

TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

Escenarios México



Transición Energética Justa / Escenarios México

© CAF-banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- 2024

CORPORACION ANDINA DE FOMENTO- Av. Luis Roche, Torre CAF Urb.
Altamira, Caracas (Chacao) Miranda 1060, Venezuela. RIF: G200015470

Contribución de CAF a la Facilidad Climática del Club Internacional de Bancos
para el Desarrollo

Este documento fue coordinado por la Gerencia de Acción Climática y Biodiversidad
Positiva (GACBP), la Gerencia de Conocimiento (GC) y la Gerencia de Infraestructura
Física y Transformación Digital (GIFTD).

Edgar Salinas, ejecutivo principal, Dirección de Operaciones y Financiación Verde
(GACBP).

Walter Cont, ejecutivo sénior, Dirección de Análisis Sectorial (GC).

Juan Ríos, ejecutivo principal, Dirección de Transportes y Energía (GIFTD).

Autores

El equipo de GME estuvo compuesto, en orden alfabético, por Agustín Ghazarian,
Coline Champetier, Darío Quiroga, Francisco Baqueriza, Nicolás Barros, Laura
Souilla, Ramón Sanz y Roberto Gomelsky.

Los autores agradecen a Edgar Salinas, Walter Cont y Juan Ríos por los comentarios,
sugerencias y apoyo para el desarrollo de este documento.

Gestión Editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF.

**Diseño gráfico universal neuroinclusivo, que contempla los principios de
accesibilidad y visualización para lectores neurodivergentes.**

CLEIMAN - <https://cleiman.com>

Fotografías

Portada: ©AdobeStock

Internas: © CAF - © Pexels - © Unsplash

Versión digital disponible en scioteca.caf.com con acceso abierto bajo la licencia
Deed - Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional - Creative Commons



Las ideas y opiniones expresadas en esta obra son las de los autores y no reflejan
necesariamente el punto de vista de CAF ni comprometen a la Organización. Los
términos empleados y la presentación de los datos que en ella aparecen no implican
toma alguna de posición de parte de CAF en cuanto al estatuto jurídico de los países,
territorios, ciudades o regiones ni respecto de sus autoridades, fronteras o límites.

Transición Energética Justa

Escenarios México

ÍNDICE



Lista de abreviaciones **19**

Introducción **21-27**

1. Objetivo general 22

2. Objetivos específicos 23

3. Organización de la serie Transición Energética Justa 24

4. Aspectos organizativos 25

5. Escenarios: México 26

Capítulo 1 Diagnóstico y línea base

28-92

1. Caracterización general

29	Aspectos socioeconómicos	29
	Indicadores socioeconómico-energéticos	34
	Intensidad energética de la economía	34
	Consumo per cápita	35
	Precios locales	36
	Aspectos energéticos	37
	Reservas y oferta total de combustibles (producción, importación y exportación)	37
	Consumo final por fuentes y sectores	42
	Perfil climático	45
	Escenarios de cambio climático y riesgos para el sector energía	45
	Contribución GEI año base	46
	Compromisos nacionales (NDC y Acuerdo de París)	49

2. Aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas

52	Gobierno sectorial	52
	Principales conceptos regulatorios	56
	Aspectos de políticas públicas	54
	Políticas de eficiencia energética	54
	Políticas de precios, subsidios e incentivos	56
	Creación de un mercado de carbono	59

3. Balance energético, 2019 y 2022

60

4. Evolución de la demanda energética por sector y fuentes

63

Sector residencial	64
Sector comercial, servicios y público	66
Sector industrial	68
Sector transporte	70
Demanda por fuente	70
Parque automotor y consumos por tipo	72
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	75

5. Comercio exterior

77

6. El sector eléctrico

80

Demanda eléctrica	80
Capacidad instalada	82
Generación eléctrica	84

7. Redes eléctricas y gasoductos existentes

86

8. Conclusiones

90

Capítulo 2 Metodología de proyección energética

93-109

1. Año base y horizonte de planeamiento 94

2. Modelado de proyección 95

Descripción general	95
Demanda por sector	97
Sector residencial	97
Sector comercial, servicios y público	98
Sector industrial	99
Sector transporte	99
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	102
Sector eléctrico	102

3. Escenarios y marco global 105

Definición de los escenarios	105
Proyecciones de las variables socioeconómicas	106
PIB per cápita y PIB	106
Población	107

4. Principales premisas del sector energía 108

Capítulo 3 Escenarios de transición

110-168

1. Resultados globales 111

Emisiones por sector	111
Demanda energética por sector	114
Demanda energética por fuente	117
Intensidad energética y ambiental	120

2. Resultados y premisas por sector 122

Sector residencial	122
Sector comercial, servicios y público	126
Sector industrial	129
Proyecciones por ramas	129
Resultados	132
Sector transporte	136
Transporte carretero de pasajeros	136
Transporte carretero de cargas	138
Transporte aéreo, naval y ferroviario	140
Resultados	140
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	147
Sector eléctrico	150

3. Financiamiento de la transición energética 156

Inversiones totales	156
Sector eléctrico	159
Usos finales	163

4. Principales indicadores de la transición

168

Capítulo 4 Hoja de ruta de una transición energética justa – Recomendaciones

169-188

1. El entorno para la transición

170

Las proyecciones	170
Las implicancias para las políticas públicas	173
Etapa I – Preparación	173
Etapa II – Implantación	179
Etapa III – Desarrollo	181

2. La hoja de ruta

184

Trabajos citados

189

TABLAS Y GRÁFICOS



Tabla 1.

Indicadores socioeconómicos 29

Tabla 2.

Precios de los principales energéticos de México, corte 2018 36

Tabla 3.

Reservas de combustibles, potencial hidroeléctrico e infraestructuras, 2019, México 39

Tabla 4.

Recursos eólico y solar, México 39

Tabla 5.

Mapeo de instituciones del sector energético 52

Tabla 6.

Principales conceptos regulatorios por sector y segmento 53

Tabla 7.

Eficiencia energética en México 54

Tabla 8.

Cantidad de vehículos carreteros, total y por tipo, 2019, México 72

Tabla 9.

Consumo por tipo de transporte y por tipo de combustible, 10³ TJ y %, 2019, México 73

Tabla 10.

Indicadores socioeconómicos y TCMC entre 2019 y 2060, % 107

Tabla 11.	Demanda total por escenario, miles de TJ y TCMC (%)	117
Tabla 12.	Indicadores por horizonte de tiempo y escenario	168
Tabla 13.	Hoja de ruta a ser promovida desde CAF	184
Gráfico 1.	PIB y tasa de crecimiento anual, MUSD constantes de 2010 y %	30
Gráfico 2.	PIB por sector, 2021, %	31
Gráfico 3.	PIB per cápita, USD constantes de 2010 per cápita	32
Gráfico 4.	Incidencia de la pobreza y de la pobreza extrema por año, %	33
Gráfico 5.	Consumo final total versus intensidad energética final, 10 ³ TJ y GJ/MUSD constantes de 2010	34
Gráfico 6.	Consumo final total versus consumo final per cápita, 10 ³ TJ y GJ per cápita	35
Gráfico 7.	Recurso solar potencial (kWh/kWp) y velocidad media del viento a 100 m (m/s)	38

Gráfico 8.	Producción, importación y exportación por principales fuentes, 2019, 10 ³ TJ	40
Gráfico 9.	Evolución de las reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón, Mtep	41
Gráfico 10.	Consumo final por sectores, 10 ³ TJ y %	42
Gráfico 11.	Consumo final por fuentes, 10 ³ TJ y %	44
Gráfico 12.	Emissiones totales netas*, 2019, MtCO ₂ e	47
Gráfico 13.	Emissiones del sector energía estimadas, por sector y por fuente, MtCO ₂ e, 2019	48
Gráfico 14.	Balance energético, año 2019	60
Gráfico 15.	Balance energético, año 2012	62
Gráfico 16.	Sector residencial: evolución del consumo final por fuentes, 10 ³ TJ y consumo final residencial per cápita (GJ per cápita)	64
Gráfico 17.	Sector residencial: consumo de energía por usos finales	66
Gráfico 18.	Sector comercial y público: evolución del consumo final por fuentes, 10 ³ TJ	67

Gráfico 19.

Sector industrial: evolución del consumo final por fuentes (10^3 TJ), intensidad energética industrial (GJ/ miles de USD constantes de 2010) **69**

Gráfico 20.

Sector transporte: evolución del consumo final por fuentes y año 2019, 10^3 TJ **71**

Gráfico 21.

Parque de vehículos versus PIB, entre 2010 y 2019 **73**

Gráfico 22.

Sector transporte: consumo final por tipo y por combustibles, 10^3 TJ **74**

Gráfico 23.

Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10^3 TJ **75**

Gráfico 24.

México: reservas, producción y consumo de petróleo **78**

Gráfico 25.

México: reservas, producción y consumo de gas natural **79**

Gráfico 26.

Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh **80**

Gráfico 27.

Capacidad instalada entre 2000 y 2020, MW **82**

Gráfico 28.

Capacidad instalada por fuente, 2019, % **83**

Gráfico 29.

Generación de electricidad por fuente, entre 2000 y 2020, GWh y 10^3 TJ **84**

Gráfico 30.

Generación de electricidad por fuente, entre 2001 y 2020, % e índice de emisiones de CO_2 del sector eléctrico, t/tep **85**

Gráfico 31.

Sistema Eléctrico Nacional, 2020, México **87**

Gráfico 32.

Red de gasoductos, 2018, México **88**

Gráfico 33.

Sectores, niveles de actividad y variables explicativas **96**

Gráfico 34.

Emisiones directas (consumo final y generación) por sector, MtCO_2e **112**

Gráfico 35.

Consumo final y propio, por sector y escenario (miles de TJ) **115**

Gráfico 36.

Consumo final y consumo propio, por fuente y escenario (miles de TJ) **118**

Gráfico 37.

Intensidad energética unitaria (2019=1), miles de TJ/MUSD PPP 2017 (izquierda) y miles de TJ per cápita (derecha) **120**

Gráfico 38.

Intensidad ambiental unitaria (2019=1), tCO_2e /miles de USD PPP 2017 (izquierda) y tCO_2e per cápita (derecha) **121**

Gráfico 39.

Sector residencial: resultados por combustible y por escenario, 10³ TJ **123**

Gráfico 40.

Sector residencial: emisiones directas por escenario, MtCO₂e **125**

Gráfico 41.

Sector CSP: resultados por combustible y por escenario, 10³ TJ **126**

Gráfico 42.

Sector CSP: emisiones directas por escenario, MtCO₂e **128**

Gráfico 43.

Sector industrial: consumo energético por subsector industrial, 2019, % **130**

Gráfico 44.

Sector industrial: evolución por escenario para los principales subsectores relevantes de la industria (%) **131**

Gráfico 45.

Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario, (10³ TJ) **132**

Gráfico 46.

Sector industrial: emisiones directas por escenario, MtCO₂e **134**

Gráfico 47.

Cantidad de vehículos privados por 1.000 habitantes y participación de motos (%) **137**

Gráfico 48.

Cantidad de vehículos de carga total **139**

Gráfico 49.

Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario, 10³ TJ **141**

Gráfico 50.

Consumo final del transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario, 10³ TJ **144**

Gráfico 51.

Sector transporte: emisiones directas por escenario, MtCO₂e **146**

Gráfico 52.

Resultados del sector agropecuario, pesca, minería y construcción, por escenario (10³ TJ) **148**

Gráfico 53.

Sector agropecuario, pesca, minería y construcción: emisiones directas por escenario (MtCO₂e) **149**

Gráfico 54.

Proyección de capacidad instalada por fuente y por escenario, GW **151**

Gráfico 55.

Proyección de generación eléctrica por fuente y por escenario, TWh **154**

Gráfico 56.

Inversión estimada anual (millones de USD) **157**

Gráfico 57.

Inversión estimada anual total en % del PIB (%) **158**

Gráfico 58.

Sector eléctrico: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD) **160**

Gráfico 59.

Sector eléctrico: inversiones promedio anuales por tipo (millones de USD) **161**

Gráfico 60.

Sector eléctrico: inversiones anuales por período (millones de USD/año) **162**

Gráfico 61.

Usos finales: inversiones acumuladas en el período (103 millones de USD) **164**

Gráfico 62.

Transporte carretero: inversiones anuales por período (millones de USD/año) **165**

Gráfico 63.

Usos finales: inversiones promedio anuales por tipo (millones de USD/año) **166**

Gráfico 64.

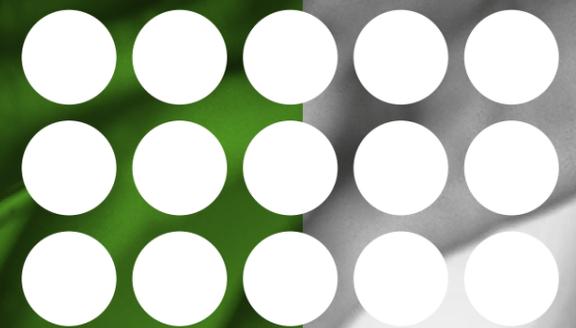
Hoja de ruta: etapas **170**

Lista de abreviaciones

ACS	agua caliente sanitaria
AFOLU	agricultura, ganadería, forestación y otros usos del suelo (<i>agriculture, forestry and other land use</i>)
AIE	Agencia Internacional de Energía (<i>International Energy Agency [IEA]</i>)
AMI	infraestructura de medición avanzada (<i>advanced metering infrastructure</i>)
BAU	<i>Business as usual</i>
CAPEX	gastos de capital (<i>capital expenditures</i>)
CCUS	tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (<i>carbon capture, use and storage</i>)
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EE	eficiencia energética
ERNC	energías renovables no convencionales
FSRU	plantas flotantes de almacenamiento y regasificación (<i>floating storage regasification units</i>)
GEI	gases de efecto invernadero
GLP	gas licuado de petróleo

GNC	gas natural comprimido
GNL	gas natural licuado
IDH	índice de desarrollo humano
IEPS	impuesto especial sobre producción y servicios
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
IRC	índice de riesgo climático global
LEAP	plataforma de análisis de bajas emisiones (<i>low emissions analysis platform</i>) del SEI
MUSD	millones de dólares estadounidenses
NDC	contribuciones determinadas a nivel nacional (<i>nationally determined contributions</i>)
NZ	<i>net zero</i>
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	producto interno bruto
PIBpc	producto interno bruto per cápita
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PPP	paridad del poder adquisitivo (<i>purchasing power parity</i>)
SEI	Instituto Ambiental de Estocolmo (<i>Stockholm Environment Institute</i>)
SENER	Secretaría de Energía de México
sieLAC	Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe
TCMC	tasa de crecimiento medio compuesta (<i>compound average growth rate</i>)
TEJ	transición energética justa
TJ	terajulio

Introducción



1. Objetivo general

El objetivo general del proyecto fue desarrollar un enfoque metodológico para la definición del concepto de transición energética justa (TEJ) en un contexto nacional, con potencial de aplicación en los países miembro de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe— y evaluar el enfoque propuesto en Brasil, Colombia, México, Perú y República Dominicana.



2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este informe son:

1. definir un enfoque metodológico para el abordaje integral de la transición energética justa en la región;
2. establecer el diagnóstico de los sistemas energéticos y —en particular, eléctricos— nacionales (países objetivo) en el ámbito del proceso de transición energética;
3. definir escenarios nacionales del modelo de desarrollo bajo en carbono de la transición energética en los países objetivo, que incluyan aquellos elementos a electrificarse en sectores energéticos actualmente no atendidos por el sector eléctrico dentro de las prospectivas de requerimientos;
4. modelar las alternativas viables de transición energética en el contexto previamente definido.

3. Organización de la serie Transición Energética Justa

El trabajo para alcanzar los objetivos indicados se desarrolló entre octubre de 2022 y octubre de 2023. La serie se organizó en siete informes.

1. Transición Energética Justa / Marco conceptual para la región, Análisis en el contexto nacional
2. Transición Energética Justa / Premisas de proyección
3. Transición Energética Justa / Escenarios Brasil
4. Transición Energética Justa / Escenarios Colombia
5. Transición Energética Justa / Escenarios México
6. Transición Energética Justa / Escenarios Perú
7. Transición Energética Justa / Escenarios República Dominicana

Los informes se organizaron siguiendo el orden alfabético de sus nombres.

4. Aspectos organizativos

Este informe ha sido financiado por CAF y se publica para comunicar los resultados y conclusiones obtenidos a la comunidad interesada en el desarrollo de América Latina. Por consiguiente, el documento no se elaboró siguiendo los procedimientos propios de un documento oficial. Algunas de las fuentes citadas en este informe podrían ser documentos informales de difícil obtención.

Las conclusiones y opiniones expresadas aquí son exclusivamente las de sus autores y no deben atribuirse a CAF o GME, sus organizaciones afiliadas o sus directores ejecutivos y no reflejan necesariamente sus puntos de vista.

CAF y GME no garantizan la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no aceptan responsabilidad alguna por las consecuencias de su uso. Los colores, bordes, nombres y clasificaciones de cualquier mapa de este informe no implican juicio de CAF sobre la condición jurídica o de otro tipo de los territorios, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

Los informes de esta serie son documentos de debate y, por lo tanto, están sujetos a los mismos derechos de autor que otras publicaciones de CAF.

CAF promueve la difusión de sus trabajos y autoriza su reproducción inmediata, a título gratuito, si no se usan para fines comerciales.

Edgar Salinas, Juan Ríos y Walter Cont de CAF formaron un grupo de trabajo que estableció los términos de referencia y supervisó el desarrollo de los informes por parte de los consultores de GME.

El equipo de GME, en orden alfabético, estuvo compuesto por Agustín Ghazarian, Coline Champetier, Darío Quiroga, Francisco Baqueriza, Nicolás Barros, Laura Souilla, Ramón Sanz y Roberto Gomelsky.

5. Escenarios: México

El presente informe contiene el análisis de la transición energética para México y se organiza en cuatro capítulos.

- **Diagnóstico y línea base.** Este capítulo establece el diagnóstico de la línea base en cuanto a fuentes y usos energéticos, las características del sector eléctrico, los aspectos ambientales (inventarios de gases de efecto invernadero [GEI], compromisos) y los aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas, entre otros. Permite presentar el punto de partida de las proyecciones energéticas e identificar las principales características que pueden condicionar la estrategia de transición energética justa.
- **Metodología de proyección energética.** Este capítulo describe de forma resumida el modelo de la plataforma de análisis de bajas emisiones (LEAP, por sus siglas en inglés) y su uso para la modelización de las emisiones del sector energía¹. Se presentan las metodologías de proyección de la demanda de energía por sector, subsector, usos y fuentes, y la modelación de la generación eléctrica. Describe también los tres escenarios de proyección contemplados y las principales premisas consideradas.
- **Escenarios de transición.** Este capítulo presenta las proyecciones en términos de emisiones y demanda energética para los tres escenarios previamente presentados (*Business As Usual* [BAU], *Net Zero 2050* [NZ 2050] y *Net Zero 2060* [NZ 2060]). Detalla los resultados por sector y las principales premisas explicativas. Presenta las necesidades en términos

¹ Más específicamente, el modelo LEAP (*Low Emissions Analysis Platform*) se usó para modelar las emisiones relacionadas con la quema de combustibles.

de inversiones de transición energética relacionadas con el sector eléctrico y los usos finales. Concluye con el punto de partida y de llegada de los principales indicadores de la transición, por escenario.

- **Propuesta de la hoja de ruta para una transición energética justa.** La hoja de ruta describe las políticas públicas a ser desarrolladas y los segmentos que requieren financiamiento concesional o de soporte para acompañar los escenarios de transición energética justa planteados previamente.



1

Diagnóstico y línea base



1. Caracterización general



Aspectos socioeconómicos

México es el décimo país más poblado del mundo, superando los 130 millones de personas, con una densidad que ronda los 66 habitantes por km² y el 81 % vive en zonas urbanas.

Tabla 1

► Indicadores socioeconómicos

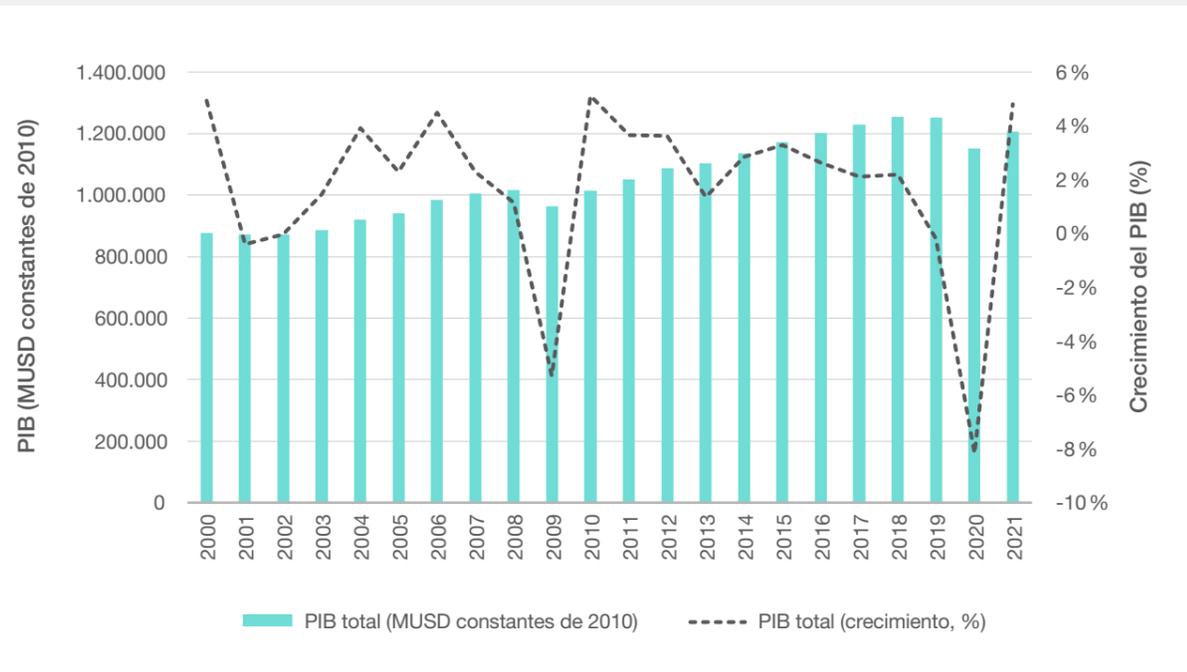
Indicador/País	México
Población total (2021, millones)	130,26
Densidad de población (hab./km ²)	66
Población urbana (%)	81 %
PIB per cápita 2021 (USD a precios constantes de 2010)	9.255
Índice de pobreza extrema 2020	9,2 %

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial y CEPALSTAT.

Salvo algunas excepciones, México experimentó un crecimiento económico constante en las últimas décadas, con un promedio anual de alrededor de 1,5% (2000-2021). En 2020, el impacto de la pandemia de la COVID-19 fue significativo en la economía de México (-8,2%), al igual que en muchos otros países de la región.

Gráfico 1

► PIB y tasa de crecimiento anual, MUSD constantes de 2010 y %



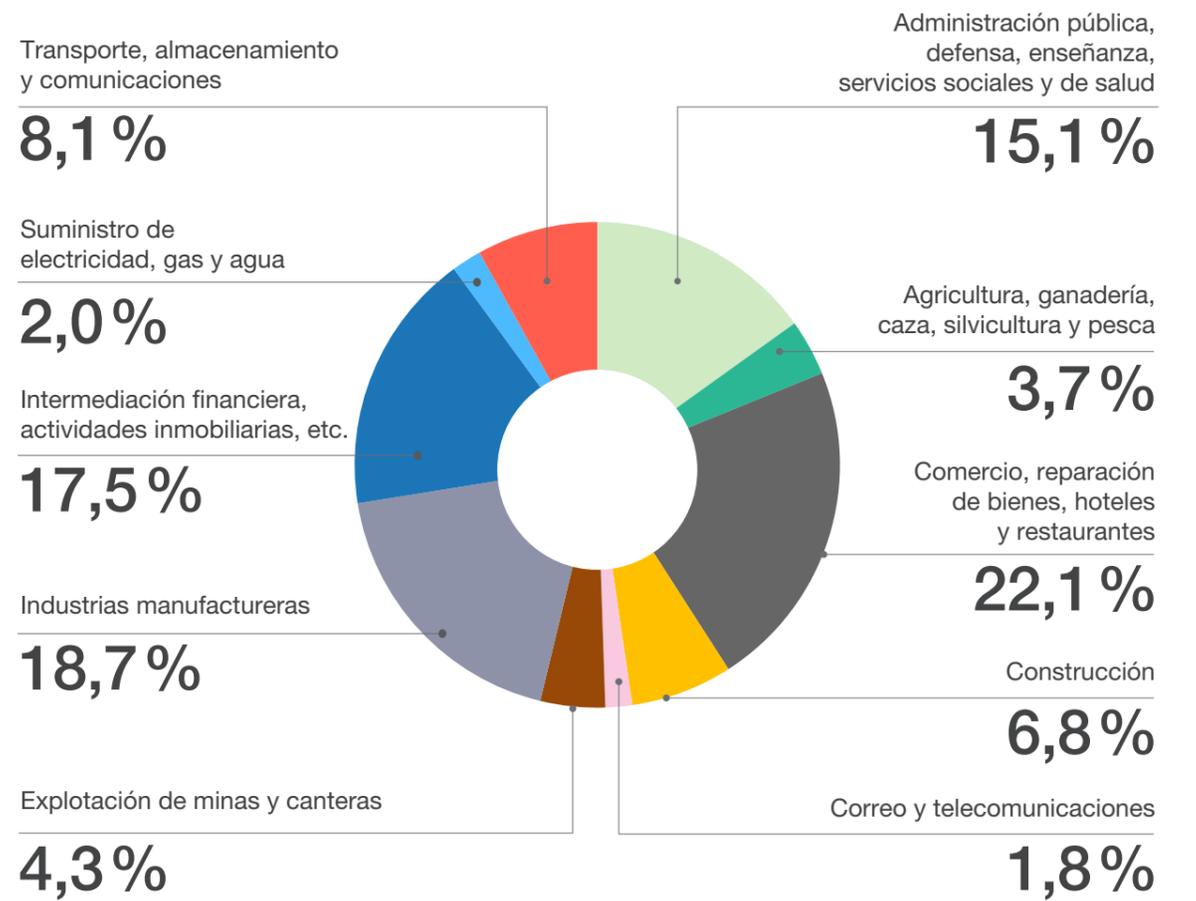
Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial.

Cuenta con una economía diversificada, en la cual el sector de comercio, hotelería y restaurantes representa el 22,1% de su producto interno bruto (PIB), seguido de la industria manufacturera (18,7%), la intermediación financiera (17,5%) y la Administración pública (15,1%).

Gráfico 2

► PIB por sector, 2021, %

México

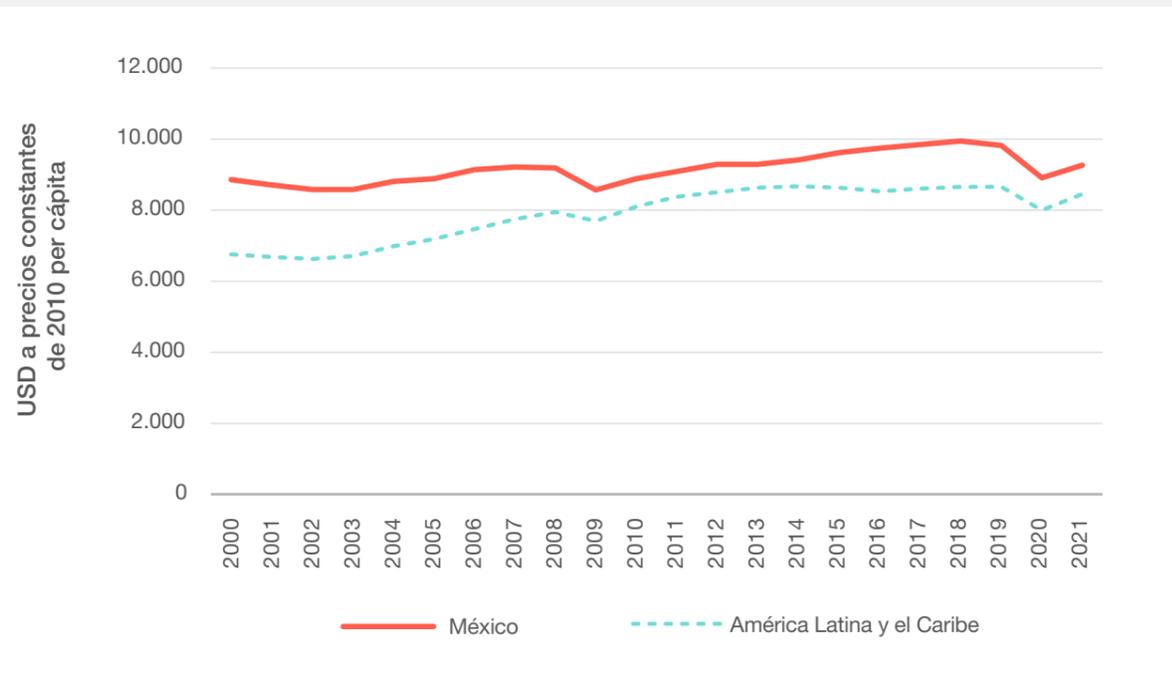


Fuente: Elaboración propia con base en datos de la CEPAL.

A excepción de algunos años particulares, el PIB per cápita no sufrió cambios significativos en los últimos 20 años. En 2021, fue de 9.255 dólares estadounidenses (USD) constantes de 2010 per cápita, levemente por encima del promedio de la región.

Gráfico 3

► PIB per cápita, USD constantes de 2010 per cápita

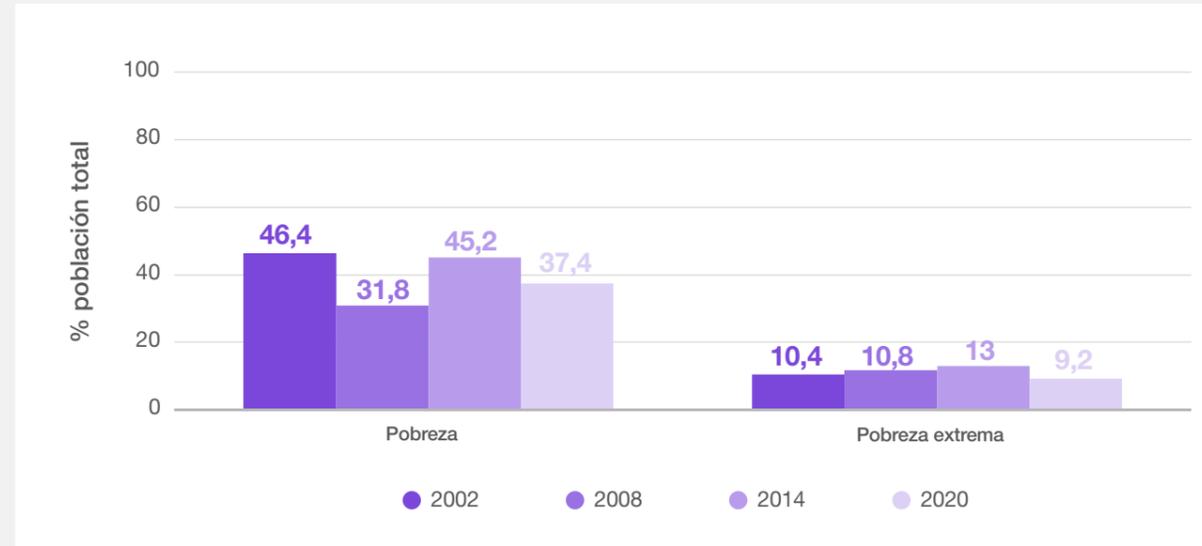


Fuente: PIB per cápita, USD constantes de 2010 per cápita

México cuenta con altas tasas de pobreza y de pobreza extrema que se aproximan al 40% y 9,2%, respectivamente. No se identificaron mayores modificaciones en las últimas dos décadas.

Gráfico 4

► Incidencia de la pobreza y de la pobreza extrema por año, %



Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPALSTAT.



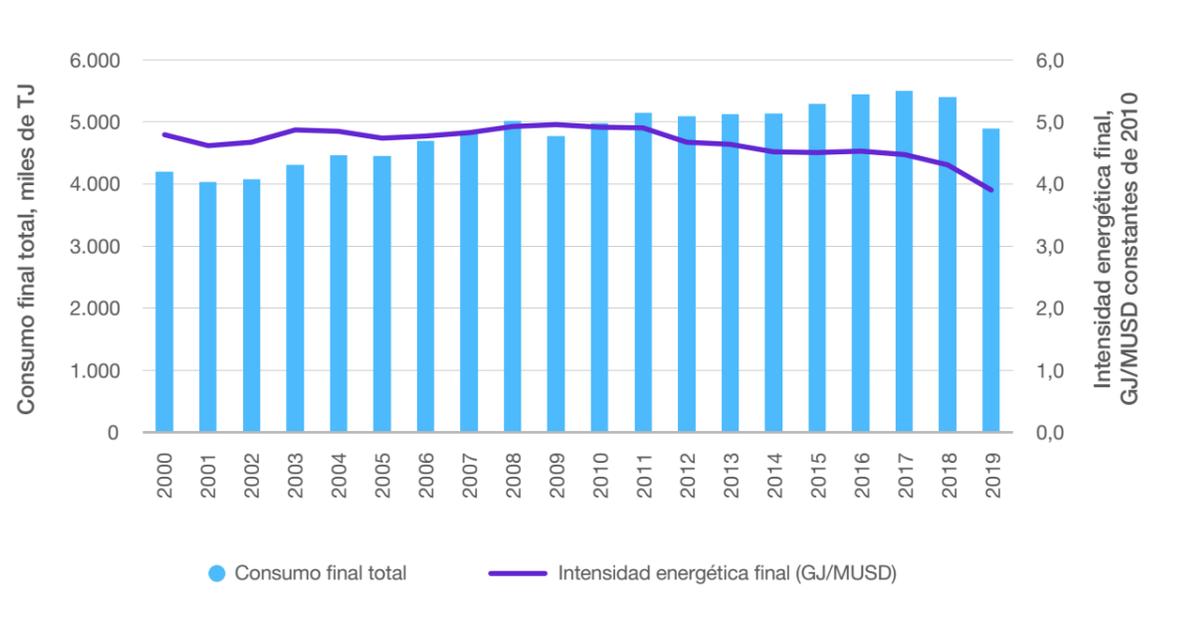
Indicadores socioeconómico-energéticos

Intensidad energética de la economía

La intensidad energética final² disminuyó entre 2000 y 2019 (-19% acumulado), mientras que el consumo final total creció a un 16% para dicho período, lo cual representa un ritmo de 0,8% promedio anual.

Gráfico 5

► Consumo final total versus intensidad energética final, 10³ TJ y GJ/MUSD constantes de 2010



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE³.

² Se define como la relación entre el consumo final de energía y el PIB en USD constantes de 2010.

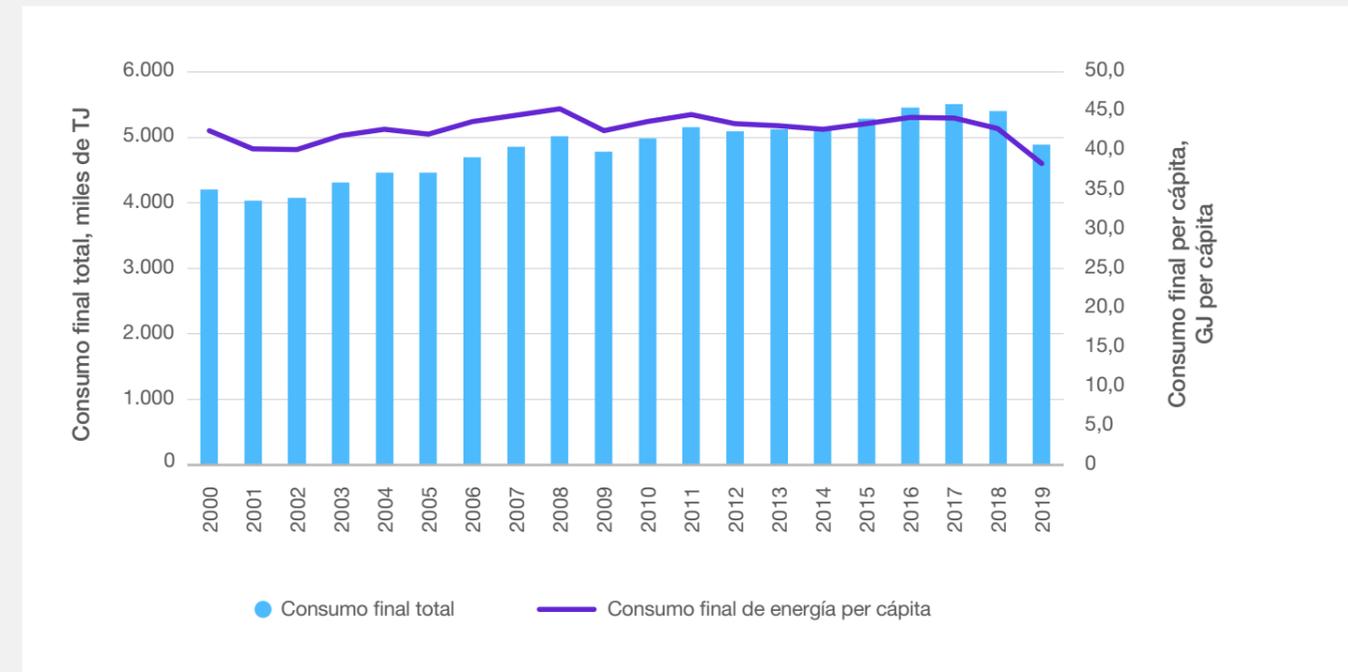
³ Datos de intensidades energéticas calculadas internamente en el sistema con datos del PIB del Banco Mundial y de consumos de energía de los balances energéticos nacionales.

Consumo per cápita

El crecimiento del consumo final de energía per cápita fue menor que el del consumo final total en el período entre 2000 y 2019 (-0,43% vs. 0,82%), continuando su tendencia a la baja.

Gráfico 6

► Consumo final total versus consumo final per cápita, 10³ TJ y GJ per cápita



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.



Precios locales

Los siguientes precios al consumidor final corresponden a México. En comparación con la región, México tiene precios generalmente en línea con el resto, excepto en el diésel, el cual exhibe precios altos al igual que Perú y Uruguay. Los precios de la electricidad, el gas natural o de otros combustibles se encuentran cerca al promedio de la región.

Tabla 2

► Precios de los principales energéticos de México, corte 2018

Energético	IVA %	Impuestos especiales	Precio
GLP (residencial)	16 %	Sí	0,94 USD/kg
Gasolina regular	16 %	Sí	0,93 USD/l
Gasolina premium	16 %	Sí	1,01 USD/l
Diésel (transporte)	16 %	Sí	0,99 USD/l
Fueloil (industrial)	16 %	Sí	0,33 USD/l

Fuente: OLADE - <https://www.olade.org/publicaciones/precios-de-la-energia-en-america-latina-y-el-caribe-informe-anual-abril-2021/>

Notas: Los combustibles fósiles están gravados con el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) que tiene tres componentes. El IEPS federal grava las gasolinas y el diésel. El IEPS estatal grava las gasolinas y el diésel. El IEPS por contenido de carbono grava todos los combustibles fósiles, excepto el gas natural.



Aspectos energéticos

Reservas y oferta total de combustibles (producción, importación y exportación)

México tiene recursos energéticos fósiles significativos, aunque los mismos registran una reducción sostenida en los últimos años.

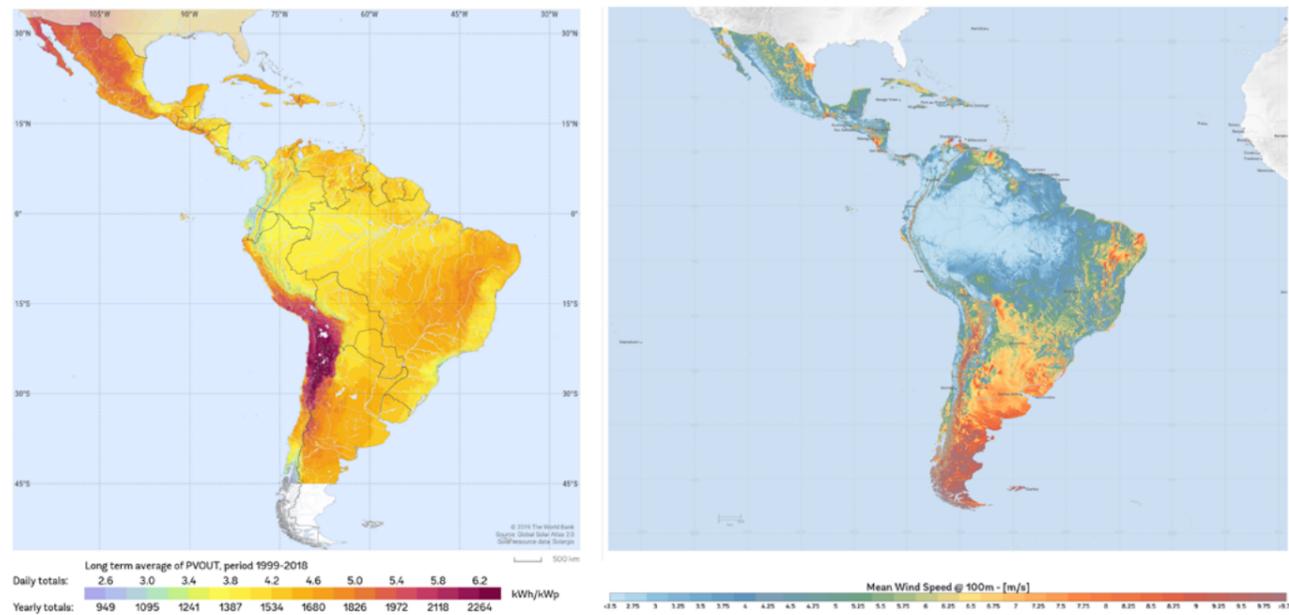
En cuanto a su recurso solar, según la plataforma Global Solar Atlas, México presenta un valor de 1.949 kWh/kWp para el 10% de las áreas con mayor producción fotovoltaica y un promedio de 1.796 kWh/kWp. A modo de referencia, el recurso mundial para el 10% de las áreas con mayor irradiación se establece en 1.736 kWh/kWp y el recurso mundial promedio, en 1.576 kWh/kWp. La mayor concentración del recurso solar se encuentra en el noroeste del país. Por otro lado, su recurso eólico para el 10% de las áreas con más viento es igual que o superior a 432 W/m², donde la velocidad media del viento a 100 metros es igual que o superior a 7,1 m/s.



El gráfico 7 ilustra los recursos solares y de viento en América Latina y el Caribe.

Gráfico 7

► Recurso solar potencial (kWh/kWp) y velocidad media del viento a 100 m (m/s)



Fuente: Global Solar Atlas (Banco Mundial)⁴ y Atlas Eólico Mundial (Banco Mundial)⁵.

La disponibilidad de recursos de México se refleja tanto en el mix de generación eléctrica como en la demanda final por combustible. Ha exportado una gran cantidad de petróleo y es importador neto de derivados de petróleo y gas natural.

⁴ Global Solar Atlas, Grupo del Banco Mundial, <https://globalsolaratlas.info/download/latin-america-and-caribbean>

⁵ ws_LAC.pdf

Tabla 3

► Reservas de combustibles, potencial hidroeléctrico e infraestructuras, 2019, México

Reservas				Potenciales	Capacidad instalada	
Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Uranio	Hidroenergía	Refinación	Generación eléctrica
6.066	273	1.211	0	53,0	1.640	79,6
Mbbl	Gm ³	Mt	10 ⁶ bep	GW	kbbl/día	GW

Fuente: sieLAC, OLADE.

Tabla 4

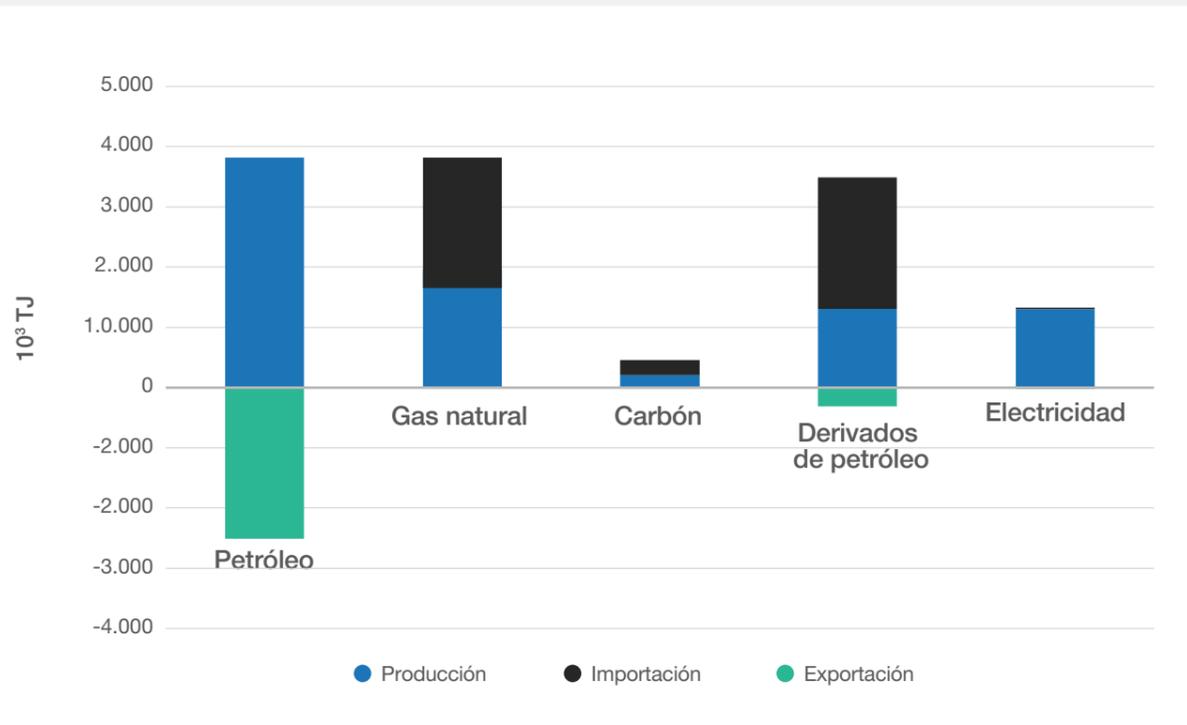
► Recursos eólico y solar, México

Recursos		
Eólico (10% de las áreas con más viento)	Solar (promedio)	Solar (10% mayor producción)
7,1	1.796	1.949
m/s	kWh/kWp	kWh/kWp

Fuente: Elaboración propia con base en Global Solar Atlas y el Atlas Eólico Mundial.

