

TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

Escenarios Colombia





Transición Energética Justa / Escenarios Colombia,

© 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

Informe 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,
las sugerencias y el 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.

ÍNDICE



Lista de abreviaciones	18
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: Colombia	26

Capítulo 1
Diagnóstico
y línea base

28-100

1. Caracterización general	29	Aspectos socioeconómicos	29
		Indicadores socioeconómico-energéticos	34
		Intensidad energética de la economía	35
		Consumo per cápita	36
		Precios locales	37
		Aspectos energéticos	38
		Reservas y oferta total de combustibles (producción, importación y exportación)	38
		Consumo final por fuentes y sectores	43
		Perfil climático	46
		Escenarios de cambio climático y riesgos para el sector energía	46
		Contribución GEI año base	49
		Compromisos nacionales (NDC y Acuerdo de París)	51
		2. Aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas	55
Principales conceptos regulatorios	56		
Aspectos de políticas públicas	57		
Políticas de eficiencia energética	57		
Políticas de precios, subsidios e incentivos	59		
Creación de un mercado de carbono	63		

3. Balance energético, 2019 y 2022	64		
4. Evolución de la demanda energética por sector y fuentes	67	Sector residencial	68
		Sector comercial, servicios y público	70
		Sector industrial	72
		Sector transporte	75
		Demanda por fuente	75
		Parque automotor y consumos por tipo	77
		Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	81
5. Comercio exterior	83		
6. El sector eléctrico	88	Demanda eléctrica	88
		Capacidad instalada	90
		Generación eléctrica	92
7. Redes eléctricas y gasoductos existentes	94		
8. Conclusiones	97		

Capítulo 2
Metodología
de proyección
energética

101-117

1. Año base y horizonte
de planeamiento 102

2. Modelado de
proyección 103

Descripción general	103
Demanda por sector	105
Sector residencial	105
Sector comercial, servicios y público	106
Sector industrial	107
Sector transporte	107
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	111
Sector eléctrico	111

3. Escenarios y
marco global 113

Definición de los escenarios	113
Proyecciones de las variables socioeconómicas	114
PIB per cápita y PIB	114
Población	115

4. Principales premisas
del sector energía 116

Capítulo 3
Escenarios
de transición

118-178

1. Resultados globales 119

Emisiones por sector	119
Demanda energética por sector	122
Demanda energética por fuente	125
Intensidad energética y ambiental	128

2. Resultados y
premisas por sector 130

Sector residencial	130
Sector comercial, servicios y público	134
Sector industrial	138
Proyecciones por ramas	138
Resultados	143
Sector transporte	146
Transporte carretero de pasajeros	146
Transporte carretero de cargas	148
Transporte aéreo, naval y ferroviario	150
Resultados	150
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	157
Sector eléctrico	160

3. Financiamiento
de la transición
energética 166

Inversiones totales	167
Sector eléctrico	169
Usos finales	173

4. Principales indicadores de la transición 178

Capítulo 4

Hoja de ruta de una transición energética justa

Recomendaciones

179-192

1. El entorno para la transición	180	Las proyecciones	180
		Las implicancias para las políticas públicas	181
		Etapas I – Preparación	182
		Etapas II – Implantación	186
		Etapas III – Desarrollo	188

2. La hoja de ruta 189

Trabajos citados

193

TABLAS Y GRÁFICOS



Tabla 1.	Indicadores socioeconómicos	29
Tabla 2.	Precios de los principales energéticos de Colombia, corte 2018	37
Tabla 3.	Reservas de combustibles, potencial hidroeléctrico e infraestructuras, 2019, Colombia	40
Tabla 4.	Recursos eólico y solar, Colombia	40
Tabla 5.	Mapeo de instituciones del sector energético	55
Tabla 6.	Principales conceptos regulatorios por sector y segmento	56
Tabla 7.	Eficiencia energética en Colombia	58
Tabla 8.	Participación por tipo de vehículos carreteros, 2019, Colombia	77
Tabla 9.	Consumo por tipo de transporte y por tipo de combustible, 10³ TJ y %, 2019, Colombia	79
Tabla 10.	Indicadores socioeconómicos y TCMC entre 2019 y 2060 (%)	115

Tabla 11.

Consumo final y propio por escenario,
miles de TJ y TCMC (%) 125

Tabla 12.

Indicadores por horizonte de tiempo
y escenario 178

Tabla 13.

Hoja de ruta a ser promovida desde CAF 190

Gráfico 1.

PIB y tasa de crecimiento anual,
MUSD constantes de 2010 y % 31

Gráfico 2.

PIB por sector, 2021, % 32

Gráfico 3.

PIB per cápita, USD constantes de 2010
per cápita 33

Gráfico 4.

Incidencia de la pobreza y de la pobreza
extrema por año, % 34

Gráfico 5.

Consumo final total versus intensidad
energética final, 10³ TJ y GJ/MUSD
constantes de 2010 35

Gráfico 6.

Consumo final total versus consumo final
per cápita, 10³TJ y GJ per cápita 36

Gráfico 7.

Recurso solar potencial (kWh/kWp)
y velocidad media del viento a 100 m (m/s) 39

Gráfico 8.

