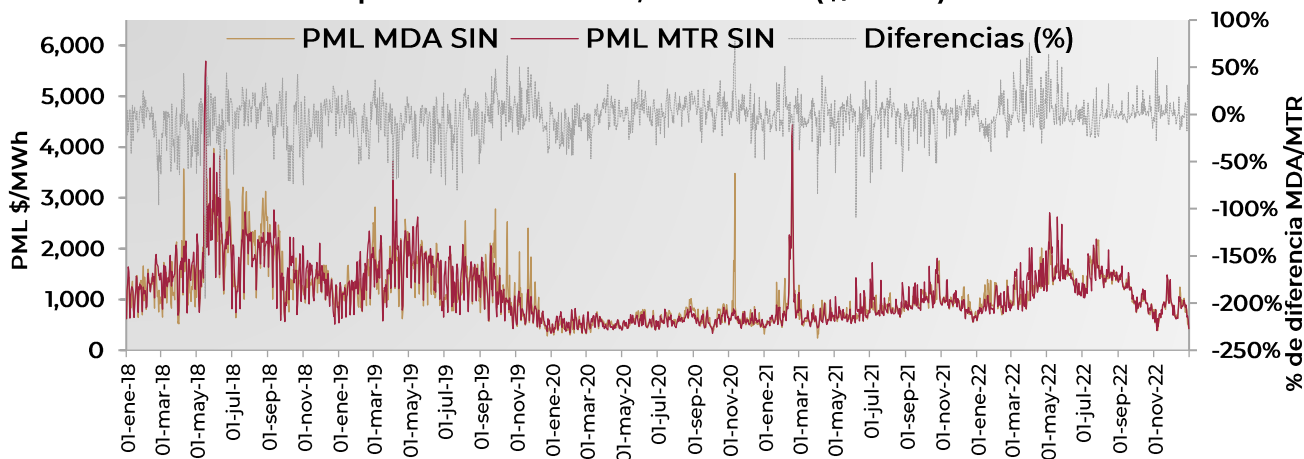


Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE.

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 2018-2022.

Gráfico 57. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios diarios, 2018-2022 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

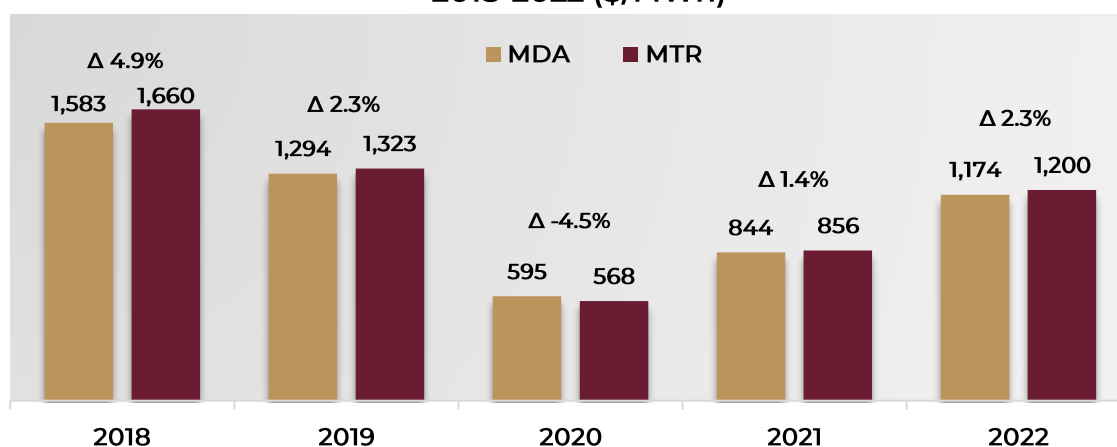
En 2022 el PML promedio del MDA fue de 1,173.6 \$/MWh, mientras que el del MTR ascendió a 1,200.4 \$/MWh, lo que implica una diferencia del 2.3% entre ambos mercados, siendo el precio promedio del MTR mayor al del MDA. Dicha diferencia es mayor a la observada en 2021, en el que el precio promedio del MTR fue 1.4% mayor al del MDA.

Cabe mencionar que durante 2022 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.⁹⁰

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 2018 a 2022, para cada uno de los sistemas interconectados que integran el Sistema Eléctrico Nacional.