Gráfico 8

► Producción, importación y exportación por principales fuentes, 2019, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En 2019, México fue el tercer productor de gas natural de América Central, el Caribe y América del Sur, solo detrás de Argentina y Trinidad y Tobago. En cuanto a carbón y petróleo, se ubicó segundo solo superado por Colombia y Brasil, respectivamente.

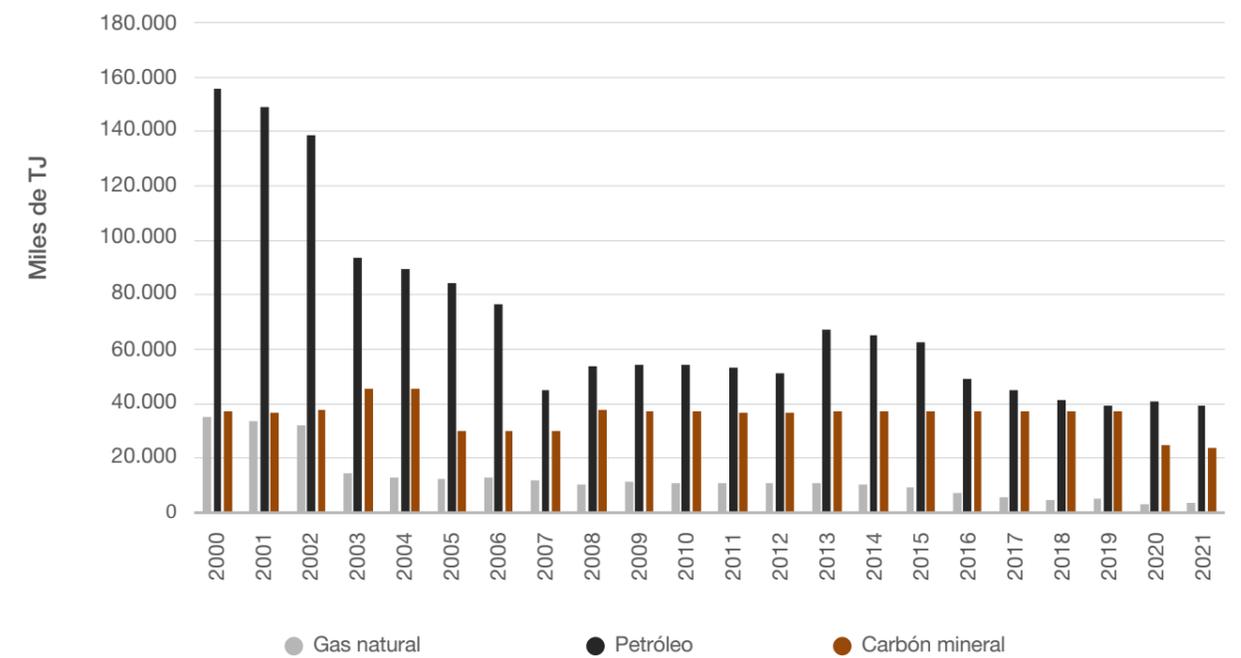
Exporta la mayor parte de su producción de petróleo (54,5% en promedio en los últimos 20 años) y se observa que esta proporción registra un crecimiento durante los últimos años (alcanzando 64% en 2019).

Consume localmente su producción de gas natural y carbón, debiendo además importar ambos combustibles. En el año 2000, las reservas de petróleo, gas natural y carbón mineral eran 24.631 Mbbl, 1.222 Gm³ y 1.848 Mt. En la actualidad, las mismas se encuentran en 6.066 Mbbl, 273 Gm³ y 1.211 Mt, respectivamente.

En 2019, importó una cantidad mayor que la producida de gas natural y carbón mineral (135% y 119%, respectivamente).

Gráfico 9

► Evolución de las reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón, Mtep



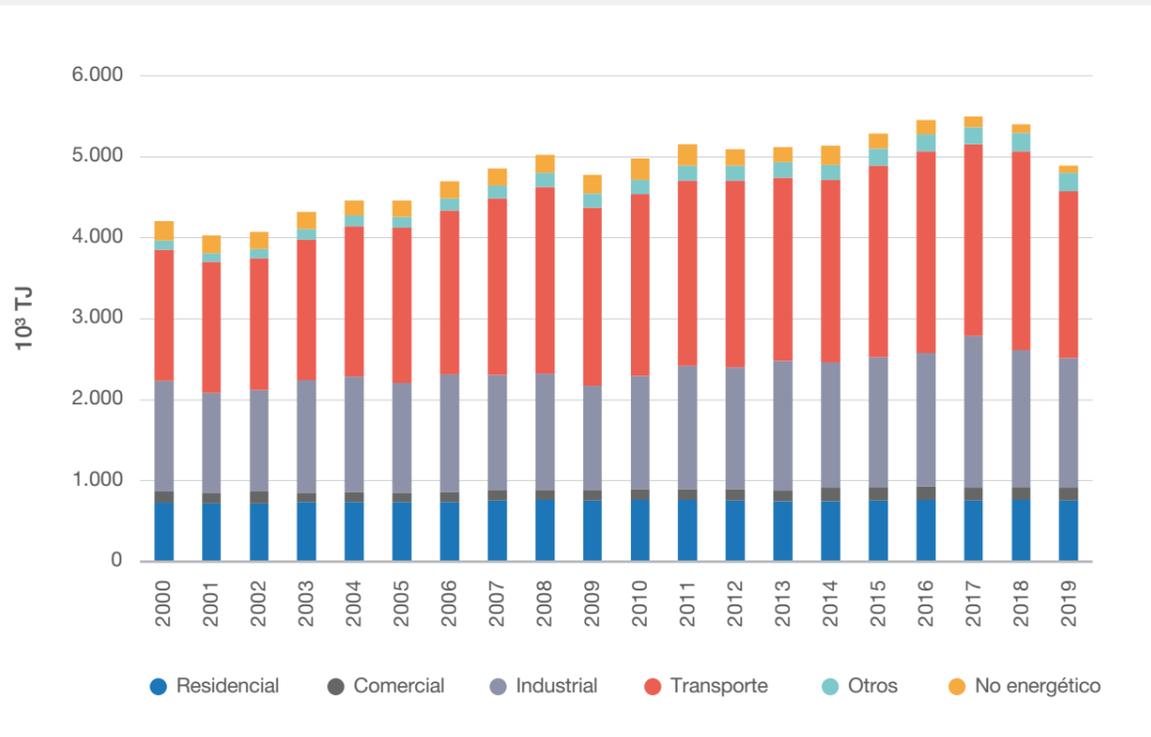
Fuente: sieLAC, OLADE.

Consumo final por fuentes y sectores

El transporte fue el sector con mayor consumo en 2019 y su peso relativo aumentó en los últimos 20 años (de 38 % a 42 %), alcanzando su máximo en 2016 (46 %). Por su lado, la demanda residencial permanece bastante estable (aumenta a un ritmo promedio de 0,14 % anual) y pierde peso relativo en el consumo final total (17 % en 2000 y 15 % en 2019). El sector industrial crece a una tasa promedio anual de 1,6 %.

Gráfico 10 A

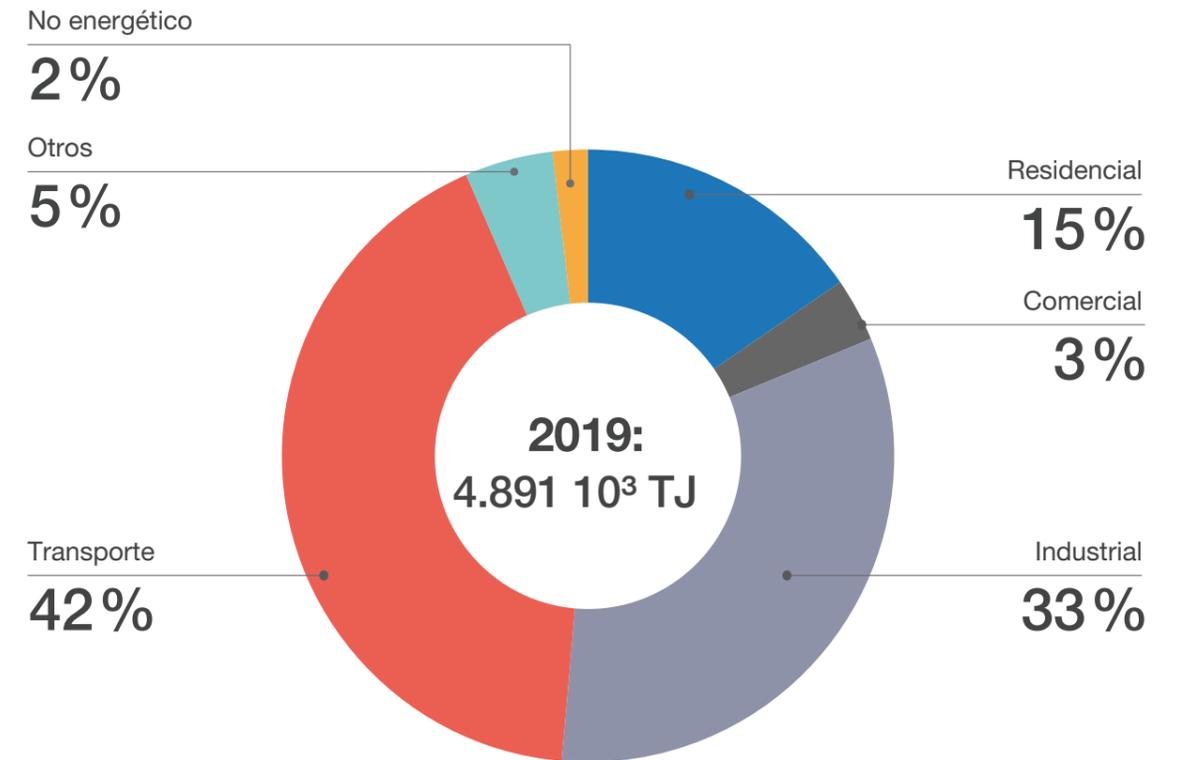
Consumo final por sectores, 10³ TJ y %



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Gráfico 10 B

Consumo final por sectores, 10³ TJ y %

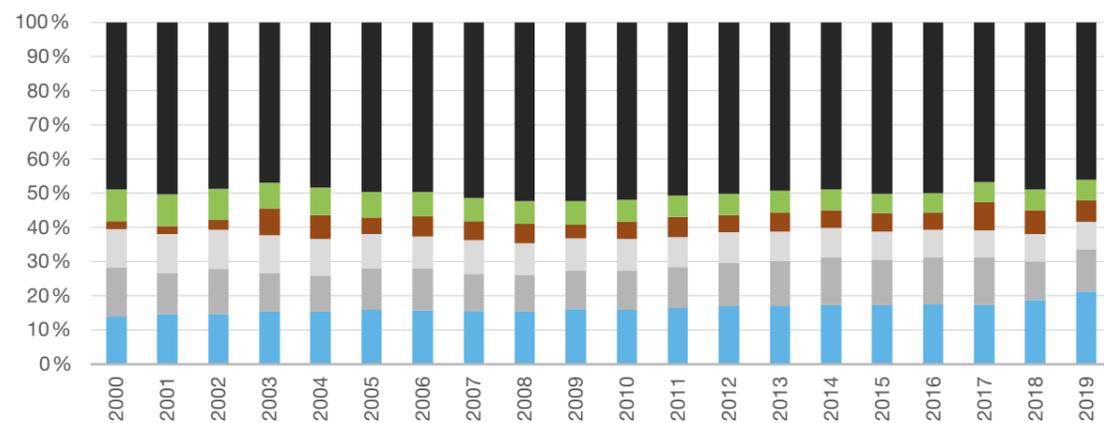


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

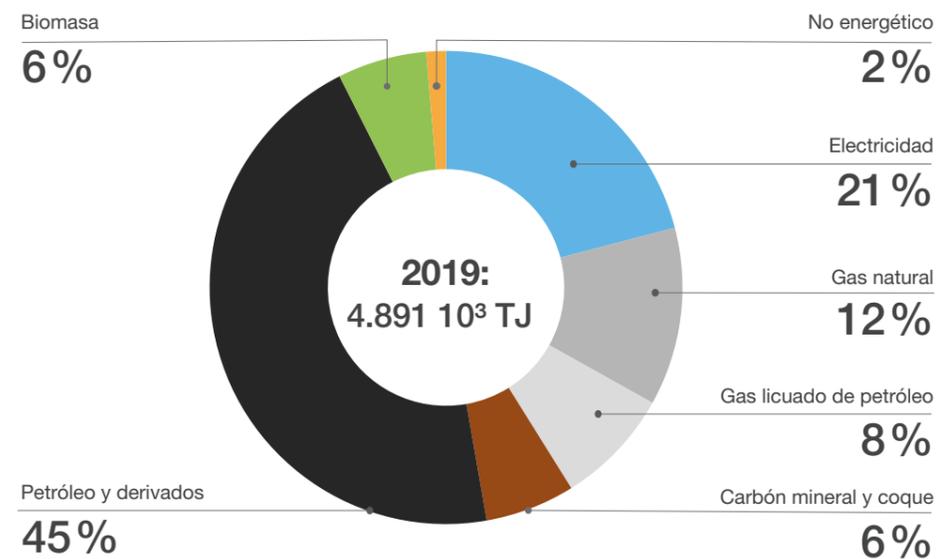
Por fuente, la electricidad, el carbón mineral y el coque son las fuentes que más importancia ganaron en la matriz durante el período de estudio (de 13 % a 21 % y 2 % a 6 %, respectivamente), en detrimento de los demás energéticos.

Gráfico 11

Consumo final por fuentes, TJ y %



- Electricidad
- Gas natural
- Gas licuado de petróleo
- Carbón mineral y coque
- Biomasa
- Petróleo y derivados



Fuente: Elaboración propia con base en datos del siLAC, OLADE. "No energético" no incluido en la evolución histórica.



Perfil climático

Escenarios de cambio climático y riesgos para el sector energía

México es un país con una gran diversidad climática debido a su ubicación geográfica y topografía. Se caracteriza por tener una temporada de lluvias de mayo a octubre, con las mayores cantidades de lluvia en los meses de julio y agosto. México también experimenta tormentas tropicales y huracanes en la temporada de lluvias, especialmente en las regiones costeras del Pacífico y del golfo de México.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) ha desarrollado diferentes escenarios de cambio climático para el mundo, incluyendo México. Estos escenarios describen diferentes posibles futuros para el clima mundial en función de los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Los escenarios de cambio climático del IPCC para México identifican varios riesgos relacionados con el sector energético. La afectación de generación hidroeléctrica, eólica y solar surge como la principal vulnerabilidad. En *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability*⁶, elaborado por el IPCC, se menciona una posible reducción superior al 20% en generación hidroeléctrica en los escenarios RCP4.5 y RCP8.5. La capacidad instalada hidroeléctrica en México alcanza el 15% del total según el documento Panorama Energético de América Latina y el Caribe⁷.

⁶ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>

⁷ <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/01/Panorama-ALC-13-12-2022.pdf>

Por otro lado, los otros riesgos asociados al cambio climático incluyen un aumento de la demanda por energía para climatización, una reducción de la producción solar y eólica en algunas regiones del país y riesgos para la infraestructura energética relacionados con eventos climáticos extremos (tormentas, inundaciones, etc.), entre otros.

Como ya se mencionó, es importante destacar que México experimenta tormentas tropicales y huracanes en la temporada de lluvias, especialmente en las regiones costeras del Pacífico y del golfo de México. La existencia de eventos climáticos extremos puede afectar la infraestructura energética (incluidas las redes de transmisión y distribución) y la producción en sitios de producción de minería y energía.

Por otro lado, el índice de riesgo climático global (IRC)⁸ indica el nivel de exposición y la vulnerabilidad a los fenómenos climáticos extremos. En el período entre 2000 y 2019, México ocupó el lugar 59 de 180 países (1 es la posición de mayor exposición y vulnerabilidad).

Contribución GEI año base

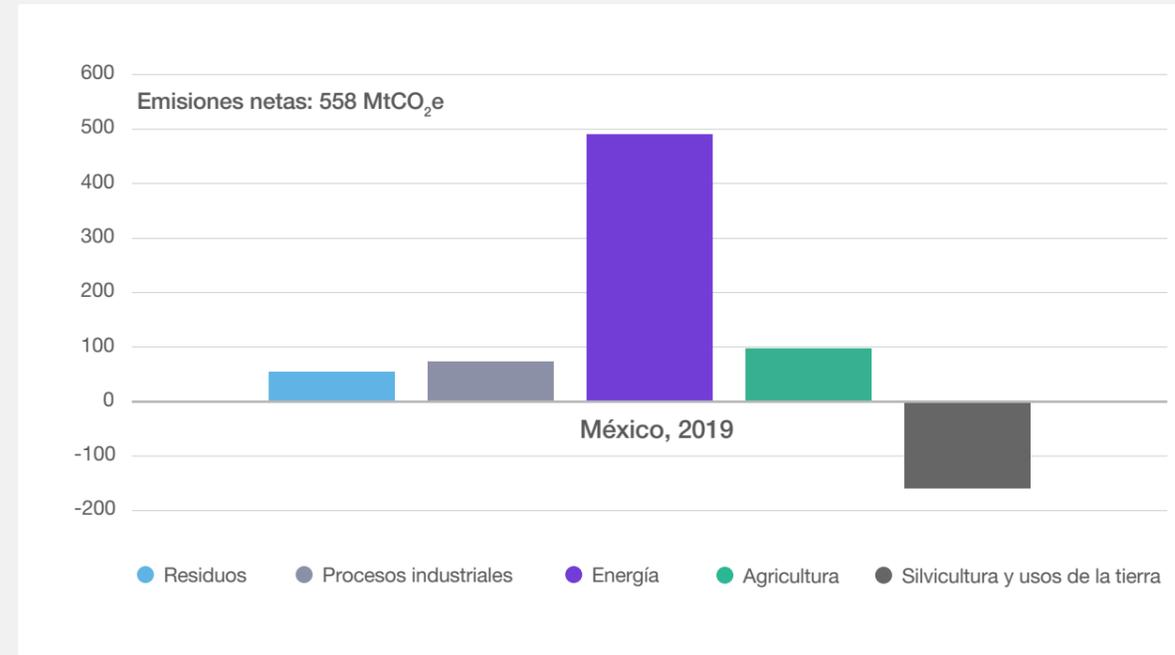
Según el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), las emisiones totales netas fueron de 558 MtCO₂e⁹ en 2019. El sector energía (es decir, emisiones correspondientes a quema de combustibles y emisiones fugitivas) es el sector con mayores emisiones en el ámbito nacional. El sector silvicultura y otros usos de la tierra presenta absorciones netas.

⁸ El IRC está compuesto por cuatro indicadores: número de muertes; número de muertes por cada 100.000 habitantes; suma de las pérdidas en USD en paridad de poder adquisitivo, y pérdidas por unidad de producto interno bruto. El ranking final considera estos indicadores con diferentes pesos y sobre un período de 20 años. <https://www.germanwatch.org/en/19777>

⁹ Sin considerar la absorción del sector otros usos de la tierra (193 MtCO₂e en 2019), las emisiones totales fueron de 760 MtCO₂e.

Gráfico 12

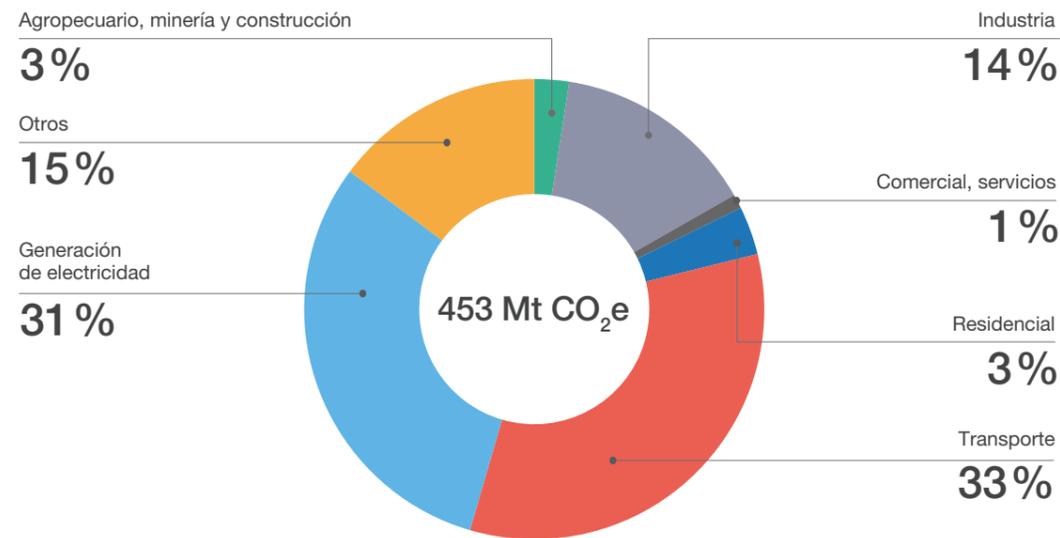
► Emisiones totales netas*, 2019, MtCO₂e



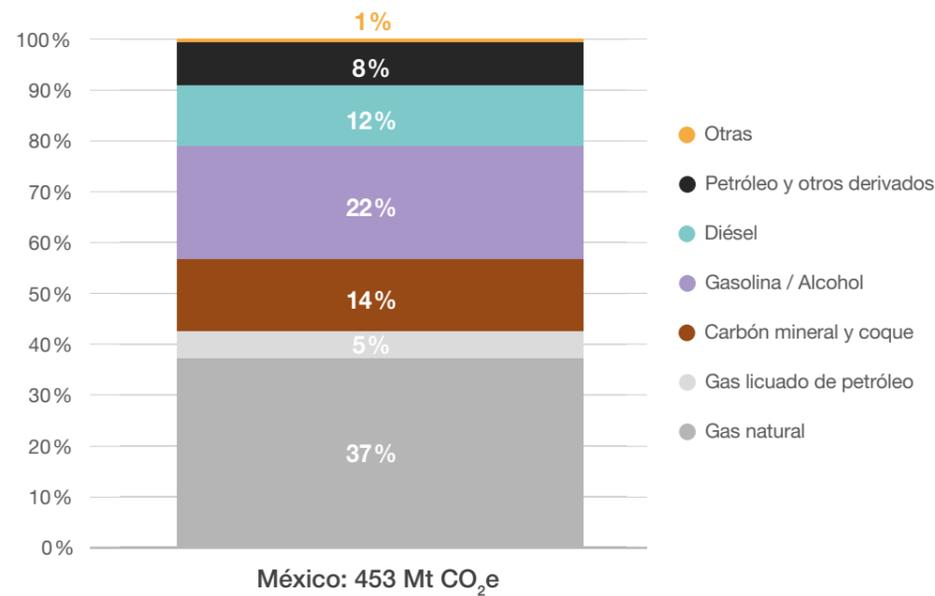
Fuente: Elaboración propia con base en el inventario nacional de emisiones de GEI (INECC, 2019).

Al analizar el sector energía (emisiones resultantes de la quema de combustibles y emisiones fugitivas), se pueden analizar las emisiones por sector y por fuente. Los datos del gráfico 13 provienen de una estimación de emisiones de CO₂ realizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (sIEIAC).

Gráfico 13 ▶ Emisiones del sector energía estimadas, por sector y por fuente, MtCO₂e, 2019



Emisiones por fuente



El sector transporte explica, por sí, un tercio de las emisiones del sector. Los principales combustibles consumidos por el sector son el diésel y la gasolina. La generación de electricidad explica otro tercio de las emisiones del sector, principalmente por la quema de gas natural (seguidas por el uso de carbón y combustibles líquidos en una proporción menor).

Compromisos nacionales (NDC y Acuerdo de París)

Si bien México tiene compromisos de reducción de emisiones de CO₂, tanto para el mediano (NDC 2030)¹⁰ como para el largo plazo (Acuerdo de París), la política energética actual presenta desafíos para una alineación plena con objetivos de disminuciones de las emisiones de CO₂.

En detalle, se pueden mencionar tres puntos.

- En 2021, una asociación civil presentó una demanda de amparo, cuestionando la falta de ambición en la actualización de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) realizada en diciembre de 2020.
- En 2022, México presentó una NDC actualizada que incluye un objetivo incondicional de reducción de emisiones que se compara con un escenario BAU de hasta un 35% en 2030 y un objetivo condicionado al apoyo internacional de hasta un 40% en 2030. Esta actualización de las NDC incluye objetivos para 2030 únicamente y no menciona un objetivo neto cero a largo plazo. Esta actualización también elimina explícitamente el objetivo de alcanzar un pico de emisiones en 2026 que se mencionaba en las NDC de 2016.

¹⁰ NDC por país (<https://unfccc.int/NDCREG>).

Fuente: Elaboración propia con base en estimaciones del siELAC, OLADE. Las diferencias observadas entre los datos históricos y las estimaciones del siELAC pueden provenir de diferencias en la metodología de estimación.

- México firmó el Acuerdo de París por lo cual se compromete a “reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más de tan solo el 1,5 °C”. Sin embargo, todavía no dispone de estudios de trayectorias de descarbonización de largo plazo ni tampoco estableció un compromiso de emisiones netas cero claro para el largo plazo¹¹.

En los últimos años se han observado algunas acciones que comprometen el avance de la agenda climática en México¹².

¹¹ <https://climateactiontracker.org/countries/mexico/targets/>

¹² <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2023/01/transicion-energetica-sei2023.002.pdf> y <https://climateactiontracker.org/countries/mexico/>

“Los escenarios de cambio climático del IPCC para México identifican varios riesgos relacionados con el sector energético. Entre ellos, se menciona una posible reducción superior al 20% en generación hidroeléctrica.”

2. Aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas



Gobierno sectorial

La tabla 5 incluye una lista de las principales instituciones del sector energético.

Tabla 5

► Mapeo de instituciones del sector energético

Institución	Función
Secretaría de Energía (SENER)	- Definición de políticas del sector petróleo, gas y eléctrico - Planeamiento del sector petróleo, gas y eléctrico
Petróleos Mexicanos (PEMEX)	- Expansión del sector hidrocarburos
Comisión Federal de Electricidad (CFE)	- Expansión del sector eléctrico
Comisión Reguladora de Energía (CRE)	- Regulación del petróleo, gas y la electricidad
Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	- Administrador del mercado eléctrico
Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)	- Administrador del mercado del petróleo y gas

Fuente: Elaboración propia.



Principales conceptos regulatorios

La tabla 6 indica si existe regulación de precios y un mercado competitivo y de libre acceso para cada sector energético y cada segmento de acuerdo con la legislación vigente.

Como se mencionó, se han observado algunos retrocesos en materia de política climática y reducción de emisiones de GEI, incluyendo por ejemplo un fuerte apoyo a PEMEX y CFE para aumentar su participación en el mercado de combustibles y de electricidad¹³. Esto derivó en barreras que afectaron a los inversores privados nacionales e internacionales; por ejemplo, se detuvieron las licitaciones de asignaciones petroleras y las subastas de largo plazo de electricidad.

Tabla 6

► Principales conceptos regulatorios por sector y segmento

Sector	Segmentos	Regulación de precios	Mercado
Eléctrico	- Generación - Distribución - Transmisión - Comercialización	- Transmisión - Distribución y comercialización minorista	- Es competitivo en la generación y comercialización de grandes usuarios (usuarios calificados). - Es de libre acceso en todos los segmentos de la cadena.
Gas natural	- Exploración y explotación - Transporte - Distribución - Comercialización	- Transporte - Distribución y comercialización minorista	- Es competitivo en la explotación, exploración y comercialización de grandes usuarios (usuarios calificados). - Es de libre acceso en todos los segmentos de la cadena.
Petróleo	- Exploración y explotación - Transporte - Refinación - Distribución y - comercialización	- La refinación es una actividad regulada por la CRE. - Precios de venta de primera mano de combustibles regulados por la CRE (paridad de importación). - Importación sujeta a permisos previos de la SENER.	- Explotación y exploración: la licitación de asignaciones petroleras (Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH]) determina el pago al erario federal y la asignación de los volúmenes extraídos entre el Gobierno mexicano y la empresa. - El transporte es regulado (CRE). - Refinación (competitivo): se requiere permiso de la SENER para ingresar. - La distribución y la comercialización están reguladas por la CRE.

Continúa.

¹³ <https://climatetrackerlatam.org/historias/transicion-energetica-atrapada-entre-pemex-y-cfe/>

Continuación.

Sector	Segmentos	Regulación de precios	Mercado
Carbón	- Explotación - Comercialización	- No hay regulación de precios.	- Explotación: la Secretaría de Economía (SE) asigna las áreas. - Comercialización: los precios no están regulados. - El comprador más importante es la CFE (empresa nacional de electricidad): posible monopsonio.

Fuente: Elaboración propia con información de los reguladores.



Aspectos de políticas públicas

Políticas de eficiencia energética

En 2016, la Ley de Transición Energética estableció las disposiciones para regular los mecanismos y procedimientos que permitan la instrumentación de la Ley en materia de Aprovechamiento Sustentable de la Energía, Energías Limpias y Reducción de Emisiones Contaminantes de la Industria Eléctrica. Las principales políticas, las medidas y los programas de eficiencia energética se describen brevemente en la tabla 7.

Tabla 7

► Eficiencia energética en México

Aspecto	Concepto	Avance del país
Reglamentación de etiquetados	Sector	- Construcción, comercio e industria
	Programa	- La Ley de Transición Energética dispone que los equipos y aparatos cuyo consumo energético sea significativo y que estén determinados en el catálogo elaborado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) deben tener una etiqueta de eficiencia energética.
	Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS, por sus siglas en inglés)	- No

Continúa.

Continuación.

Aspecto	Concepto	Avance del país
Políticas sectoriales ¹⁴	Sector público	✓
	Transporte	✓
	Residencial	✓
	Comercio e industria	✓
Fondo de eficiencia energética	Tipo	- La CFE creó el Fideicomiso de Eficiencia Energética para impulsar políticas de consumo eficiente.
	Nombre	- Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)
	Otros	- Recursos financieros específicos para la implementación de políticas de eficiencia energética
Promoción y cambio cultural	Etiquetado	✓
	Programas y talleres de capacitación para el sector público y privado	✓
	Fomento de programas y campañas de divulgación y demostración	✓
	Participación social, consultas y acceso a la información del público	✓
	Inclusión de la eficiencia energética en los programas de estudio	✓
	Premios, distinciones y/o reconocimientos de eficiencia energética	✓

Fuente: Elaboración propia con base en el documento *Leyes de Eficiencia Energética en América Latina y el Caribe*, OLADE e información de la CFE.

¹⁴ Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Políticas de precios, subsidios e incentivos

Subsidios e impuestos a los precios de combustibles

Subsidios

Electricidad y gas. No existen subsidios explícitos para las tarifas de electricidad y gas. Sin embargo, desde 2016, la CFE recibe aportes presupuestarios anuales del Gobierno federal para cubrir sus costos.

Gasolinas y diésel. No se reportan subsidios directos para los precios de combustibles en México. Sin embargo, desde 2019, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público otorga estímulos fiscales para reducir la carga impositiva (IEPS federal) y no trasladar las variaciones al alza de los precios internacionales de las gasolinas y el diésel completamente a los consumidores. Los precios se fijan regulatoriamente mediante un sistema de paridad de importación establecido por la CRE.

Impuestos

Los impuestos siguientes aplican a los precios de combustibles.

a. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS). Este impuesto grava la producción e importación de combustibles fósiles; su determinación y aplicación es anual. La aplicación de este impuesto grava la gasolina regular (menos de 91 octanos), la gasolina premium (más o igual que 91 octanos), el diésel y otros combustibles fósiles y no fósiles (bioenergéticos).

El IEPS tiene tres componentes: el federal y el estatal gravan las gasolinas y el diésel mediante una cuota fija que se revisa anualmente, mientras que el tercer componente grava el contenido de carbono con una cuota fija que se actualiza anualmente (véase inciso c más adelante). La producción e importación de gas natural están exentas de este tributo.

El componente federal del IEPS se condona parcial o totalmente a los contribuyentes desde 2019.

b. Impuesto al valor agregado (IVA). Conforme la ley respectiva, se paga el gravamen por la enajenación de bienes, prestación de servicios, importación y el uso o goce temporal de bienes y servicios. La tasa general es de 16 % en el interior del país y de 10 % en las zonas fronterizas. A partir de 2011, el IVA en zonas fronterizas se redujo a 11 % y posteriormente, en 2019, se fijó en 8 % (tasa similar a la de los impuestos sobre las ventas que se aplica en los estados fronterizos de los Estados Unidos de América). A partir de enero 2014, la tasa para el GLP es de 16 % en todo el país.

c. Impuesto al carbono. La reforma fiscal presentada a fines de 2013 aprobó el impuesto al carbono en México y se lo aplica desde enero de 2014. México no contaba con impuestos verdes como instrumento de gestión ambiental. Se encuentra dentro de la ley del impuesto especial sobre producción y servicios, junto con otros gravámenes. Cada combustible fósil cuenta con una tasa impositiva diferente de acuerdo con la cantidad de dióxido de carbono que contiene. Este valor está determinado por la actualización anual realizada por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). El impuesto especial sobre producción y servicios para combustibles fósiles indica un valor aproximado de USD 5 por tonelada de carbono, de acuerdo con el contenido de este gas para cada combustible según el IPCC. No obstante, como se indicó más arriba, el gas natural está exento del pago del impuesto.

Incentivos para las energías renovables

A partir de la reforma constitucional de finales de 2013 y hasta 2018, los proyectos renovables se desarrollaban a través de subastas de mediano y largo plazo de energía, capacidad y certificados de energía limpia (CEL).

Sin embargo, en los últimos cuatro años, el sector eléctrico enfrentó varios cambios en términos de estrategia, y esos cambios afectaron la confianza para

futuras inversiones en energías renovables. La prioridad actual del Gobierno es fortalecer el papel de la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE). Las empresas privadas enfrentaron desafíos para invertir en proyectos de energía renovable a gran escala debido a retrasos en la obtención de los permisos y requerimientos técnicos que elevan los costos de inversión.

Además, el Gobierno intentó modificar el marco legal del sector energético a través de directivas del CENACE (operador del sistema eléctrico), la CRE (regulador), la SENER (Secretaría de Energía), y de la modificación tanto de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) como de la Constitución nacional. Todos estos cambios han sido llevados a las cortes y, en gran medida, detenidos.

En 2021, el presidente envió al Congreso una modificación, que tenía el objetivo de establecer un sistema de despacho para dar prioridad a las plantas de la CFE (las más antiguas e ineficientes), entre otras. En 2022, la Suprema Corte de Justicia mantuvo estos cambios. Por lo tanto, los juicios contra esta nueva LIE continuarán y deberán ser resueltos por los jueces.

En cuanto a la modificación de la Constitución, la Cámara de Diputados rechazó la propuesta del presidente, quien anunció que durante el resto de su administración no enviará otra propuesta sobre el sector energético.

Por otra parte, uno de los principales incentivos existentes para desarrollar nuevos proyectos es la capacidad de optar por la depreciación acelerada de sus activos para efectos fiscales. Los bancos de desarrollo mexicanos también proponen créditos blandos para promover las inversiones en proyectos de energías renovables.

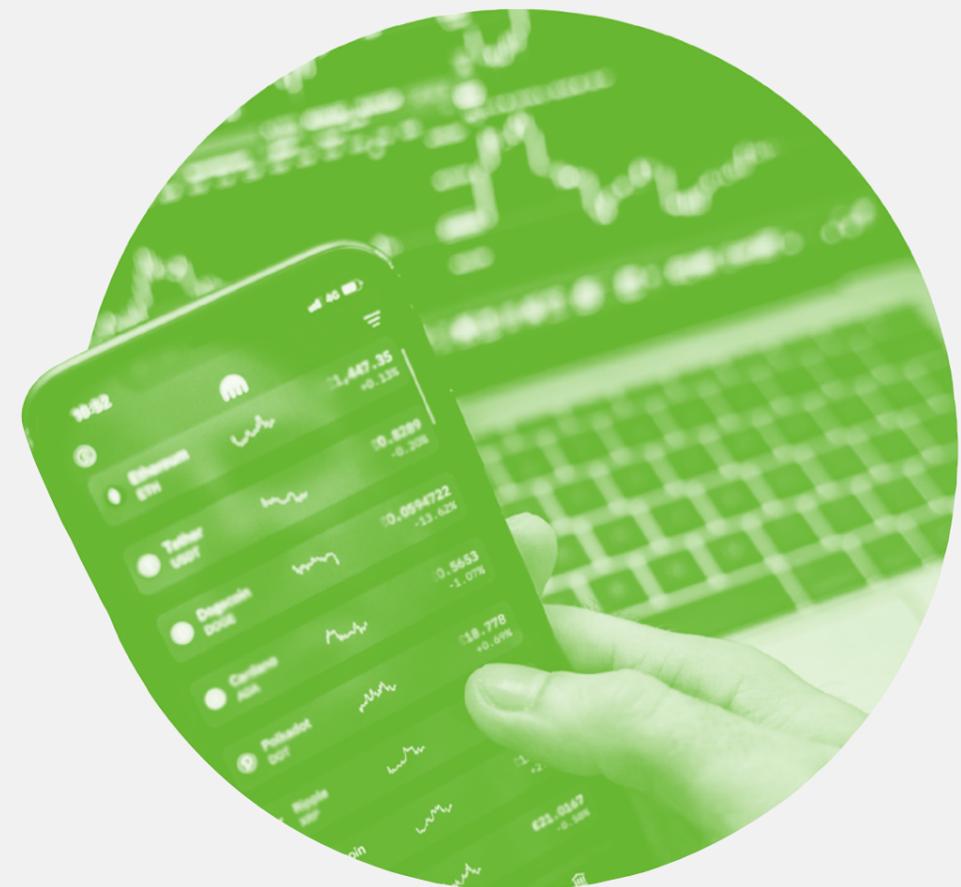
Generación distribuida

La resolución RES/142/2017 de la CRE estableció la regulación detallada para la generación distribuida. La regulación cubre los modelos de contrato, la metodología del cálculo de la contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. Se considera que la generación distribuida es exenta; es decir, no requiere un permiso emitido por la CRE. El límite máximo para considerarse generación distribuida es bajo: 0,5 MW de capacidad, lo cual limita su desarrollo.

Creación de un mercado de carbono

Además del impuesto al carbono, el Estado mexicano está desarrollando un conjunto de instrumentos económicos y de mercado.

En 2013, la Bolsa de Valores de México y el Gobierno mexicano promovieron la creación de la plataforma MÉXICO2 como una iniciativa de mercado apoyada, en forma conjunta, por la Bolsa de Valores de México y Servicio de Integración Financiera (SIF ICAP), la Embajada del Reino Unido en México, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR) y el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

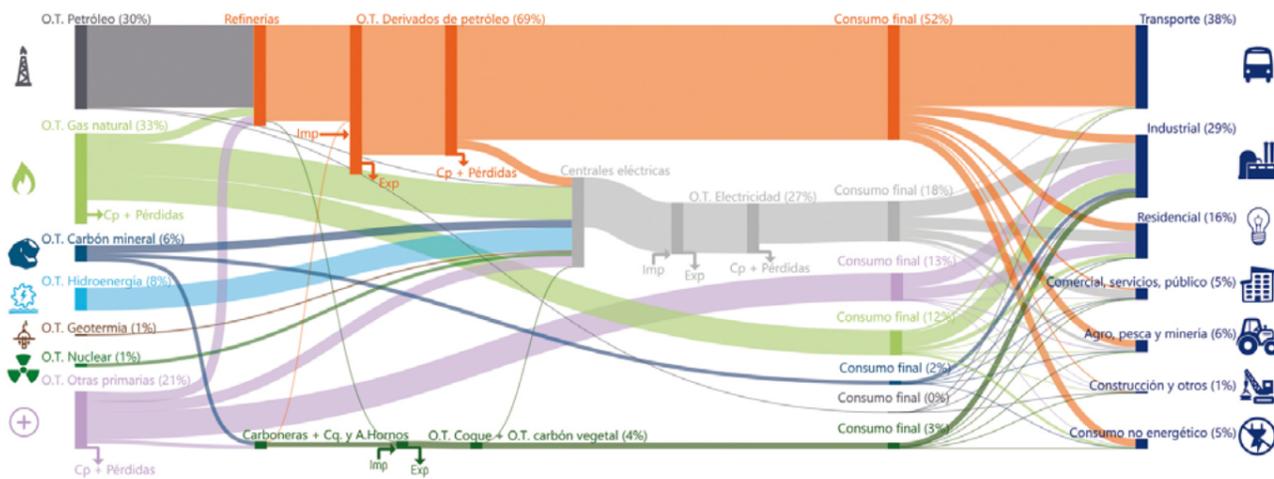


3. Balance energético, 2019 y 2022

El balance energético registra los flujos de energía desde su producción, exportación e importación y transformación hasta los consumos finales en los diferentes sectores socioeconómicos para un período determinado (un año). El gráfico 14 es un diagrama de Sankey del 2019, considerado como año base para este estudio.

Gráfico 14

► Balance energético, año 2019



Fuente: Panorama energético de América Latina y el Caribe 2020, OLADE, noviembre de 2020.

El balance energético permite ver de forma sintética algunas de las principales características del sector energético mexicano:

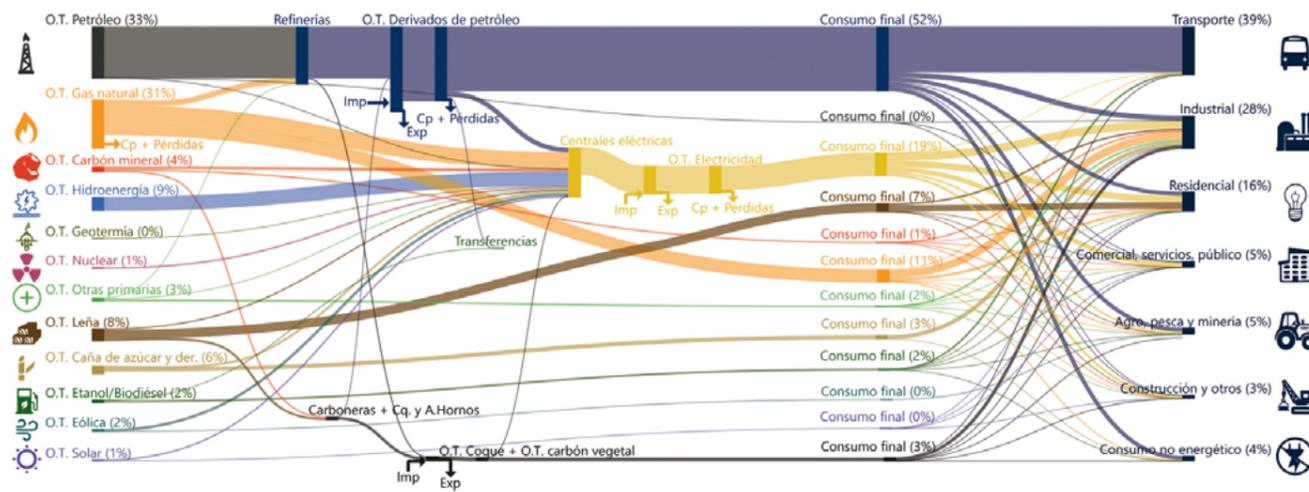
- el papel preponderante del gas natural (63 %) y del petróleo (17 %) en la oferta energética primaria;
- la proporción significativa de producción de electricidad a partir de gas natural;
- el papel de la electricidad en el consumo final todavía limitado (19 %);
- los sectores de mayor consumo final son transporte (45 %), industria (31 %) y residencial (14 %);
- la gran proporción de importación de derivados del petróleo.

Se presenta también el último balance energético disponible (año 2022), que muestra algunas diferencias con el balance energético del año 2019:

- un mayor peso del petróleo (27 % versus 17 %) y un menor peso del gas (54 % versus 63 %) en términos de oferta energética primaria;
- un mayor peso del sector transporte (47 %) y un menor peso del sector industrial (26 %) en términos de consumo final;
- un aumento importante del 19 % al 24 % de la participación de la electricidad en el consumo final.

Gráfico 15

► Balance energético, año 2022



Fuente: Panorama energético de América Latina y el Caribe 2020, OLADE, diciembre de 2023.

4. Evolución de la demanda energética por sector y fuentes

El balance energético nacional permite visualizar la dinámica del sector a lo largo del tiempo mediante el análisis de series temporales de las principales variables que integran la matriz energética del país y la comparación de estructuras e indicadores en distintos años en un período histórico.

Los próximos párrafos incluyen, además de la demanda energética por fuente, datos adicionales necesarios para la caracterización de esta demanda, tales como la repartición de la demanda por usos (únicamente disponible para el sector residencial), la descripción del parque de vehículos, la intensidad energética sectorial, etc.