Producción, importación y exportación
por principales fuentes, 2019, 10³ TJ 41

Gráfico 9.

Evolución de las reservas probadas de
petróleo, gas natural y carbón, miles de TJ 42

Gráfico 10.

Consumo final por sectores, 10³ TJ y % 43-44

Gráfico 11.

Consumo final por fuentes, 10³ TJ y % 45

Gráfico 12.

Áreas hidrográficas y ubicación de las
centrales hidroeléctricas, 2019 46

Gráfico 13.

Emisiones totales netas, MtCO₂e 49

Gráfico 14.

Emisiones estimadas del sector energía,
por sector y por fuente, MtCO₂e, 2019 50

Gráfico 15.

Balance energético, año 2019 64

Gráfico 16.

Balance energético, año 2022 66

Gráfico 17.

Sector residencial: evolución del consumo
final por fuentes, 10³ TJ 69

Gráfico 18.

Sector residencial: consumo de energía
por usos finales, 2015 70

Gráfico 19.

Sector comercial y público: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ 71

Gráfico 20.

Sector comercial y público: consumo de energía por usos finales, 2015 72

Gráfico 21.

Sector industrial: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ 73

Gráfico 22.

Sector industrial: consumo de energía por usos finales, 2015 74

Gráfico 23.

Sector transporte: evolución del consumo final por fuentes y año 2019, 10³ TJ 76

Gráfico 24.

Parque de vehículos versus PIB per cápita, entre 2010 y 2019 78

Gráfico 25.

Sector transporte: consumo final por tipo y por combustibles, 10³ TJ 80

Gráfico 26.

Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ 81-82

Gráfico 27.

Balance del carbón y el petróleo (% sobre la producción) 84-85

Gráfico 28.

Participación del petróleo y el carbón en las exportaciones, % (en USD) 86-87

Gráfico 29.

Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh y 10³ TJ 88-89

Gráfico 30.

Capacidad instalada entre 2000 y 2020, MW 90

Gráfico 31.

Capacidad instalada por fuente 2019, % 91

Gráfico 32.

Generación de electricidad por fuente, entre 2000 y 2020, GWh y 10³ TJ 92

Gráfico 33.

Generación de electricidad por fuente, entre 2000 y 2020, %, e índice de emisiones de CO₂ del sector eléctrico, g/kWh 93

Gráfico 34.

Sistema de Transmisión Nacional, 2019 95

Gráfico 35.

Red actual de transporte y obras del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, 2019 96

Gráfico 36.

Sectores, niveles de actividad y variables intensivas 104

Gráfico 37.

Emisiones directas (consumo final y generación) por sector (MtCO₂e) 120-121

Gráfico 38.

Consumo final y consumo propio,
por sector y escenario (miles de TJ) 123-124

Gráfico 39.

Consumo final y propio, por fuente
y escenario (miles de TJ) 126-127

Gráfico 40.

Intensidad energética unitaria (2019=1),
miles de TJ/MUSD PPP 2017 (izquierda)
y miles de TJ per cápita (derecha) 128

Gráfico 41.

Intensidad ambiental unitaria (2019=1),
tCO₂e/MUSD PPP 2017 (izquierda)
y tCO₂e per cápita (derecha) 129

Gráfico 42.

Sector residencial: resultados por
combustible y por escenario (10³ TJ) 131-132

Gráfico 43.

Sector residencial: emisiones directas
por escenario (MtCO₂e) 133

Gráfico 44.

Sector CSP: resultados por
combustible y por escenario (10³ TJ) 135-136

Gráfico 45.

Sector CSP: emisiones directas
por escenario (MtCO₂e) 137

Gráfico 46.

Sector industrial: consumo energético
por subsector industrial, 2019 (%) 138

Gráfico 47.

Sector industrial: consumo energético
de combustible fósil por uso para
principales subsectores (%) 139

Gráfico 48.

Sector industrial: evolución por escenario
para principales usos en las ramas más
relevantes de la industria (%) 141-142

Gráfico 49.

Sector industrial: consumo final por
combustibles y por escenario (10³ TJ) 143-144

Gráfico 50.

Sector industrial: emisiones directas por
escenario (MtCO₂e) 145

Gráfico 51.

Cantidad de vehículos privados por 1.000
habitantes y participación de motos (%) 147

Gráfico 52.

Cantidad de vehículos de carga total 149

Gráfico 53.

Transporte: consumo final por tipo/
combustibles y por escenario (10³ TJ) 151-152

Gráfico 54.

Consumo final del transporte carretero
de pasajeros y de cargas, por combustibles
y por escenario (10³ TJ) 154-155

Gráfico 55.

Sector transporte: emisiones directas
por escenario (MtCO₂e) 156

Gráfico 56.

Resultados del sector agropecuario,
pesca, minería y construcción,
por escenario (10³ TJ) 158

Gráfico 57.

Sector agropecuario, pesca, minería
y construcción: emisiones directas por
escenario (MtCO₂e) 159

Gráfico 58.

Proyección de la capacidad instalada por fuente y por escenario (GW) 161-162

Gráfico 59.