Entre 2021 y 2022, en el SIN el PML pasó de 844 a 1,173.6 (\$/MWh), lo que representa un aumento del 39.1%, mientras que en el MTR el PML pasó de 856 a 1,200.4 (\$/MWh) lo que implica un incremento del 40.2%. El incremento de los PML promedio de ambos mercados en 2022, con respecto a los observados en 2021, está relacionado con el crecimiento de la demanda derivado de la gradual reactivación de actividades económicas restringidas a causa de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

Gráfico 58. Precio Marginal Local MDA vs MTR en el SIN, promedios anuales 2018-2022 (\$/MWh)

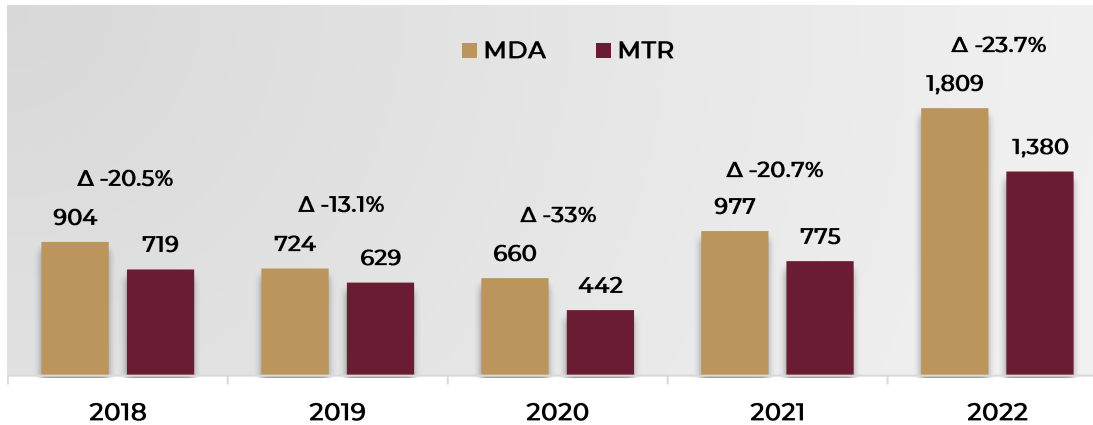


Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE. Las cantidades registradas pueden no coincidir por redondeo.

En 2022, el sistema BCA también registró un aumento del PML promedio anual del MDA y el MTR con respecto a lo observado en 2021. El MDA pasó de un PML promedio de 977 a 1,809 (\$/MWh), lo que representa un incremento del 85.2%; en tanto que el MTR pasó de 775 a 1,380.4 (\$/MWh), lo que equivale a un crecimiento del 78.2%. De 2018 a 2022 el PML promedio del MTR es menor al del MDA.

⁹⁰ Ibid. Pág. 44.

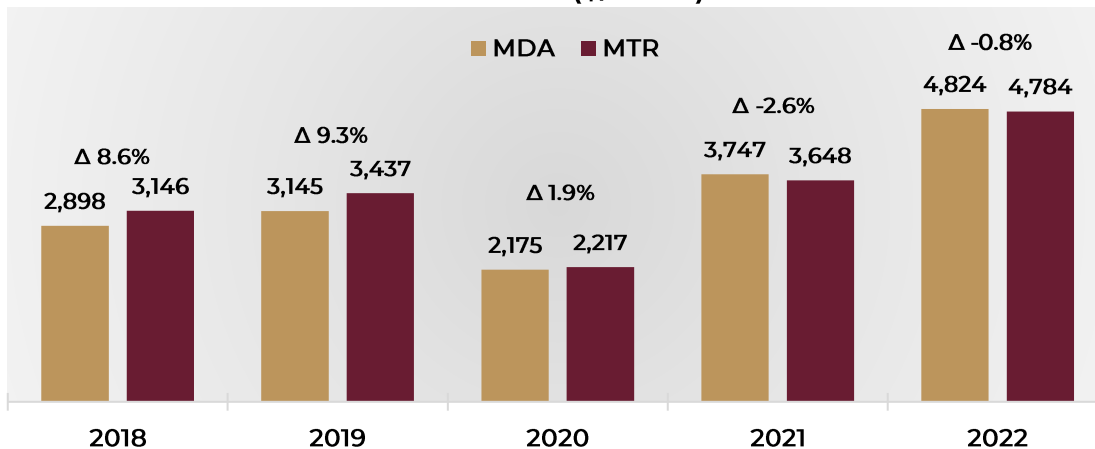
Gráfico 59. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCA, promedios anuales 2018-2022 (\$/MWh)