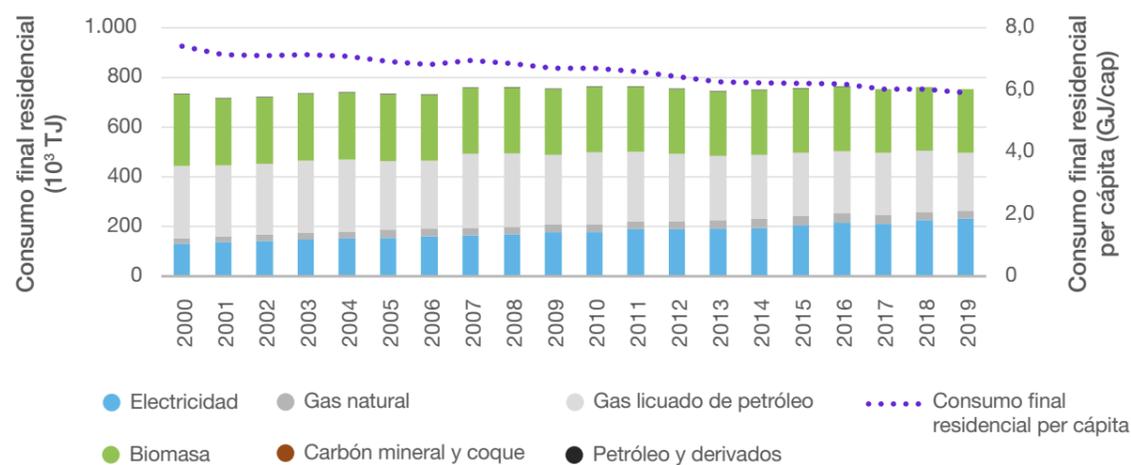
Sector residencial

El consumo residencial se mantuvo constante en los últimos años. Se observa una disminución de 1 % promedio anual per cápita. Por fuente, podemos relevar las características siguientes:

- alto consumo de biomasa (leña), aunque su volumen y proporción disminuyeron levemente en las últimas dos décadas;
- leve disminución en el consumo de GLP, que pasó de representar el 40 % en 2000 al 31 % en 2019;
- aumento del consumo final de electricidad de 10³ TJ en 2000 a 232 TJ en 2019.

Gráfico 16 A

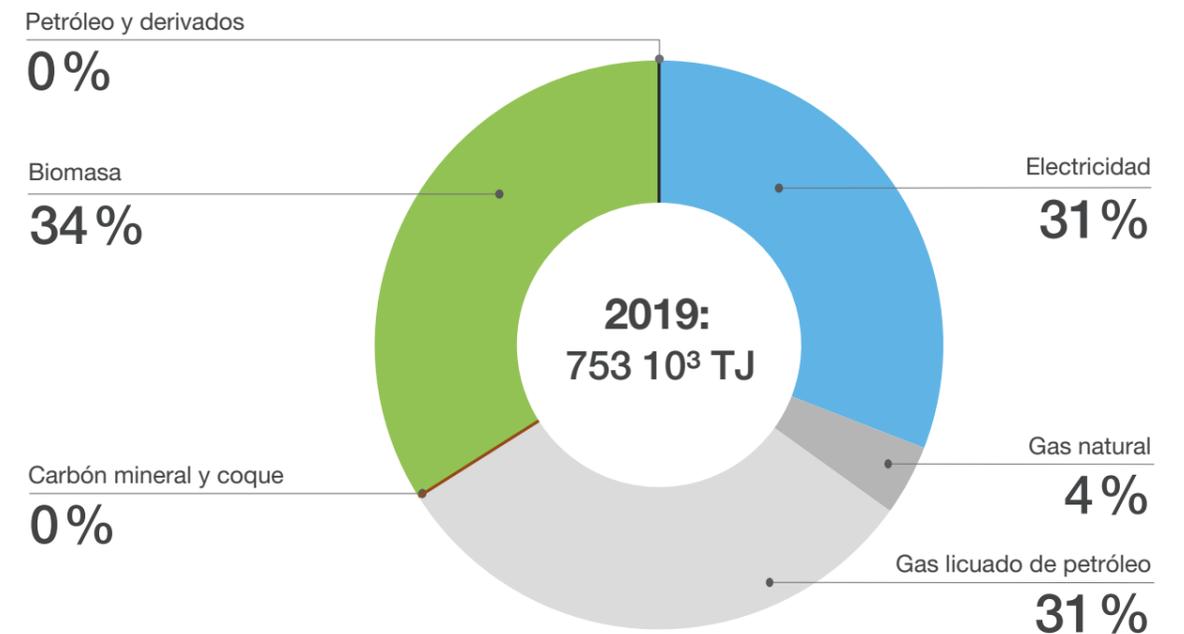
► Sector residencial: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ y consumo final residencial per cápita (GJ per cápita)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Gráfico 16 B

► Sector residencial: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ y consumo final residencial per cápita (GJ per cápita)

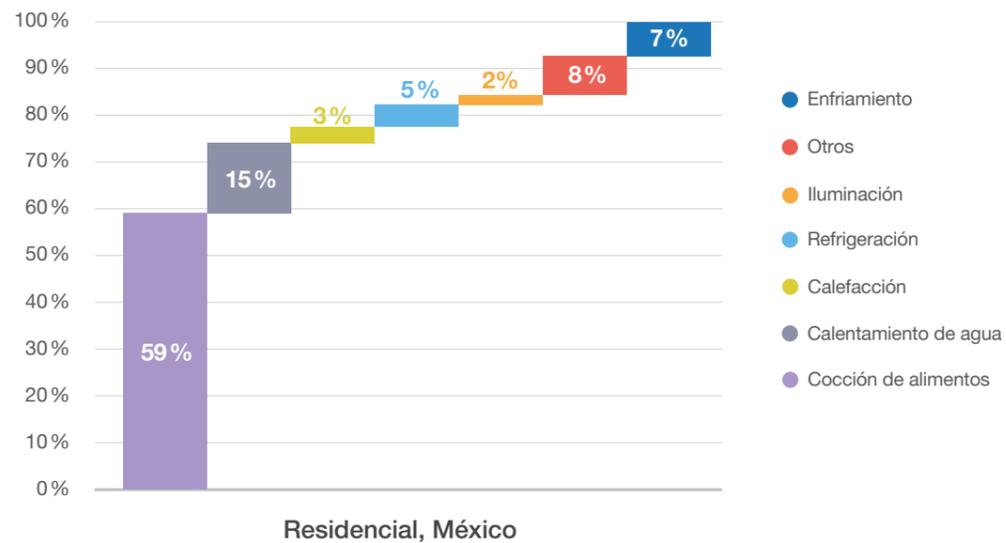


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En cuanto al consumo de energía por usos finales, el 59 % corresponde a cocción de alimentos y el 15 %, a calentamiento de agua. Los usos reservados a la electricidad más destacados son limitados (refrigeración, aire acondicionado e iluminación).

Gráfico 17

Sector residencial: consumo de energía por usos finales



Fuente: Elaboración propia con base en datos del informe *Patrones de consumo energético del sector residencial en México*, Gobierno de México, CONACYT.



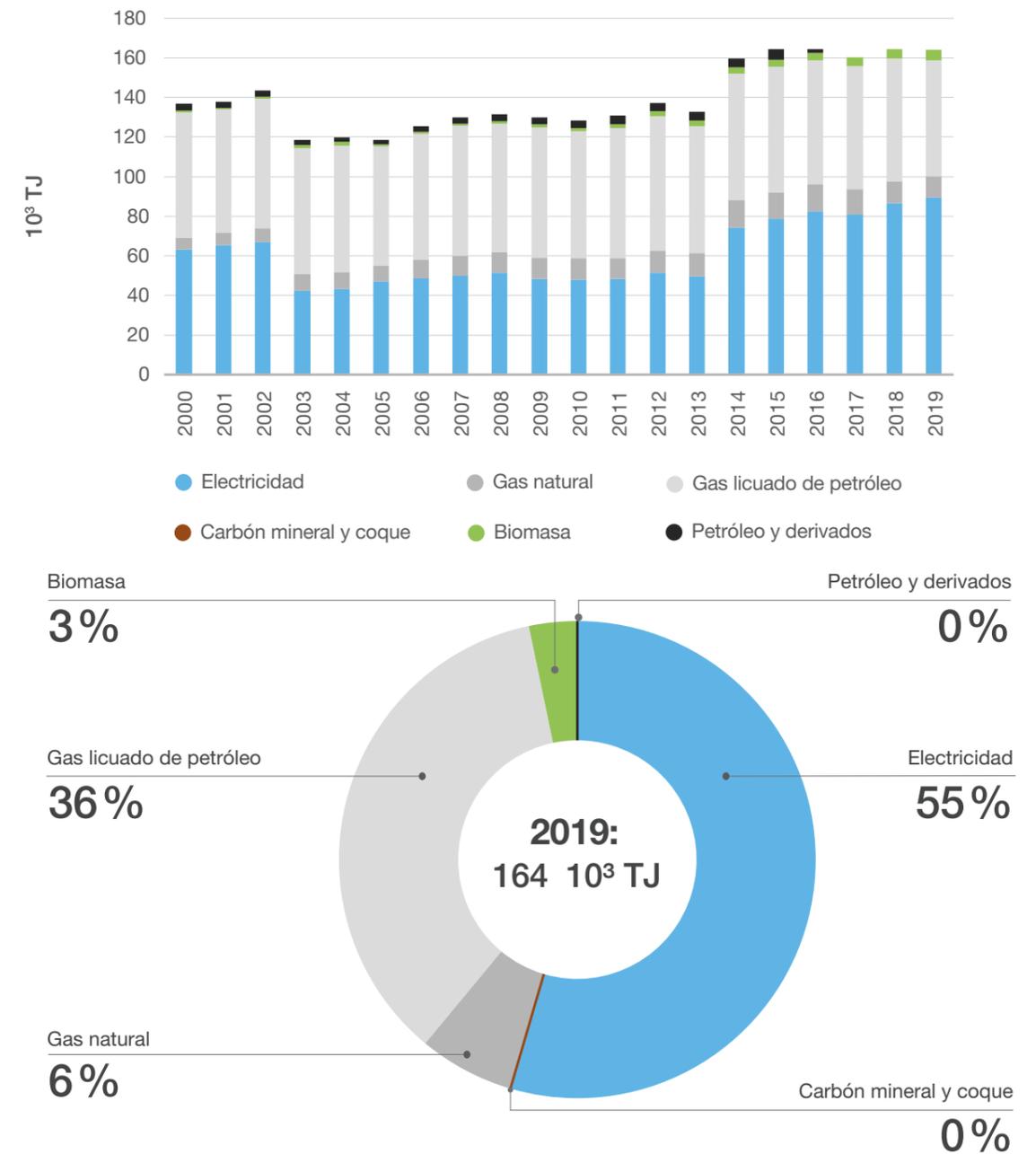
Sector comercial, servicios y público

El consumo final del sector comercial, servicios y público aumentó en los últimos 20 años (1,0% promedio anual). En el período entre 2003 y 2012, se detecta una baja significativa del consumo de electricidad que podría ser el resultado de un cambio en la metodología de conteo estadístico (valor afectado al sector construcción y otros). Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- alta participación de electricidad y GLP en el consumo total (91 % en 2019);
- eliminación del consumo de petróleo y derivados a partir de 2017.

Gráfico 18

Sector comercial y público: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos del siELAC, OLADE.



Sector industrial

El consumo final industrial aumentó de forma irregular en los últimos 20 años, alcanzando un promedio anual de crecimiento de 0,8%. Por unidad de PIB, la intensidad energética del sector industrial también fue irregular, aunque disminuyó en el período. Esto puede reflejar la modificación de la matriz industrial del país y el impacto de las medidas de eficiencia energética en el sector. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- la electricidad aumentó su participación y pasó de 25 % en 2000 a 38 % en 2019;
- el carbón mineral y el coque aumentaron su participación, de 7 % a 19%;
- el petróleo y sus derivados disminuyeron su participación.

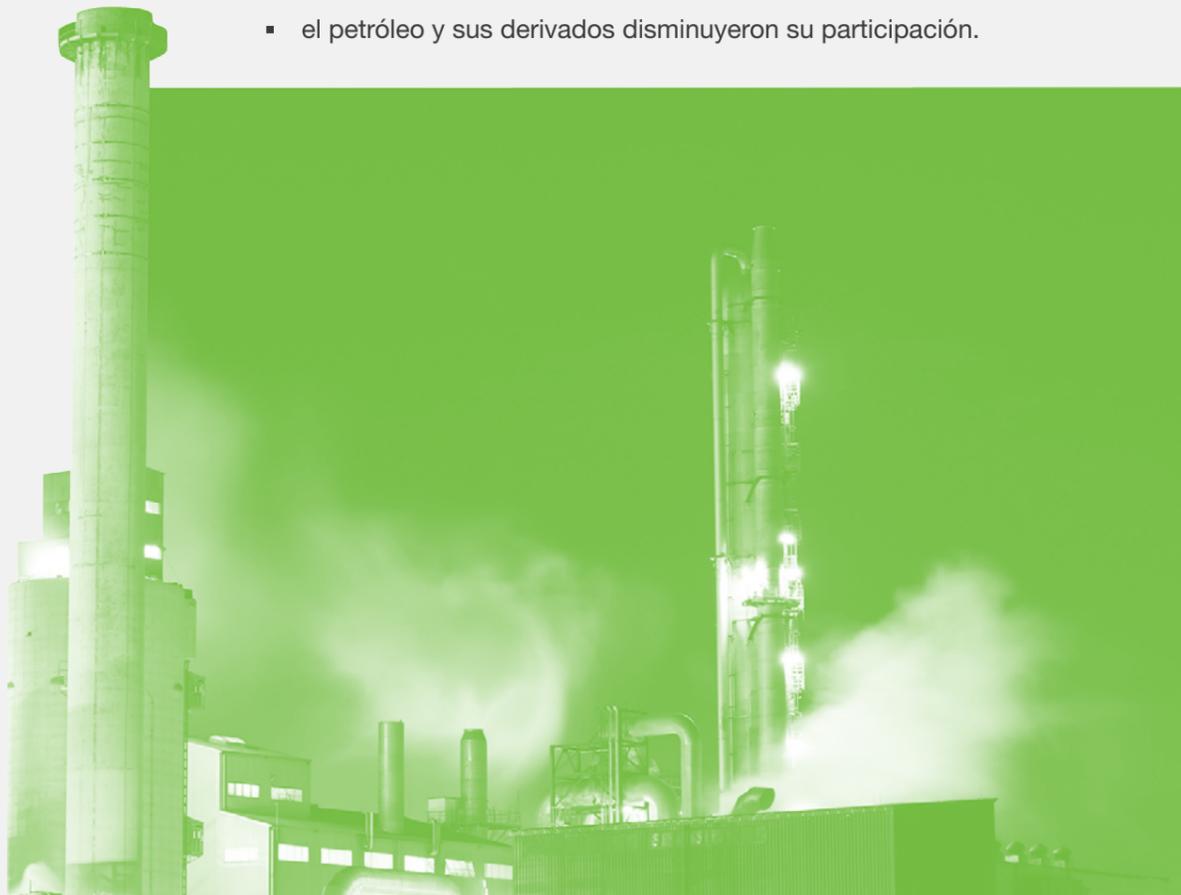
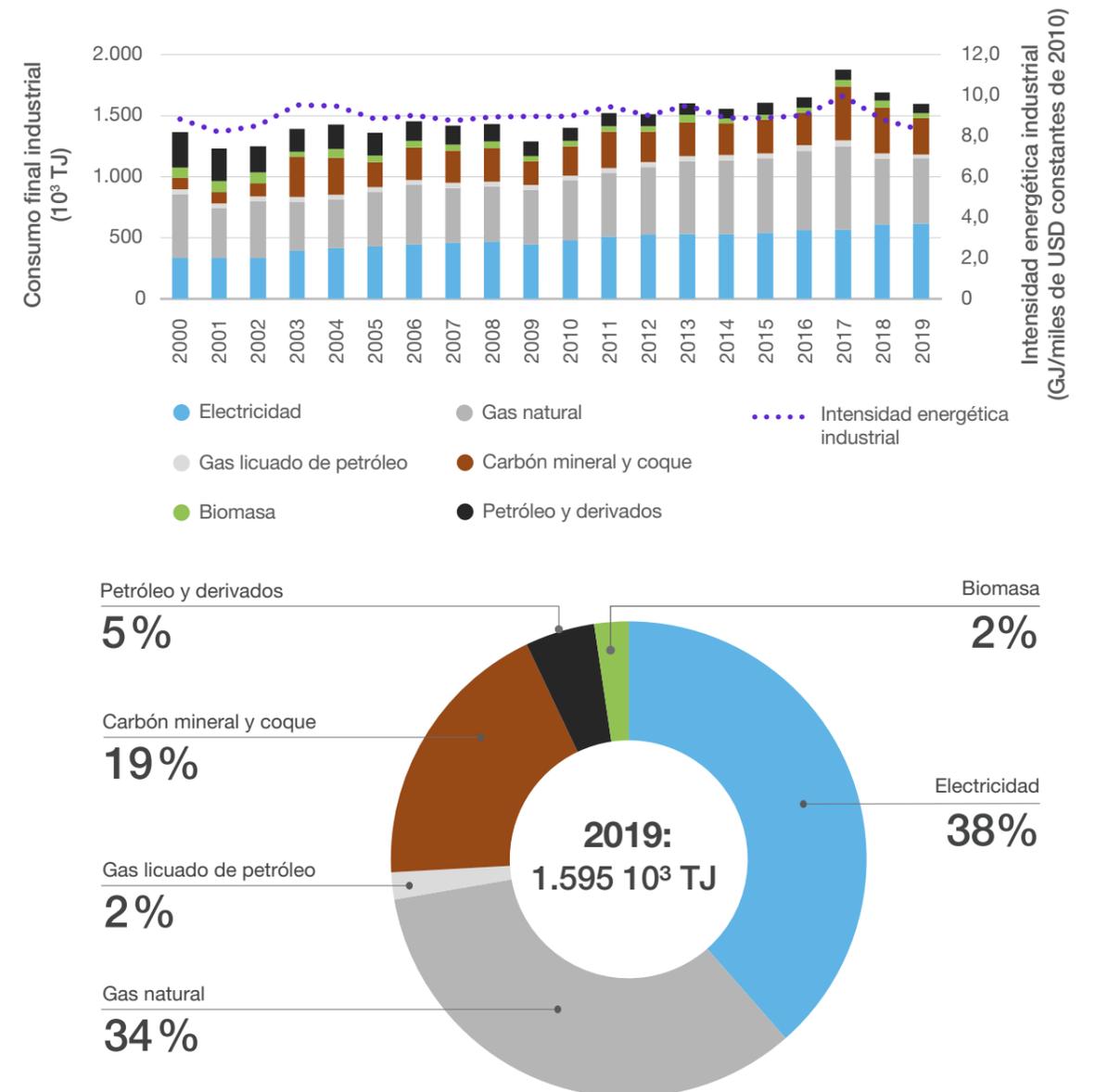


Gráfico 19

► Sector industrial: evolución del consumo final por fuentes (10^3 TJ), intensidad energética industrial (GJ/ miles de USD constantes de 2010)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del siELAC, OLADE.



Sector transporte

Demanda por fuente

El consumo final para el sector transporte aumentó en los últimos años (1,3 % promedio anual). Por unidad de PIB, la intensidad energética del sector transporte¹⁵ alcanzó un máximo en 2008 para, posteriormente, disminuir hasta un valor que, en 2019, era menor que el presentado en 2000. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

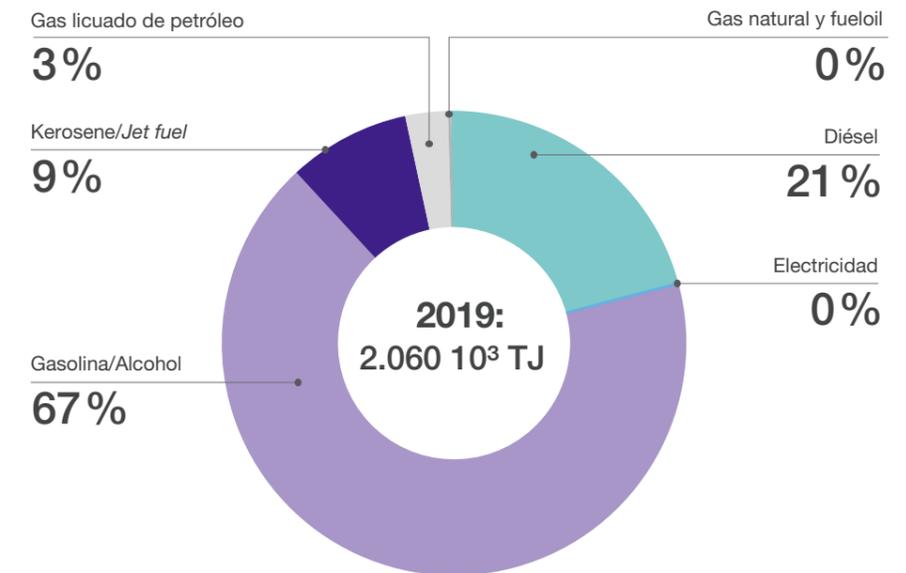
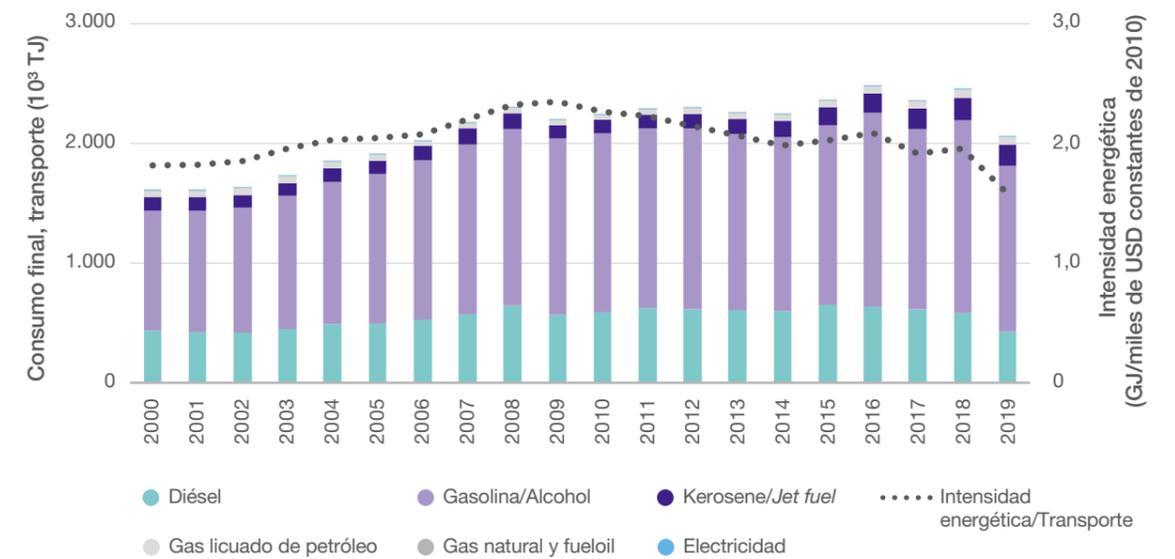
- alto consumo de gasolina, alcohol y diésel, los cuales son los combustibles más elegidos por el transporte carretero;
- un papel del gas y de la electricidad muy menor en el sector en la actualidad.



¹⁵ La intensidad energética del sector transporte se calcula como consumo energético transporte/PIB total. No se considera el PIB del sector transporte únicamente. El consumo en transporte lo realiza toda la economía.

Gráfico 20

Sector transporte: evolución del consumo final por fuentes y año 2019, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Parque automotor y consumos por tipo

La tabla 8 muestra el total de vehículos carreteros y la repartición por tipo. En México, alrededor de dos tercios de los vehículos de carretera son automóviles y camionetas, seguidos por el transporte de carga que alcanza un 22 %.

Tabla 8

► Cantidad de vehículos carreteros, total y por tipo, 2019, México

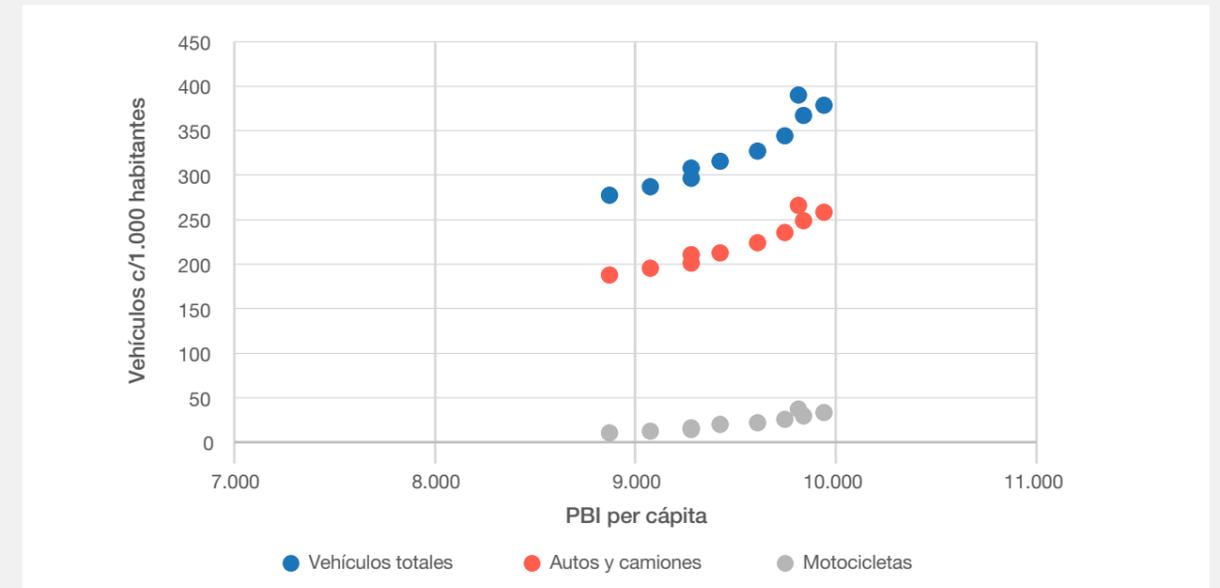
2019	
Automóviles y camionetas	67%
Motocicletas	10%
Ómnibus	1%
Carga	22%
Carga	3%
Total	49.869.688

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).

México desarrolla su parque de vehículos con el aumento del PIB per cápita; en particular, el número de automóviles y camionetas crece más que el de las motocicletas.

Gráfico 21

► Parque de vehículos versus PIB per cápita, entre 2010 y 2019



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del INEGI.

La tabla 9 muestra el consumo de combustibles por tipo de transporte y por combustibles.

Tabla 9

► Consumo por tipo de transporte y por tipo de combustible, 10³ TJ y %, 2019, México

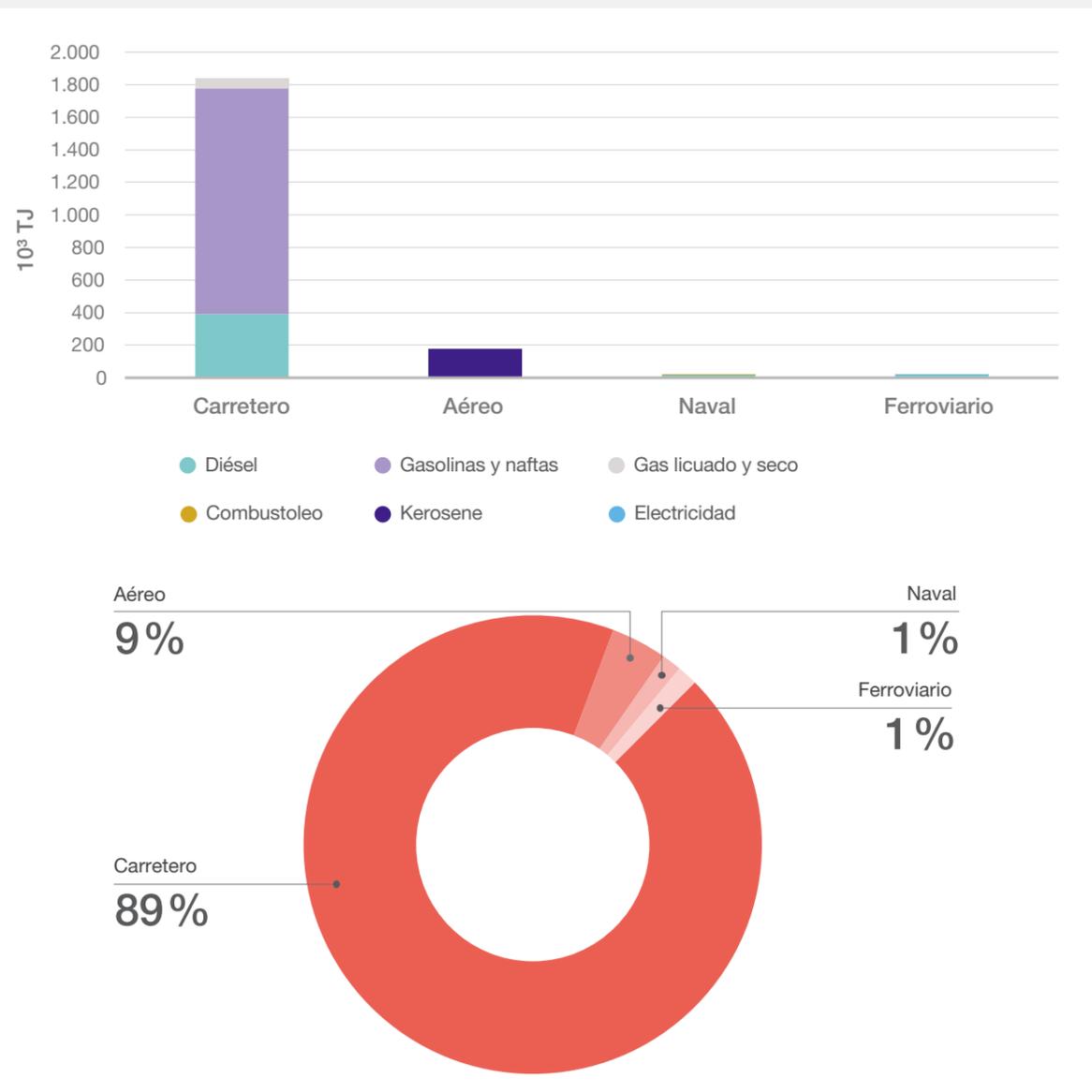
	Consumo total (10 ³ TJ)	Diésel	Gasolina/Alcoholes	Gas licuado y seco	Combustóleo	Kerosene	Electricidad
Carretero	1.839	21%	75%	3%	-	-	-
Aéreo	176	-	1%	-	-	99%	-
Naval	21	89%	-	-	11%	-	-
Ferrovionario	19	99%	-	-	-	-	1%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Sistema de Información Energética, México.

El transporte carretero representa el 89% del consumo total de energía del sector, seguido por el transporte aéreo con el 9%.

Gráfico 22

Sector transporte: consumo final por tipo y por combustibles, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Sistema de Información Energética, México.



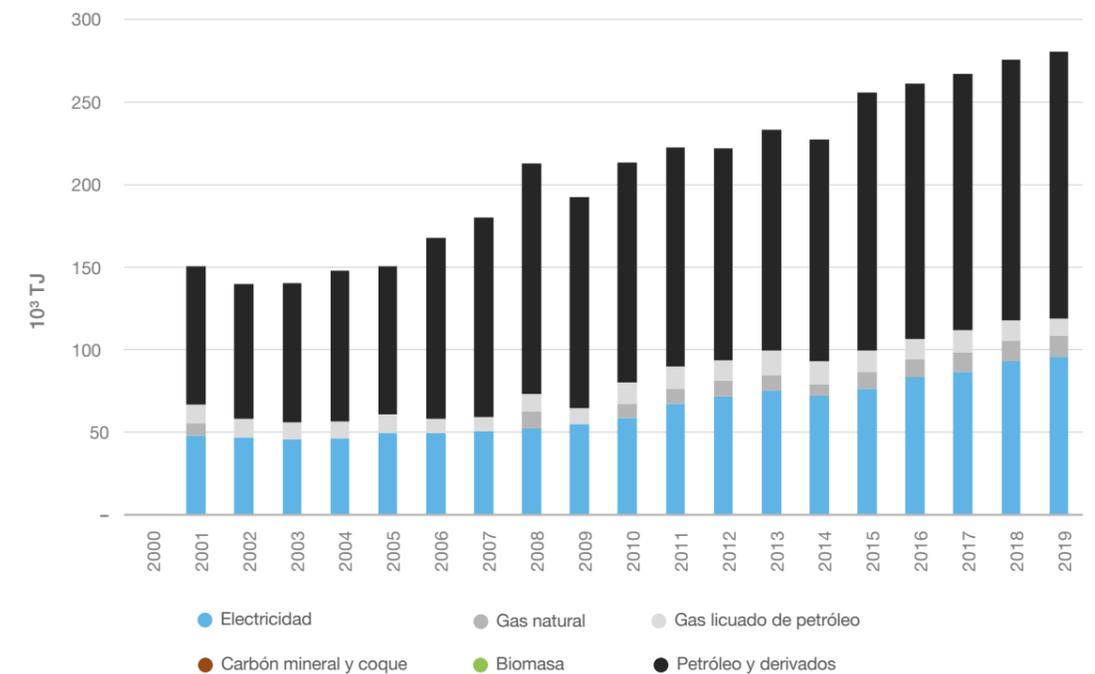
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

El consumo final del sector aumentó en los últimos 20 años (3,6% promedio anual). Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- participación muy destacada del petróleo y sus derivados cercana a la mitad del consumo total en 2019 (62%);
- suministro casi por completo de electricidad para satisfacer el resto de la demanda.

Gráfico 23 A

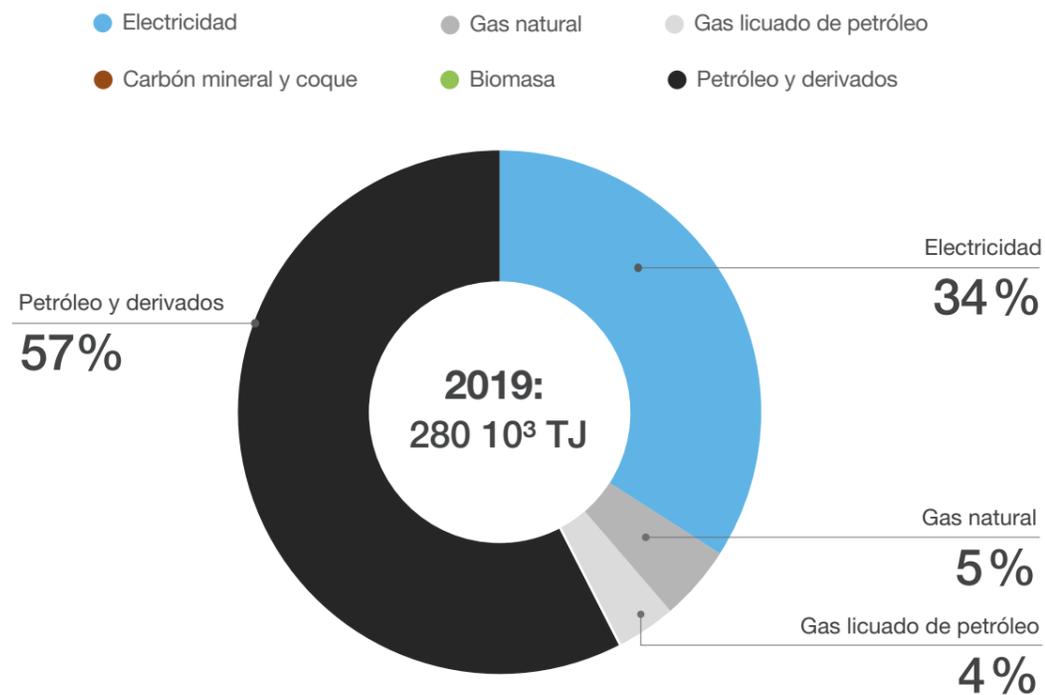
Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la SENER, OLADE.

Gráfico 23 B

▶ Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la SENER, OLADE.

Por subsector, se puede mencionar que el sector agropecuario suma alrededor de dos tercios (68%) de la demanda, el sector minería algo menos que un tercio (27%) y la construcción, el remanente.

5. Comercio exterior

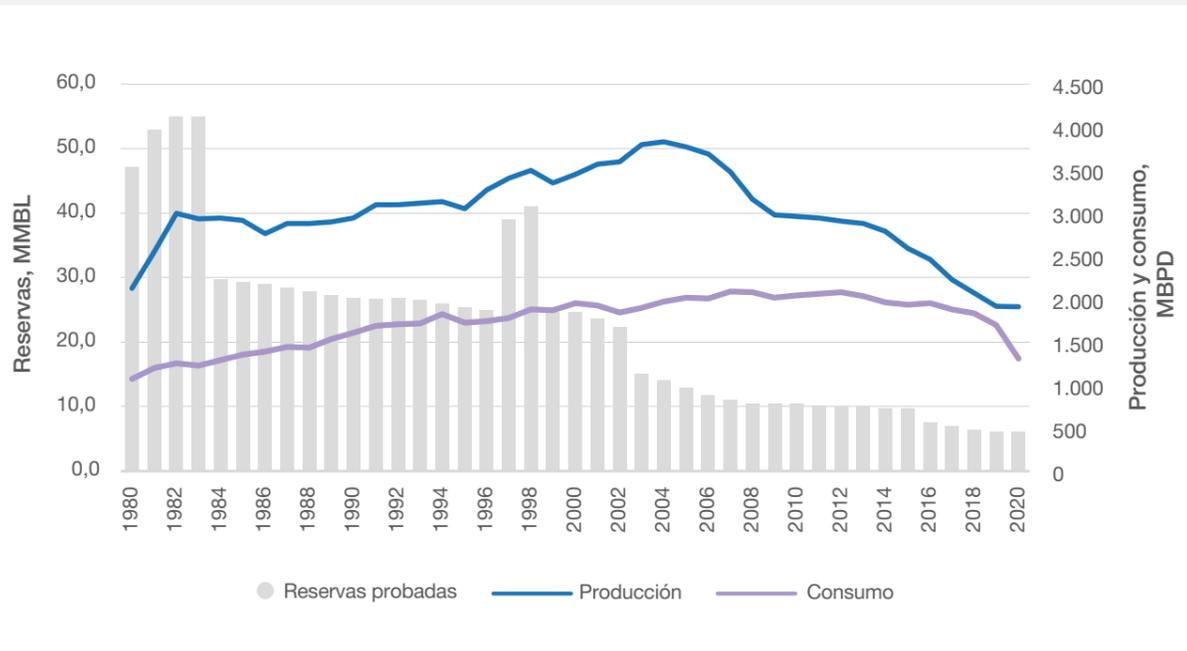
México es un país exportador de petróleo y, desde hace unos años, es importador neto de gas natural y carbón, ya que —aunque cuenta con reservas— la producción nacional no es suficiente.

Tal como se explicó anteriormente, las reservas de petróleo y gas de México eran muy importantes, aunque declinaron con el tiempo. En la década de 1980, el país era el segundo productor y exportador de petróleo de América Latina, después de Venezuela.

Actualmente, las reservas/producción son de unos nueve años; la exportación de petróleo continúa, aunque en menor medida que en el pasado en términos relativos. El consumo interno (carga de refinerías) disminuyó en los últimos cinco años, lo cual deriva en la importación de productos refinados, gasolinas y diésel, GLP y otros cortes.

Gráfico 24

► México: reservas, producción y consumo de petróleo



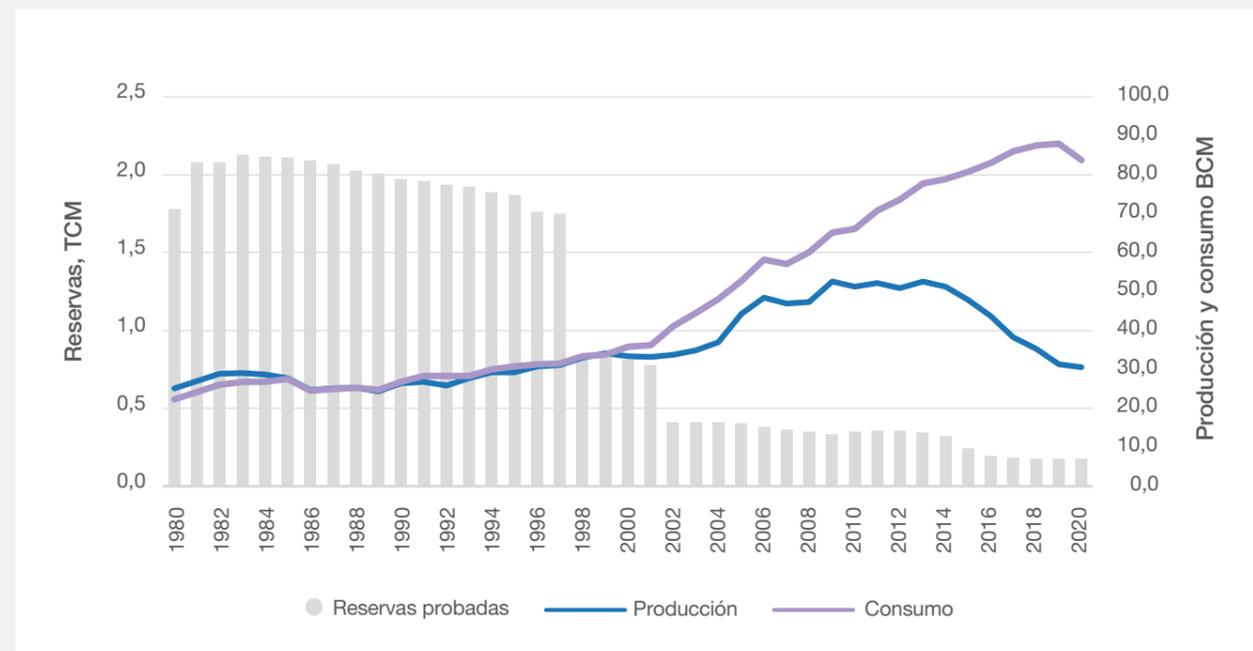
Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP Statistical Review, 2022.

Las reservas de gas natural también declinaron y la producción nacional no puede cubrir la demanda que creció de modo acelerado. Este crecimiento se vio impulsado por la generación eléctrica derivada de centrales, mayormente, de ciclo combinado. Este tipo de centrales representan más del 60 % de la generación total como consecuencia de la apertura del mercado a productores de electricidad independientes que utilizan gas.

De esta manera, y en especial en la última década, México importó cantidades de gas con un crecimiento cada vez más rápido. Estas importaciones provinieron, principalmente, de gasoductos desde los Estados Unidos y en forma de LNG hasta 2019 (año en que entra en operaciones el gasoducto marino del sur de Texas a Tuxpan).

Gráfico 25

► México: reservas, producción y consumo de gas natural



Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP Statistical Review of World Energy 2022.

6. El sector eléctrico

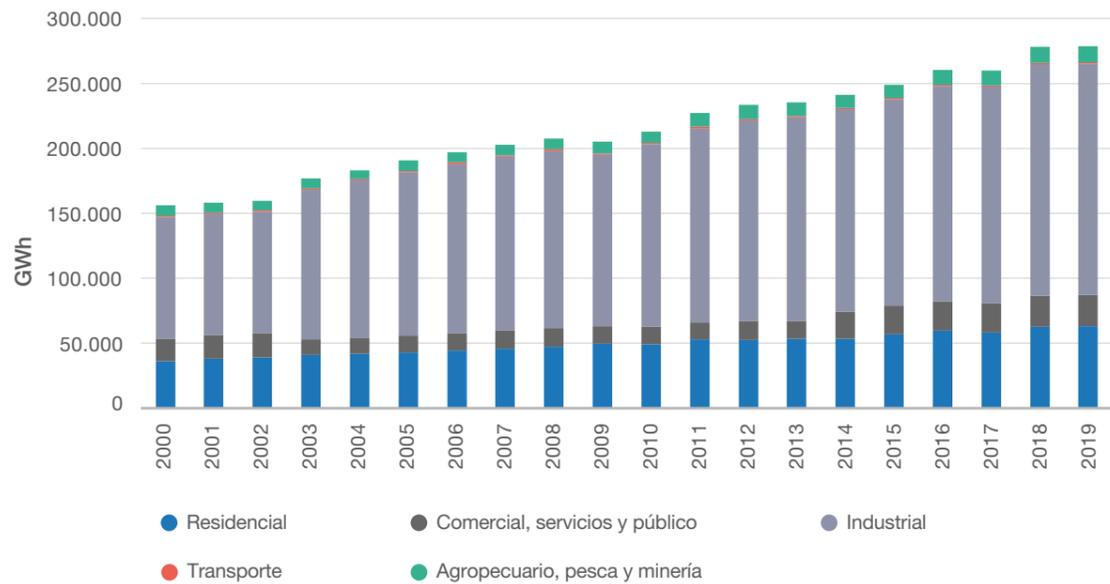


Demanda eléctrica

El gráfico 26 muestra el consumo final eléctrico, discriminado por sector de la economía.