Proyección de la generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh) 164-165

Gráfico 60.

Inversión estimada anual (millones de USD) 167

Gráfico 61.

Inversión estimada anual total en % del PIB (%) 168

Gráfico 62.

Sector eléctrico: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD) 170

Gráfico 63.

Sector eléctrico: inversiones promedio anuales por tipo (millones de USD) 171

Gráfico 64.

Sector eléctrico: inversiones anuales por período (millones de USD/año) 172

Gráfico 65.

Usos finales: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD) 174

Gráfico 66.

Transporte carretero: inversiones anuales por período (millones de USD/año) 175

Gráfico 67.

Usos finales: inversiones promedias anuales por tipo (millones de USD / año) 176

Gráfico 68.

Hoja de ruta: etapas 180

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>
BECO	Balance Energético Colombiano
CAPEX	gastos de capital (<i>capital expenditures</i>)
CAT	Climate Action Tracker
CCUS	tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (<i>carbon capture use and storage</i>)
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CIIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
EE	eficiencia energética
ERNC	energías renovables no convencionales
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FEPC	Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles
FMI	Fondo Monetario Internacional
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
GEI	gases de efecto invernadero
GLP	gas licuado de petróleo

GNC	gas natural comprimido
GNL	gas natural licuado
IDH	índice de desarrollo humano
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
IRC	índice de riesgo climático global
IREES	Instituto de Eficiencia de los Recursos y Estrategias Energéticas (<i>Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien</i>)
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
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>)
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
SEI	Instituto Ambiental de Estocolmo (<i>Stockholm Environment Institute</i>)
sieLAC	Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TCMC	tasa de crecimiento medio compuesta (compound anual growth rate)
TEJ	transición energética justa
TJ	terajulio
UPME	Unidad de Planeamiento Minero Energético de Colombia
WEC	Consejo Mundial de Energía (<i>World Energy Council</i>)
XM	administradores del mercado eléctrico
ZNI	zonas no interconectadas



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 Republica 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.

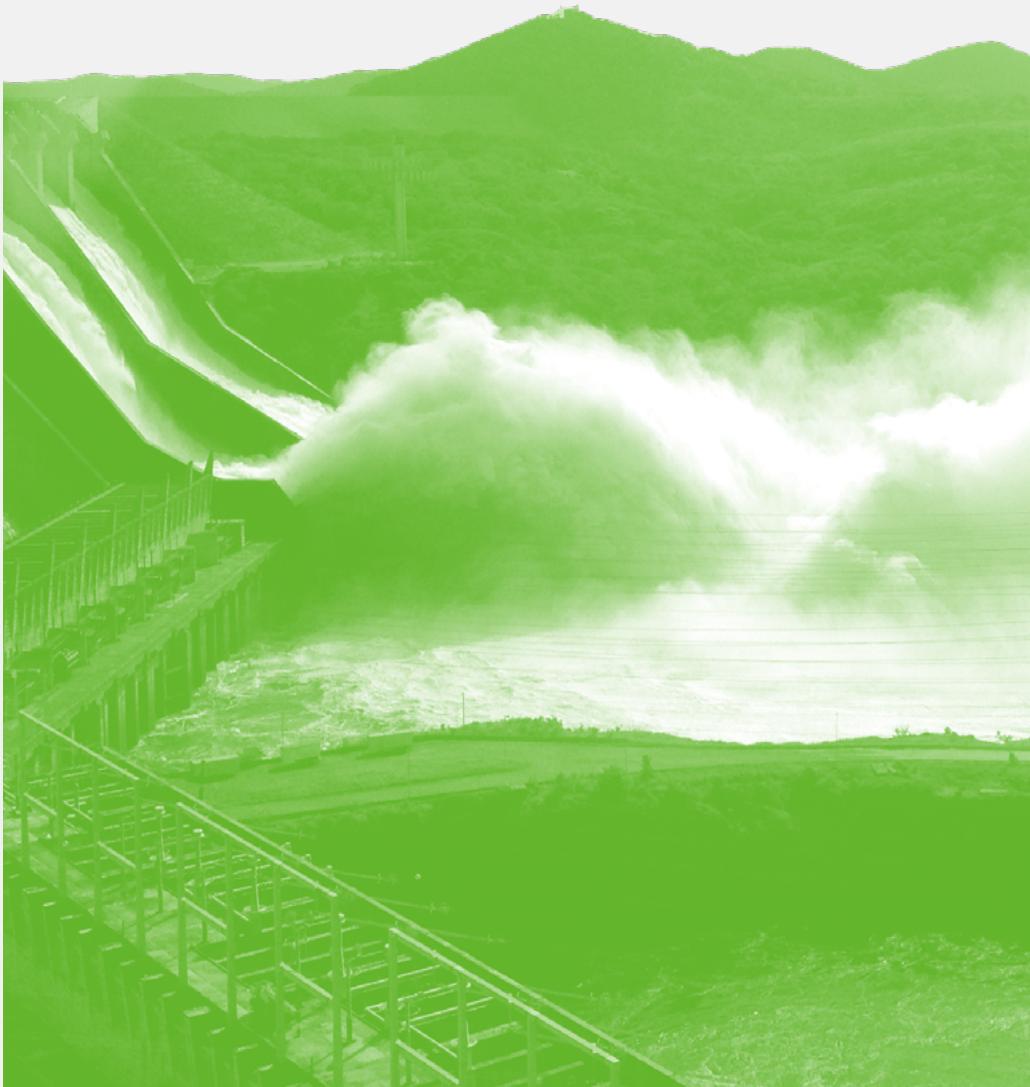
5. Escenarios: Colombia

El presente informe contiene el análisis de transición energética para Colombia 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 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.