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

BCS es el sistema interconectado en el que se observan los PML promedio anuales más altos del periodo 2018-2022. Entre 2021 y 2022, el PML promedio del MDA pasó de 3,747 a 4,823.9 (\$/MWh), lo que representa un aumento del 28.7%; mientras que en el MTR el PML pasó de 3,648 a 4,784 (\$/MWh), lo que equivale a un incremento del 31.1%. 2022 fue el segundo año consecutivo en el que el PML promedio anual del MTR es menor al del MDA.

Gráfico 60. Precio Marginal Local MDA vs MTR en BCS, promedios anuales 2018-2022 (\$/MWh)



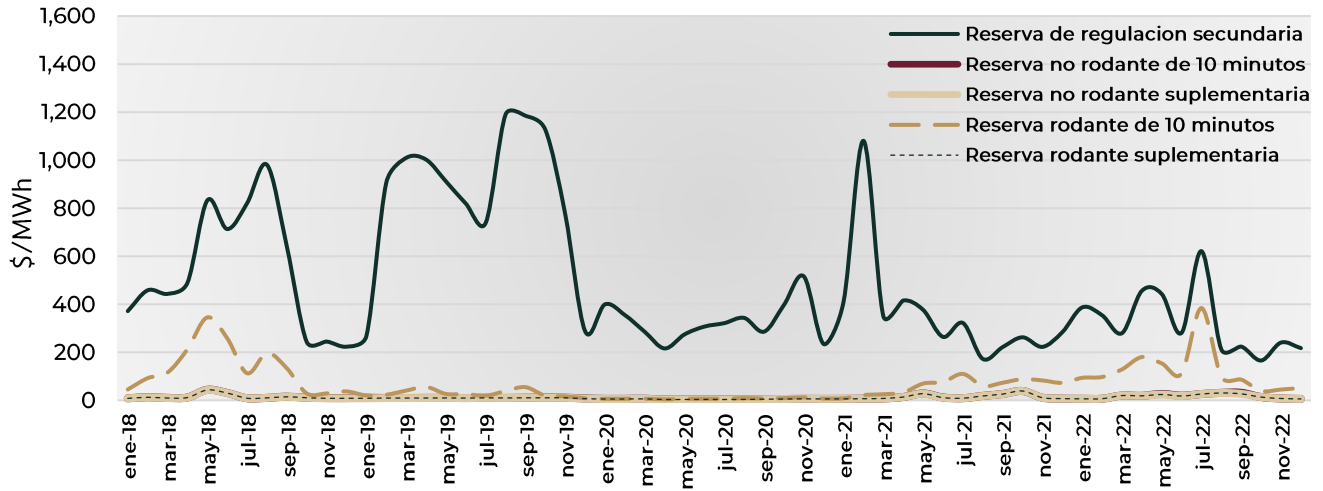
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE. Las cantidades registradas pueden no coincidir por redondeo.

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 2018-2022.

De manera general, al considerar los 5 tipos de Servicios Conexos, en 2022 se registró un aumento anual del precio promedio anual por reserva del 5.6% con respecto a 2021, al pasar de 94.36 \$/MWh a 99.63 \$/MWh. El precio promedio mensual más alto en 2022 se registró en julio con \$216.86 \$/MWh, debido al aumento de la demanda de electricidad por las mayores temperaturas experimentadas en la temporada de verano.