Gráfico 26 A

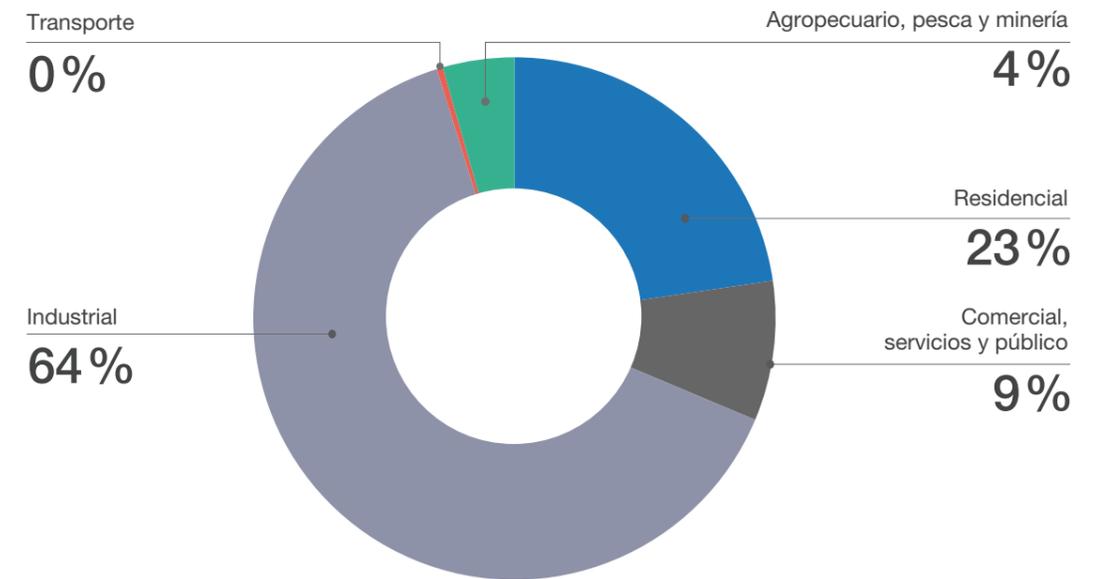
► Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Gráfico 26 B

► Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Las tendencias de crecimiento de largo y corto plazo se visibilizan mediante las tasas de crecimiento de los últimos 20 años y 5 años, cercanas a 3% en ambos casos. En 2019, la composición promedio del consumo eléctrico en México está representada, en primer lugar, por el sector industrial (64%), seguido por el sector residencial (23%) y el sector comercial, servicios y público (9%). Durante los últimos 20 años, la participación de los sectores industrial y residencial en el consumo total de electricidad se mantuvo relativamente constante (el sector industrial fue el que más creció de los dos y pasó de 60% en 2000 a 64% en 2019). El sector comercial, servicios y público disminuyó levemente su participación, mientras que el sector agropecuario, pesca y minería ganó importancia. En 2019, la demanda pico alcanzó 48,8 GW en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

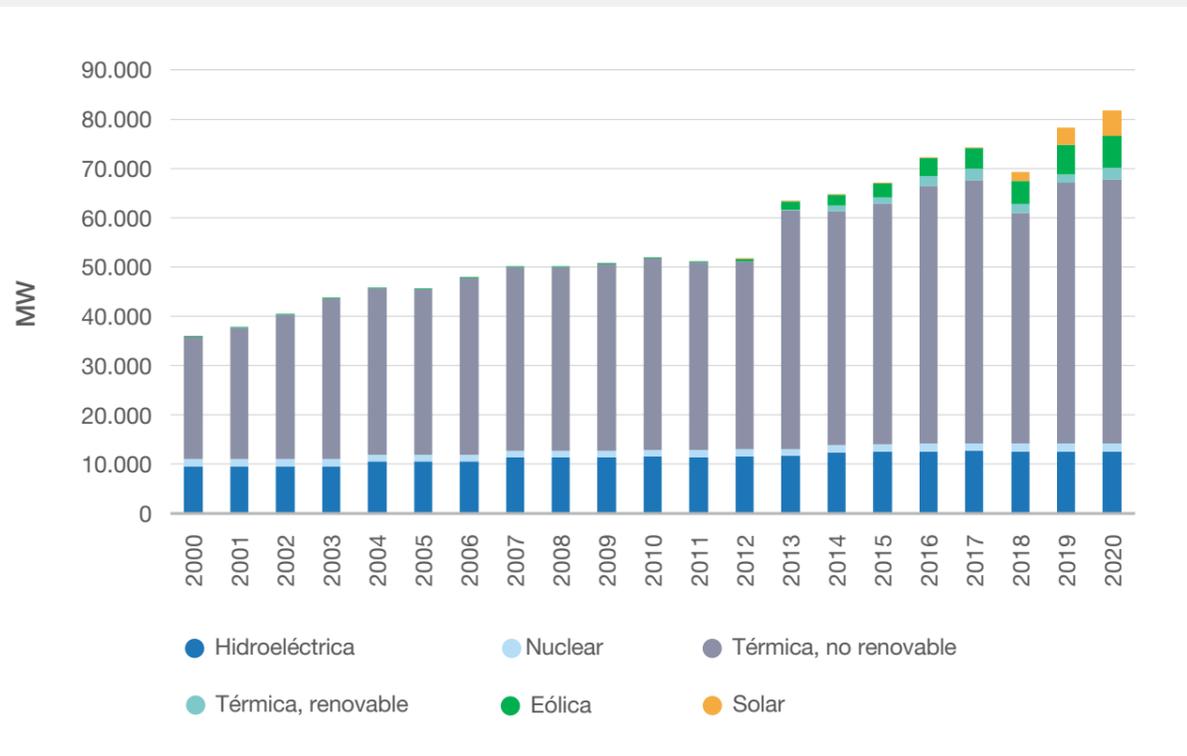


Capacidad instalada

La capacidad efectiva neta es de 78 GW¹⁶ en 2019. Alrededor de dos tercios de la capacidad instalada corresponde a centrales térmicas no renovables, seguidas por un 16 % de generación hidráulica. Las centrales térmicas se reparten en 40 % a gas natural, 20 % derivados del petróleo y 7 % carbón.

Gráfico 27

► Capacidad instalada entre 2000 y 2020, MW

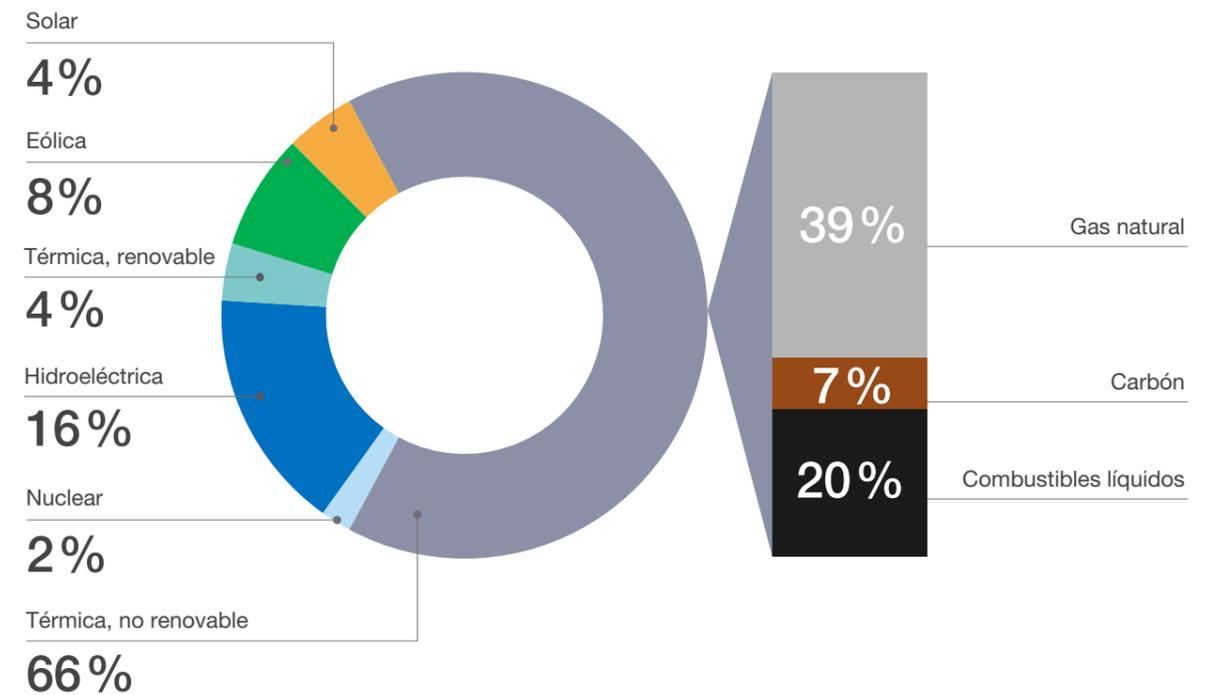


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

¹⁶ <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

Gráfico 28

► Capacidad instalada por fuente, 2019, %



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sistema de información energética, SENER.

En los últimos siete años, la expansión de la generación en México se logró principalmente mediante la incorporación de nuevas centrales térmicas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés) a gas y la migración de la generación térmica de plantas térmicas convencionales a CCGT; esto estuvo impulsado por la mejor eficiencia y el menor factor de emisión de los CCGT. Asimismo, hubo un aumento importante de nuevas energías renovables, especialmente, solar, eólica y cogeneración eficiente. Este aumento estuvo impulsado por los incentivos de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y una disminución de los costos. A partir de 2012, se observa un aumento en la participación de energía eólica y, en 2018, el ingreso de tecnologías solares que alcanzó una potencia instalada de 5.962 MW y 3.378 MW,

respectivamente. Cabe señalar que México es uno de los tres países de América Latina que cuenta con centrales nucleares, al igual que Argentina y Brasil. La única planta nuclear es Laguna Verde, cuya capacidad instalada es de 1,64 GW; la primera unidad se encuentra en operación desde 1990 y la segunda, desde 1995.

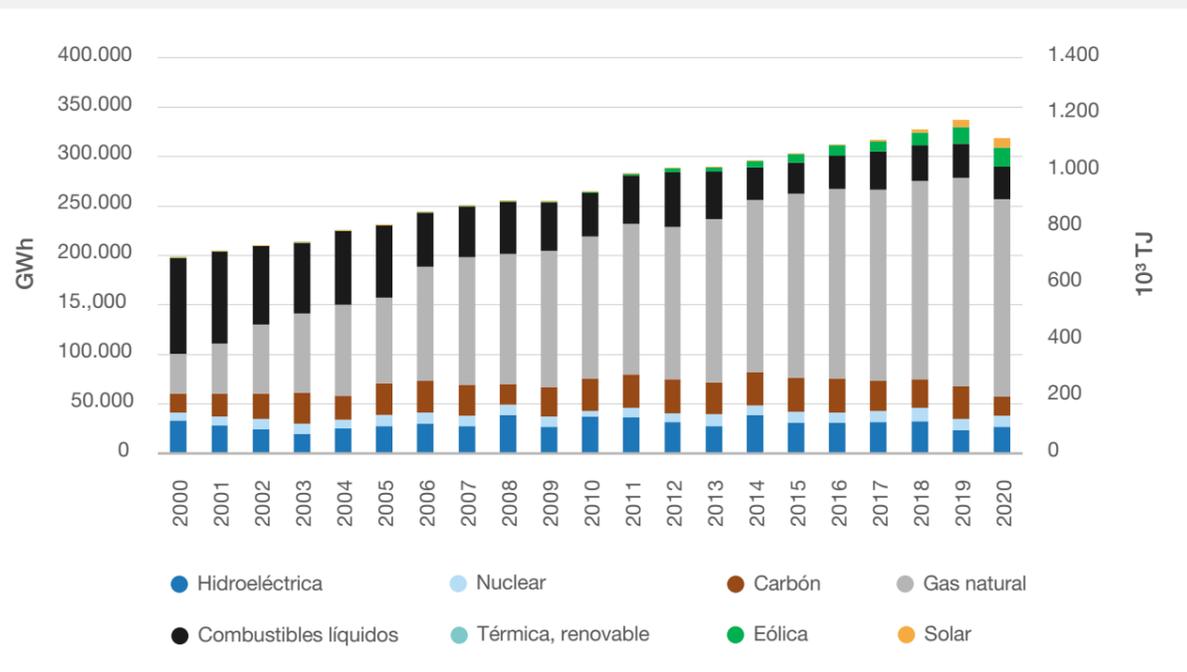


Generación eléctrica

Se observa un incremento sostenido del gas natural como fuente en la generación de electricidad en el período entre 2000 y 2019, que pasó de 20% a 63% en la producción total. Como contrapartida, el consumo de combustibles líquidos disminuyó en dicho período. Por último, la energía hidráulica varió dentro del rango de 19.852 GWh a 39.224 GWh, con un promedio anual de 30.231 GWh.

Gráfico 29

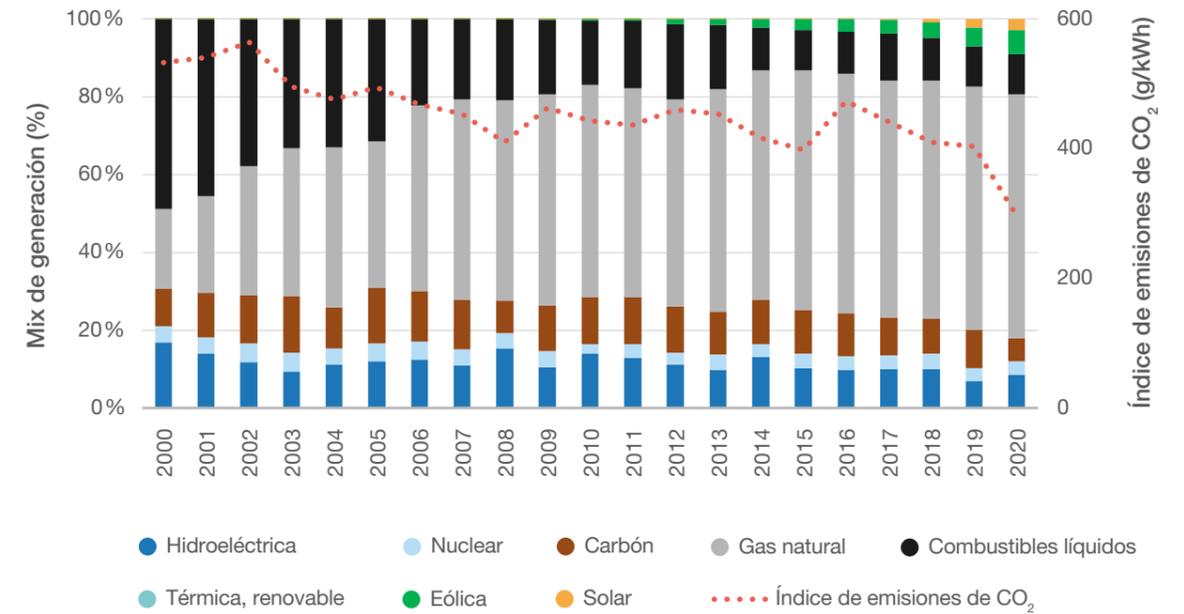
► Generación de electricidad por fuente, entre 2000 y 2020, GWh y 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Our World in Data (OWID).

Gráfico 30

► Generación de electricidad por fuente entre 2000 y 2020, % e índice de emisiones de CO₂ del sector eléctrico, t/tep



Fuente: Elaboración propia con base en datos de OWID y sieLAC - OLADE.

La disminución del consumo de combustibles líquidos y del carbón llevó a un descenso en el índice de emisiones de CO₂ del sector.

7. Redes eléctricas y de gasoductos existentes

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México incluye tres sistemas:

- el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que comprende siete de las diez regiones;
- el sistema de Baja California (BC), en el norte de la península de California, y
- el sistema de Baja California Sur (BCS) y Mulegé (MLG), en el sur de la península de California.

En la actualidad, estos tres sistemas operan aislados entre sí. México tiene actualmente 108.018 km de líneas de transmisión eléctrica (2018, CENACE). La tasa de electrificación es de 99 %.

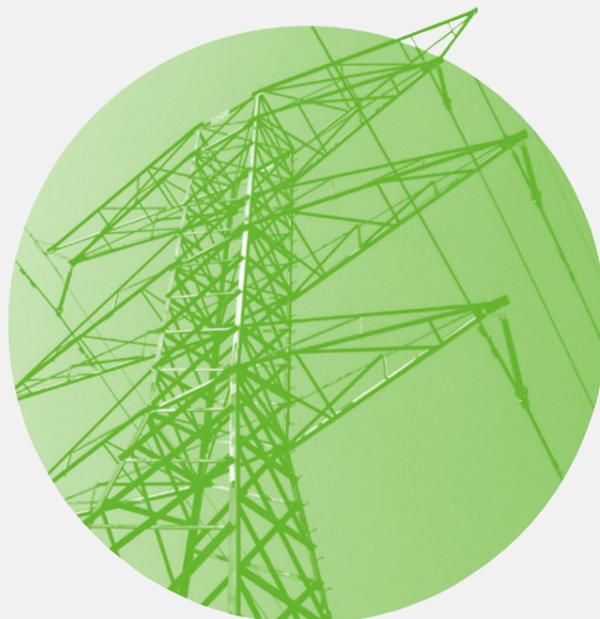


Gráfico 31

► Sistema Eléctrico Nacional, 2020, México

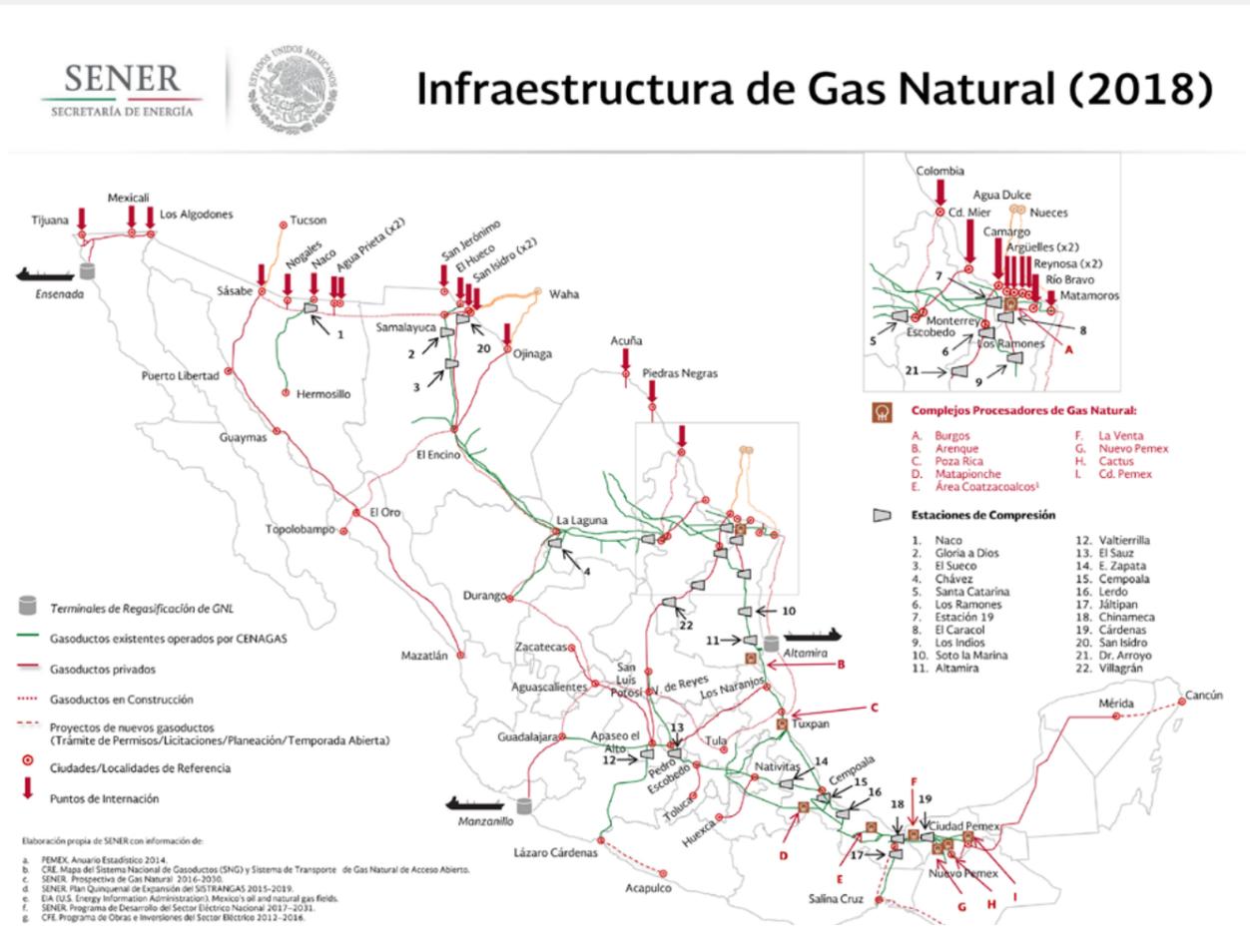


Fuente: CENACE.

El Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) consta de un total de 10.336 km de gasoductos de gas natural, con una capacidad de transmisión total de 6.413 MMpcd. Además, los ductos privados operan 8.385 km e incluyen el sistema de Mexicali en el noroeste de México; el ducto desde la terminal de importación de GNL de Manzanillo hasta Guadalajara, y la extensión del ducto desde Ciudad Pemex a Cancún en la península de Yucatán. La longitud total de la red de gasoductos alcanza más de 18.721 km.

Gráfico 32

► Red de gasoductos, 2018, México



Fuente: CENACE.

“Alrededor de dos tercios de la capacidad instalada corresponde a centrales térmicas no renovables, y se evidencia una amplia penetración de ciclos combinados a gas natural. En los últimos años también se observa un aumento importante de nuevas energías renovables, especialmente, solar, eólica y cogeneración eficiente, impulsado por los incentivos de la Ley de la Industria Eléctrica.”

8. Conclusiones

México presenta una realidad actual que denota ciertas características importantes como línea base para encarar la transición energética hacia la neutralidad de carbono.

- El desempeño de la economía mexicana mostró un crecimiento económico histórico sostenido, pero bajo (cerca del 2 % anual).
- La incidencia de la pobreza se encuentra todavía en valores elevados, cerca del 40 % de la población está en condiciones de pobreza y cerca del 10 %, en condiciones de pobreza extrema. El abatimiento de la pobreza, que es inherente a un proceso de transición para enfrentar el cambio climático (la definición de sostenibilidad de las Naciones Unidas especifica los tres ejes: social, económico y ambiental), implica la generación de nuevas demandas por bienes y servicios, entre ellos, la energía.
- Existen políticas públicas para fomentar el aprovechamiento de energías renovables y otras están en proceso de discusión y aprobación.
- No hay subsidios explícitos a la electricidad y gas, si bien la CFE recibe aportes del Estado para sus operaciones.
- Existe un impuesto al carbono establecido a nivel federal de USD 5 por tonelada de CO₂.

- Desde el punto de vista de los recursos energéticos, el potencial hidroeléctrico de México está aprovechado en cerca del 25 %, si uno considera la totalidad del potencial estimado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Sin embargo, por su costo y eventuales impactos medioambientales, la cantidad de proyectos en desarrollo en México es muy limitada.
- México posee una central nuclear en operación y existen planes de la CFE para futuros desarrollos.
- México posee un gran potencial solar y, en menor medida, eólico e hidroeléctrico.
- Declinación de las reservas de petróleo y gas.
 - Esta situación genera, desde hace tiempo, debate en México. A partir de lo que se denominó la reforma energética en 2013, se impulsó la generación eléctrica con gas mediante la expansión de la red de gasoductos, que afectó fuertemente su capacidad de generación. En la industria del petróleo y gas, las licitaciones de las zonas de exploración y producción incentivaron la inversión marginalmente; se construyó una importante red de gasoductos para alimentar futuras plantas de generación de la empresa estatal.
 - En el marco jurídico, se aprobó permitir la participación privada e, inclusive, redefinir el papel de la empresa estatal PEMEX; sin embargo, las condiciones del mercado en esos años no produjeron el atractivo suficiente.
 - Más recientemente, [...] El nuevo modelo energético atrajo ya nuevas inversiones hacia las cuencas petroleras mexicanas. Desde su promulgación, se han otorgado 107 contratos, firmados entre 2016 y 2018, para permitir la inversión de 73 diferentes compañías. Esta apertura del sector petrolero ha posibilitado inversiones significativas en exploración sísmica, así como compromisos de desarrollo de nuevos pozos (CNH, 2023).

- En relación con la transición energética, el país se enfrenta al agotamiento cercano de los recursos de petróleo y gas; por lo tanto, los costos hundidos de la declinación de la industria son mucho menores y pueden favorecer la aceleración del proceso.
- Esto significa que México podría partir de la base restante de recursos hidroeléctricos, complementada con generación renovable solar y eólica, y nuclear, e impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías como el hidrógeno, además de lo que se está haciendo en términos de transporte eléctrico, cambios en el perfil de consumo de la industria y del sector turístico, que es una fuente de divisas fundamental para el país, entre otras acciones.



1. Año base y horizonte de planeamiento

El año base considerado para la proyección es el 2019, descrito en el capítulo “Diagnóstico y línea base”. El horizonte de planeamiento se inicia en 2019 y termina en 2060.



2. Modelado de proyección



Descripción general

Para la realización del estudio, se utilizó el modelo de la plataforma de análisis de bajas emisiones (LEAP) desarrollado por el Instituto Ambiental de Estocolmo (SEI, por sus siglas en inglés). El modelo LEAP es una herramienta (software) utilizada para el análisis de políticas energéticas y la evaluación de la mitigación del cambio climático. En este caso, se lo utilizó para la modelización de las emisiones del sector energía relacionadas con la quema de combustibles en México.

En términos de metodologías de modelado, el modelo LEAP es particularmente versátil.

- Se parte de la información de los balances energéticos que garantizan la integridad de la información que se está utilizando.
- La demanda energética se puede proyectar utilizando metodologías:
 - *bottom-up* (de abajo hacia arriba), a partir de datos específicos detallados para llegar a una proyección total, o
 - *top-down* (de arriba hacia abajo).

En este trabajo, se optó por un modelado *bottom-up* y se dividió la demanda en sectores (residencial, industrial, transporte, etc.) que, a su vez, fueron subdivididos en ramas y usos.

- La oferta energética ofrece una amplia gama de metodologías de simulación que permiten estimar un despacho anual de generación de electricidad o incorporar los resultados de otros modelos de optimización más especializados.

Los sectores de demanda modelados se proyectan según un nivel de actividad y una variable explicativa, los cuales se resumen simplídicamente en el gráfico 33.

Gráfico 33

► Sectores, niveles de actividad y variables explicativas

Sector	Nivel de actividad	Variable explicativa
Residencial	Población	Consumo per cápita
Transporte carretero	Variable objetivo, parque automotor	Consumo promedio por vehículo
Transporte no carretero	PBI total	Intensidad energética
Industrial	PBI sectorial	Intensidad energética por rama y usos
Comercial, servicios y público	PBI sectorial	Intensidad energética
Agropecuario, pesca, minería y construcción	PBI sectorial	Intensidad energética

Fuente: Elaboración propia.

El PIB sectorial es uno de los principales motores de crecimiento de la demanda de energía, en particular, para los sectores productivos, mientras que la evolución de la población desempeña un papel preponderante en el crecimiento de la demanda de energía del sector residencial. El sector transporte carretero depende de la evolución de la cantidad de vehículos que, a su vez, está relacionada con el PIB per

cápita en el caso del transporte de pasajeros y el PIB para el transporte de cargas. El transporte no carretero se proyecta en función del PIB global.

A continuación, se describe con más detalle la modelación adoptada para este estudio por sectores de demanda y para el sector eléctrico. Dado que la estrategia de descarbonización busca sustituir combustibles fósiles (carbón mineral, petróleo y sus derivados, gas natural, etc.), la cadena de valor asociada a estos combustibles no se analizó en detalle, lo cual permite asumir que existirá oferta suficiente.



Demanda por sector

Sector residencial

Para analizar y proyectar el consumo energético del sector residencial, se estima la **proyección de la población y del consumo unitario** por uso y por fuente per cápita.

El **consumo residencial** presenta dos tipos de usos: los usos de calor (mayormente cocción, agua caliente sanitaria [ACS], calefacción) que utilizan distintos combustibles con potencial de sustitución y los usos eléctricos (iluminación, refrigeración, etc.). Los siguientes análisis se aplican a cada grupo.

Usos de calor

- Cocción.** Se analizan las tendencias históricas de consumo en términos de energía útil¹⁷ por 1.000 habitantes, que se usan para la proyección para el futuro. Se plantean supuestos de sustituciones de combustibles por escenario (que corresponden al reemplazo de la leña por artefactos de cocción eléctricos o a gas natural).

¹⁷ Según (OLADE, BID, 2017), la energía final “es la cantidad de fuente energética que se consume en cada uno de (los) sectores económicos y sociales del país”. Por otra parte, la energía útil “es la cantidad de energía realmente utilizada para cumplir la tarea productiva del equipo o aparato consumidor, por ejemplo, el calor necesario que deban absorber los alimentos para cocinarse”.

- **ACS y calefacción.** Dado que estos sectores son incipientes y este tipo de consumo ocurre con el incremento del PIB per cápita, se transpone un porcentaje de los consumos actuales observados en España y Portugal (países con condiciones climáticas parecidas a las de la región) como consumos objetivo¹⁸. Se plantea también una mayor implementación de medidas de eficiencia energética y supuestos de tipo de combustibles a usar.
- **Otros usos eléctricos.** Los usos eléctricos (iluminación, refrigeración, aire acondicionado, bombeo de agua, electrónicos, etc.) se proyectan a partir de una regresión histórica contra el PIBpc, que refleja el aumento de los usos eléctricos con el nivel de vida. Adicionalmente, se consideran mejoras en la eficiencia energética.

Sector comercial, servicios y público

Para estimar el consumo energético del sector comercial, se partió del consumo del año 2019 y se proyectó **a partir del crecimiento del PIB y la intensidad energética obtenida para el año base**, por fuente, sin diferenciar por uso final. Se plantean diferentes premisas en cuanto a eficiencia energética y sustitución entre combustibles.

¹⁸ Se asume que el aumento del poder adquisitivo (PIB per cápita) conlleva un aumento en la demanda debido a los mayores niveles de comodidad y confort por parte de los individuos. Esto implica un incremento de los consumos actuales a niveles internacionales compatibles con un nivel de vida digna.

Sector industrial

La industria se proyectó a partir de información de consumos energéticos del año 2019 desagregada con un dígito de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) adicional al del PIB sectorial, es decir, por **rama de actividad**. En México, se modelaron siete ramas de acuerdo con el balance de energía. Las categorías otras industrias (rama que abarca varios sectores de la industria); hierro y acero, y cemento y vidrio son las de mayor peso con respecto al consumo energético. Para México, no se pudo desagregar el consumo final por uso (calor directo, calor indirecto, fuerza motriz, etc.) debido a la falta de información.

Para la **proyección** del consumo energético, se utiliza el **crecimiento esperado del PIB, en conjunto con la intensidad energética por rama y uso** obtenida para el año 2019, principalmente a partir de los balances de energía final y útil disponibles. Se tomó como premisa que las ramas de actividad mantendrán su participación sobre el total del PIB industrial durante el horizonte de planeamiento¹⁹. La eficiencia energética se modela a través de una reducción de la intensidad energética, mientras que las sustituciones entre combustibles se realizan en términos de energía útil, con tasas de participación anuales.

Sector transporte

El sector transporte se proyecta conforme la siguiente estructura para reflejar los principales motores que varían para cada segmento:

- transporte carretero de pasajeros (autos, motos, ómnibus, etc.);
- transporte carretero de cargas (camiones, tractocamiones);
- otros (aéreo, marítimos y fluvial, ferroviario).

¹⁹ Esta premisa implica que no se modelan cambios estructurales dentro del sector industrial; se aplica la misma tasa de crecimiento del PIB para todas las ramas de actividad.

Transporte carretero de pasajeros

Para determinar el nivel de consumo energético o nivel de actividad del sector transporte carretero de pasajeros, se estimó:

- la **evolución del parque automotor** (cantidades de motos, autos, camionetas, ómnibus, etc.) y
- el **consumo promedio por vehículo** calculado como recorrido medio anual, dividido el rendimiento en km por unidad de energía.

Proyección del parque automotor de pasajeros

- Transporte privado (motos, autos, camionetas)

En primer lugar, se identificaron los países con alto grado de desarrollo y se estimó la cantidad promedio de autos y motos por cada 1.000 habitantes en estos países. Dicho promedio se utilizó como **punto de saturación** a largo plazo (2060) y se realizaron proyecciones utilizando una función logística²⁰ para estimar la cantidad de vehículos de transporte privado a futuro.

Adicionalmente, para estimar la cantidad de vehículos por tipo (motos/autos), se utilizaron las conclusiones de Law (Law, 2015) sobre la relación entre la **cantidad de motos por cada 1.000 habitantes y el PIB per cápita** en forma de **“U” invertida**²¹. Esto último implica que, en un principio, la cantidad de motos por cada 1.000 habitantes tiene una relación positiva con el PIB per cápita hasta un máximo, a partir del cual, conforme aumenta el nivel de desarrollo de los países, la cantidad de motos comienza a decrecer y aumenta la cantidad de autos.

- Transporte público (ómnibus)

²⁰ La función *logit* o curva logística o curva en forma de S es una función matemática que se utiliza en modelos de crecimiento de poblaciones, introducción de productos y otros. Dicha función constituye un refinamiento del modelo exponencial para el crecimiento de una magnitud. El crecimiento en la introducción de productos es inicialmente exponencial; al cabo de un tiempo, la tasa de crecimiento disminuye; finalmente, en la madurez, el crecimiento se detiene.

²¹ Law, Hamid & Goh (2015), *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis*.

De igual manera que el transporte privado, se tomó el promedio de la cantidad de vehículos de pasajeros cada 1.000 habitantes en países desarrollados como punto de saturación esperado de los países en desarrollo a largo plazo y también se utilizó una función logística.

Transporte carretero de cargas

Para determinar el nivel de consumo energético o nivel de actividad del sector transporte de cargas, se estimó:

- la evolución del parque automotor (cantidades de camiones + tractocamiones) y
- el **consumo promedio por vehículo** calculado como recorrido medio anual, dividido el rendimiento en km por unidad de energía.

Proyección del parque automotor de cargas

Para estimar la evolución futura del parque automotor de cargas, se proyectaron las flotas de transporte de carga con el método de regresión lineal utilizando el PIB total (medido en PPP de 2017) como variable independiente.

El transporte de carga se segmenta en dos tipos de camiones: camiones y tractocamiones; estos últimos son aquellos de carga pesada que transportan acoplados. Las participaciones de cada tipo de camión se proyectaron constantes.

Sector aéreo, marítimo y fluvial, y ferroviario

El consumo energético para el sector se proyectó a partir del **crecimiento del PIB global y la intensidad energética** obtenida para 2019, para cada tipo de transporte, por fuente y sin diferenciar por uso final.

Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

El consumo energético para este sector se proyectó a partir del crecimiento del PIB y la intensidad energética obtenida para el año 2019, por fuente y sin diferenciar por uso final. Las medidas de transición consideradas fueron mejoras en términos de eficiencia energética y sustitución entre combustibles.



Sector eléctrico

Se partió de la composición actual de la capacidad instalada y la generación. Para cubrir el crecimiento del sector en el corto y mediano plazo, el desarrollo del sector eléctrico considera los proyectos en construcción o ganadores de subastas, que ya tienen un muy alto grado de certeza y avance.

En el futuro, la expansión del parque de generación dependerá de:

- la competitividad relativa de las opciones de expansión (se considera que los proyectos renovables, en particular solar y eólico, se vuelven cada vez más competitivos por la reducción proyectada de sus costos de construcción y desarrollo);
- el potencial máximo de desarrollo de proyectos por tecnologías que se considera como límite máximo, tal como se publica en el ámbito nacional;
- decisiones de políticas energéticas indicadas en el plan de expansión de generación;
- el contexto local de desarrollo de proyectos por tipo.

La expansión del parque de generación considera aspectos tales como:

- el factor de producción medio, por tecnología y por país, para los proyectos renovables;
- la capacidad o energía firme que pueden aportar cada tecnología;
- el factor de producción mínimo a partir del cual se desarrollan nuevos proyectos térmicos;
- la estimación de la demanda eléctrica²², incluyendo pérdidas y consumo propio.

El análisis se realiza en forma anual (es decir, no se trata de un ejercicio de simulación horaria detallada, sino de una estimación “de alto nivel”, como primera estimación en el contexto de un análisis de transición energética a largo plazo).

Si bien en la mayoría de los países se necesitarán medios de flexibilidad (almacenamiento, gestión de la demanda) para acompañar el fuerte desarrollo de energía renovable no convencional (ERNC), se realizó una estimación de alto nivel en el capítulo de financiamiento²³.

²² Las proyecciones presentadas en este informe no incluyen la demanda eléctrica asociada al proceso de electrolisis para producción de hidrógeno verde para consumo local y/o exportación, ni la capacidad eléctrica correspondiente.

²³ Las tecnologías actuales no son competitivas y se esperan mejoras en su productividad que no hacen posible establecer con certeza el grado de penetración que podrían alcanzar.

“La modelación detallada de la demanda energética desglosada por sector, ramas, usos finales y tipos de combustibles, junto con la proyección de oferta energética por tecnologías, permite un análisis preciso de los diferentes perfiles de emisiones y de las oportunidades de sustitución.”

3. Escenarios y marco global



Definición de los escenarios

Se estudiaron tres escenarios para caracterizar diferentes caminos hacia una transición energética justa. Véase la descripción detallada en el capítulo “Apartado metodológico y premisas”, informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

El **escenario *Business As Usual (BAU)*** representa la evolución esperada **siguiendo los lineamientos de políticas públicas nacionales y tendencias actuales**. Las premisas se basan en el análisis de las tendencias históricas recientes en términos de transición energética en cada país estudiado, así como del camino recorrido por países más desarrollados, para identificar medidas de mitigación de rápida implementación. Si bien en este escenario no se esperan cambios disruptivos y no se logra cumplir con el compromiso de emisiones netas cero durante el horizonte de planeamiento, cabe destacar que se requieren inversiones de forma de continuar con las políticas de transición energética que ya se han venido desarrollando en México.

Por otra parte, los escenarios ***Net Zero 2050 (NZ 2050)*** y ***Net Zero 2060 (NZ 2060)*** se presentan en función de lo establecido en el artículo 4 del Acuerdo de París²⁴. Ambos escenarios se enfocan en disminuir las emisiones de GEI del

²⁴ Acuerdo de París, párrafo 4.1: “alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo”.

sector energía²⁵ a un mínimo permisible²⁶, de modo que el país logre gestionar la absorción de CO₂ en el balance general del inventario nacional de GEI²⁷.

Son escenarios que requieren importantes inversiones y el abordaje de distintas temáticas para **transformar en profundidad el sector energético actual**. Tales temas incluyen, por ejemplo, el fortalecimiento de las bases tecnológicas, la capacitación de recursos humanos, el planeamiento energético, habilitadores regulatorios, la expansión de infraestructura e instrumentos para desarrollar el mercado para los nuevos recursos energéticos así como **cambios**, en algunos casos disruptivos, de la matriz energética, entre otros.



Proyecciones de las variables socioeconómicas

PIB per cápita y PIB

En línea con los fundamentos de una **transición energética justa (TEJ)**, los escenarios planteados se acompañan de un desarrollo socioeconómico similar en la región, **alcanzando niveles de PIB per cápita suficientes para ser considerados países de altos ingresos**. En el caso de México, el PIB per cápita alcanza aproximadamente USD 38.000 PPP per cápita en 2060, con una tasa de crecimiento de 1,6% en el período.

²⁵ El análisis realizado se centra en las emisiones relacionadas con la quema de combustibles, tanto en los procesos de demanda de energía por sector, como en la generación eléctrica. Las emisiones de GEI provenientes de otros sectores (por ejemplo, procesos industriales, desechos, emisiones fugitivas, etc.) no están detalladas en este estudio, pero se las estima a grandes rasgos y sustrae para la estimación del potencial de reducción nacional.

²⁶ Se entiende que la reducción de emisiones se debe lograr mediante una articulación efectiva de medidas regulatorias, promoción de eficiencias de mercado, transferencia de tecnología e inversiones.

²⁷ Se espera que las absorciones de CO₂ provengan de medidas implementadas en el sector de agricultura, ganadería, forestación y otros usos del suelo (AFOLU) o por la vía de adopción de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS).

Tabla 10

► Indicadores socioeconómicos y TCMC entre 2019 y 2060 (%)

		2019	2030	2040	2050	2060	TCMC
PIB per cápita	USD de 2017, PPP per cápita	20.064	22.351	26.638	31.746	37.835	1,6%
PIB total	MUSD de 2017, PPP	2.509.774	3.006.961	3.757.355	4.564.218	5.403.887	1,9%
Población	1.000 habitantes	125.085	134.534	141.055	143.772	142.829	0,3%

Fuente: Elaboración propia.

El PIB por sector se proyecta suponiendo que se mantiene la proporción de cada sector conforme a los valores de 2021. Eso se traduce en una tasa de crecimiento del PIB por sector igual que la tasa de crecimiento del PIB total.

Población

En cuanto a la proyección de la población, se utilizó la información de CEPALSTAT²⁸. En México, se espera una desaceleración del crecimiento de la población en el futuro, con un crecimiento negativo a largo plazo.

²⁸ <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?theme=1&lang=es>

4. Principales premisas del sector energía

El marco general del estudio engloba la definición de premisas para **cinco países objetivo**. Si bien cada país tiene sus características propias, el estudio **uniformiza, cuando es posible, las premisas utilizadas** y asume que los países atravesarán procesos similares para la transición energética justa. Se consideraron las particularidades inherentes a cada país; por ejemplo, la industria del carbón en Colombia, los biocombustibles en Brasil, el gas natural a precios muy competitivos en México, el gas en Perú y la escasez de recursos naturales fósiles en República Dominicana, entre otros.

Para alcanzar los objetivos de descarbonización planteados en cada escenario, las premisas consideradas han sido más ambiciosas en el caso de los escenarios cero neto (NZ, por sus siglas en inglés). Las principales premisas se basan en las medidas que se describen a continuación.

- **Mejoras en eficiencia energética.** Esto se aplica en todos los sectores, con reemplazos de equipamientos, mayor eficiencia térmica de las viviendas, optimización del uso de energía en los procesos industriales y recambio tecnológico hacia aparatos e instalaciones más eficientes, mayor eficiencia de los vehículos de transporte, etc.
- **Cambios de conductas.** Esto se refiere, en particular, a la reducción de los recorridos medios por vehículos (km/vehículo) como consecuencia de la digitalización de la sociedad (teletrabajo, etc.), del desarrollo del transporte público, de mejoras logísticas y transferencia del transporte de carga de camiones al sistema ferroviario.

- **Sustitución de combustibles.** En la mayoría de los sectores, se tiende hacia una mayor electrificación de los usos, a excepción de los usos o ramas industriales donde la posibilidad de electrificación es baja. En estos casos, el reemplazo de los combustibles con mayores emisiones de CO₂ por gas natural o el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ son las opciones proyectadas. El hidrógeno y derivados de bajas emisiones también pueden contribuir a la descarbonización del sector industrial (fertilizantes, refino) y transporte terrestre pesado, marítimo y aéreo (combustibles sintéticos).
- **Matriz de generación eléctrica con tecnologías no fósiles.** Se incentiva un desarrollo muy significativo de energías renovables y, en algunos casos, nuclear, y el cierre de centrales a carbón y combustibles líquidos. Es importante recordar que la composición de la generación eléctrica es clave en escenarios donde se plantea una fuerte electrificación de la matriz de consumo para garantizar que esta sustitución tenga el efecto esperado en términos de reducción de GEI. Esta integración de energías renovables deberá acompañarse del desarrollo de infraestructuras de red, redes inteligentes y baterías para facilitar la integración de la generación eléctrica variable.

Las premisas detalladas por sector se presentan en el capítulo “Resultados y premisas por sector”. Es de notar que los sectores con más potencial de reducción de emisiones en valor absoluto son los sectores transporte e industria que hoy en día son responsables de cerca de dos tercios de las emisiones del sector energía.

3

Escenarios de transición

1. Resultados globales

Los resultados globales presentados a continuación reflejan la suma de las premisas adoptadas por cada sector.