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

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





1. Caracterización general



Aspectos socioeconómicos

Colombia es el quinto país más grande de América Latina por superficie y el tercero por población. La mayoría vive en ciudades (81 %, de la cual una cuarta parte vive en ciudades de más de un millón de habitantes).

Tabla 1

► Indicadores socioeconómicos

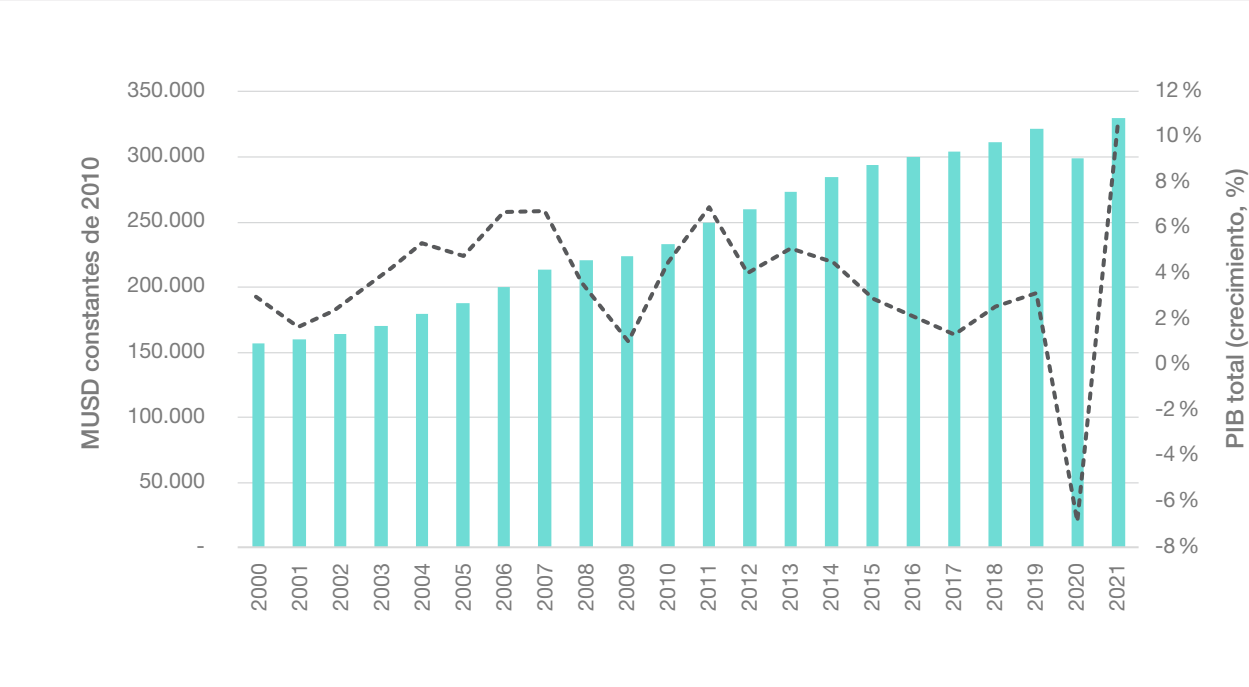
Indicador/País	Colombia
Población total (2021, millones)	51,27
Densidad de población (hab./km²)	45
Población urbana (%)	82 %
PIB per cápita 2021 (USD a precios constantes de 2010)	6.443
Índice de pobreza extrema 2020	19,2 %

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

Colombia posee la cuarta economía más grande de América Latina por producto interno bruto (PIB) nominal en 2021. Históricamente, Colombia ha experimentado un crecimiento económico sólido, con un crecimiento anual de alrededor del 3,7 % (entre 2000 y 2021). En los años 2000, Colombia se benefició del auge de los precios de las materias primas (especialmente el precio del petróleo) y de tipos de cambio competitivos. Más recientemente, en los últimos cinco años, el crecimiento económico de Colombia se desaceleró. En 2020, el impacto de la pandemia de la COVID-19 en la economía de Colombia fue significativo, como en muchos otros países de la región.



Gráfico 1 ► PIB y tasa de crecimiento anual, millones de USD constantes de 2010 y %



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

A pesar de haber sido un país productor, principalmente de bienes primarios (como café y productos minerales), Colombia logró diversificar su economía y, hoy en día, su principal sector económico es el de servicios, seguido por el sector industrial y el sector agrícola. En 2019, sus principales exportaciones en términos de precios fueron petróleo crudo y carbón petróleo refinado.