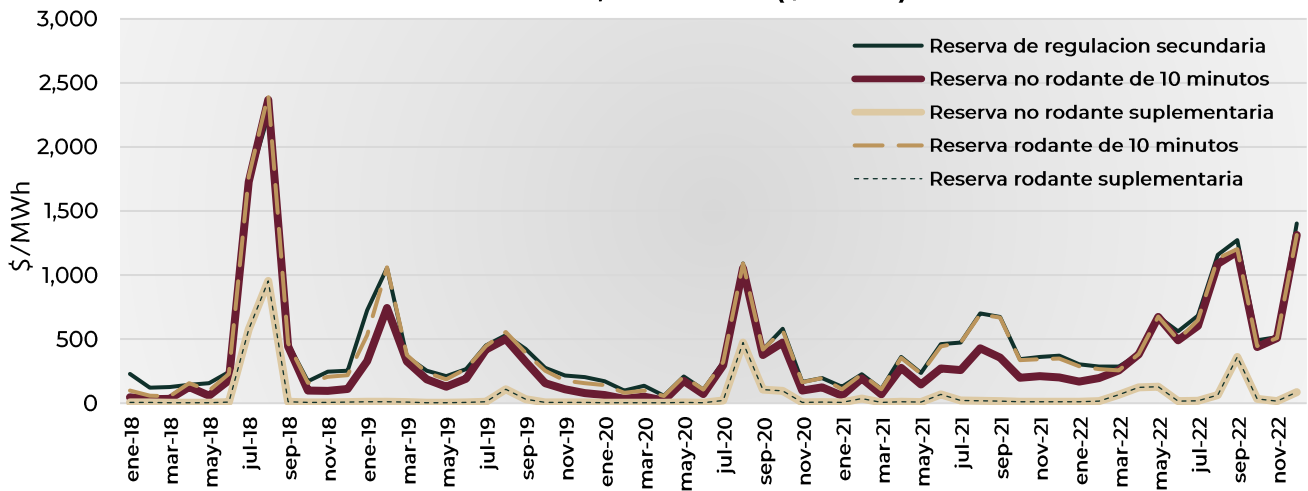
Gráfico 61. Precios de Servicios Conexos en el MDA del SIN, promedios mensuales de cada reserva, 2018-2022 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

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 considerar los 5 tipos de Servicios Conexos, en 2022 se registró un incremento del precio promedio anual por reserva del 108.5% con respecto a 2021, al pasar de 198.31 \$/MWh a 413.52 \$/MWh. Los precios promedio mensuales más altos en 2022 se registraron entre en los meses de septiembre y diciembre con 876.87 \$/MWh y 840.40 \$/MWh, respectivamente.

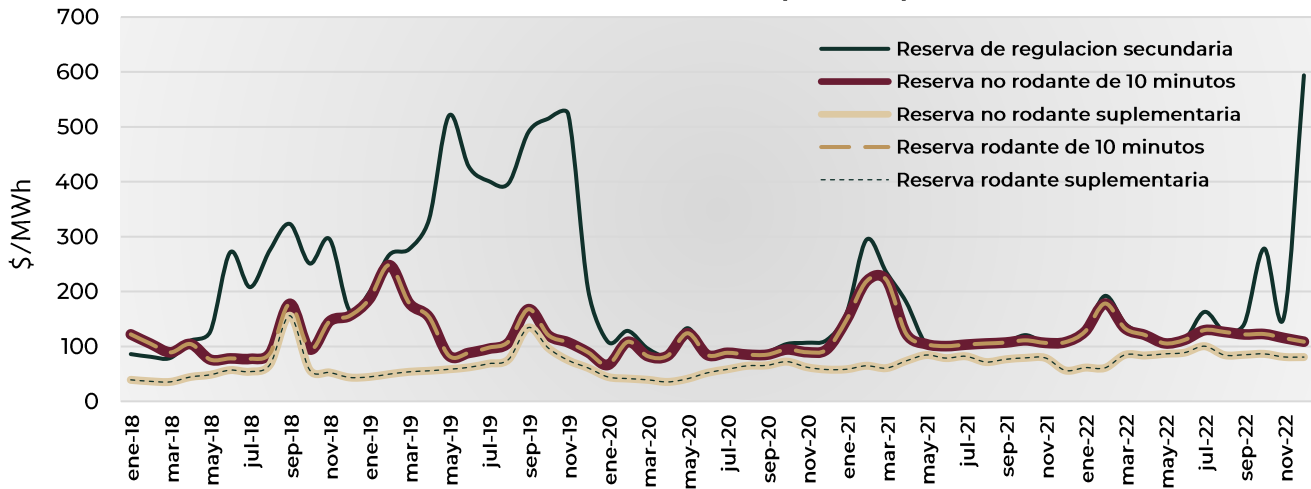
Gráfico 62. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCA, promedios mensuales de cada reserva, 2018-2022 (\$/MWh)



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 considerar los 5 tipos de Servicios Conexos en 2022 se registró un incremento del precio promedio por reserva del 10.0% con respecto a 2021, al pasar de 109.54 \$/MWh a 120.46 \$/MWh. El precio promedio mensual más alto en 2022 se registró en diciembre con 194.4 \$/MWh.