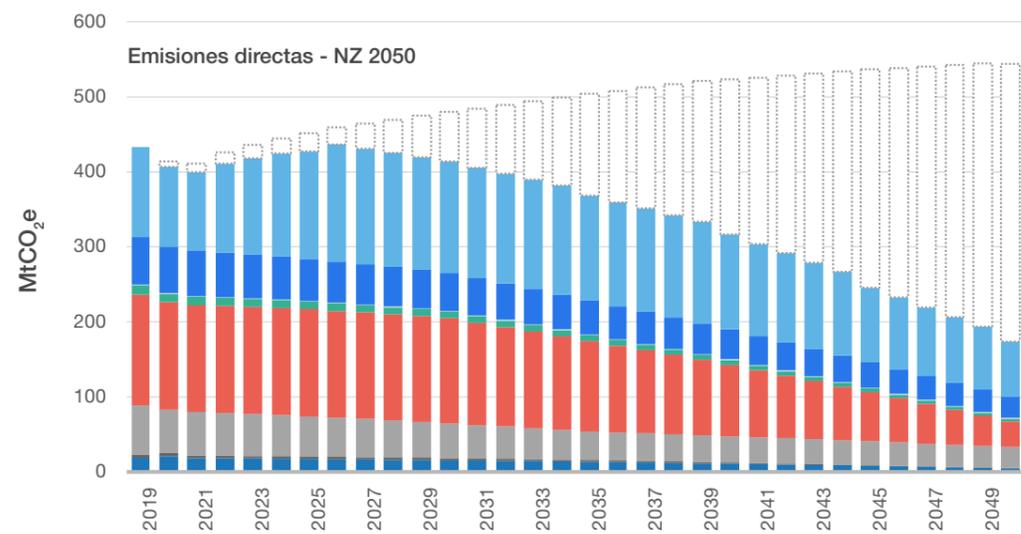
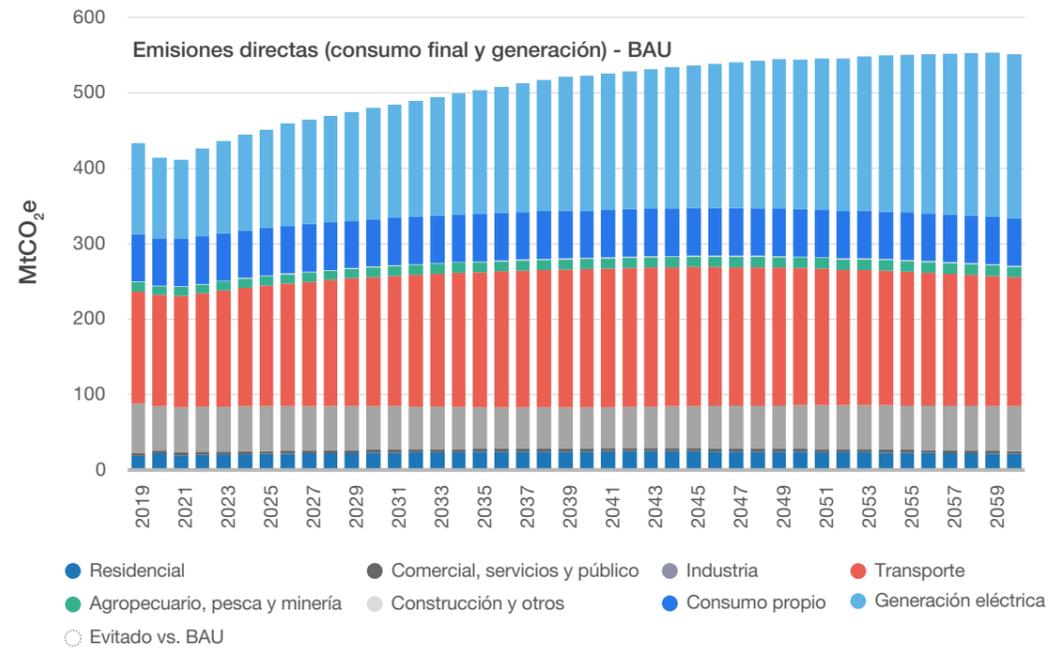
Emisiones por sector

En el **escenario BAU**, las emisiones relacionadas con la quema de combustibles crecen a un ritmo promedio anual de 0,6%, pasando de 423 MtCO₂e en 2019 a 551 MtCO₂e en 2050. Si bien este aumento es sostenido, es **menor que el crecimiento esperado del PIB**, lo cual demuestra una cierta mejora ambiental de la economía. El sector transporte y la generación eléctrica son responsables del 70% de las emisiones a largo plazo. Este escenario está muy por encima de la capacidad de absorción de CO₂ del país, estimada en 150 MtCO₂e al año²⁹, lo cual demuestra los grandes esfuerzos de transición energética que se necesitan.

²⁹ <https://climateactiontracker.org/countries/mexico/>. Las absorciones deben cubrir no solo el sector energético, sino también los sectores procesos industriales y uso de productos (IPPU, por sus siglas en inglés), desechos, etc.

Gráfico 34 A

► Emisiones directas (consumo final y generación) por sector, MtCO₂e³⁰

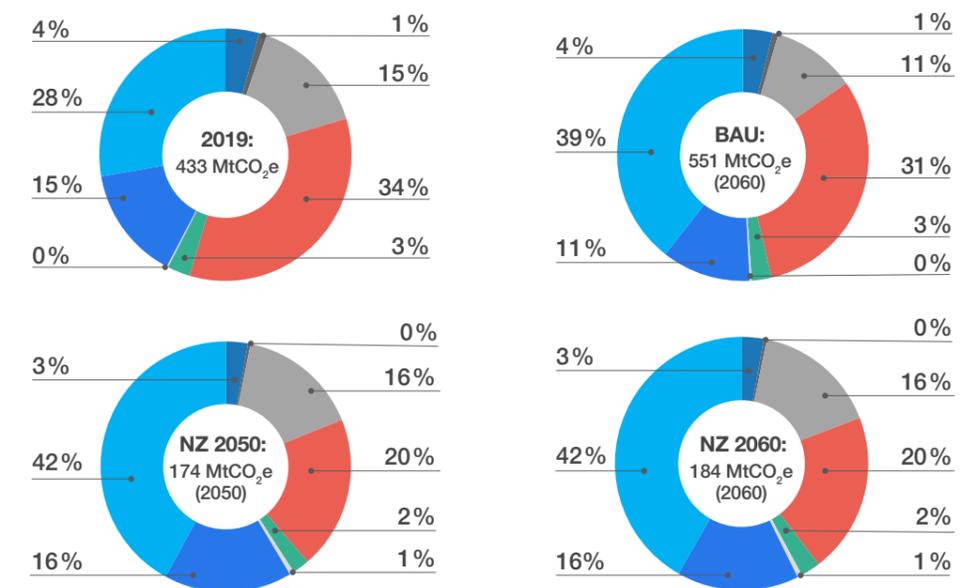
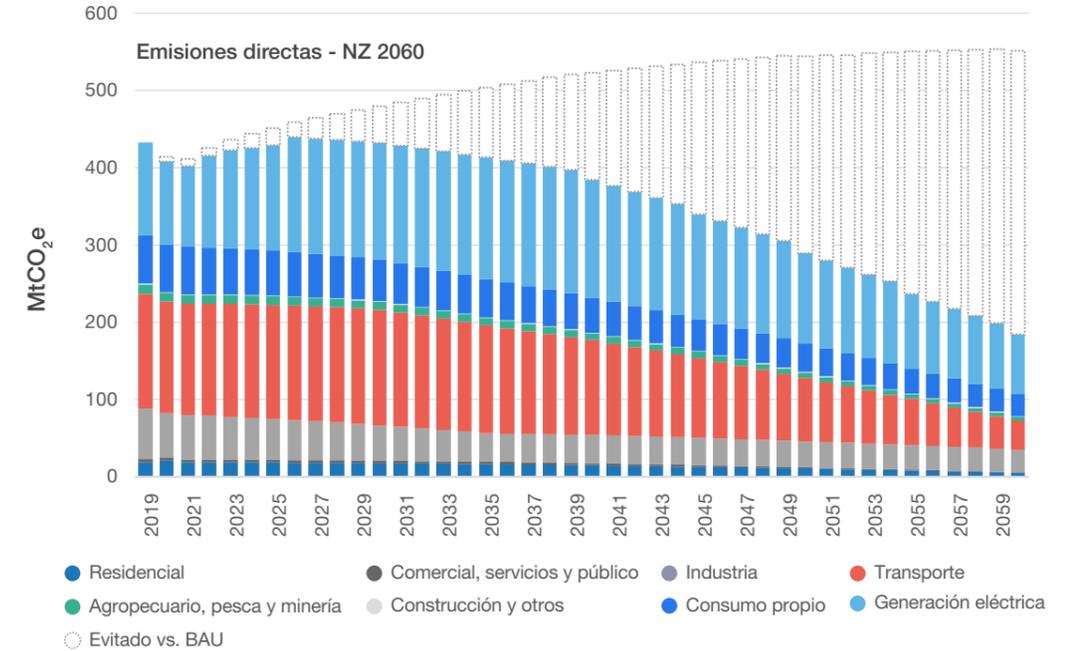


Fuente: Elaboración propia. Las emisiones directas no reflejan el potencial de absorción por captura de carbono.

³⁰ Para cumplir con la meta en los escenarios NZ, se incorporan además CCS de 50 MtCO₂ anuales que se espera se desarrollarán mayormente para centrales de generación térmicas y sitios industriales de gran tamaño.

Gráfico 34 B

► Emisiones directas (consumo final y generación) por sector, MtCO₂e



Fuente: Elaboración propia. Las emisiones directas no reflejan el potencial de absorción por captura de carbono.

En los **escenarios NZ**, las emisiones directas bajan a 174 MtCO₂e en el año 2050 en el escenario NZ 2050 y a 184 MtCO₂e en el año 2060 en el escenario NZ 2060. Si se considera una captura de carbono de 50 MtCO₂ anuales en ambos escenarios, las emisiones resultantes bajan hasta 124 MtCO₂e en el año 2050 en el escenario NZ 2050 y hasta 134 MtCO₂e en el año 2060 en el escenario NZ 2060. Este potencial estimado de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) permitirá reducir las emisiones directas correspondientes a generación eléctrica y al sector industrial y así cumplir con el **objetivo de emisiones netas cero**. El ritmo promedio anual de baja de las emisiones se ubica en -4,0% en el escenario NZ 2050 y -2,8% en el escenario NZ 2060.

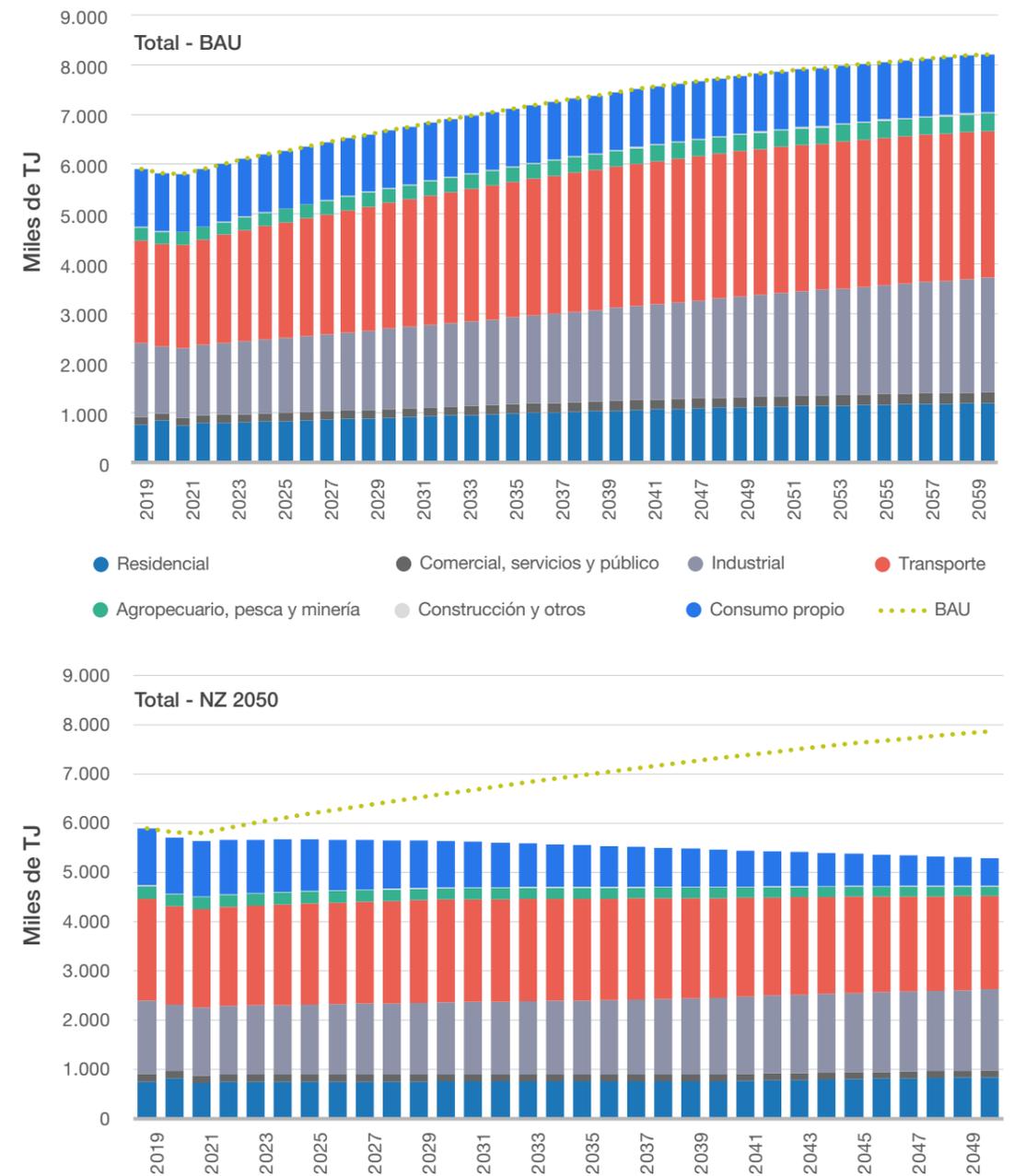
Para cumplir con el objetivo de emisiones netas cero, **las emisiones totales se deben reducir dos tercios durante el horizonte de planeamiento** en comparación con las emisiones actuales.



Demanda energética por sector

Para el escenario BAU, la demanda crece un 39% en el período de estudio llegando a alrededor de 8.300 miles de TJ en 2060. En los escenarios NZ, la demanda se mantiene relativamente constante debido a los mayores efectos de eficiencia y sustitución de combustibles.

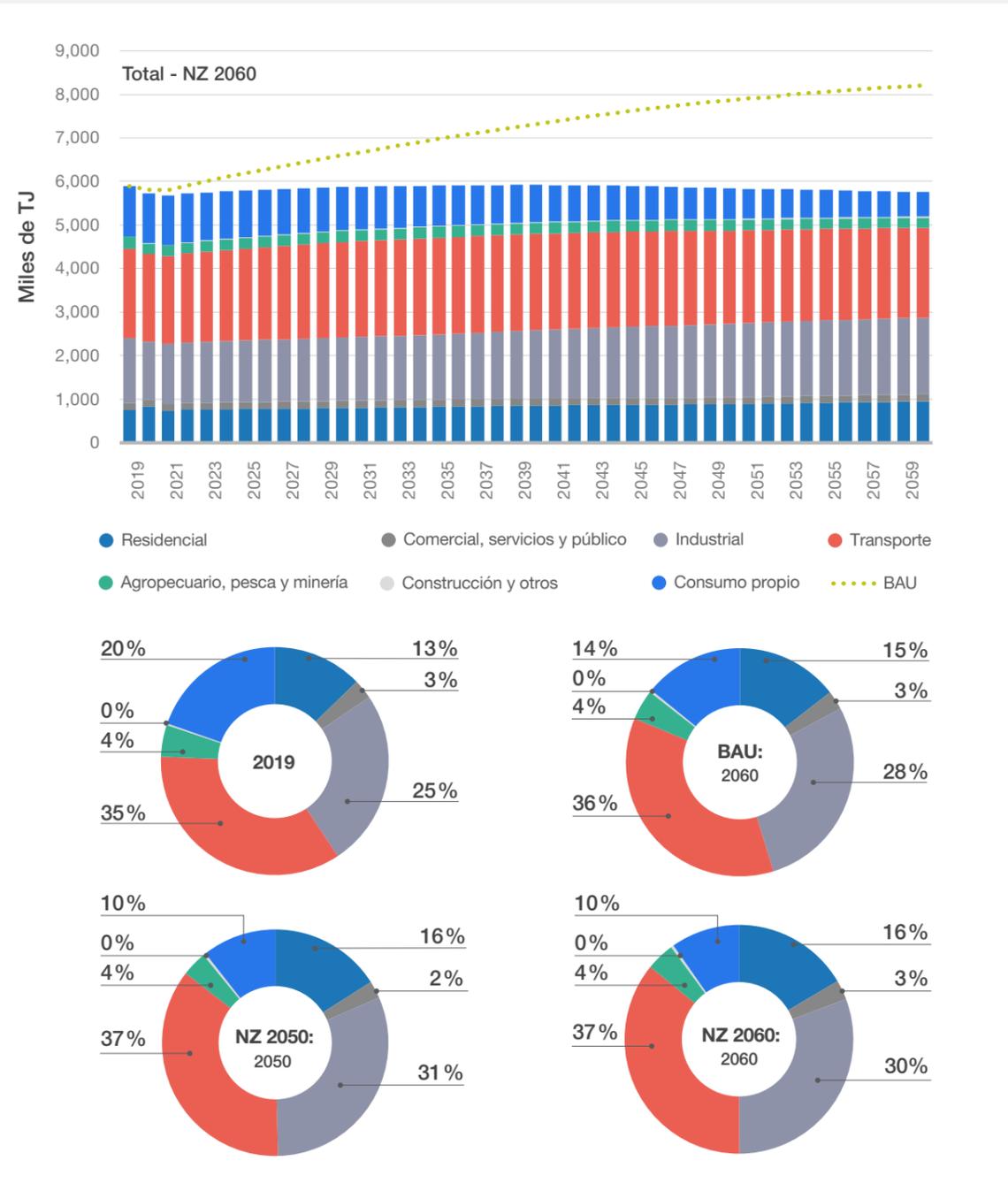
Gráfico 35 A ► Consumo final y propio, por sector y escenario (miles de TJ)



Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

Gráfico 35 B

Consumo final y propio, por sector y escenario (miles de TJ)



Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

Tabla 11

Demanda total por escenario, miles de TJ y TCMC (%)

Demanda (miles deTJ)	2019	2030	2040	2050	2060	TCMC (%)
BAU	5.899	6.603	7.320	7.865	8.205	0,8%
NZ 2050	5.899	5.641	5.464	5.388		-0,3%
NZ 2060	5.899	5.874	5.936	5.900	5.851	0,0%

Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

En todos los escenarios, el peso relativo de la demanda por sector no varía de forma muy significativa y los sectores transporte, industria y residencial siguen sumando más del 80 % de la demanda. La mayoría de los sectores tienen tasas de crecimiento similares, lo cual refleja que **todos los sectores participan de los esfuerzos de transición.**

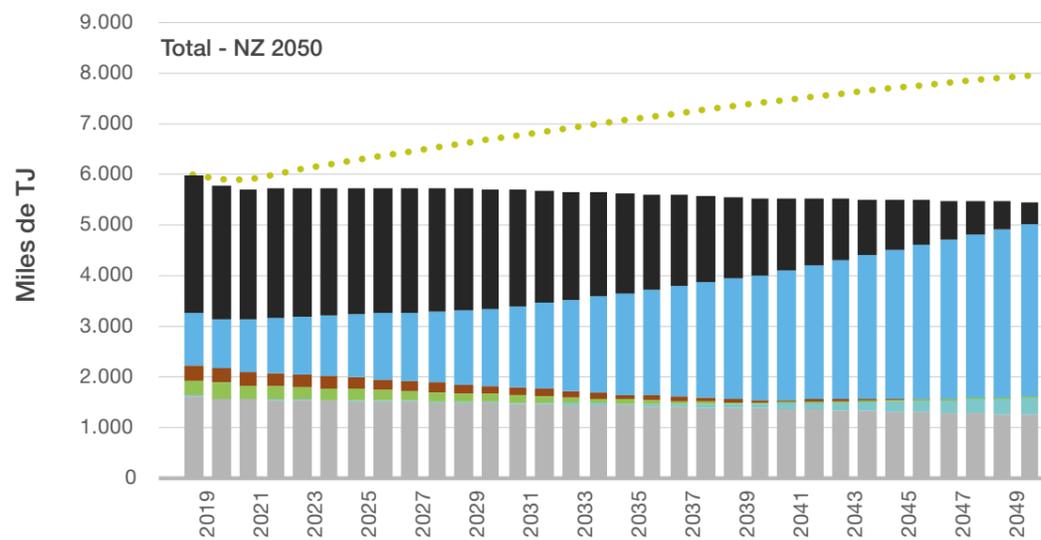
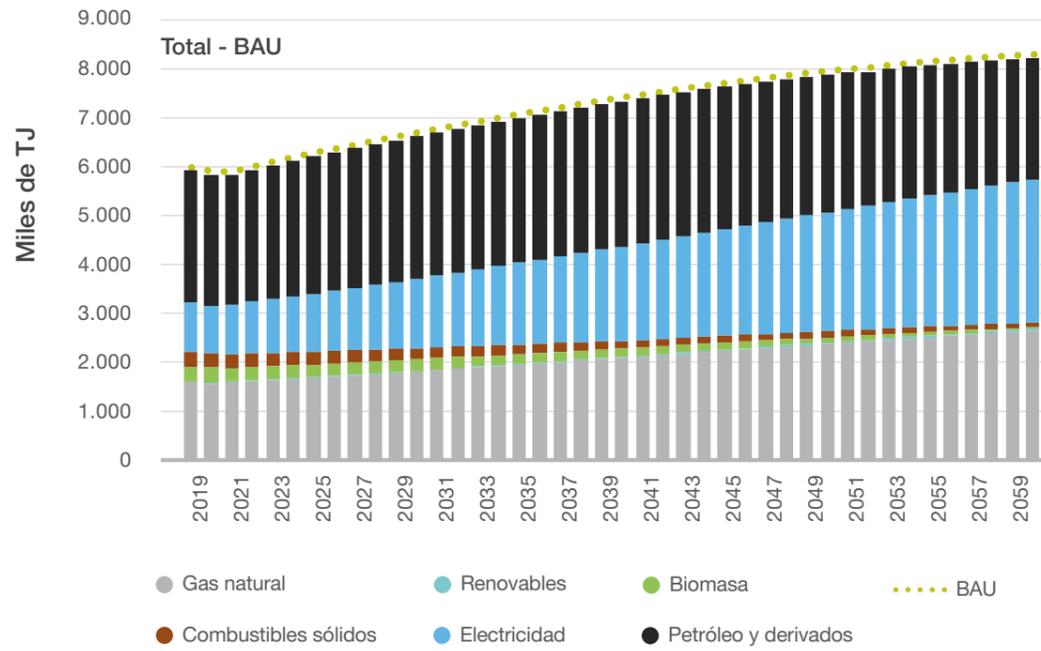


Demanda energética por fuente

Por combustible, se observa una **fuerte tendencia hacia la electrificación** de la demanda para todos los escenarios. El escenario BAU refleja una estabilidad en los consumos de petróleo y derivados, mientras que el aumento de la demanda es cubierto por la electricidad y el gas natural. Los escenarios NZ presentan hipótesis de electrificación más acentuadas (aproximadamente 65% del consumo final total). Los derivados del hidrógeno y el solar térmico se desarrollan a largo plazo sobre el final del horizonte de planeamiento.

Gráfico 36 A

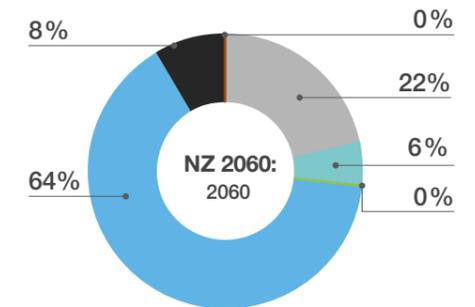
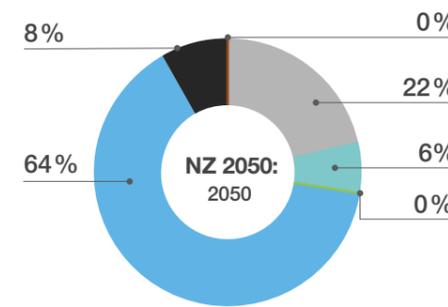
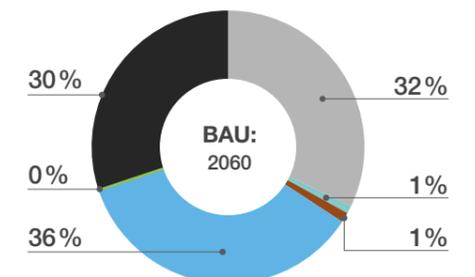
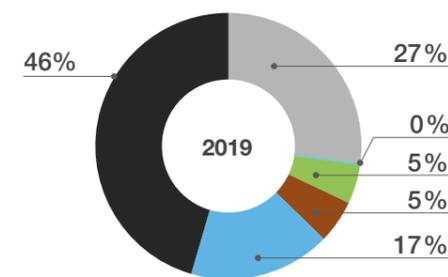
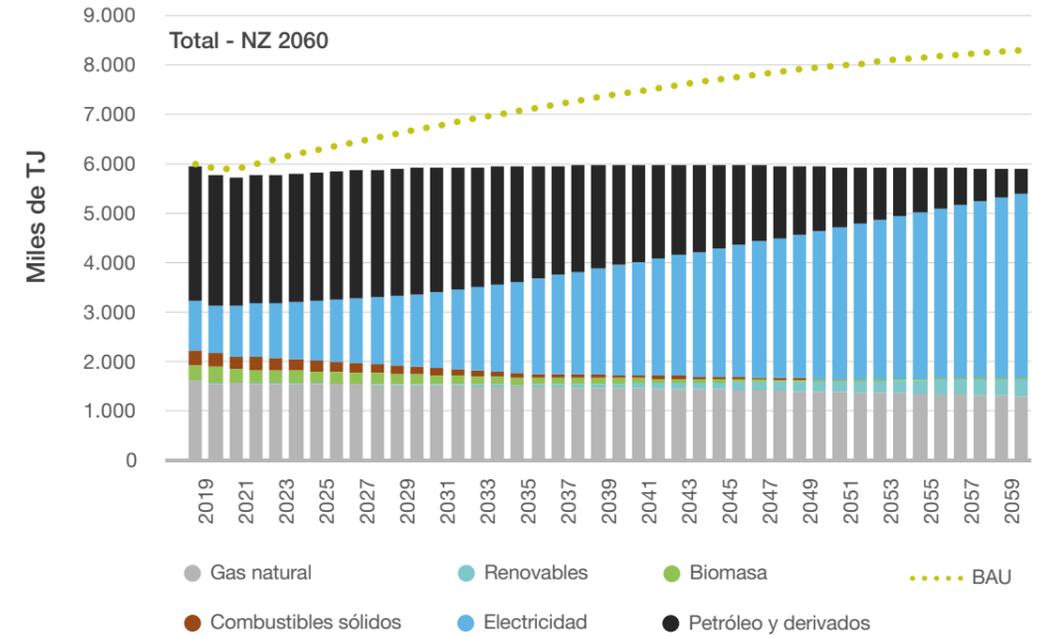
► Consumo final y consumo propio, por fuente y escenario (miles de TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico o derivados del hidrógeno. La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

Gráfico 36 B

► Consumo final y consumo propio, por fuente y escenario (miles de TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico, bioetanol, biodiésel, diésel verde y combustibles sintéticos. La categoría petróleo y derivados incluye GLP.



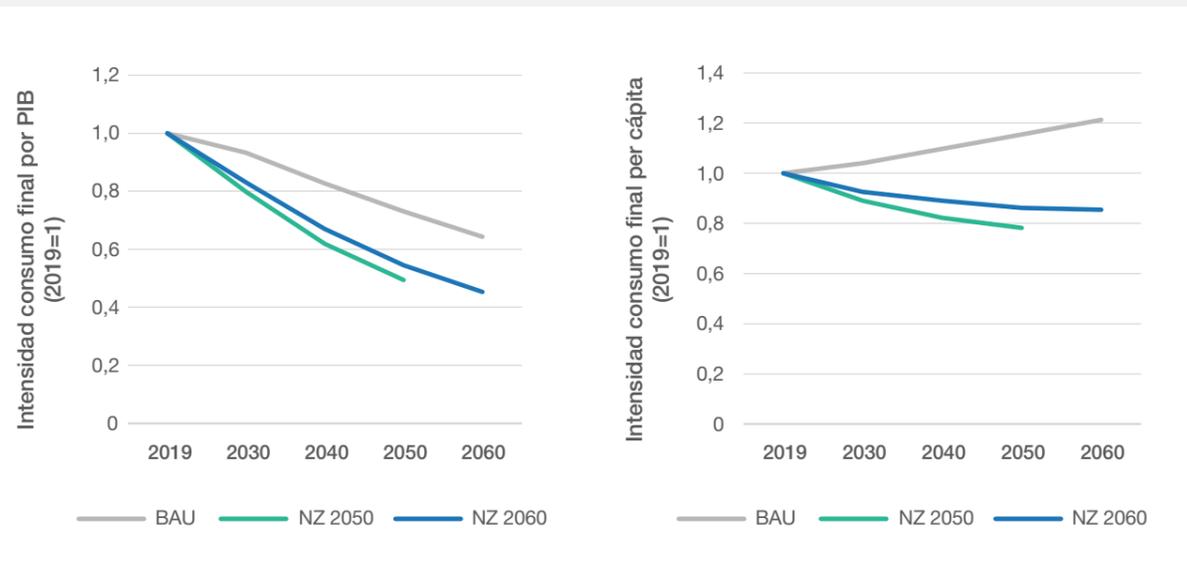
Intensidad energética y ambiental

En el escenario BAU, la intensidad energética medida en términos económicos (consumo final/PIB total) se reduce en cerca de 40 % en el período (-1,1 % anual), mientras que en los escenarios NZ 2050 y NZ 2060, se reduce más de 50 % (-2,2 % y -1,9% anual, respectivamente).

Medido en términos de población (consumo final per cápita), el consumo unitario total crece en cerca de 20 %, mientras que decrece alrededor de 20 % en los escenarios NZ. Estas evoluciones reflejan la evolución necesaria del consumo final para cumplir con los compromisos de emisiones netas cero y cubrir las brechas de consumo actuales.

Gráfico 37

► Intensidad energética unitaria (2019=1), miles de TJ/MUSD PPP 2017 (izquierda) y miles de TJ per cápita (derecha)

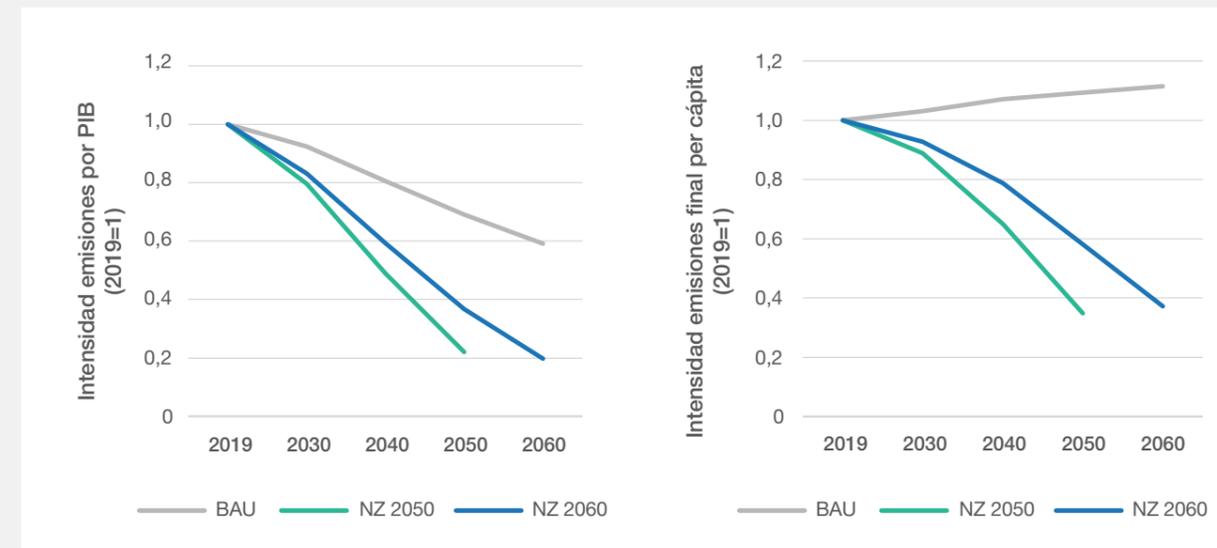


Fuente: Elaboración propia.

Se necesita una reducción de la intensidad energética significativa para lograr cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. Esta reducción refleja el **desacople entre crecimiento económico y consumo energético**. Las premisas adoptadas para implementar las soluciones propuestas (véase el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*) para la transición energética en México permiten alcanzar un elevado nivel de descarbonización a futuro e **impulsar una economía más desarrollada y eficiente**.

Gráfico 38

► Intensidad ambiental unitaria (2019=1), tCO₂e/miles de USD PPP 2017 (izquierda) y tCO₂e per cápita (derecha)



Fuente: Elaboración propia.

La intensidad ambiental unitaria, medida en términos de economía (emisiones de GEI/PIB total) y población (emisiones de GEI per cápita), se reduce de forma más significativa que la intensidad energética para todos los escenarios y refleja la reducción de las emisiones por unidad de energía consumida. Para cumplir con las emisiones netas cero, se deben reducir las emisiones por unidad de PIB del año base en un 80 %.

2. Resultados y premisas por sector



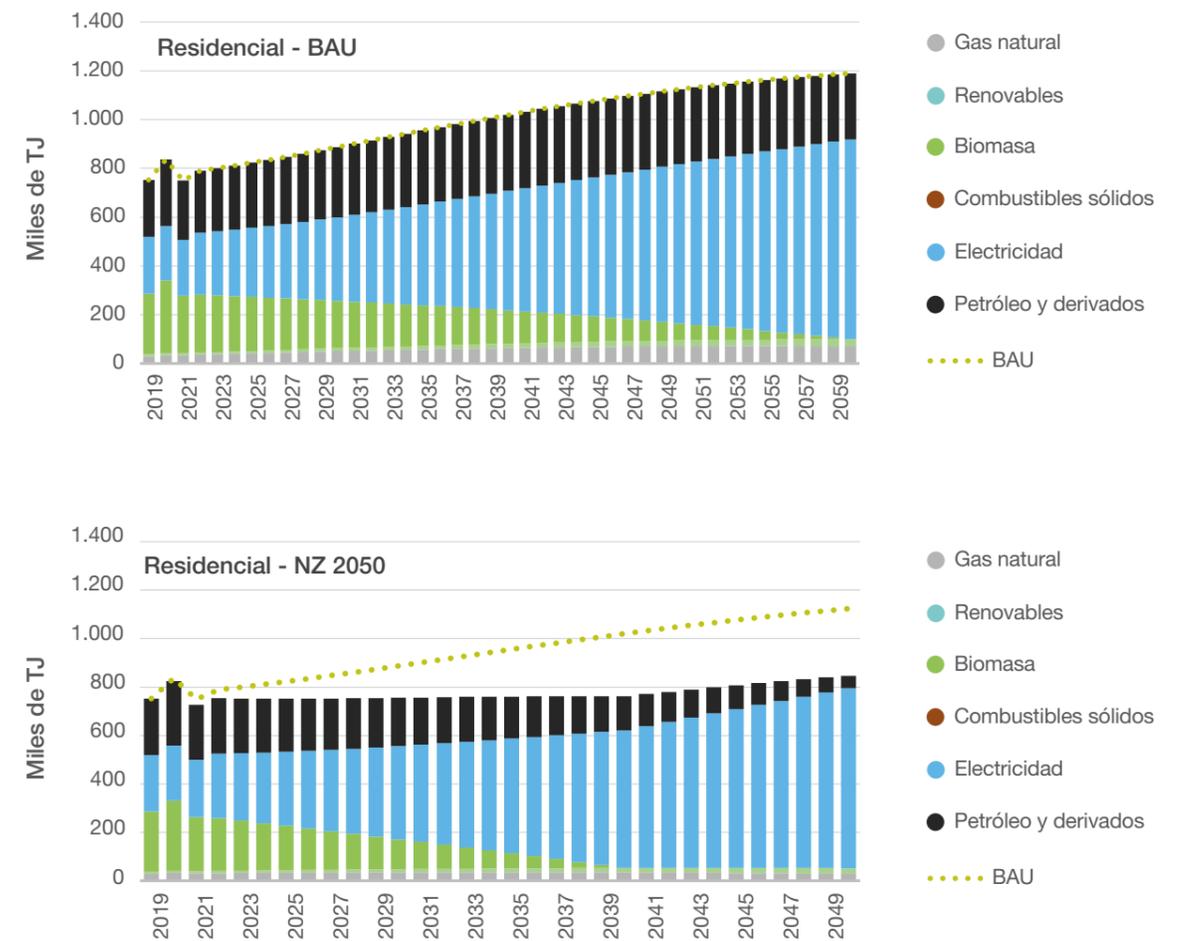
Sector residencial

El sector residencial representó el 13% de la demanda energética en 2019. Es responsable de un volumen limitado de emisiones de GEI (19 MtCO₂e), pero existe potencial para reducirlas todavía más, con medidas de transición energética. Este sector se caracteriza por:

- un alto consumo de biomasa correspondiente al uso cocción, con gran potencial de electrificación (y, a su vez, grandes ganancias en eficiencia³¹). Este consumo de biomasa (34% del consumo final del sector) corresponde a sectores de la población más vulnerables; es decir, su reemplazo es posible en un contexto de incremento del nivel de vida y programas de acompañamiento del sector. El uso cocción representa más de la mitad del consumo final del sector;
- otros usos (ACS, electrodomésticos, aire acondicionado, etc.) con potencial de crecimiento a medida que aumente el nivel de vida y en línea con lo observado en países desarrollados.

³¹ Se estima que el uso de electricidad o gas natural en vez de leña para la cocción permite un ahorro de energía final muy significativo.

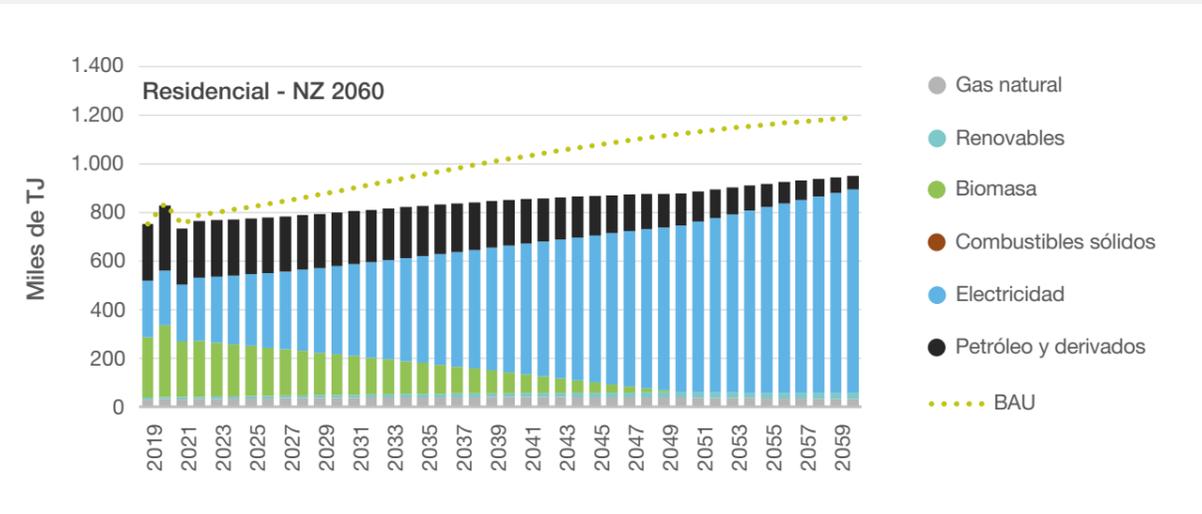
Gráfico 39 A ▶ Sector residencial: resultados por combustible y por escenario, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico. La categoría petróleo y derivados incluye GLP. El pico de demanda observado en 2020 corresponde a datos reales.

Gráfico 39 B

► Sector residencial: resultados por combustible y por escenario, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico. La categoría petróleo y derivados incluye GLP. El pico de demanda observado en 2020 corresponde a datos reales.

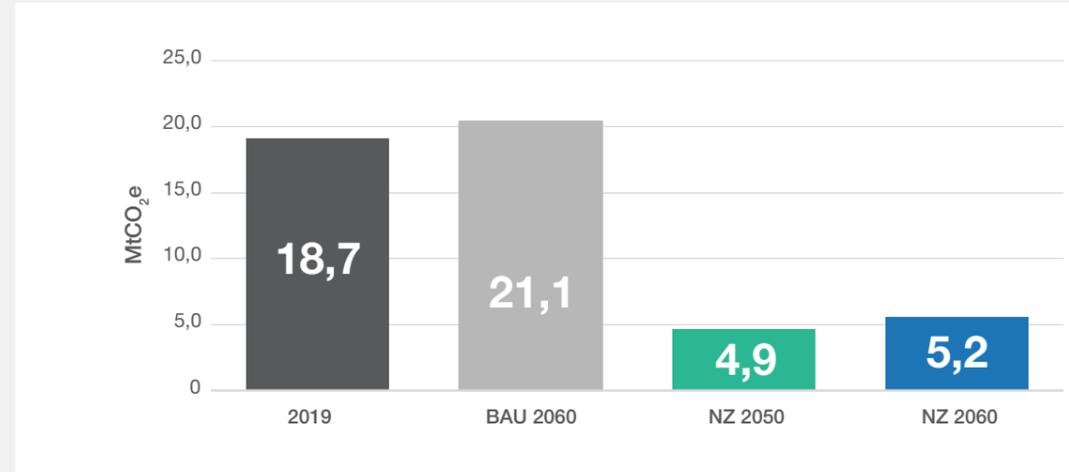
En el escenario BAU (gráfico de página 123), se observa un aumento de la demanda energética residencial del 58 % en el período (1,1 % anual), principalmente impulsado por los nuevos usos eléctricos (incluyendo aire acondicionado), de calentamiento de agua y calefacción, que se prevén acompañarán el aumento del nivel de vida proyectado. Este crecimiento es mayor que el de la población (14 % en el período). Se sustituye la leña hacia el final del período, según las tendencias históricas. El consumo de petróleo y derivados se mantiene relativamente constante. El consumo eléctrico crece, tanto para cocción eléctrica como para otros usos.

En los escenarios NZ 2050 y NZ 2060, el consumo eléctrico abarca gran parte del consumo final (88 % para ambos escenarios); existe un remanente de gas natural, GLP e introducción de solar térmico para calentamiento de agua sanitaria. A su vez, el reemplazo de la biomasa ocurre con mayor velocidad. Mayores esfuerzos de eficiencia energética, tanto para aparatos como para edificaciones, permiten

compensar en gran parte los nuevos usos que acompañan el aumento del PIB per cápita (la intensidad energética del sector, medida como la demanda por cápita, es bastante estable en el período).

Gráfico 40

► Sector residencial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen levemente en el escenario BAU, mientras que se reducen por más del 70 % en los escenarios NZ a largo plazo gracias a las medidas de eficiencia energética y electrificación.

En la práctica, las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector residencial corresponden a tecnologías maduras (cocinas eléctricas, artefactos eléctricos más eficientes, bombas de calor para calefacción o climatización, mayor eficiencia térmica de las viviendas, etc.). Sin embargo, su implementación significa un esfuerzo masivo en todos los hogares y un cubrimiento de las brechas de consumo para los hogares de menores recursos, asegurando así una transición justa.

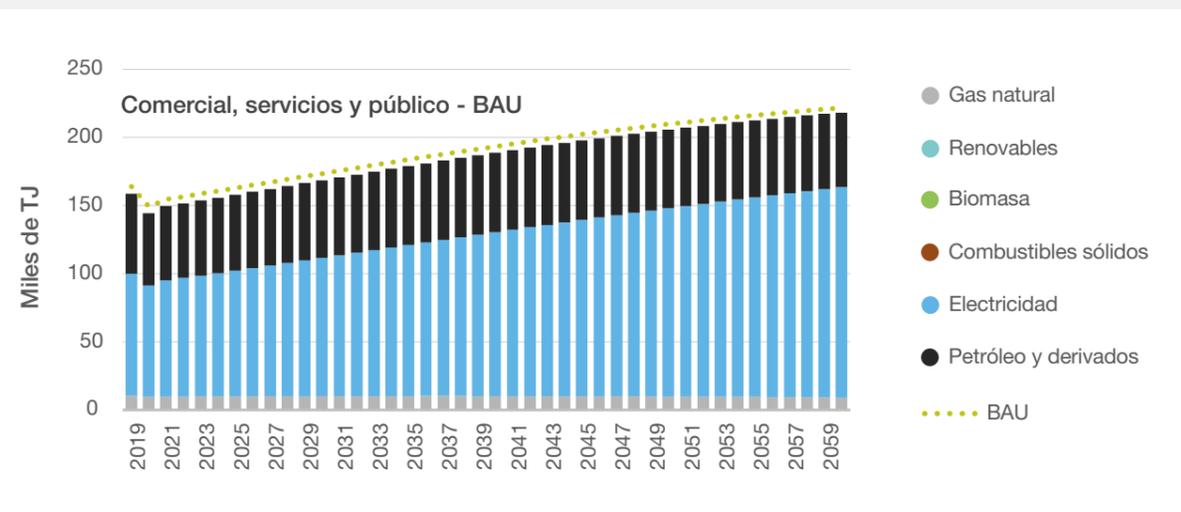


Sector comercial, servicios y público

El sector comercial, servicios y público (CSP) está conformado por la Administración pública, los hospitales, hoteles y comercios, etc. Suele ser un sector de poco peso en términos de consumo energético (3% del total en 2019) respecto de los sectores transporte, industrial y residencial. Parte de una tasa de electrificación de 74% en 2019 y usos con potencial de electrificación (ACS, calefacción, fuerza motriz, cocción, etc.), como es el caso del sector residencial. Existe también potencial para mayor eficiencia energética, tanto de los equipamientos como de los edificios en sí (renovación térmica de edificios existentes, aplicación de normativas térmicas estrictas para edificios nuevos).