Gráfico 2 ► PIB por sector, 2021, %

Colombia

Suministro de electricidad, gas y agua

3,5 %

Intermediación financiera, actividades inmobiliarias, etc.

21,9 %

Industrias manufactureras

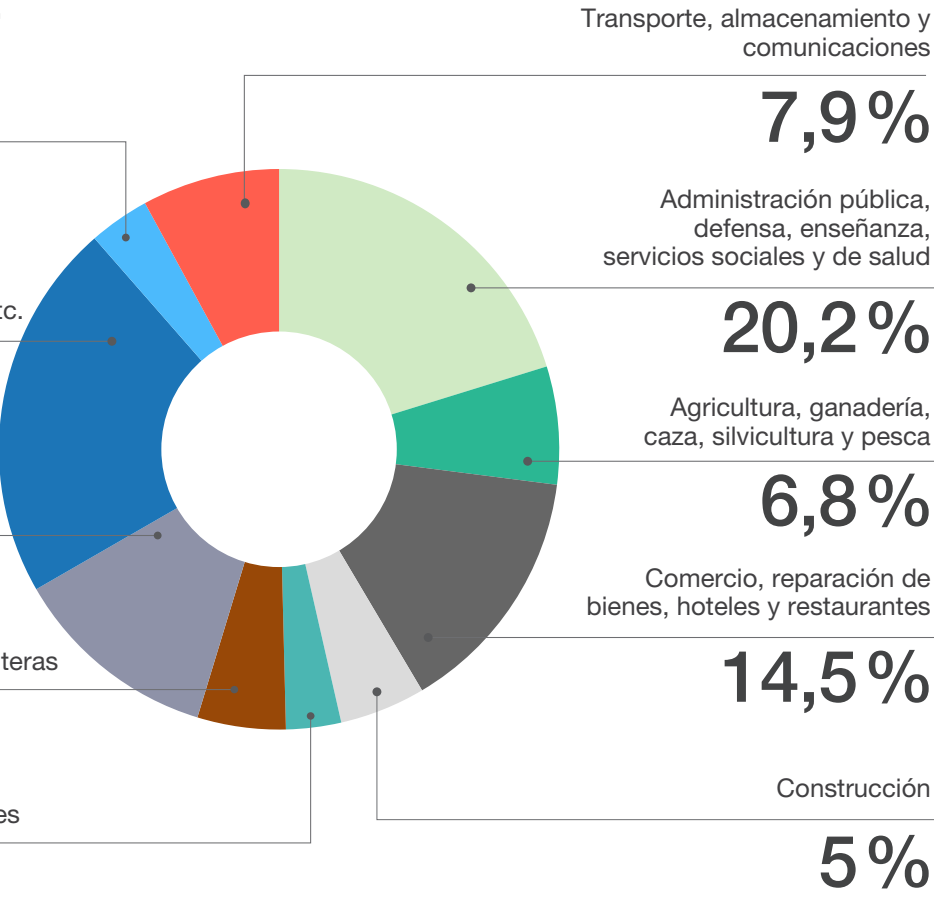
12, %

Explotación de minas y canteras

5,1 %

Correo y telecomunicaciones

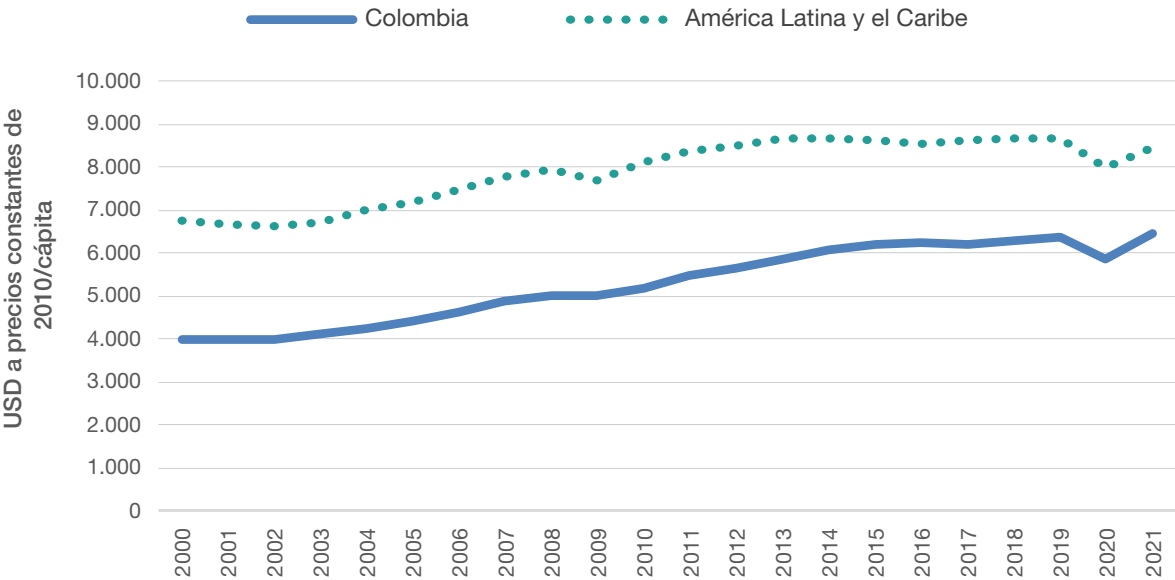
3.2 %



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

A excepción de algunos años particulares, el PIB per cápita registró una tendencia creciente en los últimos 20 años. En 2021, fue de 6.443 dólares estadounidenses (USD) constantes de 2010 per cápita, por debajo del promedio de la región.