Gráfico 63. Precios de Servicios Conexos en el MDA del BCS, promedios mensuales de cada reserva, 2018-2022 (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

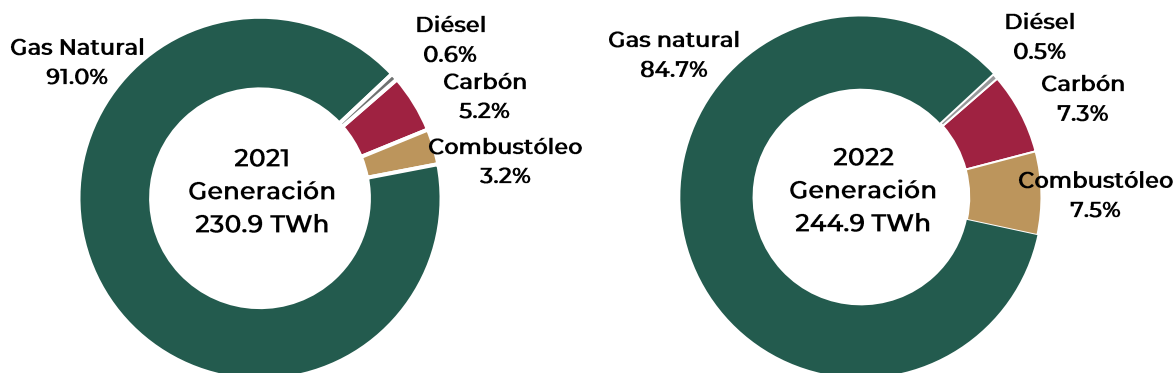
7.7 COMBUSTIBLES

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 estimen y en función de su disponibilidad.

En el Gráfico 64 se presenta la participación porcentual de los combustibles fósiles en la generación de electricidad en 2021 y 2022, sin considerar la aportación de la generación eléctrica a partir de otras fuentes como la hidroeléctrica, eólica, nuclear, etc. El gas natural es el energético con la mayor contribución en ambos años, pese a que, en 2022 registró una disminución en su participación con respecto a 2021, al pasar de 91% a 84.7%, mientras que el diésel descendió de 0.6% a 0.5% en esos años.

Gráfico 64. Combustibles fósiles utilizados para la Generación Neta de electricidad 2021-2022

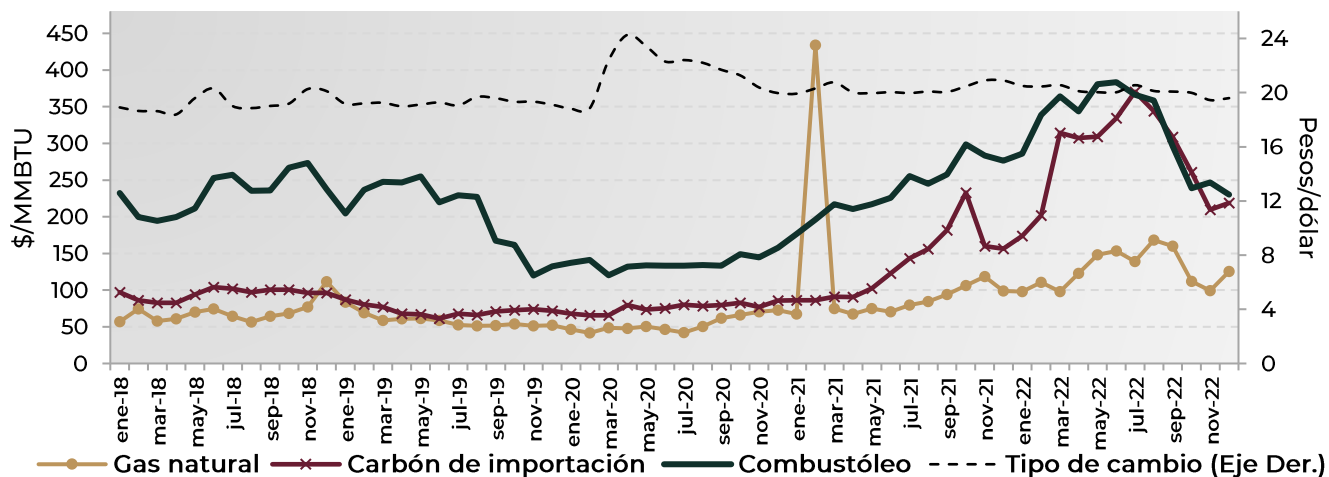


Fuente: Estimaciones de SENER con datos de CFE, CRE y el PRODESEN 2023-2037.
 Nota: El carbón incluye coque de petróleo.