Gráfico 41 A

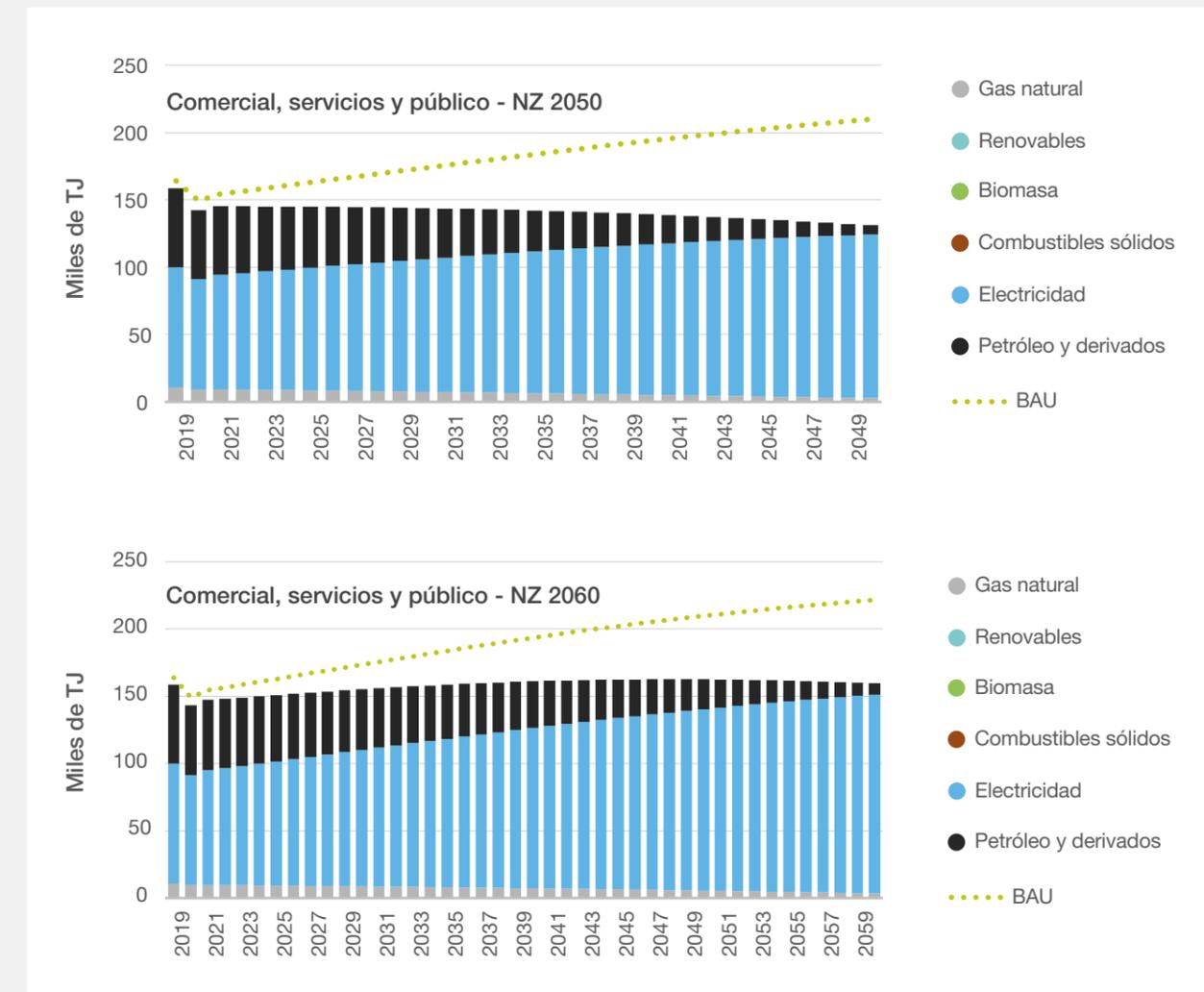
Sector CSP: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría petróleo y derivados incluye GLP. La baja de demanda observada en el período entre 2020 y 2022 corresponde a tendencias reales y al impacto de la disminución del PIB en el corto plazo.

Gráfico 41 B

Sector CSP: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



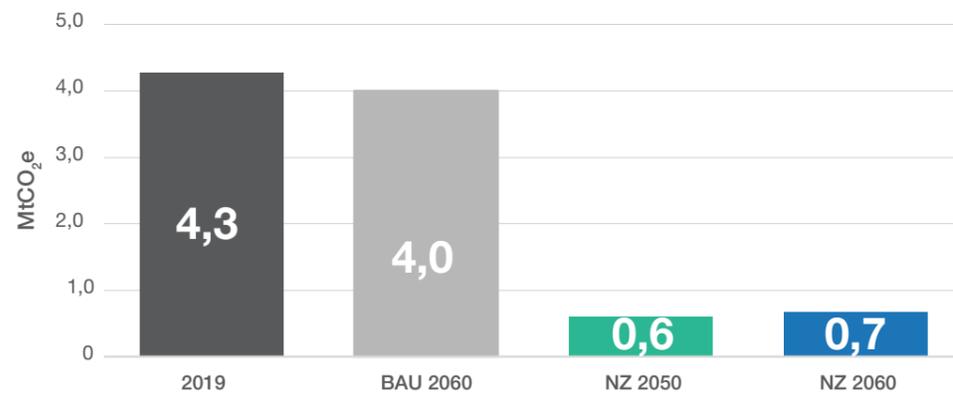
Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría petróleo y derivados incluye GLP. La baja de demanda observada en el período entre 2020 y 2022 corresponde a tendencias reales y al impacto de la disminución del PIB en el corto plazo.

En el escenario BAU, la proporción de combustible se mantiene constante. Aunque se duplica el PIB del sector, la demanda energética crece en alrededor de un 35 % por las medidas de eficiencia energética.

Para los escenarios NZ, se tiene una electrificación casi total del sector ($\geq 95\%$), quedando un remanente de petróleo y derivados al último año. Se logra una demanda constante en el escenario NZ 2060 y un 20 % de reducción de la demanda para el año 2050 en el escenario NZ 2050, en comparación con la demanda de 2019. Las mejoras de eficiencia energética explican gran parte de este fenómeno.

Gráfico 42

► Sector CSP: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e en el escenario BAU decrecen levemente, mientras que oscilan entre 10 % y 20 % en los escenarios NZ.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector comercial, servicios y público corresponden a tecnologías maduras relacionadas con los usos refrigeración, iluminación y calor directo e indirecto, por lo que se debe priorizar la electrificación y mejorar la eficiencia de los aparatos. El sector en sí, aunque de poco peso a nivel energético, es heterogéneo, con consumos relacionados con el uso cocción y refrigeración en restaurantes, equipos informáticos e iluminación en oficinas, usos mixtos en hospitales o escuelas, etc.



Sector industrial

El sector industrial está conformado por varias ramas industriales y es el segundo de mayor demanda energética (25 % en 2019), detrás del sector transporte. Parte de una penetración de energía eléctrica del 38 % condicionada por varios sectores de difícil electrificación, como las industrias del acero y cemento.

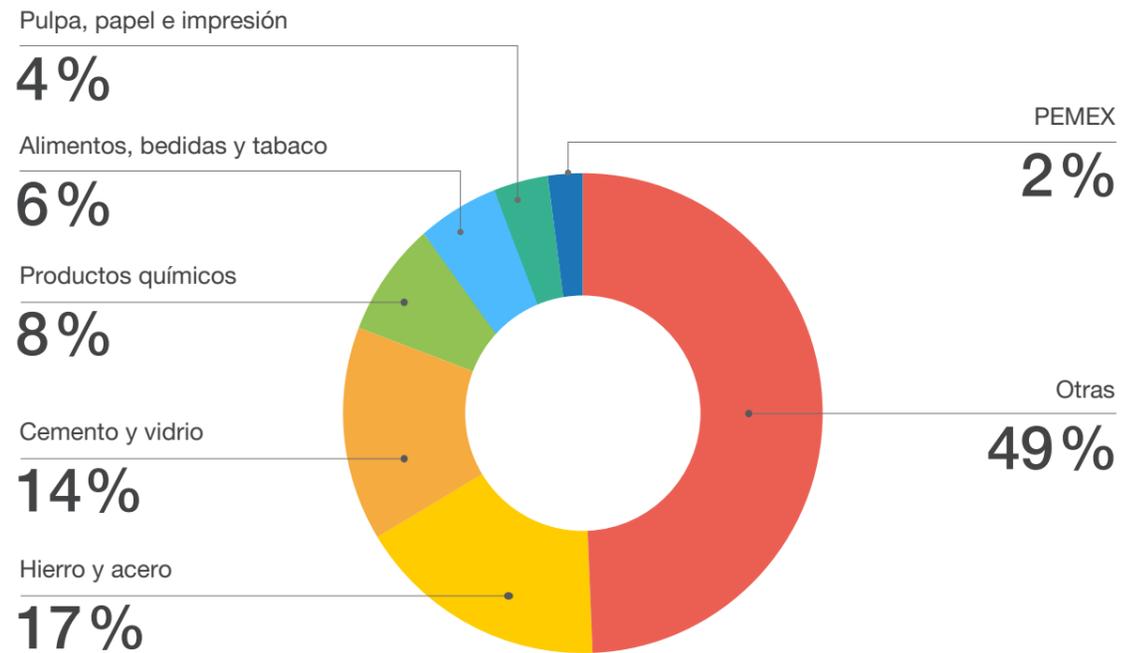
Es importante recordar que las posibilidades de sustitución entre combustibles pueden variar mucho de un subsector industrial a otro, dada la variedad de procesos industriales existentes. Para realizar las proyecciones, los subsectores industriales se agruparon en ramas limitadas. El análisis se centró más en detalle en las ramas de mayor consumo y sus usos asociados.

Proyecciones por ramas

El Balance Energético Nacional de México presenta la información del sector industrial desagregada en subsectores agrupados en siete ramas.

Gráfico 43

► Sector industrial: consumo energético por subsector industrial, 2019, %



Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance energético de México.

Las ramas otras industrias; hierro y acero, y cemento y vidrio representan el 80% del consumo de energía del sector. No se cuenta con información sobre el consumo de combustible por industria y uso en México; por lo tanto, el análisis se realiza de forma agregada para todos los usos de cada rama.

Las medidas de transición se centran en **mejoras en términos de eficiencia y sustitución de combustibles**. La eficiencia energética se logra gracias a la optimización del uso de energía en los procesos industriales y el recambio tecnológico hacia aparatos e instalaciones más recientes y eficientes.

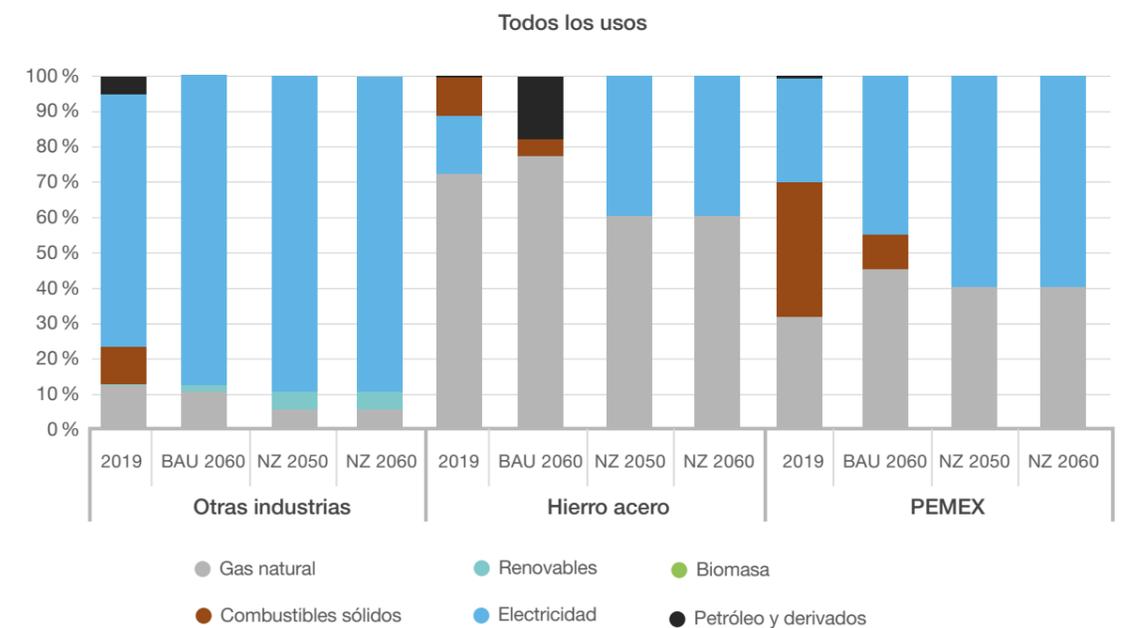
Las premisas de sustitución consideradas para México se detallan a continuación.

- El gas natural y el GLP reemplazan por completo al fueloil y al diésel en la próxima década y se asume, de forma progresiva, una penetración de la energía solar térmica en algunos sectores para calor indirecto.
- En el caso de los sectores con bajo potencial de sustitución, se consideran tecnologías de captura y almacenamiento de carbono a largo plazo en los escenarios (IEA, 2021), con una absorción anual limitada³².

El gráfico 44 muestra la evolución del consumo final por combustibles para los principales subsectores.

Gráfico 44

► Sector industrial: evolución por escenario para los principales subsectores relevantes de la industria (%)



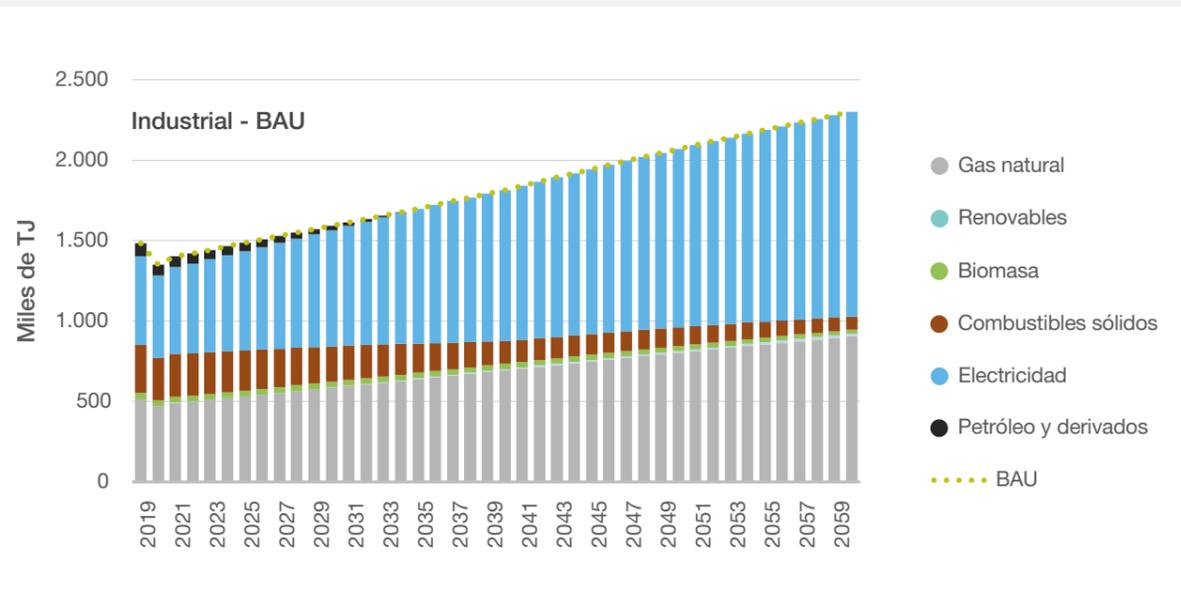
Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico.

³² Con base en el conocimiento actual sobre el potencial de almacenamiento geológico de México, se consideró una absorción anual limitada de 50 MtCO₂ para todos los usos. Se espera que una gran parte de este potencial permita reducir las emisiones de centrales de generación eléctrica de gran tamaño. Existen proyectos piloto en México para demostrar la viabilidad de capturar CO₂ en centrales de generación de tipo CCGT.

Resultados

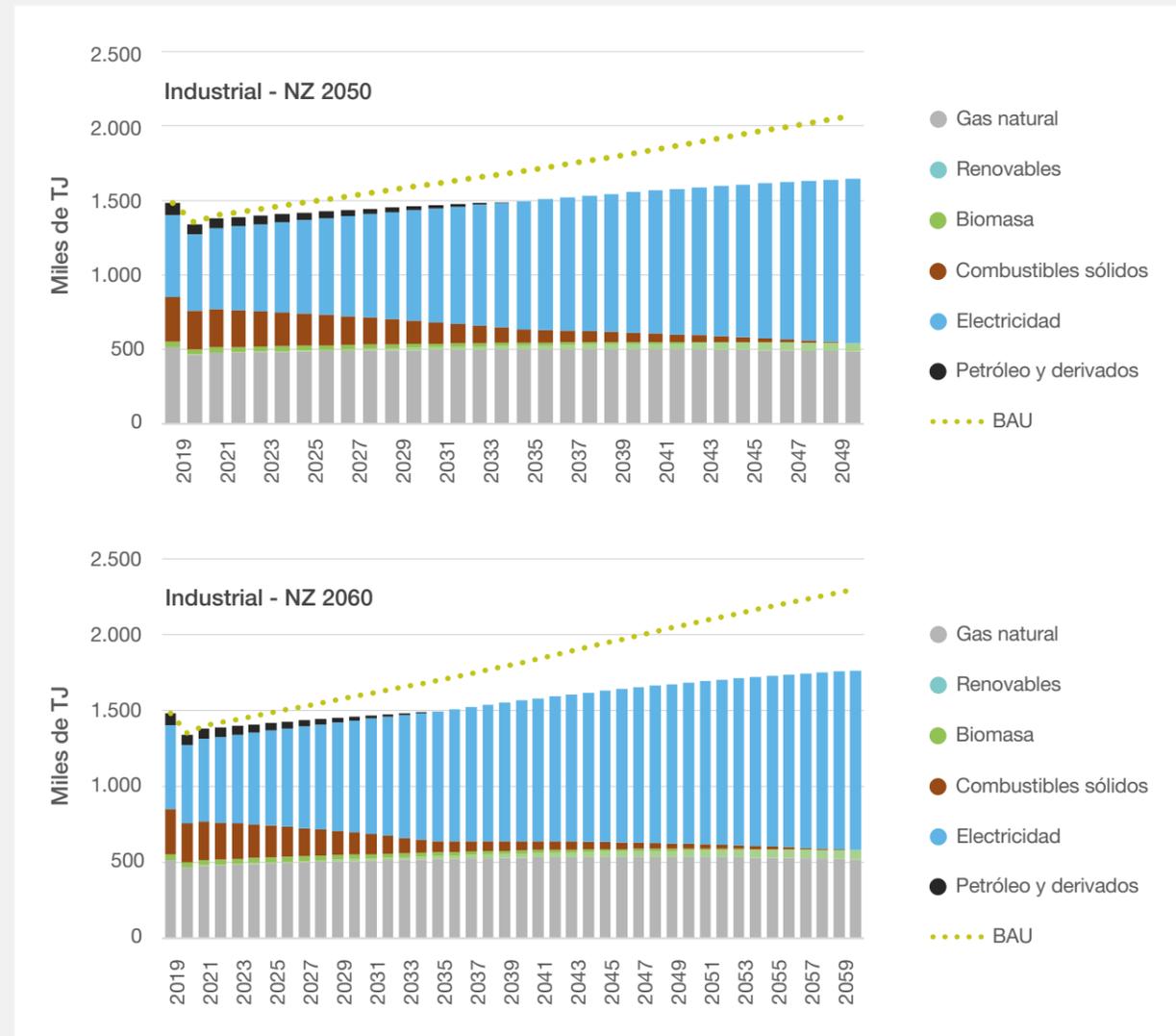
Si bien se proyecta un aumento del PIB del sector en un 115%, la demanda del escenario BAU aumentó un 55% debido a la sustitución de combustible y medidas de eficiencia energética. La electrificación de la demanda final pasa de 38% a 55%.

Gráfico 45 A ▶ Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico. La baja de demanda observada en el período entre 2020 y 2022 corresponde a tendencias reales y al impacto de la disminución del PIB en el corto plazo.

Gráfico 45 B ▶ Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ)

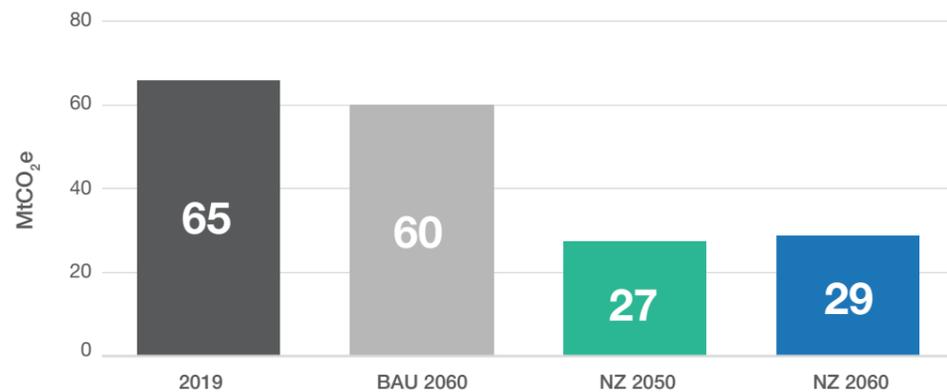


Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico. La baja de demanda observada en el período entre 2020 y 2022 corresponde a tendencias reales y al impacto de la disminución del PIB en el corto plazo.

El consumo de carbón se reemplaza por completo en los escenarios NZ. La electrificación del sector se duplica en el período (de 38 % a 67 %).

Gráfico 46

► Sector industrial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e decrecen levemente en el escenario BAU. Por otro lado, las emisiones se dividen por dos en los escenarios NZ a largo plazo gracias a las medidas de eficiencia energética, sustitución de combustibles y captura de carbono. A estas reducciones se les debe adicionar la captura de carbono que se podría desarrollar, en primer lugar, para sitios industriales de gran tamaño y la proximidad del almacenamiento.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector industrial corresponden a tecnologías existentes a nivel mundial, las cuales no siempre están muy maduras. Con el correr de los años, será necesario adaptar paulatinamente los procesos industriales con la mejor opción tecnológica disponible y, a su vez, repensar los procesos de forma integral.

“En el sector industrial, se espera que el gas natural y el GLP reemplacen por completo al fueloil y al diésel y se asume, de forma progresiva, una penetración de la energía solar térmica en algunos sectores. Se reconocen las dificultades técnicas para la electrificación de las industria metalúrgica y del cemento.”



Sector transporte

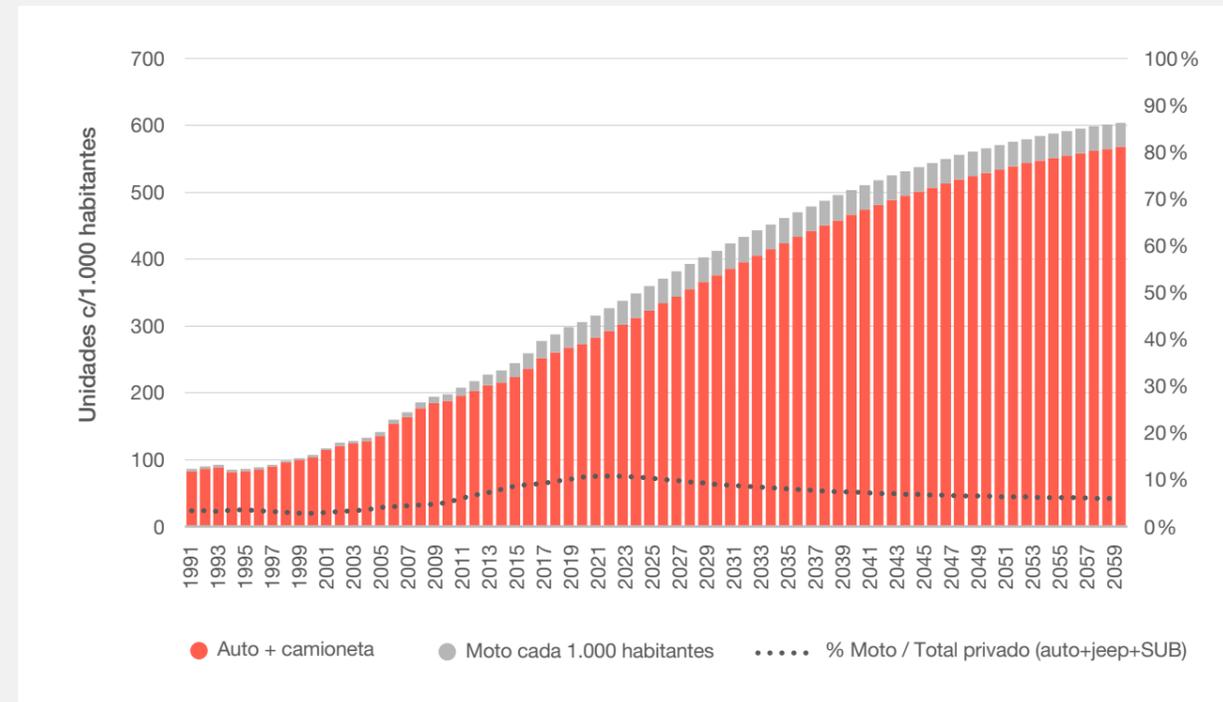
En México, el sector transporte es el máximo consumidor de energía (35 % en 2019) y emisor de gases de efecto invernadero. Consume mayormente combustibles líquidos (diésel, gasolina, etc.). Si bien las ventas de vehículos eléctricos aumentaron en todo el mundo en los últimos años, estos representan una muy baja proporción en México. El transporte carretero representa 90 % del consumo final total en 2019, liderado por el transporte carretero de pasajeros (47 %).

Transporte carretero de pasajeros

El consumo energético del transporte carretero depende principalmente de la evolución de la cantidad de vehículos. En todos los escenarios, se espera un **aumento significativo de la motorización** en línea con el crecimiento de los niveles de vida. Al contrario de otros países de la región, la motorización en México pasa principalmente por autos y camionetas, aunque se observó un aumento de la posesión de motos por habitante en años recientes. Se proyectan 604 vehículos por cada 1.000 habitantes para 2060, de los cuales 6 % son motos y 94 %, autos.

Gráfico 47

Cantidad de vehículos privados por 1.000 habitantes y participación de motos (%)



Fuente: Elaboración propia.

En este contexto de la motorización, se requerirán medidas de promoción de la transición energética para limitar el aumento de las emisiones de GEI. Una de las principales medidas contemplables es la **electrificación** del parque vehicular que reduce las emisiones y el consumo total (una reducción de entre el 75 % y el 80 % del consumo por km en comparación con un vehículo estándar).

El uso de vehículos híbridos permite también una reducción significativa del consumo energético unitario. En el caso de los autos, se estima que la participación alcance un 30 % de vehículos eléctricos y 20 % vehículos híbridos en el escenario BAU en 2060. En cambio, en los escenarios NZ, se proyecta una participación de 80 % de eléctricos y 20 % de híbridos al final del período. Por otro lado, se espera una electrificación del parque de motos y ómnibus públicos hasta llegar al 100 % del parque en ambos escenarios dentro del horizonte de planeamiento (véase el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*).

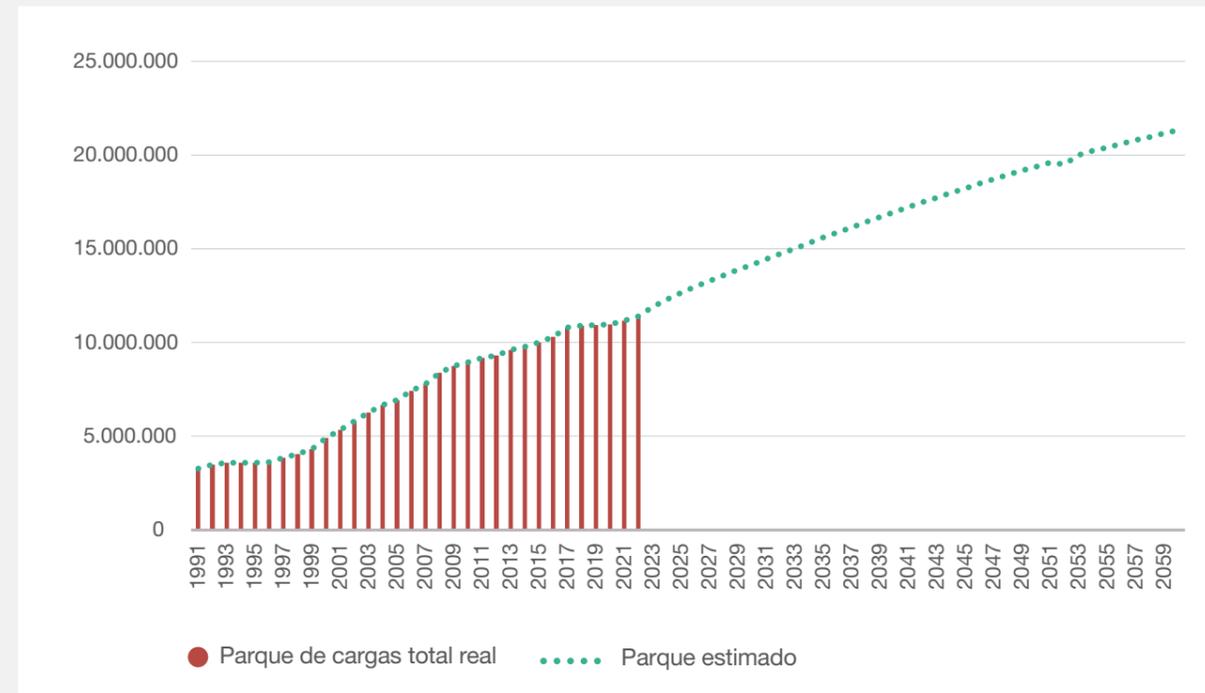
En línea con lo observado históricamente, se espera que la eficiencia media del parque vehicular mejore por los avances tecnológicos y/o reducción de peso de los vehículos.

Finalmente, se estima una reducción de los recorridos medios por vehículos (km/vehículo) como consecuencia de la **digitalización** de la sociedad (teletrabajo, etc.) y una mayor penetración de los sistemas de **transporte público**.

Transporte carretero de cargas

El parque carretero de cargas crece con la actividad económica (PIB), según la elasticidad histórica de los ingresos. En este contexto, se espera un crecimiento sostenido de la cantidad de vehículos de carga en el período (1,7 % promedio anual), tanto para camiones (90 % del total) como para tractocamiones.

Gráfico 48 ► Cantidad de vehículos de carga total



Fuente: Elaboración propia.

En este contexto de aumento de la flota de vehículos, se requerirán medidas de transición energética para limitar el aumento de las emisiones de GEI. Estas acciones deberán promover los combustibles de la transición energética que dependerán del horizonte de tiempo considerado: GNC, GNL, electricidad (disponible ahora) y derivados del hidrógeno (a partir de 2040). Se asume que el gas natural (GNC, GNL) desempeñará un papel importante en el período entre 2030 y 2040. Adicionalmente, la transición energética debe estar acompañada por una **mejora de rendimiento** de los vehículos y **mejoras logísticas y transferencia a ferroviario**.

Se asumió que, en el escenario BAU y para 2060, el 10% de la flota de camiones será eléctrico, el 40% será a GNC y el resto continuará utilizando diésel. En cuanto a los tractocamiones, se prevé que el 50% de la flota utilizará GNL y el 50%, diésel. En los escenarios NZ, se requieren mayores esfuerzos de transición, con 80% de los camiones y 60% de los tractocamiones eléctricos a largo plazo. La electrificación surge como principal alternativa para camiones y tractocamiones, pero se prevé una menor penetración eléctrica para los tractocamiones, ya que las soluciones tecnológicas para transportar cargas muy pesadas para distancias largas están todavía en desarrollo y la electrificación no es siempre una solución. Las celdas de hidrógeno también pueden desempeñar un papel en este segmento a largo plazo. El gas natural permite iniciar la transición en ambos segmentos.

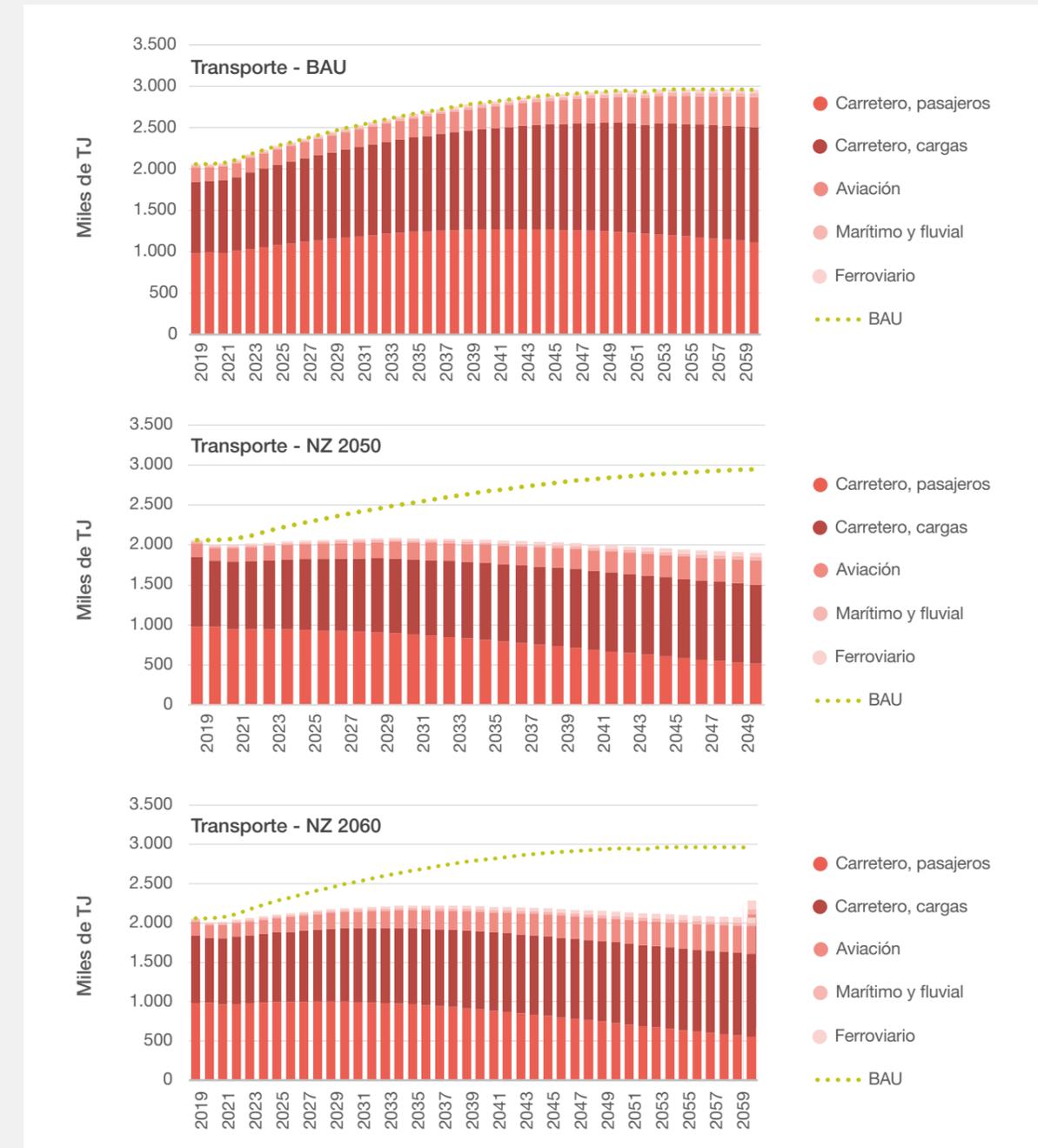
Transporte aéreo, naval y ferroviario

Estos sectores son de más difícil transformación (en particular, los subsectores aéreo y marítimo/fluvial no son electrificables). Algunas de las opciones de transición energética disponibles son los combustibles sintéticos y el amoníaco (derivados del H₂) que se contemplan en los escenarios NZ.

Resultados

En el escenario BAU, el consumo energético en el sector transporte crece un 44%, impulsado por el sector de carga. La electricidad crece de forma considerable en los sectores de pasajeros privados y públicos, mientras que el gas natural se vuelve relevante en el sector de cargas.

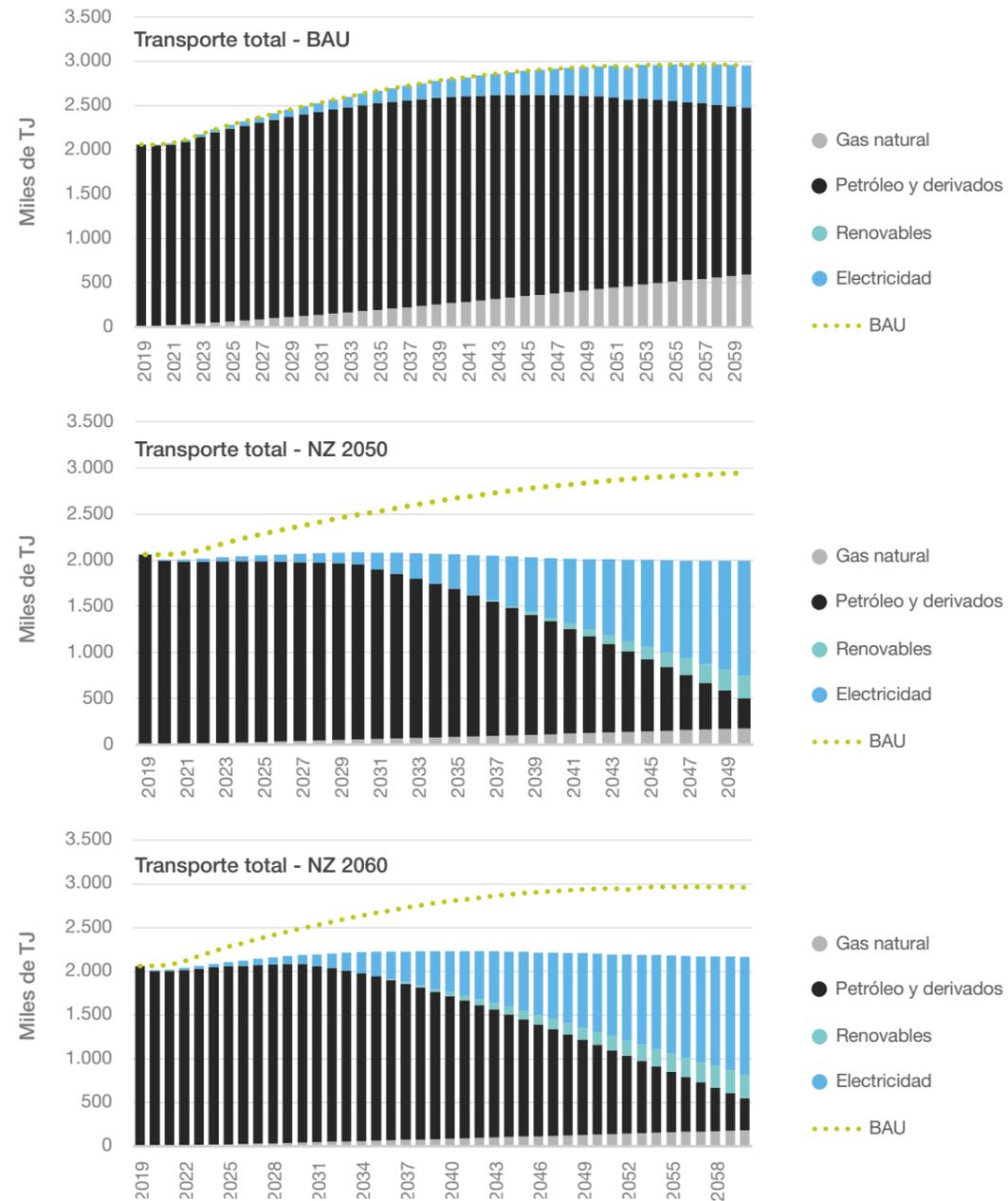
Gráfico 49 A ▶ Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 49 B

► Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario (10³ TJ)



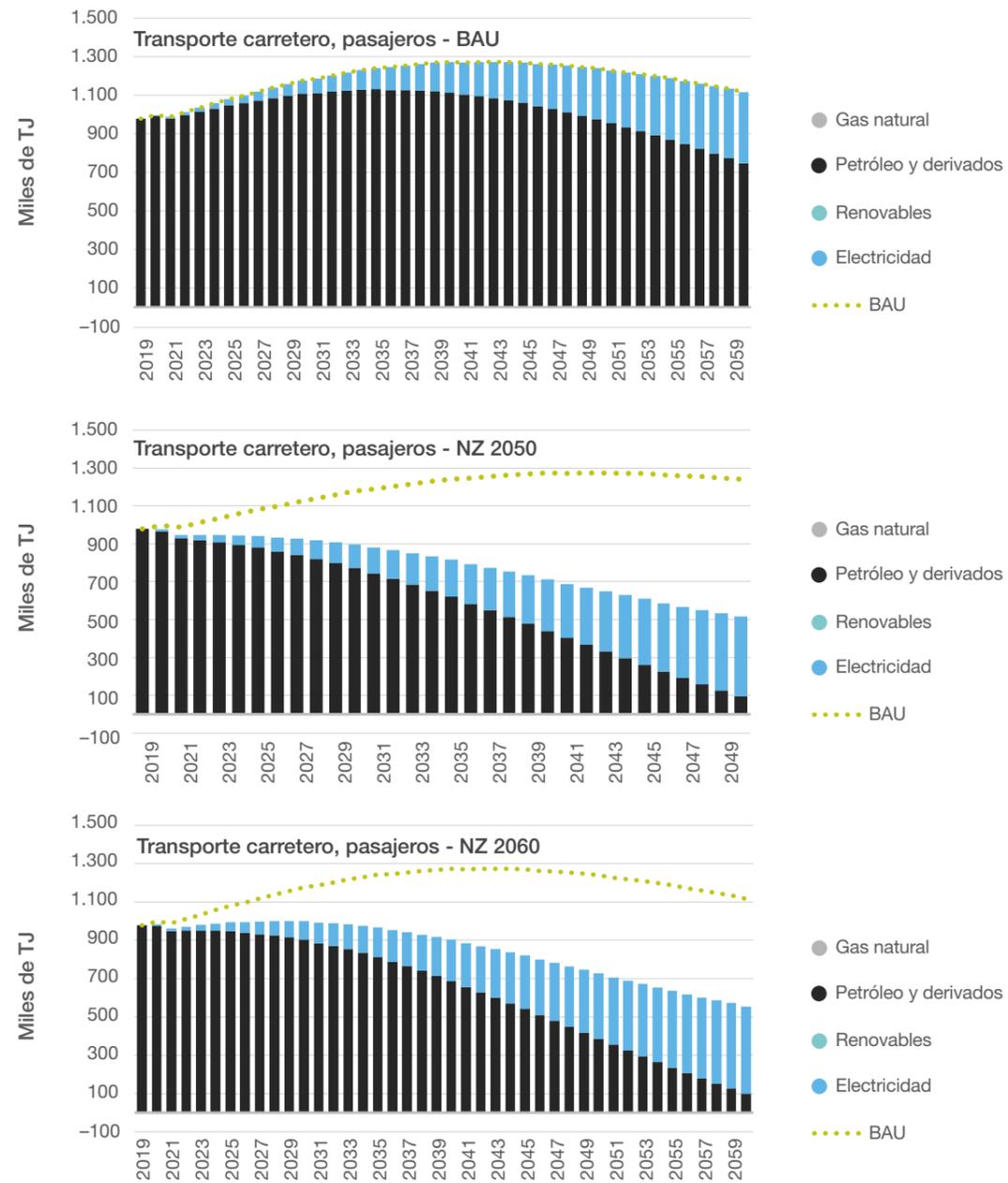
Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario NZ 2050, la demanda energética en el sector transporte disminuye en el período de estudio debido a las medidas tendientes a promover el transporte eléctrico y los combustibles sintéticos. En el sector de pasajeros, se incrementa fuertemente la penetración eléctrica, mientras que el resto utiliza gasolina motor en motores híbridos. En cuanto al transporte de carga, la electrificación surge como principal alternativa para los camiones y tractocamiones; las celdas de hidrógeno desempeñan un papel más limitado. De acuerdo con estas consideraciones, el sector pasajero disminuye considerablemente su consumo energético, mientras que el sector de transporte de carga crece de forma leve. El escenario NZ 2060 es muy similar al mencionado anteriormente, con una implementación de las medidas menos rápida.