Gráfico 3 ► PIB per cápita, USD constantes de 2010 per cápita

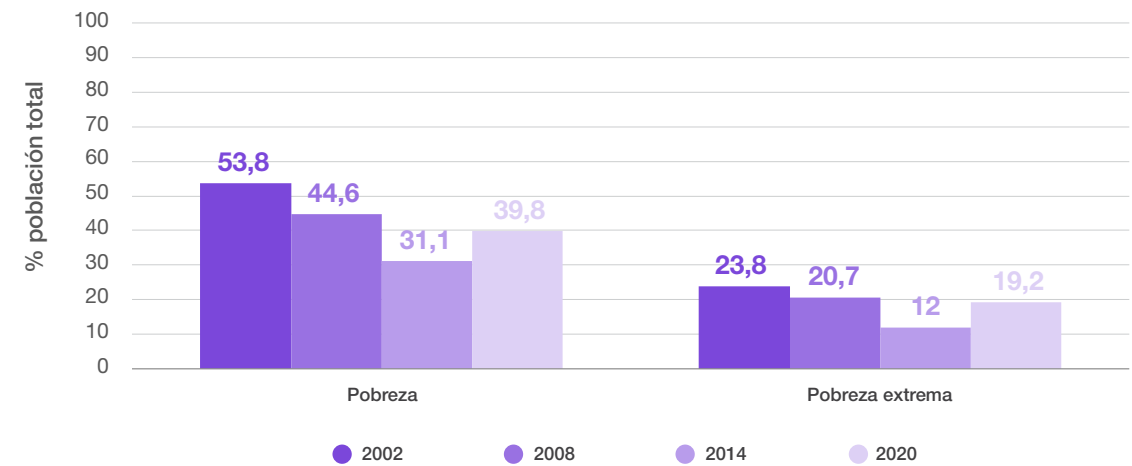


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial.

El desempeño económico histórico de Colombia no se tradujo en una prosperidad ampliamente compartida, ya que tiene una de las peores distribuciones del ingreso en América Latina (índice GINI de 0,5 en 2021). La tasa de pobreza disminuyó en el período entre 2002 y 2014, pero volvió a subir en 2020. Actualmente, el 19 % de la población vive en situación de extrema pobreza.

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

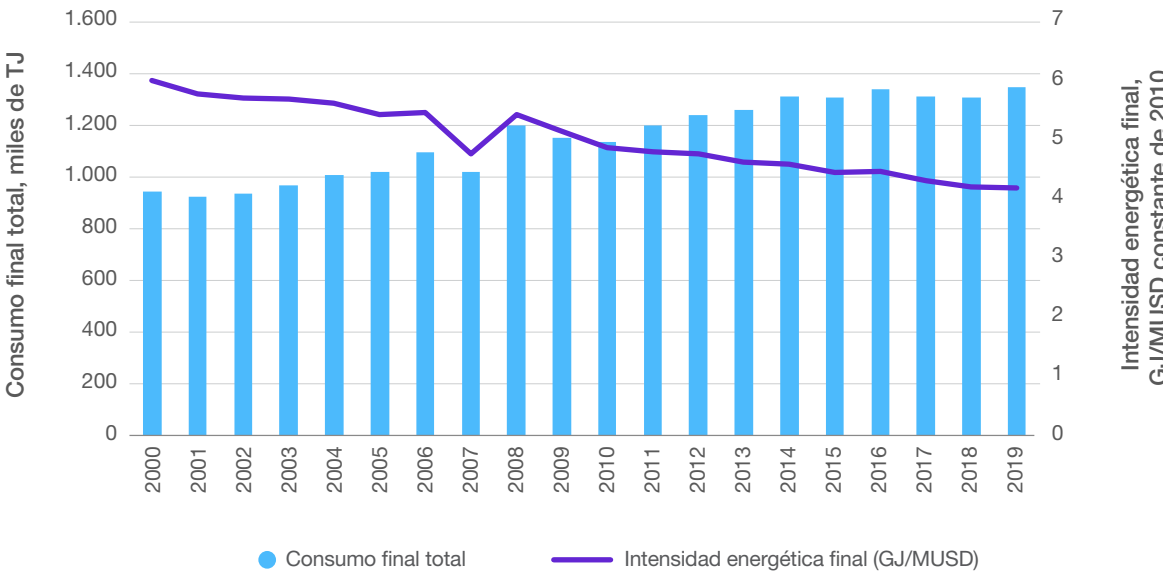
La intensidad energética final² se redujo significativamente en el período entre 2000 y 2019 (-30 % acumulado, -1,9 % promedio anual), mientras que el consumo final total creció a un ritmo de 1,9 % promedio anual. Esta reducción se puede

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

explicar, en parte, por la evolución progresiva de la economía hacia una economía de servicios y el impacto de algunas mejoras en la eficiencia energética³, entre otros factores.