El comportamiento de los precios de los combustibles fósiles nacionales más importantes se ilustra en el Gráfico 65. En 2022, los precios promedio anuales presentaron los siguientes aumentos con respecto a los observados en 2021:

- El gas natural pasó de 114.26 a 127.8 (\$/MMBTU), lo que representa un incremento del 11.9%;
- El carbón de importación pasó de 132.30 a 279.50 (\$/MMBTU), lo que equivale a una variación de 111.3%;
- El combustóleo se incrementó 34.0%, al pasar de 238.34 a 319.42 (\$/MMBTU).

Gráfico 65. Precio de combustibles nacionales 2018-2022



Fuentes: Elaborado por SENER con información de Prontuarios Estadísticos 2018 - 2022 (Gas natural y combustóleo):

<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 de la 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: <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>). 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 2022 iniciaron operación comercial un total de tres proyectos de generación eléctrica correspondientes a las SLP, todos de tecnología solar; mientras que al finalizar ese año siete proyectos de tecnología fotovoltaica y eólica se encontraban en pruebas operativas. Lo anterior significa que incorporaron al Sistema Eléctrico Nacional de 1,433.3 MW de capacidad instalada⁹¹ con una inversión estimada de 1,673 millones de dólares.

La capacidad instalada de tecnología fotovoltaica y eólica, asociada a las tres SLP que al concluir 2022 se encontraba en pruebas operativas o en operación comercial se presenta en la Tabla 38.⁹²

Tabla 35. Capacidad Instalada de tecnología fotovoltaica y eólica en operación comercial o en pruebas operativas hasta 2022

| Subasta de Largo Plazo | Capacidad adjudicada* (MW) | | Capacidad operación y pruebas (MW)* | | Avance |
|------------------------|----------------------------|----------------|-------------------------------------|----------------|---------------|
| | FV | EO | FV | EO | |
| Primera | 1,570.1 | 416.2 | 1,500.1 | 356.2 | 93.46% |
| Segunda | 1,857.3 | 1,081.5 | 1,857.3 | 829.5 | 91.43% |
| Tercera | 1,323.3 | 712.7 | 1,124.3 | 712.7 | 90.23% |
| Total | 4,750.7 | 2,210.4 | 4,481.7 | 1,898.4 | 91.65% |

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

* Incluye capacidad en Contrato de Interconexión.

FV: Solar Fotovoltaica

EO: Eólica

Al finalizar 2022 un total de cuarenta y siete 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 91.65% 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.

⁹¹ Conforme a la capacidad registrada en los respectivos contratos de interconexión. Cifra estimada por SENER con información proporcionada por el CENACE.

⁹² No se incluye la capacidad de tecnología convencional (turbogas) correspondiente a una central eléctrica incluida en contratos de la SLP-1/2017 y que inicio su operación comercial en 2020. operación comercial en 2020.

7.9.1 Resultados del MBP para el Año de Producción 2022

El MBP para el Año de Producción 2022 se llevó a cabo en febrero de 2023, en cuyos resultados destaca lo siguiente:

- **Zona de Potencia SIN.** La Potencia adquirida (8,149.33 MW-año) fue mayor en 3,506.34 MW-año a la Oferta de Compra (4,642.99 MW-año), sin embargo, se registró una Cantidad incumplida de la Obligación Neta de Potencia de 194.17 MW-año. El Precio Neto de Potencia (PNP) resultante fue de \$3,011,477/MW-año a pesar de que se adquirieron 3,506.34 MW-año de Potencia Eficiente.
- **Zona de Potencia BCA.** Registró una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia de 805.85 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 fue de \$1,622,267/MW-año.
- **Zona de Potencia BCS.** Se registraron 27.50 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 \$6,304,986/MW-año, el cual es el más alto entre las tres Zonas de Potencia.