Gráfico 50 A

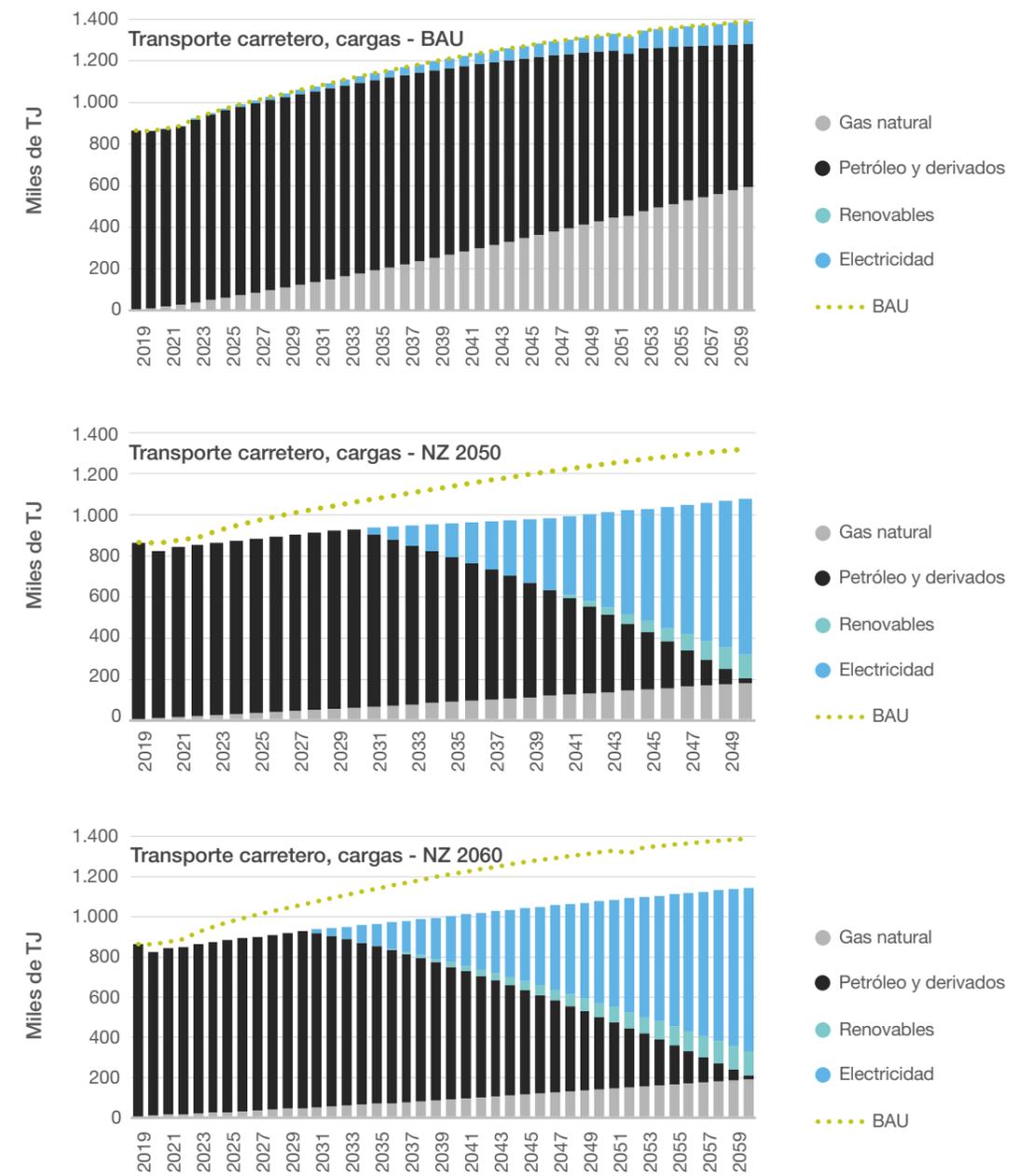
► Consumo final del transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 50 B

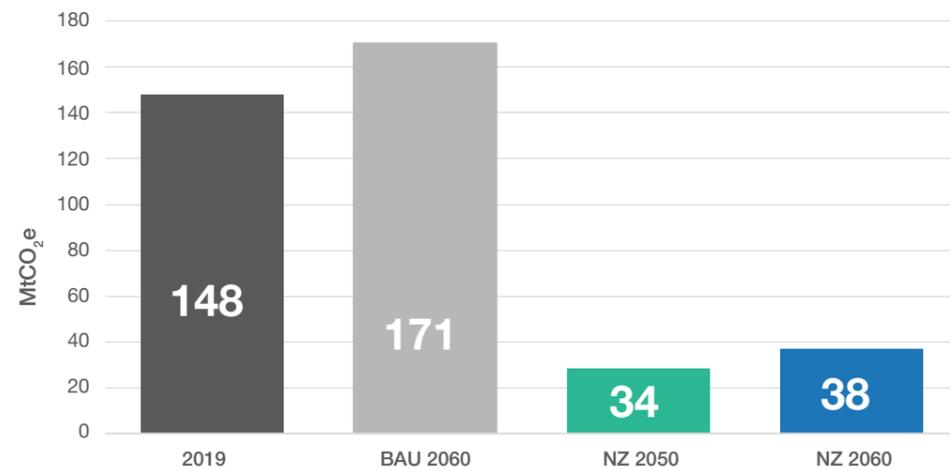
► Consumo final del transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 51

► Sector transporte: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen en el escenario BAU (+15%) pero a un ritmo menor que el del parque de vehículos. Por otro lado, las emisiones se dividen por más de tres en los escenarios NZ a largo plazo como consecuencia de las medidas de sustitución de combustibles (mayormente electrificación), eficiencia energética y cambios de conductas.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector transporte corresponden a tecnologías maduras para el segmento de vehículos livianos y en desarrollo para los demás segmentos. Se esperan cambios sustanciales en todos los escenarios dada la fuerte motorización asociada al crecimiento de la economía.



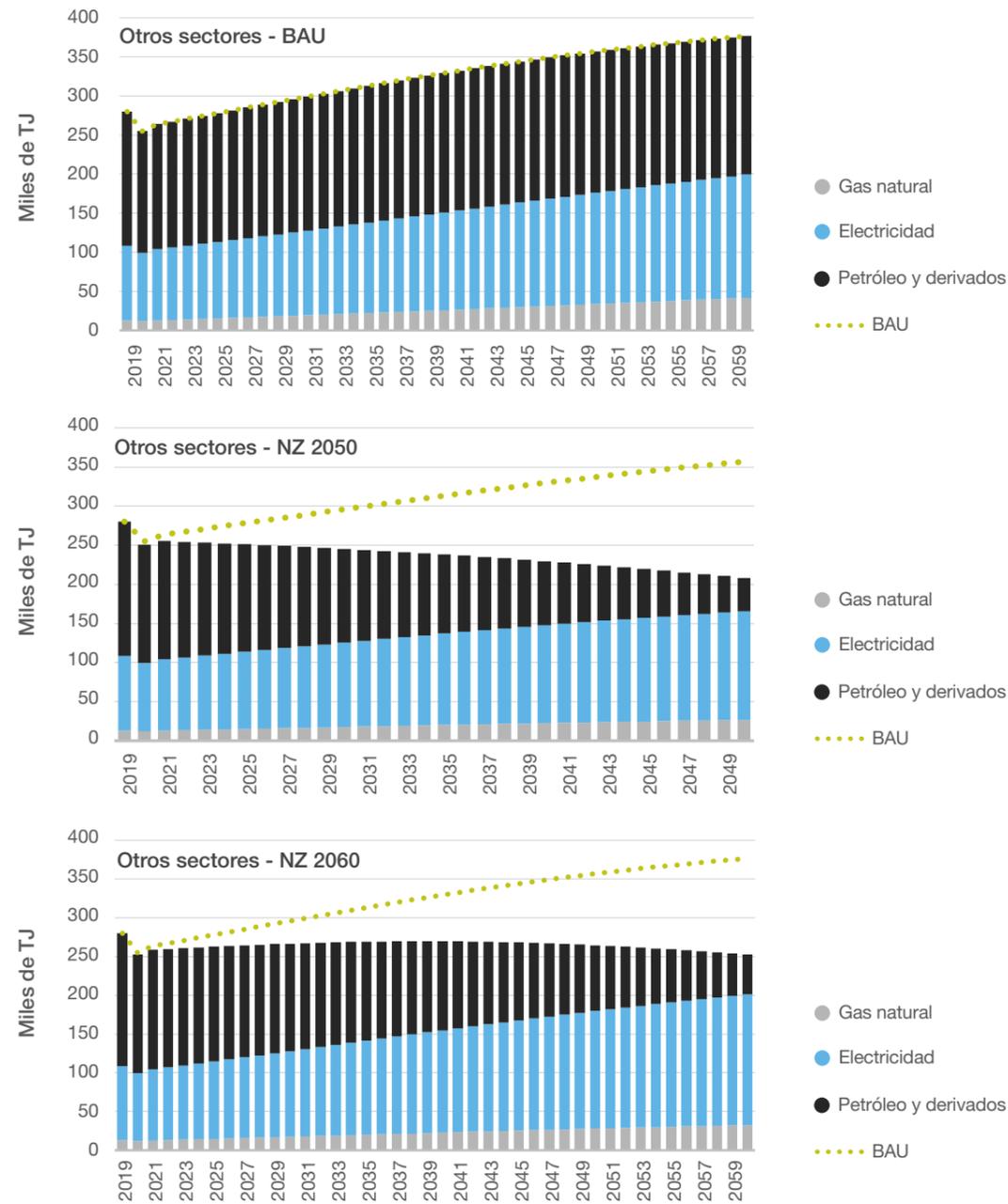
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

Los sectores agropecuario, pesca, minería y construcción representan, junto con el sector comercial, servicios y público, los sectores de menor consumo de energía. La electrificación del sector es baja (34% en 2019). Al analizar la demanda por subsector, se puede observar la importancia del sector agropecuario, que representa 68% del total en México, mientras que el sector minería suma 27% y el sector construcción, el resto. Los tres sectores presentan potencial de electrificación. El sector minería tiene un alto potencial para electrificar los usos relacionados con la fuerza motriz o los camiones mineros, entre otras cosas, mientras que se espera una fuerte electrificación de la maquinaria agrícola en el largo plazo, en línea con las tendencias ya observadas en este subsector. Existe también potencial para incrementar la eficiencia energética de los equipamientos en ambos subsectores.

En el escenario BAU, la demanda de este sector crece alrededor de un 0,7% anual (31% acumulados en el período), lo cual hace que el sector se electrifique gradualmente de acuerdo con la tendencia histórica. Se observa una mejora de la intensidad energética del sector (el crecimiento del PIB es mayor que el de la demanda, 1,9% anual contra 0,7% anual).

Gráfico 52

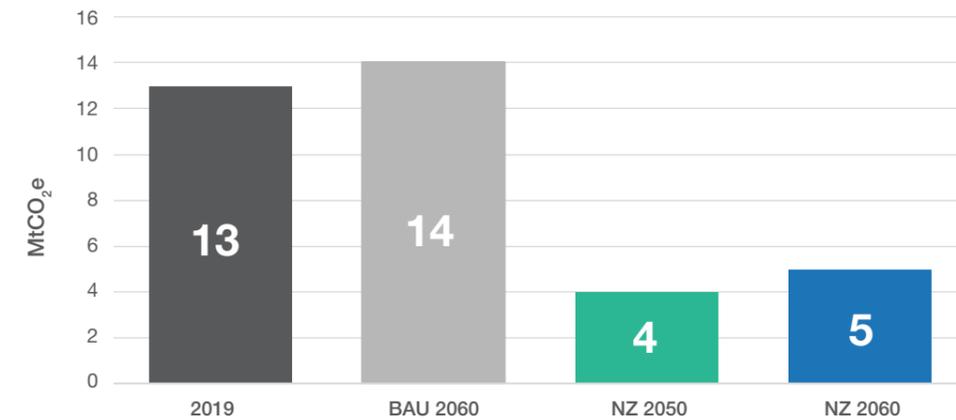
► **Resultados del sector agropecuario, pesca, minería y construcción, por escenario (10³ TJ)**



Fuente: Elaboración propia. La baja de demanda observada en el período entre 2020 y 2022 corresponde a las tendencias reales y al impacto de la disminución del PIB a corto plazo.

Gráfico 53

► **Sector agropecuario, pesca, minería y construcción: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)**



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e se mantienen casi constantes en el escenario BAU. Por otro lado, las emisiones se dividen por tres aproximadamente en los escenarios NZ a largo plazo como consecuencia de la electrificación del sector y los esfuerzos de eficiencia energética.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector corresponden a tecnologías que se esperan que hayan madurado a nivel mundial en los próximos años, tales como el uso de maquinaria agrícola eléctrica y de camiones mineros eléctricos.



Sector eléctrico

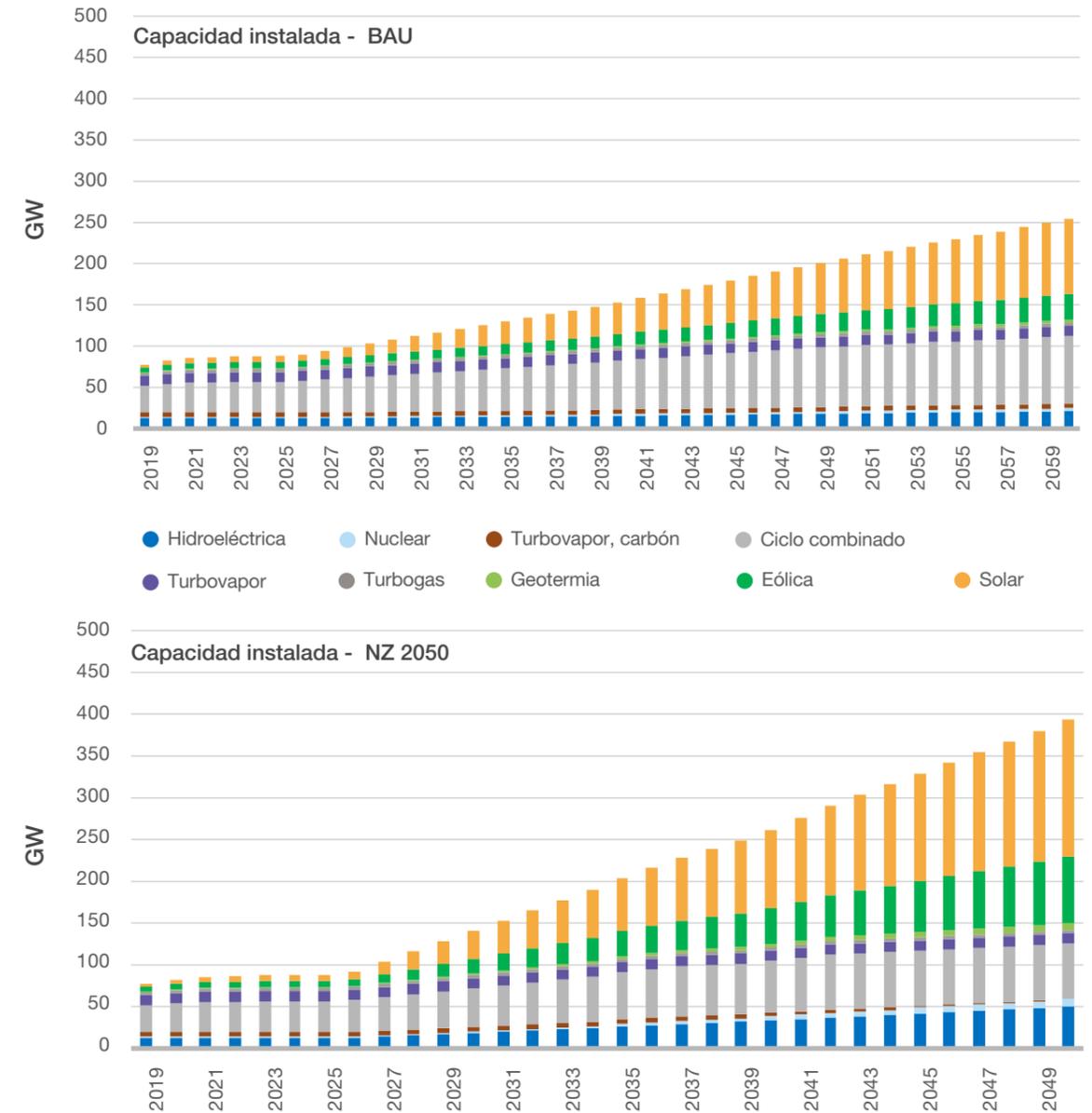
México parte de un mix eléctrico (expresado en capacidad instalada) mayoritariamente fósil; cuenta únicamente con un 32 % de energías de origen renovable (16 % hidráulica, 1 % geotérmica, 8 % eólica y 5 % solar).

En todos los escenarios planteados, se espera un crecimiento de la capacidad solar y eólica y, en menor medida, de la hidroeléctrica. En el escenario BAU, la capacidad renovable adicional a instalar es de 124 GW, de los cuales 87 GW son solares, 25 GW son eólicos, 9 GW son hidráulicos y 3 GW, geotérmicos. En los escenarios NZ, se necesita instalar todavía más capacidad renovable para cubrir la mayor demanda eléctrica y asegurar una baja significativa de las emisiones de GEI. En el escenario NZ 2050, se prevé la adición de 278 GW de energías renovables, de los cuales 160 GW son solares, 74 GW son eólicos, 37 GW son hidroeléctricos y el resto, geotérmicos. En el escenario NZ 2060, se necesitan 312 GW adicionales de energías renovables, de los cuales 176 GW son solares, 85 GW son eólicos, 42 GW son hidroeléctricos y el resto, geotérmicos. Se prevé también la instalación de 12 GW nucleares en el escenario NZ 2060 y 10 GW en el escenario NZ 2050.

En todos los escenarios, se necesita la instalación de nuevas centrales térmicas, en particular CCGT, que desempeñan un papel de respaldo, así como también de baterías y redes inteligentes que participan de la mejor integración de la energía eléctrica renovable en la red.

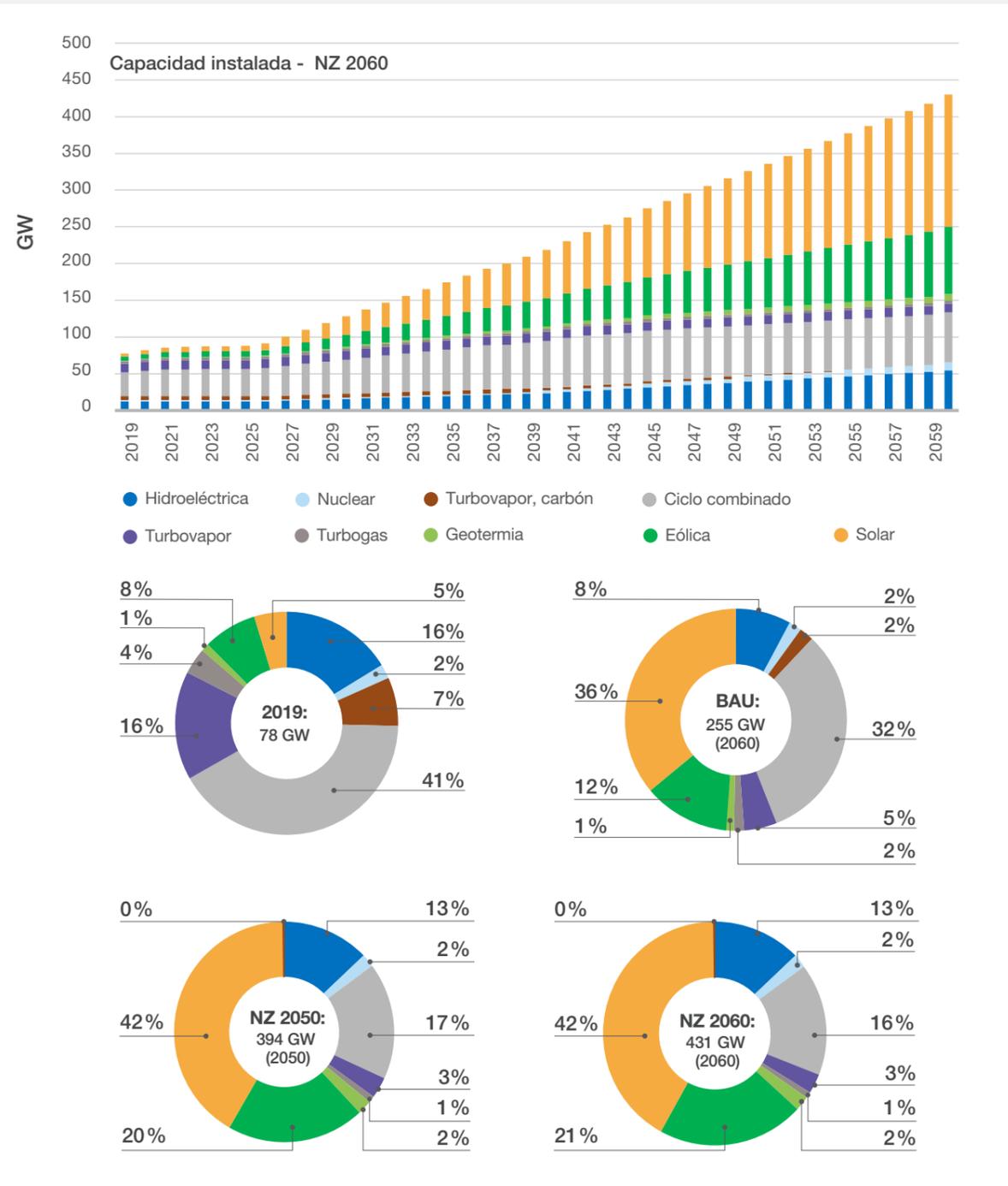
Gráfico 54 A

► Proyección de capacidad instalada por fuente y por escenario, GW



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 54 B ▶ Proyección de capacidad instalada por fuente y por escenario, GW



Fuente: Elaboración propia.

En los escenarios BAU, NZ 2050 y NZ 2060, la demanda eléctrica crece entre un 190% y 270%, mientras que la capacidad instalada se incrementa entre 225% y 455%. Se necesita un crecimiento del parque de generación mucho mayor que el crecimiento observado en los últimos 20 años.

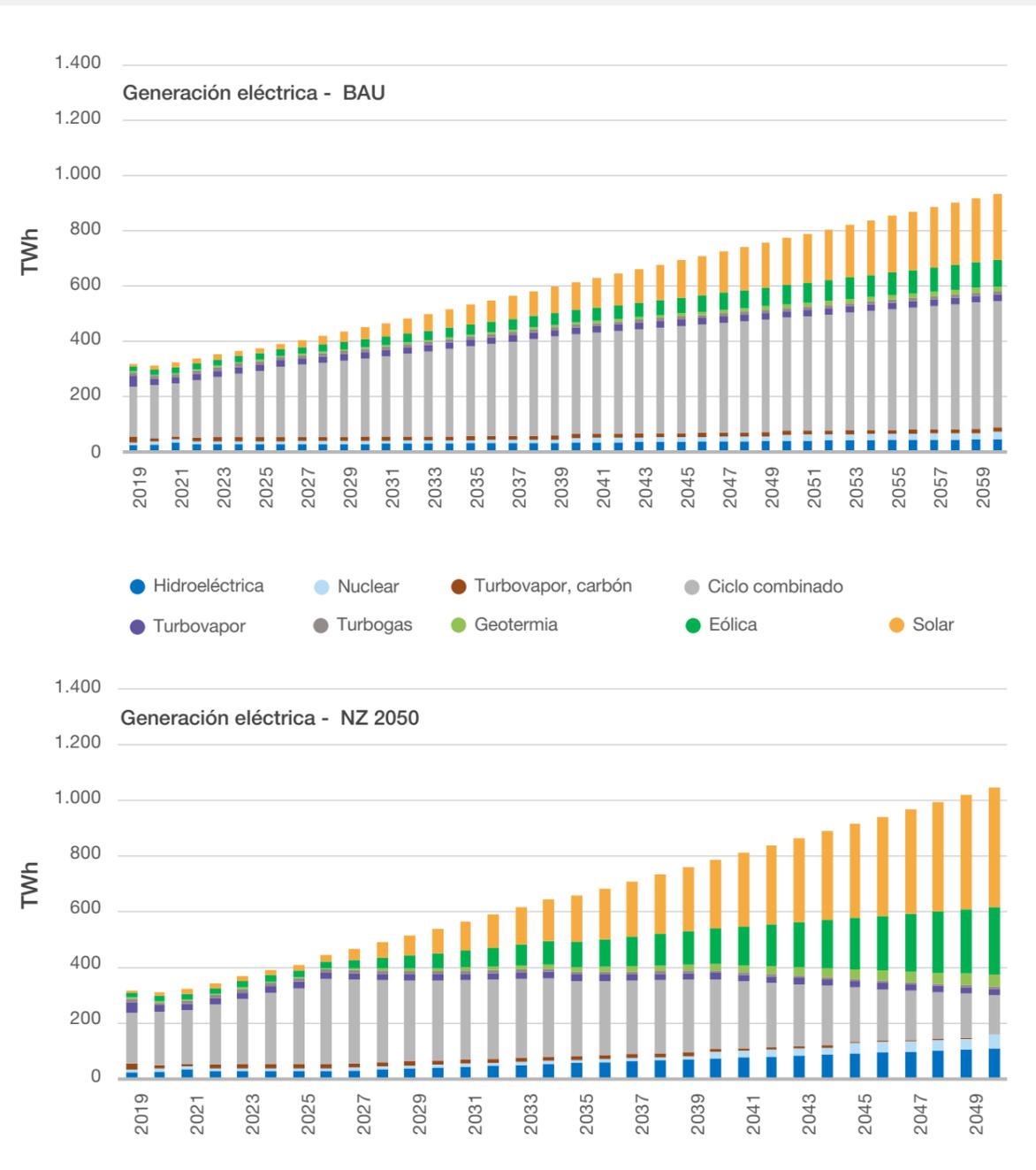
En todos los escenarios, la matriz de generación eléctrica se vuelve más renovable, con más de 75% de la generación libre de emisiones en los escenarios NZ.

Se espera, además, un desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono a largo plazo en los escenarios NZ³³.



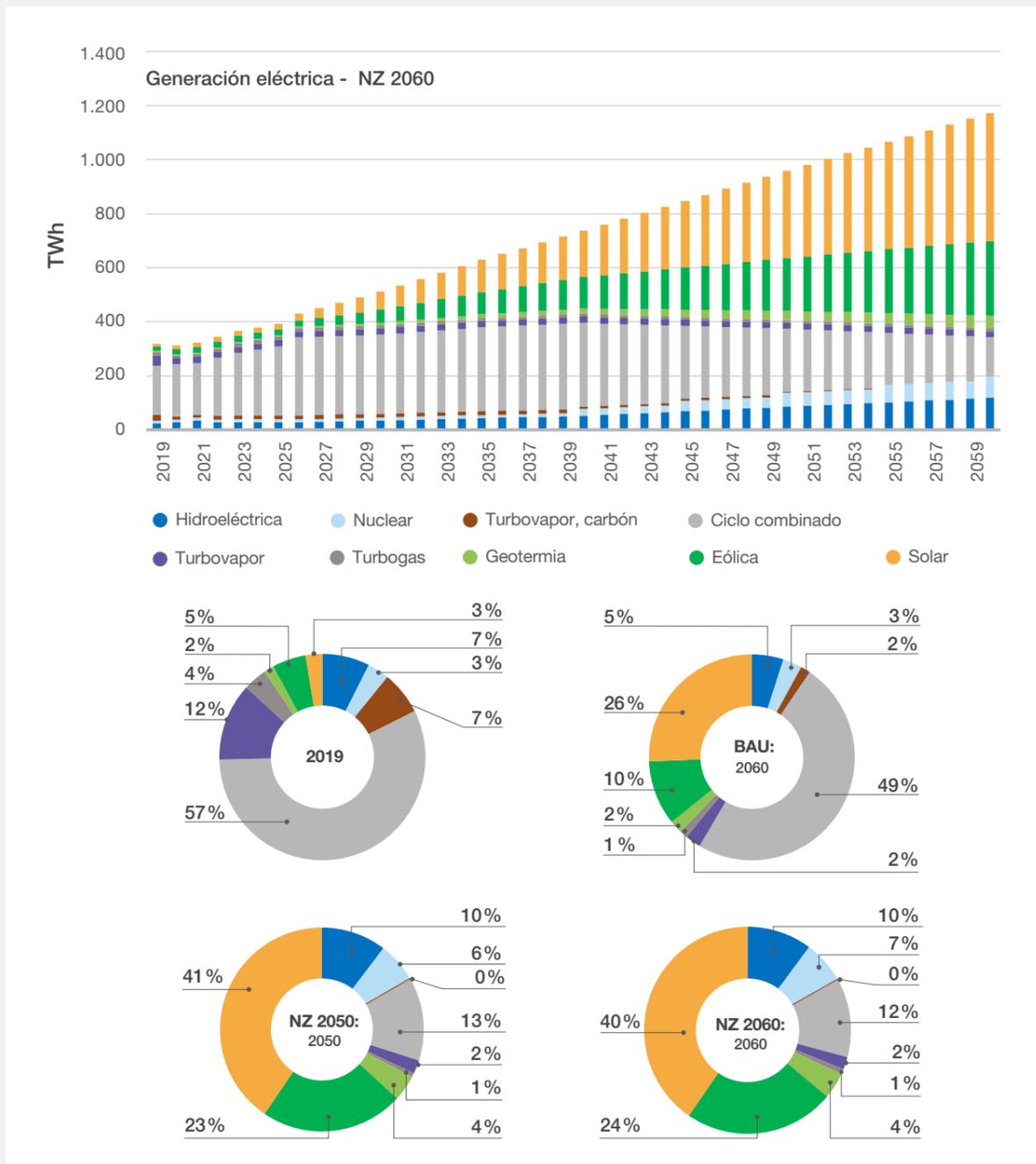
³³ Con base en el conocimiento actual sobre el potencial de almacenamiento geológico de México, se consideró una absorción anual limitada de 50 MtCO₂ para todos los usos. Se espera que una gran parte de este potencial permita reducir las emisiones de centrales de generación eléctrica de gran tamaño. En México, existen proyectos piloto para demostrar la viabilidad de capturar CO₂ en centrales de generación de tipo CCGT.

Gráfico 55 A ▶ Proyección de generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 55 B ▶ Proyección de generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)



Fuente: Elaboración propia.

3. Financiamiento de la transición energética

En este apartado, se presentan las inversiones totales correspondientes a cada escenario como consecuencia de todas las medidas de transición energética justa descritas previamente.

A continuación, se presentan los principales rubros que requieren de inversión, incluida una breve descripción de las premisas utilizadas para derivar los montos presentados en las secciones siguientes.



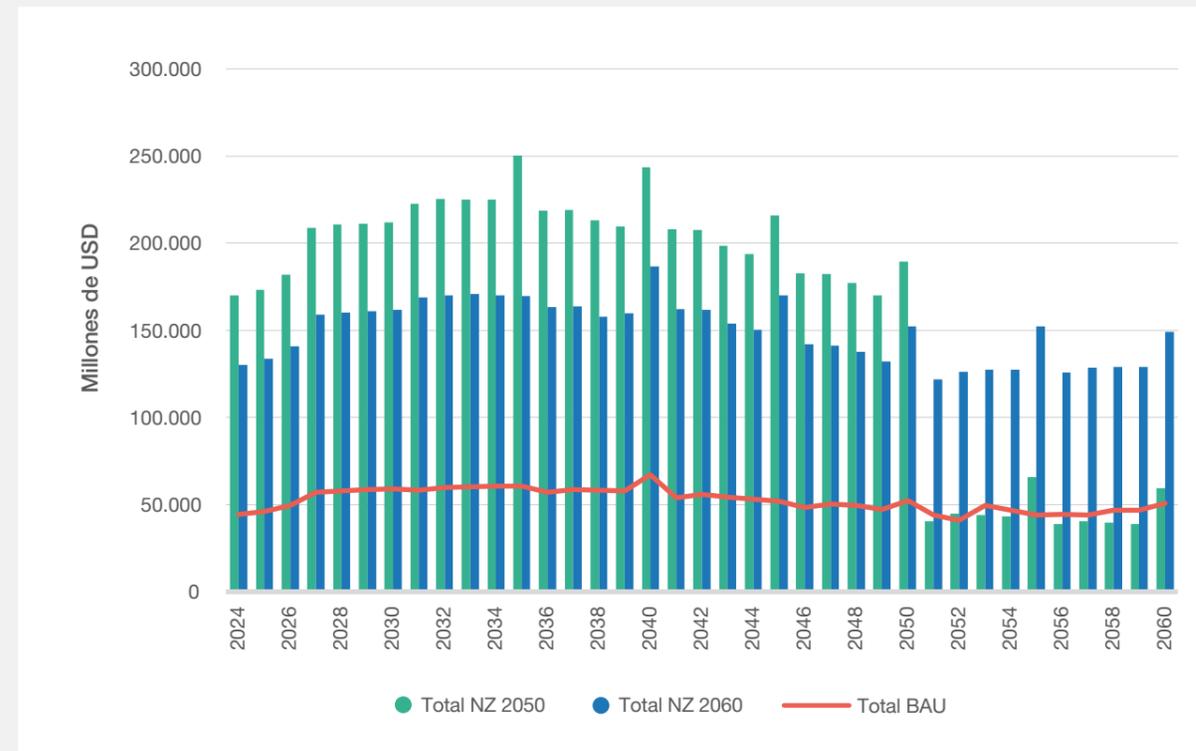
Inversiones totales

Las inversiones se calculan por año, y el monto de la inversión total se aplica en el primer año en el cual la reducción de emisiones de CO₂ es posible. Esta es una simplificación del modelo, dado que las grandes inversiones deben ocurrir de forma anticipada, de uno a cinco años antes, según el tiempo de construcción o puesta en marcha de la inversión en consideración (las centrales hidroeléctricas, por ejemplo, se caracterizan por un período de construcción de varios años).

Los gráficos 56 y 57 muestran las inversiones estimadas anuales totales por escenario, en millones de USD y como porcentaje del PIB, según los lineamientos y las premisas descritas en el punto “Inversiones”, capítulo “Apartado metodológico y premisas”, informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

Gráfico 56

► Inversión estimada anual (millones de USD)



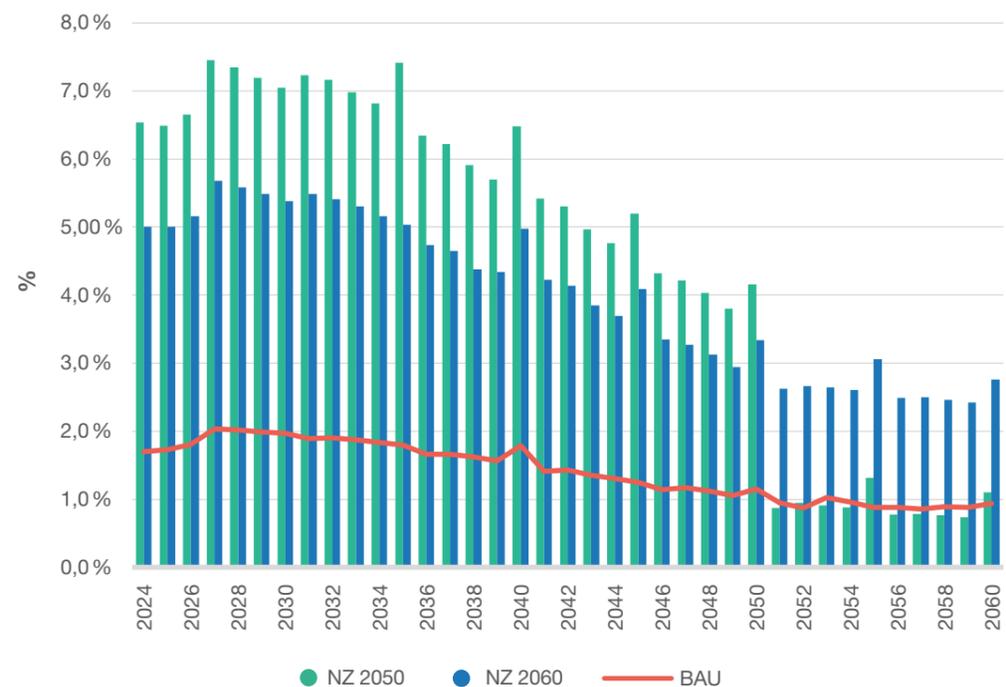
Fuente: Elaboración propia.

Las inversiones acumuladas en el período entre 2024 y 2060 son de aproximadamente USD 1.946.000 millones en el escenario BAU, USD 6.002.000 millones para el escenario NZ 2050 y USD 5.547.000 millones para el escenario NZ 2060.

Por año, se observan inversiones bastante estables en el escenario BAU. En los escenarios NZ, se observa una leve tendencia creciente en los primeros 10 o 20 años, y una leve tendencia decreciente en el largo plazo, lo cual refleja la disminución del costo unitario de algunas de las tecnologías de transición a largo plazo, en particular, los vehículos eléctricos. A partir de 2051, las inversiones del escenario NZ 2050 son menores que la de los años anteriores y similares que las del escenario BAU. La inversión máxima anual es de aproximadamente USD 67.000 millones en el escenario BAU, USD 250.000 millones en el escenario NZ 2050 y USD 187.000 millones en el escenario NZ 2060, lo cual significa una multiplicación por tres o cuatro de las inversiones anuales en los escenarios NZ en algunos años específicos.

Gráfico 57

► Inversión estimada anual total en % del PIB (%)



Fuente: Elaboración propia.

El esfuerzo de inversión medido en porcentaje del PIB es muy significativo a principios del horizonte de planeamiento y alcanza 2% en el escenario BAU, más del 7% en el escenario NZ 2050 y más del 5% en el escenario NZ 2060, si se considera la totalidad de las inversiones de motorización eléctrica (véase el apartado “Usos finales” para mayor detalle).

Las inversiones por tipo se presentan en los apartados siguientes.



Sector eléctrico

Las inversiones del sector eléctrico contabilizan:

- las inversiones en nuevas centrales de generación eléctrica, en línea con la expansión de generación presentada en el subapartado “Usos eléctricos”, según los precios de CAPEX proyectados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones³⁴;
- las inversiones en infraestructura y flexibilidad, donde se incluyen conceptos de redes inteligentes, baterías y modernización de centrales hidroeléctricas antiguas, estimadas en un 15% adicional³⁵ de las inversiones de generación eléctrica. Estas inversiones son clave para facilitar la integración de la generación eléctrica intermitente en el despacho eléctrico;
- las inversiones en redes de transmisión y distribución, que acompañan el crecimiento muy significativo de la demanda eléctrica, consecuencia del crecimiento económico proyectado y de la electrificación de los usos finales, con base en una proporción de 16% para transmisión y 44% para distribución³⁶;

³⁴ Tabla 9, *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

³⁵ Este monto genérico está en línea con los montos de inversiones globales estimados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en su reporte *Perspectiva global de las transiciones energéticas 2023: Camino hacia 1,5 °C*.

³⁶ Véase nuevamente el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

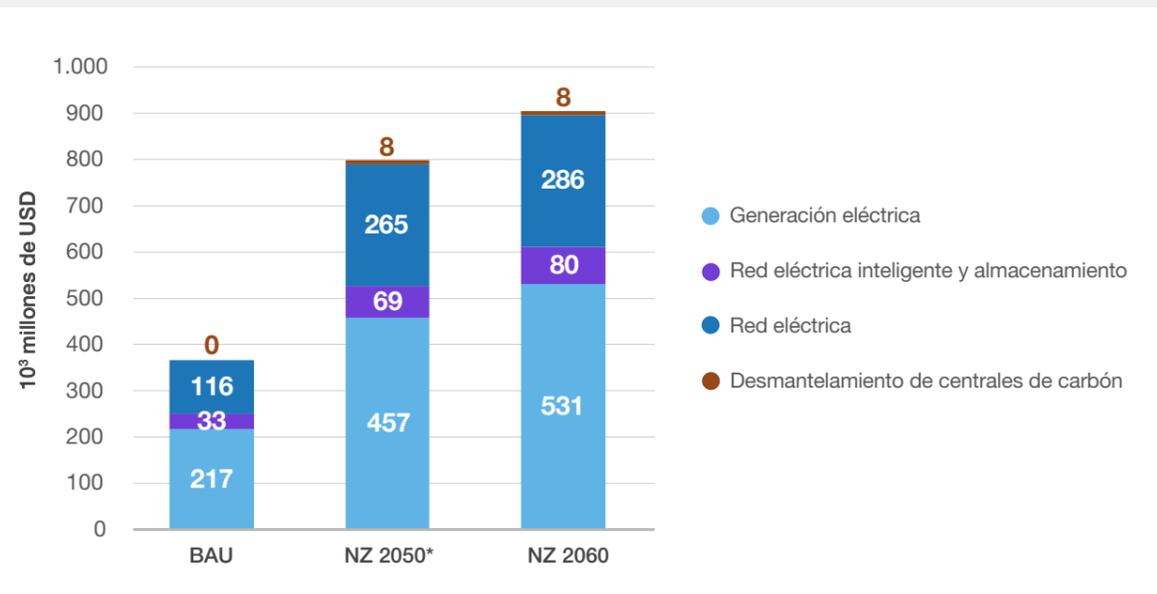
- la inversión necesaria estimada para la salida de funcionamiento de centrales carboneras antes del final de su vida útil (*stranded assets* o activos hundidos), se estimó utilizando el 50 % del CAPEX correspondiente a una nueva central térmica a carbón publicado por el NREL³⁷.

Es importante resaltar que, si bien la adición de nuevas capacidades de generación eléctrica crece en el largo plazo, se espera que los costos unitarios de las tecnologías renovables disminuyan paulatinamente con el tiempo como consecuencia de las mejoras tecnológicas y las ganancias de escala originadas en el crecimiento del sector.

A continuación, se presentan las inversiones acumuladas en el período de transición para cada escenario.

Gráfico 58

► Sector eléctrico: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD)



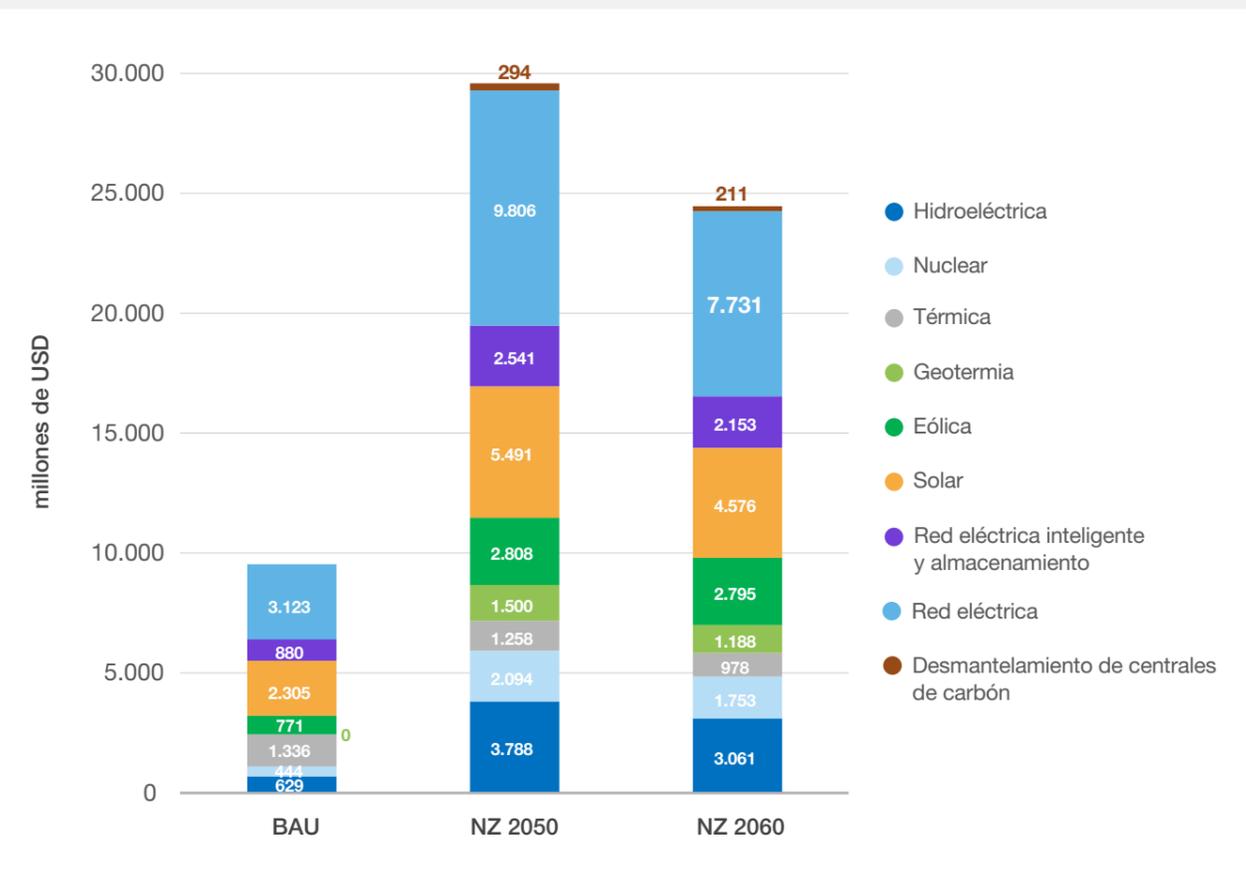
Fuente: Elaboración propia. *Las inversiones del escenario NZ 2050 corresponden al período entre 2024 y 2050, mientras que corresponden al período entre 2024 y 2060 en los demás escenarios.

37 Tabla 10, *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

Las inversiones acumuladas correspondientes al sector eléctrico son de aproximadamente USD 365.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU, USD 799.000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050 y USD 904.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario NZ 2060. Las inversiones correspondientes a generación eléctrica, conceptos de redes inteligentes y almacenamiento suman alrededor de dos tercios de estas, mientras que las inversiones en red eléctrica, alrededor de un tercio.

Gráfico 59

► Sector eléctrico: inversiones promedio anuales por tipo (millones de USD)

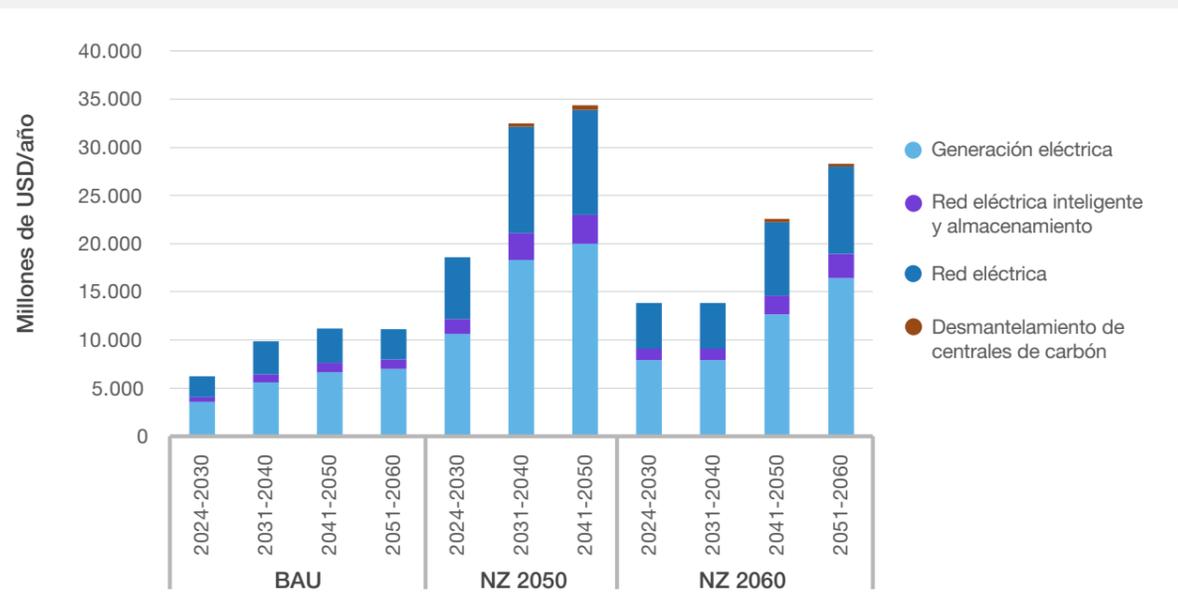


Fuente: Elaboración propia.