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, OLADE⁴

³ Por ejemplo, los ahorros del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) promovido desde la Unidad de Planeamiento Minero Energético de Colombia (UPME), que conllevó inversiones en el sector energético y de transporte, y otros como el reemplazo de focos por unidades ahorradoras más eficientes y focos LED, sustitución de la leña por GLP para cocción, ciertas mejoras en el transporte urbano (por ejemplo, Transmilenio).

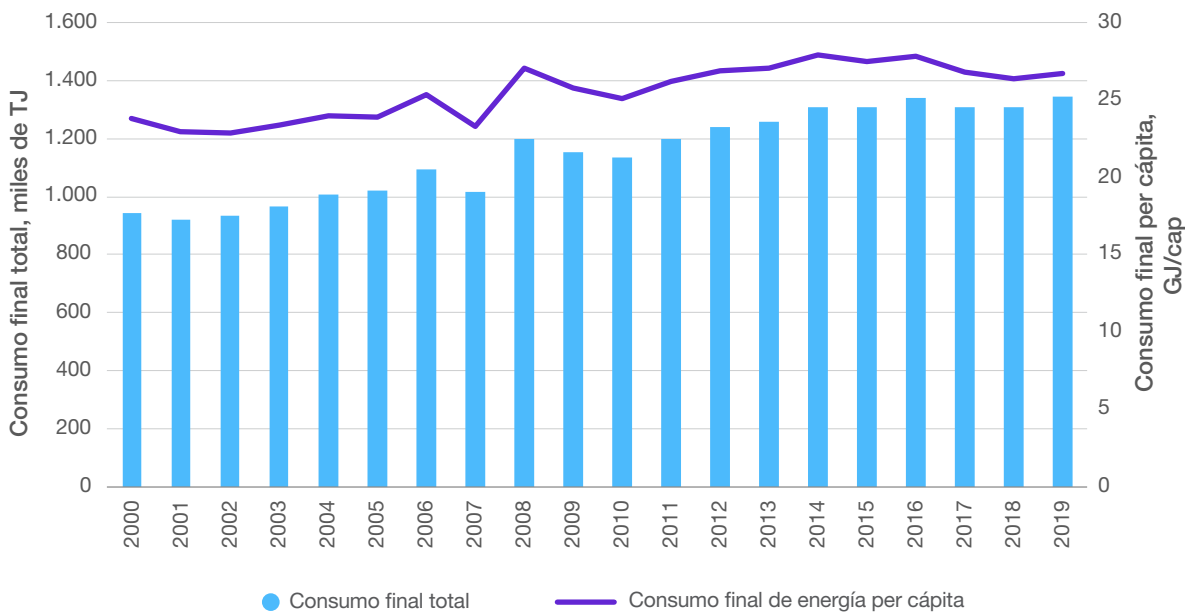
⁴ Datos de intensidades energéticas calculadas internamente en el sistema, con datos del PIB del Banco Mundial y de consumos de energía de los balances energéticos nacionales.

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 (0,6 % vs. 1,9 %) y se ralentizó hasta estabilizarse entre 2016 y 2019.

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 Colombia. Tanto para el gas natural en el sector comercial, la gasolina regular como el combustible de avión (*jet fuel*), Colombia exhibe precios bajos. Para el resto de las fuentes energéticas, estos precios se encuentran cerca del promedio de la región.

Tabla 2

► Precios de los principales energéticos de Colombia, corte 2018

Energético	IVA %	Impuestos especiales ⁵	Precio ⁶
Electricidad (residencial)	-	-	146,25 USD/ MWh
Electricidad (comercial)	-	-	131,90 USD/ MWh
Electricidad (industrial)	-	-	101,88 USD/ MWh
Gas natural (residencial)	-	-	12,59 USD/ MBtu
Gas natural (comercial)	-	-	11,44 USD/ MBtu
Gas natural (transporte)	-	-	4,6 USD/ MBtu
Gas natural (industrial)	-	-	4,0 USD/ MBtu
GLP (residencial)	-	-	0,64 USD/ kg
Gasolina regular	19 %	Sí	0,66 USD/ l
Diésel	19 %	Sí	0,65 USD/ l
Combustible de avión	19 %	Sí	0,38 USD/ l
Fueloil (generación electricidad)	19 %	Sí	0,18 USD/ l
Fueloil (industrial)	19 %	Sí	0,20 USD/ l

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

⁵ El impuesto especial sobre la gasolina corriente es de USD 0,04 por litro y sobre la gasolina especial es de USD 0,08 por litro y equivale al 5 % y 7 %, respectivamente.

⁶ Los precios incluyen los cargos por impuesto al carbono y especiales a la producción de energía y la electricidad, que se cobran en la primera transacción y no constituyen parte de los impuestos que se aplican al consumidor. El impuesto especial sobre la electricidad es del 4 % y el impuesto sobre el valor de la producción energética es del 7 %, el impuesto sobre el carbono grava el gas natural, el carbón, el *jet fuel*, las gasolinas, el GLP y el fueloil. Estos impuestos se pagan como parte de los costos de la cadena de valor.