Tabla 36. Resultados del MBP para el año de producción 2022

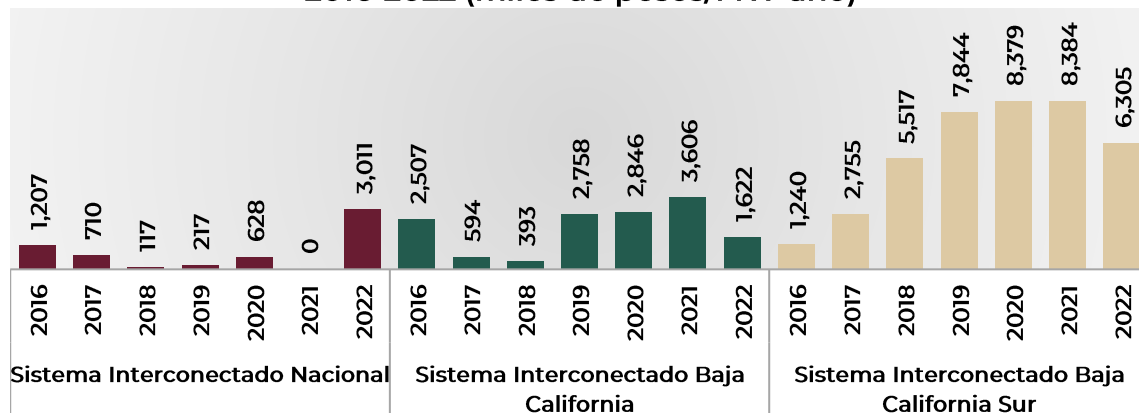
| Zona de Potencia | Obligación Neta de Potencia (MW-año) | Oferta de Compra de Potencia (MW-año) | Oferta de Venta de Potencia (MW-año) | Potencia Adquirida (MW-año) | Cantidad de Potencia Eficiente adquirida [MW-año] | Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia [MW-año] | Precio Neto de Potencia (miles de \$/MW-año) |
|------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|--|--|
| SIN | 4,837.16 | 4,642.99 | 8,149.33 | 8,149.33 | 3,506.34 | 194.17 | 3,011.48 |
| BCA | 1,180.71 | 1,103.10 | 374.86 | 374.86 | 0.00 | 805.85 | 1,622.27 |
| BCS | 371.18 | 371.18 | 343.68 | 343.68 | 0.00 | 27.50 | 6,304.99 |

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

7.9.2 Evolución de los precios en el MBP de 2016 a 2022

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 2016-2022 (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 2022, el Precio Neto de Potencia alcanzado en el SIN (\$3,011,477/MW-año) es el mayor para esa Zona de Potencia entre los Años de Producción de 2016 a 2022, pese a que en el año inmediato anterior (2021) el PNP fue de cero \$/MW-año.
- Por otra parte, los precios en el BCA presentaron una tendencia creciente entre 2018 y 2021, sin embargo, en 2022 se registró un cambio en la misma al disminuir el PNP a \$1,622,267/MW-año, lo que representa un -55.0% con respecto a los \$3,605,757/MW-año de 2021. Considerando que en 2022 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 los seis años del periodo comprendido de 2016 a 2021, sin embargo, al igual que en BCA, en 2022 se observa un cambio en la misma debido a que el PNP disminuyó a \$6,304,986/MW-año, lo que implica un -24.8% con relación a los \$8,383,551/MW-año registrados en 2021.

Los precios alcanzados en BCS de 2017 a 2022 son los mayores de las tres Zonas de Potencia para cada año comprendido en ese periodo.

7.10 COMITÉ DE EVALUACIÓN DEL CENACE

El Comité de Evaluación del Centro Nacional de Control de Energía y del Mercado Eléctrico Mayorista, instalado el 30 de agosto de 2017, se encarga de revisar el desempeño del CENACE y del MEM y emitir periódicamente un informe público de resultados de evaluación, así mismo tiene la facultad de hacer recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE. El Comité cuenta con un representante por cada modalidad de Participante del Mercado.

En 2022 se llevó a cabo una sesión del Comité, correspondiente a la “Octava Sesión Ordinaria”, celebrada el 4 de noviembre de ese año, en la que se tuvo participación por parte de los representantes de los Participantes del Mercado, así como de los Invitados Permanentes. Asimismo, se tomaron 8 acuerdos. Entre los temas más importantes destacan las actividades del CENACE y resultados en el Mercado Eléctrico Mayorista, el informe público con los resultados de la evaluación y recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE y la atención a una recomendación de la Auditoría Superior de la Federación sobre la Ciberseguridad del Sistema Eléctrico Nacional.