Por año (valor promedio), las inversiones necesarias son mayores en el escenario NZ 2050, con USD 29.580 millones. El escenario NZ 2060 sigue con USD 24.445 millones y, por último, el escenario BAU con USD 9.868 millones. Por tecnologías, las inversiones de generación eléctrica de mayor participación son la solar, la hidroeléctrica y la eólica. Si bien la capacidad hidroeléctrica acumulada a instalar es menor que la capacidad eólica o solar, el CAPEX unitario de esta primera es dos a cuatro veces mayor según la tecnología y el año considerado.

Gráfico 60

► Sector eléctrico: inversiones anuales por período (millones de USD/año)



Fuente: Elaboración propia.

Por intervalo temporal, la necesidad de inversiones es creciente en el tiempo. Estas necesidades de inversión ocurren en un contexto de crecimiento de la demanda eléctrica, consecuencia del fuerte desarrollo económico y de la electrificación de los usos finales.



Usos finales

Desde el punto de vista de las inversiones relacionadas con los usos finales de la energía, se pueden mencionar las siguientes:

- sector transporte carretero, donde se estima la inversión total³⁸ en vehículos eléctricos (VE) e híbridos (VH) en función de CAPEX unitarios proyectados por la IRENA y las cantidades de vehículos nuevos, así como las estaciones de cargas en función de una estimación de la cantidad de estaciones necesarias y un costo unitario;
- medidas de eficiencia energética, electrificación, uso de combustibles alternativos (hidrógeno y sus derivados, entre otros) y cambios de conductas que impactan en los sectores de usos finales, a excepción del transporte carretero y de la tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés). Se considero un *proxy*³⁹ por sector de consumo final, equivalente a un CAPEX unitario expresado en USD/tonelada de emisiones evitadas, multiplicado por el ahorro en emisiones en cada sector;
- captura y almacenamiento de carbono (CCS)⁴⁰ que se plantea como opción para los sectores industriales con mayores emisiones de CO₂ y de difícil transformación.

El gráfico 61 presenta las inversiones acumuladas en el período de transición para cada escenario.

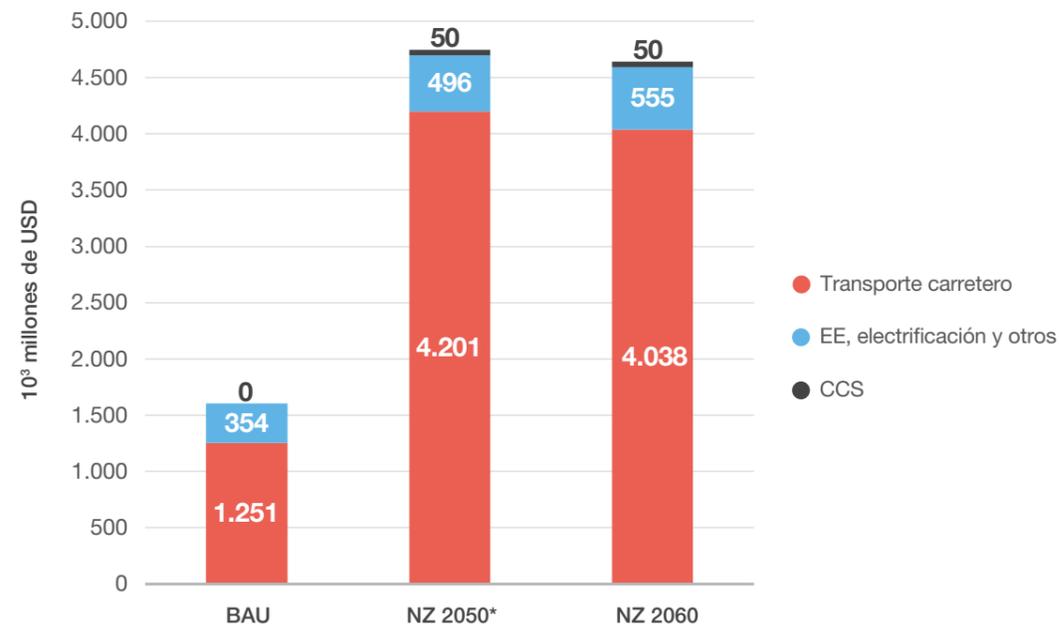
³⁸ Estas inversiones no contabilizan el reemplazo necesario de los VE al final de sus vidas útiles o el reemplazo anticipado de baterías.

³⁹ Este CAPEX equivalente por sector se estimó con base en un estudio realizado por el Comité de Cambio Climático (CCC).

⁴⁰ La inversión correspondiente se estimó en función del diferencial interanual (año N menos año N-1) de las emisiones absorbidas por la industria, multiplicado por el CAPEX unitario de un proyecto de CCUS capaz de almacenar 1 MtCO₂ por año. Este costo unitario se estimó en USD 1.000 por tonelada de CO₂ absorbida.

Gráfico 61

► Usos finales: inversiones acumuladas en el período (10³ millones de USD)



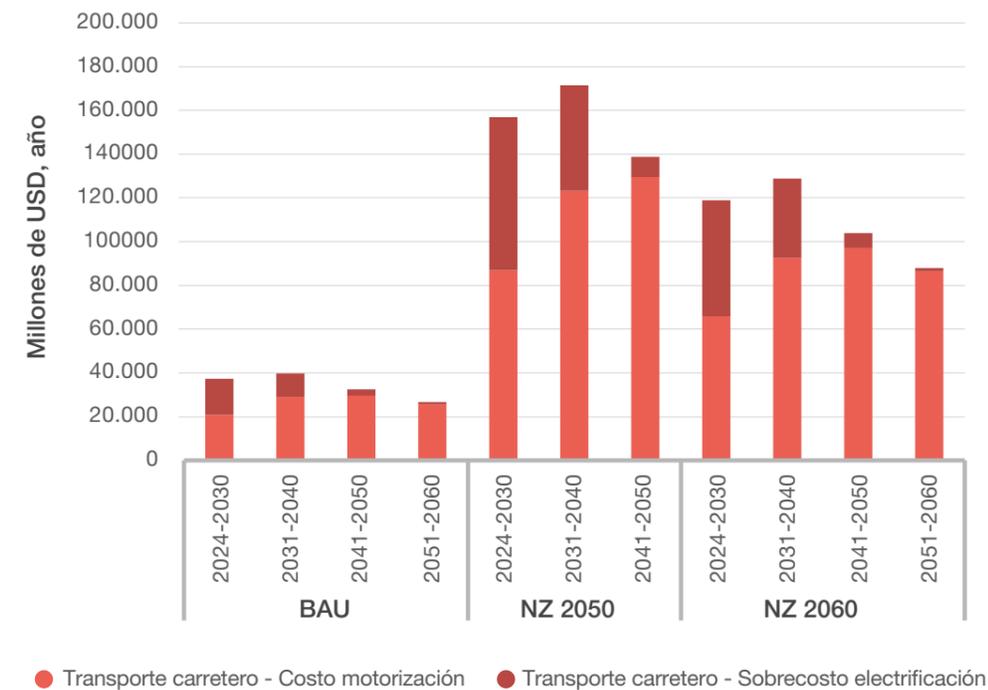
Fuente: Elaboración propia. *Las inversiones del escenario NZ 2050 corresponden al período entre 2024 y 2050, mientras que corresponden al período entre 2024 y 2060 en los demás escenarios.

Las inversiones acumuladas correspondientes a los usos finales son de aproximadamente USD 1.605.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU, USD 4.747.000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050 y USD 4.643.000 millones en el período entre 2024 y 2060. Las inversiones correspondientes al transporte carretero suman aproximadamente entre el 80 % y el 90 % de estas inversiones, si se contemplan las inversiones totales correspondientes a VE y VH necesarios para este segmento. Si solamente se contempla el sobrecosto correspondiente a estas inversiones (calculado de forma simplificada como la diferencia de costo entre comprar VE, VH e invertir en estaciones de carga y comprar un vehículo a combustibles fósiles), el transporte carretero suma menos de la mitad de las inversiones relativas a usos finales (véase el gráfico 62, porción roja oscura correspondiente al sobrecosto de la electrificación).

El gráfico 62 ilustra la diferencia entre ambos conceptos para el transporte carretero.

Gráfico 62

► Transporte carretero: inversiones anuales por período (millones de USD/año)



Fuente: Elaboración propia.

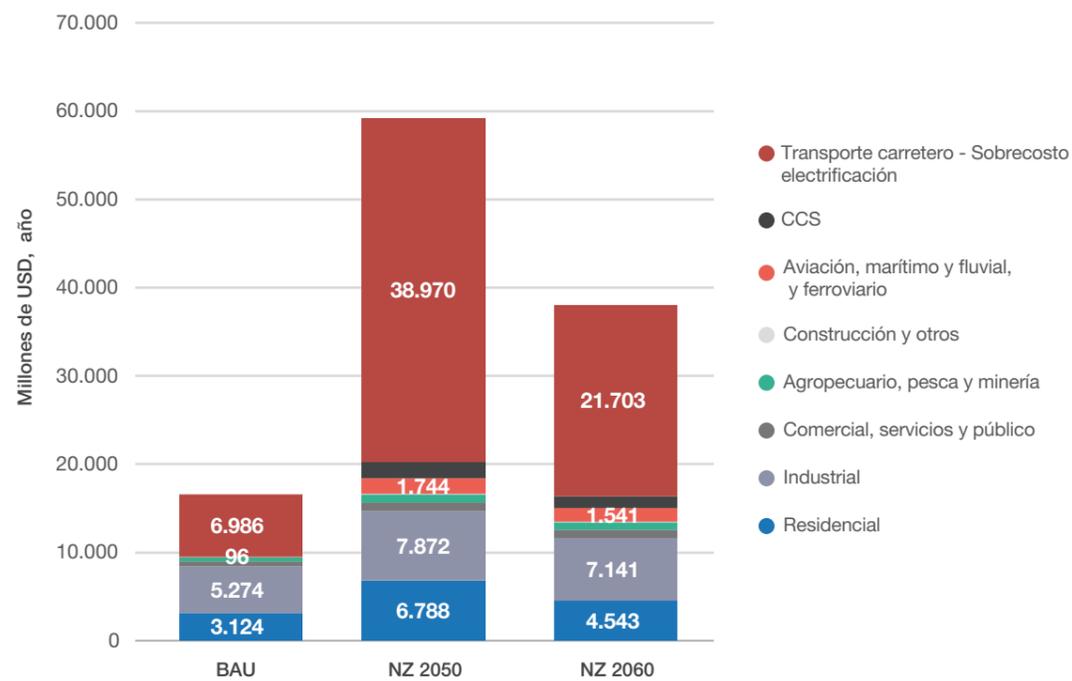
Es importante resaltar que todos los escenarios estudiados plantean una reducción en el futuro del costo de los vehículos eléctricos de alrededor del 60 % en el período. Además, los escenarios contemplan un aumento de la motorización, reflejada a través de la posesión de vehículos cada 1.000 habitantes como se indicó en las premisas por sector. Las necesidades de inversiones incluyen dos efectos mayores: acceso a la movilidad y la electrificación de esta. Este segundo aspecto representa un sobrecosto menor a largo plazo por la competitividad de los VE frente a los vehículos fósiles en casi todos los segmentos de vehículos.

Es importante recordar que se estimó un aumento de la posesión de autos y una reducción del uso unitario anual de los mismos para el transporte de pasajeros privados. Otros esquemas también podrían existir, como los de los vehículos autónomos compartidos que permitirían reducir, en parte, la cantidad total de vehículos y las inversiones asociadas.

El gráfico 63 presenta las inversiones por tipo, sin considerar el costo de la motorización.

Gráfico 63

► Usos finales: inversiones promedio anuales por tipo (millones de USD/año)



Fuente: Elaboración propia. Este gráfico no considera el costo de la motorización.

Por año (valor promedio), las inversiones necesarias son mayores en el escenario NZ 2050, ya que la transformación del sector se tiene que hacer de forma acelerada. Por tecnologías, las inversiones de mayor participación son las del sector transporte carretero, seguido por el sector industrial y residencial.

“En los escenarios NZ, las inversiones presentan una leve tendencia creciente en los primeros 10 o 20 años, y un leve decrecimiento en el largo plazo, reflejando la disminución del costo unitario de ciertas tecnologías de transición a futuro, en particular, los vehículos eléctricos.”

4. Principales indicadores de la transición

La tabla 12 presenta parte de los indicadores de la transición energética justa.

Estos indicadores ilustran el aumento de la penetración de la energía renovable en el consumo final y la generación de electricidad, las mejoras de intensidades energéticas sectoriales, el uso de energía per cápita, la penetración de la movilidad eléctrica, entre otros aspectos relacionados con la transición energética justa.

Tabla 12

► Indicadores por horizonte de tiempo y escenario

Número	Indicadores potenciales	Unidad	2019	BAU 2060	NZ 2050	NZ 2060
E-2.1	Proporción de energía renovable en el consumo final total de energía	%	10 %	16 %	54 %	55 %
	Proporción de energía renovable en la generación de electricidad	%	14 %	43 %	78 %	78 %
E-2.1bis	Capacidad instalada de generación de energía renovable	GW	24	147	302	335
E-2.2	Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	TJ/ MUSD PPP 2017	3,0	1,5	1,2	1,1
E-2.3	Eficiencia de la conversión de energía	%	43 %	50 %	50 %	50 %
	Eficiencia de la distribución de energía	%	83 %	83 %	83 %	83 %
E-2.4	Intensidad energética por sector (Industrial)	TJ/ MUSD PPP 2017	3,6	2,6	2,2	2,0
	(Agropecuario, pesca y minería)		1,3	0,8	0,5	0,5
	(Servicios y comercial)		0,1	0,1	0,0	0,0
	(Transporte)		0,8	0,5	0,4	0,4
E-2.5	Intensidad energética del sector residencial	TJ/ 1.000 habitantes	6,0	8,3	5,9	6,7
E-2.6	Penetración de la electricidad en el sector transporte	%	0,2 %	16 %	63 %	62 %
E-2.7	Penetración del gas natural en el sector transporte	%	3 %	20 %	9 %	8 %
	Penetración del hidrógeno en el sector transporte	%	0 %	0 %	12 %	12 %
S-1.4	Uso de energía per cápita	TJ/1.000 habitantes	38,4	58,1	38,1	41,6
A-1.1	Emisiones de GEI por año, energía*	MtCO ₂ e	433	551	124	134

Fuente: Elaboración propia. *No incluyen las emisiones fugitivas.

Hoja de ruta
de una transición
energética justa –
Recomendaciones

1. El entorno para la transición

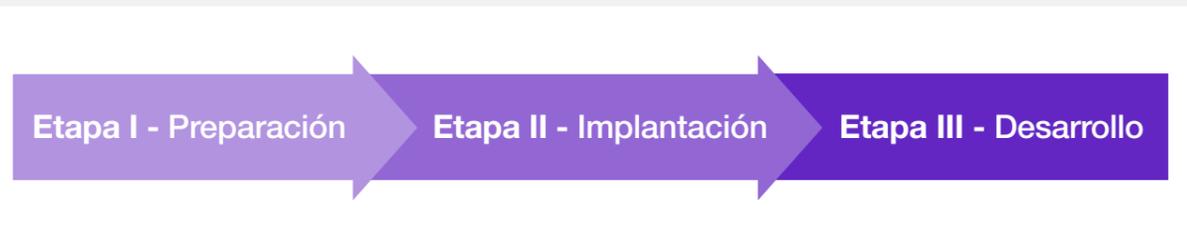


Las proyecciones

Cuando se analizan los resultados de las proyecciones de la matriz energética de México en los escenarios NZ a largo plazo, se observa una mayor electrificación del consumo, una reducción de la demanda por combustibles líquidos y un incremento del consumo de gas natural. A la vez, se puede dividir la proyección en tres etapas: la etapa de preparación entre 2020 y 2030, la segunda etapa de implantación y fuerte inversión entre 2030 y 2040, y la etapa de desarrollo a partir del año 2040.

Gráfico 64

► Hoja de ruta: etapas



ETAPA I – Preparación (entre 2020 y 2030). Los niveles de inversión son todavía bajos como consecuencia de:

- el énfasis de la actual Administración federal destinado a promover el uso de combustibles fósiles como medida para “fortalecer” a las empresas energéticas nacionales;

- la inercia relativa a los primeros años del período (en particular para la generación eléctrica e infraestructura energética, los proyectos pueden tardar varios años antes de sus puestas en servicio);
- que se espera que los vehículos eléctricos y las baterías para generación eléctrica no sean tan masivos y competitivos como en las décadas siguientes.

Hay que destacar que México todavía no cuenta con una hoja de ruta para el hidrógeno verde y no tiene una política pública para la minería de minerales esenciales para una ruta de descarbonización (por ejemplo, litio).

En la segunda mitad de este período, se destaca la inversión en eficiencia energética, la generación renovable (en particular, solar y eólica), la red de transmisión asociada y el retiro parcial de las tecnologías altamente contaminantes (carbón y fueloil) y su reemplazo por electricidad o gas natural. En la actualidad, México es un país importador neto de carbón, gas natural y sus derivados, y exportador de petróleo.

El país cuenta con cuatro plantas de GNL y tres de regasificación que permitieron complementar la oferta doméstica de gas para generación de electricidad y usos industriales hasta 2019. Adicionalmente, se espera la entrada en operación de dos plantas flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU) para satisfacer la demanda de la CFE en 2023. Existen varios proyectos para nuevas plantas de licuefacción de gas natural, pero no contribuirán a la oferta nacional en virtud de que el GNL se exportará a otras regiones (Asia o Europa).

En México, se deberá analizar la conveniencia de otorgar estímulos fiscales para la adquisición de vehículos eléctricos que vayan más allá de la condonación del impuesto sobre la tenencia de automóviles y placa (matrícula) verde.

ETAPA II - Implantación (entre 2030 y 2040). Se asume que las tecnologías para la utilización de fuentes renovables son masivas, están disponibles y tienen una alta demanda. Los CAPEX de las tecnologías de transición energética (en particular, vehículos eléctricos, generación eléctrica, baterías) siguen su tendencia a la baja permitiendo un desarrollo masivo de las mismas.

En esta década, se acelera la introducción de tecnologías limpias y la mejora de la eficiencia energética en las cadenas de valor del sector energético, se mantiene la inversión en gas natural y comienza la oferta de tecnologías a base de hidrógeno.

Se aceleran las políticas públicas para modernizar y expandir las redes de transmisión y distribución para que puedan aceptar y transportar energías limpias por largas distancias de forma eficiente (minimizando las pérdidas técnicas) y que den lugar a una red inteligente que permita la electrificación de las cosas (vehículos eléctricos, techos solares, etc.).

Las políticas de eficiencia energética y electromovilidad se promueven con recursos financieros, humanos y el marco legal adecuados para reducir las emisiones de GEI.

ETAPA III - Desarrollo (después de 2040). Las tecnologías limpias ya son maduras y masivas; por ende, los precios son competitivos y el costo de transición está más relacionado con acelerar la salida de las tecnologías contaminantes. Se termina la inversión en los sectores responsables de emisiones de CO₂e, entre ellos, el gas natural, y se da paso en forma marginal a las tecnologías que lo reemplazan, como el hidrógeno y la CCUS.

Estas acciones generarán una discusión sobre los activos varados, en especial, en relación con la refinación del petróleo. Durante los últimos años, PEMEX construyó una nueva refinería, aumentó su participación al 100 % en otra refinería en Texas, EE. UU., invirtió recursos en la modernización del resto de las refinerías mexicanas y otorgó estímulos fiscales para mejorar su balance financiero. La transición energética hará que estos activos deban detener o reducir sus operaciones antes del fin de su vida útil.



Las implicancias para las políticas públicas

El índice de desarrollo humano (IDH) de México fue de 0,779 (indicador alto) en 2019, lo cual sitúa al país en la categoría de desarrollo humano alto y en el lugar 74 de 189 países y territorios⁴¹. Asimismo, no es un país del Anexo I del Acuerdo de París. Por lo tanto, sus políticas deben focalizarse en aquellas que le permiten cumplir con los compromisos de reducción de emisiones y con las necesidades de crecimiento de su economía para alcanzar las máximas emisiones en el menor tiempo posible; lo más probable es que cumpla con el objetivo de emisiones netas cero después del año 2050.

Etapa I - Preparación

Durante la etapa I de preparación, las políticas de México se deben focalizar en los puntos que se indican a continuación.

- 1. Políticas públicas.** México cuenta con un marco legal dirigido al cumplimiento del Acuerdo de París con una Ley General de Cambio Climático y una Ley de Transición Energética que establecen metas de reducción de emisiones y adopción de energías limpias. En este período, México deberá comenzar con la implementación de estas normativas a través de la sanción de las normas de segundo nivel que se requieran para cumplir con sus compromisos internacionales. Es necesario que estas políticas comiencen a integrar los conceptos de la TEJ.
- 2. Acceso.** Alcanzar la cobertura total de los servicios de electricidad para sustituir y desplazar la leña (y otros combustibles ineficientes y altamente

⁴¹ El indicador del PNUD establece cuatro categorías: bajo (menos de 0,55), medio (entre 0,55 y 0,70), alto (entre 0,70 y 0,80) y muy alto (más de 0,80).

contaminantes) en el sector residencial, especialmente, en zonas rurales marginadas.

La Ley de la Industria Eléctrica, promulgada en 2014, definía mecanismos para acelerar la electrificación rural. La CFE, empresa nacional de electricidad, dejaba de estar obligada de llevar a cabo la electrificación rural; este objetivo y sus metas se transferían a la SENER. Esta Secretaría debe generar planes de electrificación rural y otorgar apoyos a las diferentes empresas de distribución para extender las redes hasta zonas antes no conectadas. La SENER debía desarrollar proyectos de generación distribuida, principalmente solar fotovoltaica comunitaria y en techos, en zonas de muy difícil acceso.

En este período, México debe continuar con estas políticas a fin de cumplir con la TEJ.

- 3. Eficiencia energética.** Promover la eficiencia energética en todos los segmentos de la economía (residencial, industrial, comercial, transporte, agropecuario, sector público, etc.) con el objetivo de reducir el consumo energético.
- Se deben fortalecer los programas, por ejemplo, los de techos solares en los edificios gubernamentales (en el ámbito nacional y subnacional). México contaba hasta el año 2022 con la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CNUEE) para desarrollar políticas y programas de eficiencia energética. A principios de 2023, las funciones de esta comisión se reasignaron a la SENER.
- México cuenta con una flota de vehículos de transporte de carga con una antigüedad promedio superior a los 19 años. Por lo tanto, debe promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores a fin de sacar de circulación los equipos y automotores con mayor antigüedad⁴².
- Se deben implantar programas para promover la mejora de aspectos constructivos para las viviendas existentes mediante la adopción de aislamiento térmico y otros equipamientos (por ejemplo, sistemas

⁴² En el pasado, ya se han llevado a cabo este tipo de programas; sin embargo, sus resultados no fueron los esperados debido —principalmente— a una pobre coordinación entre las agencias gubernamentales involucradas y la falta de fondos suficientes para reducir la antigüedad promedio de forma significativa.

de calefacción y aire acondicionado eficientes, techos solares, recuperación de agua de lluvia, etc.).

A través de la CNUEE, México promovió el desarrollo de programas para facilitar las inversiones en eficiencia energética que, en muchos sectores, implican la adopción de tecnologías maduras. Esta es una política que podría aplicarse de forma rápida para la instrumentación de la transición energética justa.

- 4. Renovables y gas natural.** México está situado al sur de una de las cuencas más abundantes y competitivas del mundo. Debido a esta posición geográfica y a la reducción de los precios del gas en Estados Unidos, México comenzó un proceso de introducción masiva de gasificación de su matriz eléctrica y energética en los últimos 12 años. La CFE todavía está terminando de promover el desarrollo de gasoductos y ciclos combinados para desplazar a los combustibles líquidos.
- A partir de la sanción de la Ley de la Industria Eléctrica en 2014, el sector energético comenzó un proceso de introducción paulatina de ERNC. La continua reducción de los precios nivelados de las tecnologías limpias renovables las hace cada día más competitivas frente al gas natural y otros combustibles fósiles; por lo tanto, se debe trabajar en promover el ingreso de mayor cantidad de energías renovables impulsadas por licitaciones específicas para el sector.
- El gas natural es el combustible de transición en el corto y mediano plazo en México, dado que es el más amigable con el medio ambiente y a fin de facilitar el ingreso masivo de las energías renovables.
- 5. Subsidios y precios.** Para ser efectivas, las políticas de eficiencia energética requieren rediseñar esquemas de precios y focalizar subsidios en las personas con necesidades energéticas insatisfechas a fin de que los precios reflejen sus costos e incentiven la adopción de tecnologías eficientes. En algunos casos, esto implicará poder subsidiar la demanda y no la oferta.
- El esquema de ajuste del IEPS de las gasolinas y el diésel debe eliminarse para que sus precios domésticos reflejen los precios internacionales y se reduzca su demanda.

Por el lado de la CFE, aproximadamente el 98 % de los consumidores residenciales recibe algún monto de subsidio indirecto en la actualidad. Es decir, las tarifas eléctricas no cubren su costo. El sector agropecuario es el otro sector subsidiado de la misma forma.

Se necesita un ajuste gradual de las tarifas del servicio de electricidad para que los consumidores agrícolas y residenciales enfrenten el costo de recibir la electricidad. La población de menores recursos podría recibir directamente una transferencia para garantizar la satisfacción de sus necesidades.

6. Regulaciones. Impulsar incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión en energía renovable y eficiencia energética.

Promover regulaciones bancarias que incentiven los préstamos asociados a la transición energética (fuentes renovables y combustibles de transición) y que penalicen inversiones en la cadena de petróleo y sus derivados.

Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever que los impuestos al carbono tengan relación con los precios internacionales de los bonos de carbono a efectos de que reflejen adecuadamente el costo de mitigación⁴³. Actualmente, el precio del carbono implícito en la carga fiscal del IEPS por contenido de carbono es de aproximadamente 5 USD/tCO₂e, lo cual es notoriamente inferior que los precios internacionales.

Desarrollar regulaciones para impulsar las políticas relacionadas con el hidrógeno y la CCS a efectos de reducir incertidumbres para estos negocios y permitir su desarrollo a largo plazo.

7. Combustibles de transición. La consolidación de la oferta gasífera y de sus sistemas de transporte debe ocurrir en este período, garantizando que los proyectos que se desarrollen de producción, importación y almacenamiento puedan ser amortizados sin sobrecostos.

8. Reconversiones. México es un país importador neto de gas natural y carbón y productor de petróleo y, en menor escala, de gas natural y carbón.

⁴³ Es importante indicar que las señales de precios deben ser constantes en el tiempo para ser efectivas; por lo tanto, desarrollar costos nivelados de mitigación podría ser otra alternativa.

Se deberán dismantelar y reemplazar las plantas de generación a carbón y fueloil. Actualmente, solo hay dos regiones con generación de electricidad a carbón en Guerrero y Coahuila. Los efectos de una reconversión industrial de esas zonas podrían ser de alto impacto para esas comunidades; por lo tanto, deben diseñarse planes de apoyo a la población y capacitación de los trabajadores.

México es un país hidrocarbúfero con grandes inversiones en infraestructura asociada al gas y el petróleo, y es esperable que algunos de estos activos estén operativos después de 2050. Sin embargo, se debe anticipar el impacto de la reducción de esta actividad en algunas regiones, como en Campeche, y es necesario que los planes de reconversión comiencen a implementarse en la presente década.

Al mismo tiempo, deben focalizarse los esfuerzos en proyectos como la transformación de su transporte de carga a GNL y GNC.

A diferencia de otros países, México no avanzó en el ofrecimiento de combustibles automotrices que cumplan con estándares estadounidenses o europeos. La CRE otorgó a PEMEX permisos para continuar produciendo diésel con mayores contenidos de azufre⁴⁴. Por tanto, la sustitución del parque vehicular de carga a diésel por GNL o GNC es beneficioso.

9. Redes inteligentes. Modernizar la infraestructura energética a través de la promoción de la inversión en redes eléctricas inteligentes y sistemas de almacenamiento de energía para facilitar la integración de energías renovables y mejorar la confiabilidad del suministro. El Gobierno federal debe analizar y cubrir los costos de la introducción de redes inteligentes en los consumos bajos como parte de la agenda de facilitación de la eficiencia energética.

Estos esfuerzos pueden estar acompañados de cambios en el límite máximo de la generación distribuida (0,5 MW de capacidad) para acelerar su adopción. Asimismo, se requiere una estrategia de modernización de los sistemas de medición del consumo para introducir medidores inteligentes, bidireccionales y con comunicación remota.

⁴⁴ Cabe indicar que, en 2022, cerca del 60% de los combustibles consumidos por México se importaron de refinerías de Estados Unidos que cumplen con los mencionados estándares.

- 10. Transporte.** Impulsar tecnologías limpias en el transporte a través de la inclusión de vehículos eléctricos y su infraestructura de carga asociada, y la promoción de vehículos de gas natural (GNC y GNL) como combustible de transición para el transporte de carga. Debido al acceso al gas natural importado de Estados Unidos a precios muy competitivos, el período de transición puede extenderse más que en otros países de la región.
- La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) presentó su Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME)⁴⁵ en mayo de 2023. La ENME propone metas a cumplir y acciones prioritarias e incentivos a desarrollar. En particular, la ENME propone que todos los vehículos que se vendan a partir de 2040 sean cero emisiones, en línea con el Pacto de Glasgow por la Electromovilidad.
- Las políticas de introducción de ferrocarriles eléctricos son también un mecanismo para acelerar la transición energética y reemplazar el transporte de cargas por combustibles líquidos. Por lo tanto, se deben promover los estudios, las expropiaciones de trazas y las licitaciones para desarrollar estos proyectos.
- Recientemente, y debido a la integración de las cadenas productivas de México, Estados Unidos y Canadá, compañías ferroviarias de los tres países han creado redes de transporte ferroviario entre ellos. Esto puede ser un factor para la adopción acelerada de ferrocarriles eléctricos en México.
- Debido a su situación de partida y al acceso a gas natural barato, la transición energética se extenderá entre diez y veinte años después de 2050, lo cual otorgará tiempo para la amortización de las tecnologías a gas.
- 11. Mercados.** Desarrollar los mercados secundarios del sector eléctrico, enfocándose en la comercialización de electricidad y sus derivados financieros (futuros, swaps, opciones, etc.). Esto permitiría que los segmentos residenciales y comerciales puedan seleccionar las fuentes de energía que desean adquirir y que los sectores industriales puedan prever sus precios en el muy largo plazo. Esto también implica profundizar las reformas en el sector eléctrico para adoptar esquemas tipo *Consumer Choice*, por los cuales los usuarios finales regulados pueden escoger al suministrador del servicio de electricidad que más les convenga.

⁴⁵ <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/832517/2.3.ENME.pdf>

- 12. Educación.** Promover políticas de educación sobre la transición energética a fin de desarrollar hábitos respecto al consumo energético en la población. Durante esta etapa, se debe incluir la transición energética en todos los niveles educativos y en campañas de concientización de la sociedad.

Etapa II - Implantación

En la segunda etapa se darán las mayores inversiones..

- 1. Políticas públicas.** Desarrollar los planes de transición a NZ con el horizonte de planeamiento que finalmente se defina.
- 2. Eficiencia energética.** Promover la eficiencia energética en todos los segmentos de la economía (residencial, industrial, comercial, transporte, agropecuario, sector público, etc.) con el objetivo de reducir el consumo energético. La alineación de precios, subsidios, regulaciones financieras que incentive la transición energética y la introducción de un precio al carbono alineado con los mercados internacionales (a través de impuestos o mercados de comercio de emisiones) deberían impulsar estas inversiones.
Promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores enfocados en los camiones y autos, dado el avance que se espera en el desarrollo y precio de los vehículos eléctricos. Estos programas deben promover los vehículos eléctricos y los camiones de GNL y GNC para aprovechar la ventaja competitiva de este combustible.
- 3. Subsidios y precios.** Se deben diseñar precios de los combustibles fósiles y tarifas de electricidad que internalicen los costos ambientales y de remediación y establecer subsidios para las personas con necesidades energéticas insatisfechas. De esta forma, los consumidores modificarán sus decisiones de consumo y los productores e importadores tomarán mejores decisiones productivas.

- 4. Regulaciones.** Impulsar esquemas tarifarios que prevean las inversiones en mitigación y adaptación al cambio climático.
- Promover regulaciones restrictivas para el parque automotor a fin de incentivar el retiro y recambio de unidades altamente contaminantes y el diseño de ciudades que permitan el uso de sistemas de transporte alternativos (transporte público eléctrico, bicicletas para trayectos cortos, etc.).
- Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever establecer que los impuestos al carbono tengan relación con los costos de remediación y adaptación y no permitir su rezago por falta de actualización con la periodicidad requerida.
- Desarrollar regulaciones para impulsar las políticas relacionadas con el hidrógeno y la CCS a fin de reducir incertidumbres para estos negocios.
- 5. Aspectos sociales.** Proponer esquemas de acuerdos socioambientales para viabilizar el desarrollo de proyectos de hidrógeno y de las tecnologías de CCUS, de generación de electricidad limpia en comunidades marginadas y de compensación para regiones que deban cambiar su vocación productiva (de energías fósiles a limpias o a otro tipo de producción de bienes o provisión de servicios).
- 6. Combustibles de transición.** Mantener la inversión en el sector gasífero y promover el GNC y GNL en el transporte y generación de electricidad como mecanismo para asegurar el desmantelamiento de parte de la cadena de valor de hidrocarburos en la última etapa.
- 7. Reconversiones.** Dado que México tuvo grandes inversiones en gasoductos, refinerías, plantas de regasificación en los últimos 15 años, estos activos estarán operativos toda la tercera década del ciclo. Sin embargo, dado el impacto en algunas regiones como Campeche, es necesario que los planes de reconversión ya se desarrollen en este período. Desarrollar políticas públicas de reconversión en las regiones que abandonaron el carbón y las que tendrán que abandonar la producción de hidrocarburos.

- 8. Redes inteligentes.** Consolidar la infraestructura energética a través de la promoción de la inversión en redes eléctricas inteligentes y sistemas de almacenamiento de energía para facilitar la integración de energías renovables y mejorar la confiabilidad del suministro.
- La introducción de sistemas de medición inteligente busca dar señales de precios más adecuadas al consumo de energía.
- Además, prever los esquemas de transmisión de datos para permitir la creación de un esquema de administración segura de la red de transmisión y distribución centralizada (incluyendo aspectos de ciberseguridad), atendiendo la generación distribuida.
- 9. Transporte.** Impulsar tecnologías limpias en el transporte, incluyendo vehículos eléctricos y su infraestructura de carga asociada, y vehículos de carga a GNL o GNC como combustible de transición.
- Implementar los transportes por ferrocarriles eléctricos para el transporte de carga y pasajeros.
- 10. Nuevas tecnologías.** Desarrollar instrumentos financieros concesionales para la implementación de proyectos de hidrógeno y CCS⁴⁶.

Etapa III - Desarrollo

En la tercera etapa, los esfuerzos están concentrados en pocos objetivos.

- 1. Eficiencia energética.** Promover la eficiencia energética en todos los segmentos de la economía (residencial, industrial, comercial, transporte, agropecuario, sector público, etc.) con el objetivo de reducir el consumo energético. La alineación de precios, subsidios, regulaciones financieras que promuevan la transición energética y un precio al carbono (impuestos

⁴⁶ Se están proponiendo varios proyectos piloto para el financiamiento de hidrógeno y CCUS; sin embargo, estos mecanismos buscan permitir el incremento de fondos a través del desarrollo de las tecnologías. Aquí se propone el financiamiento de tecnologías ya desarrolladas.

al carbono o sistemas de comercio de emisiones) deberían impulsar estas inversiones.

Promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores, enfocados en todos los equipamientos que utilicen combustibles líquidos. Iniciar programas de recambio de transporte de carga a electricidad e hidrógeno según la disponibilidad tecnológica.

- 2. Subsidios y precios.** Los precios se deben definir en los mercados energéticos y se deben mantener subsidios para las personas con necesidades energéticas insatisfechas.
- 3. Regulaciones.** Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever que los mecanismos de precios al carbono reflejen los costos sociales, de manera que incentiven la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.
- 4. Reconversiones.** Asistir financieramente a aquellas regiones y sectores productivos afectados por el desmantelamiento de los activos de extracción de petróleo y explotación de minas de carbón.
- 5. Transporte.** Impulsar las tecnologías limpias en el transporte, hidrógeno y eléctricos, y su infraestructura de carga asociada. Implementar los transportes por ferrocarriles eléctricos y el transporte de carga y pasajeros, ya sea eléctrico o a hidrógeno.
- 6. Nuevas tecnologías.** Promover la adopción masiva de las nuevas tecnologías con probada reducción de emisiones, entre ellas, nuevas prácticas de eficiencia energética, CCUS e hidrógeno.

“Durante la preparación, se deberán encarar estrategias de transición en las regiones con generación de electricidad a carbón para prevenir externalidades sociales (Guerrero y Coahuila). Además, será necesaria la actualización de estándares ambientales en la producción nacional de combustibles automotrices.”

2. La hoja de ruta

Para desarrollar la hoja de ruta se plantearon tres etapas. Dentro de la primera etapa, se establecieron dos fases: una de debate y otra de desarrollo donde se definen políticas públicas a desarrollar y segmentos que requieren financiamiento concesional o de soporte. La tabla 13 expone las políticas por temática y acción esperada.

La fase de debate está focalizada en conceptualizar, junto con los países, la importancia de la transición energética justa entre 2024 y 2025. Esta transición plantea la necesidad de combinar planes económicos que permitan altas tasas de crecimiento y un mejoramiento de la calidad de vida de la población a través de políticas públicas que se focalicen en reducir las necesidades energéticas.

Asimismo, la transición energética justa también debe discutir el financiamiento de las medidas de transición en línea con lo indicado en el artículo 7 del Acuerdo de París.

Tabla 13 ▶ Hoja de ruta a ser promovida desde CAF

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Políticas públicas	- Integrar los conceptos de TEJ en los planes de la SEMARNAT, la SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).	- Emitir los primeros planes para la TEJ que integren objetivos claros de descarbonización a largo plazo.	- Ajustar los planes de TEJ con los plazos en los que se cumpla con los niveles de vida digna.	
Acceso	- Alcanzar la cobertura total de los servicios de electricidad. - Alcanzar un acceso universal a cocina limpia (sustitución de la leña).			

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Eficiencia energética	- Diseñar, financiar e implementar las políticas de recambio de electrodomésticos (refrigeradores, aires acondicionados, calefacción y otros). - Profundizar las políticas de promoción del gas natural en el transporte de carga y buscar el financiamiento para reemplazar vehículos comerciales antiguos de muy baja eficiencia por equipamiento de GNL y GNC. - Promover los estudios para la reconversión empresarial a fin de eliminar el uso del carbón y del fueloil.		- Continuar con las políticas de recambio, incluyendo todo tipo de electrodomésticos y equipamiento aislante de los hogares. - Promover planes para reemplazar vehículos comerciales y particulares de baja eficiencia por vehículos a GNL y GNC en los comerciales y comenzar a introducir vehículos eléctricos en el sector residencial.	- Continuar con las políticas de recambio, incluyendo todo tipo de electrodomésticos y equipamiento aislante de los hogares. - Promover planes para reemplazar vehículos de carga de baja eficiencia por vehículos eléctricos y a hidrógeno. - Introducir masivamente los vehículos eléctricos en el sector residencial.
Subsidios energéticos	- Analizar el sistema de subsidios, sus consideraciones legales y económicas y proponer mejoras para que los mismos no modifiquen las señales de precios y, por lo tanto, las decisiones de consumo e inversión de los agentes económicos. - Reducir el aporte del Estado.	- Modificar normas de soporte de los subsidios para otorgarlos a las personas en situación de pobreza. - Implementar nuevos mecanismos de subsidios focalizados en una población objetivo.	- Focalizar los subsidios en los habitantes con necesidades energéticas insatisfechas.	
Precios de los combustibles	- Eliminar el sistema de amortiguación de precios de los combustibles líquidos a través de reducciones del IEPS a fin de reforzar el proceso de reconversión de vehículos.	- Modificar las regulaciones mediante la introducción de un mecanismo de precio que refleje paulatinamente los precios del mercado internacional. - Modificar las regulaciones mediante la introducción de modificaciones al sistema de subsidios.	- Internalizar los costos de remediación en los precios de los combustibles en forma creciente, ya sea por impuestos a las emisiones o sistemas de comercialización de emisiones.	

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Tarifas de los servicios públicos	- Proponer las regulaciones necesarias, que permitan tarifas desacopladas, para la remuneración de las empresas.	- Establecer tarifas desacopladas (es decir, que reflejen sus costos económicos).	- Internalizar inversiones en mitigación y adaptación en las tarifas	
Regulaciones	- Profundizar las políticas de incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión en energía renovable y eficiencia energética. - Promover regulaciones financieras que incentiven los préstamos asociados a la transición energética (fuentes renovables y combustibles de transición). - Fortalecer a los organismos reguladores, garantizar su independencia técnica, legal y presupuestaria. - Recuperar el capital humano perdido.	- Promover regulaciones para favorecer vehículos eléctricos, híbridos o a gas natural a fin de incentivar el recambio de unidades altamente contaminantes. - Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever que los impuestos al carbono tengan relación con los costos de remediación y adaptación. - Desarrollar regulaciones para impulsar las políticas relacionadas con el hidrógeno y la CCS a efectos de reducir las incertidumbres para estos negocios.	- Promover regulaciones para favorecer vehículos eléctricos, híbridos o a gas natural a fin de incentivar el recambio de unidades altamente contaminantes. - Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever que los impuestos al carbono reflejen su costo social, de manera que incentiven a la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.	- Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever que los impuestos al carbono reflejen su costo social, de manera que incentiven a la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.
Transporte	- Promover la reconversión de flotas de transporte de carga a trenes eléctricos y vehículos a GNL y GNC.	- Promover la reconversión de flotas de transporte de carga a trenes eléctricos y vehículos a GNL y GNC.	- Promover la introducción de vehículos eléctricos en el segmento particular. - Continuar con la promoción de trenes eléctricos.	- Comenzar con la promoción de vehículos y trenes a hidrógeno para el transporte de carga.
Aspectos socioambientales para el desarrollo de proyectos			- Proponer esquemas de acuerdos socioambientales para viabilizar el desarrollo de proyectos de hidrógeno y CCUS.	

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Combustibles de transición	- Permitir el financiamiento y la regulación del sector gasífero en las regulaciones bancarias.	- Mantener la inversión en el sector gasífero y promover el CNG y LNG en el transporte como mecanismo para asegurar el desmantelamiento de parte de la cadena de valor de hidrocarburos en la última etapa. - Seguir aprovechando los precios competitivos de importación de gas natural.		
Reconversiones		- Iniciar estudios de impacto en las comunidades relacionadas con la explotación de carbón, otros minerales y petróleo. - Desarrollar planes estratégicos de reconversión de las economías regionales asociadas a las industrias extractivas para asegurar la TEJ.	- Implementar planes estratégicos de reconversión de las economías regionales asociadas a las industrias extractivas para asegurar la TEJ.	- Establecer programas de mitigación del impacto de la TEJ en los sectores que no lograron su reconversión.
Desmantelamiento de plantas a fueloil		- Establecer regulaciones para desmantelar las plantas a carbón y fueloil que queden operativas.		
Desmantelamiento de activos hidrocarbúferos	- Establecer un plan de activos adicionales a desarrollar para la transición. - Comenzar el desarrollo de los planes de reconversión de las economías dependientes de los hidrocarburos a fin de desarrollar regulaciones y reglas de negocio que permitan la promoción de nuevos negocios en la región.	- Poner en funcionamiento regulaciones y reglas de promoción para las zonas fuertemente hidrocarbúferas. - Desarrollar planes de compensación y aporte de recursos a las zonas a reconvertir.	- Comenzar con las políticas de financiamiento para viabilizar nuevos negocios en la región.	- Implementar las políticas de financiamiento para viabilizar nuevos negocios en la región. - Desarrollar las políticas necesarias para relocalizar la población en caso de que los planes de reconversión no sean efectivos.

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Desarrollo de redes inteligentes (AMI)	- Analizar los mecanismos de integración de redes inteligentes en transmisión y distribución, y financiamiento internacional que permita una mejor administración del sistema en su conjunto.	- Introducir la medición inteligente.		
Integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento	- Desarrollar normativas detalladas de certificación, operación y remuneración de los servicios de almacenamiento.	- Incluir los sistemas de almacenamiento en la planificación de expansión de la generación, transporte y distribución del sector a fin de integrar grandes cantidades de energías renovables.		
Operación de las redes de distribución y transmisión en forma coordinada		- Desarrollar los mecanismos de operación integrada entre los distribuidores y los transportistas.		
Desarrollo de los mercados secundarios de electricidad		- Desregular la comercialización residencial y comercial para introducir decisiones de consumo basadas no solo en los precios, sino también en el tipo de energía que se produce. - Introducir mercados de derivados para todos los segmentos de la energía. - Avanzar en esquemas de competencia a nivel suministro final para consumidores regulados.		

Trabajos citados

-  **CNH.** (2023). *Comisión Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cnh>
-  **EUROSTAT.** (2021). Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households
- Fundación Bariloche.** (2020). *BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ÚTIL*.
- IEA.** (2021). *Net Zero by 2050*.
- IEA.** (2021). *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector*.
- IEA.**(2022). *Energy Efficiency 2022*.
-  **Foro Internacional de Transporte, BID.** (2022). Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/english/viewer/Decarbonising-Transport-in-Latin-American-Cities-Assessing-Scenarios.pdf>
- Law, H. &.** (2015). *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis*.
- SEMARNAT.** (2023). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica*. CDMX: SEMARNAT.
- SENER.** (2022). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: un análisis desde la perspectiva de usos finales*.