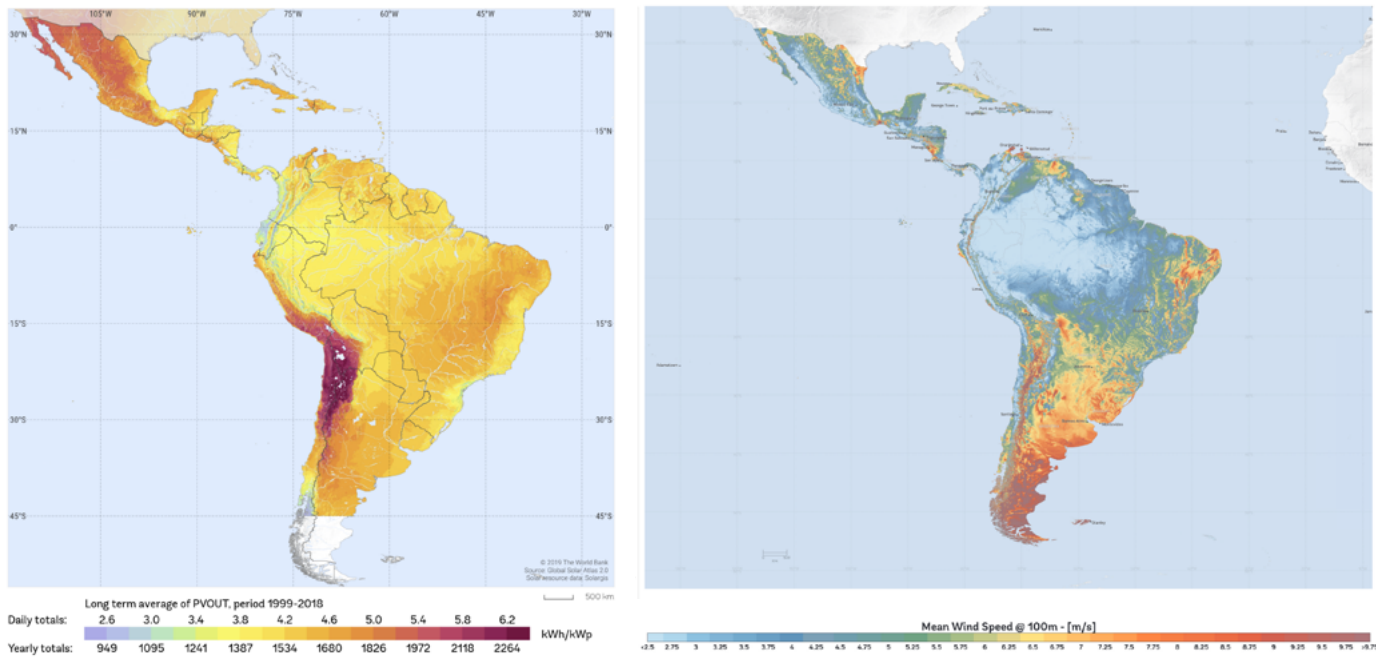
Aspectos energéticos

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

Colombia dispone de recursos energéticos significativos, en particular, carbón, carbón mineral, petróleo e hidroelectricidad. En cuanto a su recurso solar, según la plataforma Global Solar Atlas, Colombia presenta un valor de 1.573 kWh/kWp para el 10 % de las áreas con mayor producción fotovoltaica y un promedio de 1.478 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 se establece en 1.576 kWh/kWp. La mayor concentración del recurso solar se encuentra en la península de La Guajira y en la Orinoquia. Por otro lado, su recurso eólico para el 10 % de las áreas con más viento es igual o superior a 259 W/m², donde la velocidad media del viento a 100 metros es igual o superior que 5,9 m/s. En las localidades más ventosas de la Guajira (10 %), hay vientos a 100 metros de 10,6 m/s.

Gráfico 7

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



Fuente: Global Solar Atlas (Banco Mundial)⁷ y Atlas Eólico Mundial (Banco Mundial)⁸.

La disponibilidad de recursos de Colombia se refleja tanto en el mix de generación eléctrica como en la demanda final por combustible. La energía hidroeléctrica representa una parte significativa de la producción de electricidad y los combustibles fósiles desempeñan un papel importante en la oferta de energía primaria. Dispone también de una gran capacidad de refinación que le permite suplir tanto el consumo interno como las exportaciones.

⁷ Global Solar Atlas, Grupo del Banco Mundial, <https://globalsolaratlas.info/download/latin-america-and-caribbean>

⁸ [ws_LAC.pdf](#)

Tabla 3 ▶ Reservas de combustibles, potencial hidroeléctrico e infraestructuras, 2019, Colombia

Reservas				Potenciales	Capacidad instalada	
Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Uranio	Hidroenergía	Refinación	Generación eléctrica
						
2.041	90	5.912	0	56,2	374	17,6
Mbbl	Gm³	Mt	10^6 bep	GW	kbbbl/día	GW

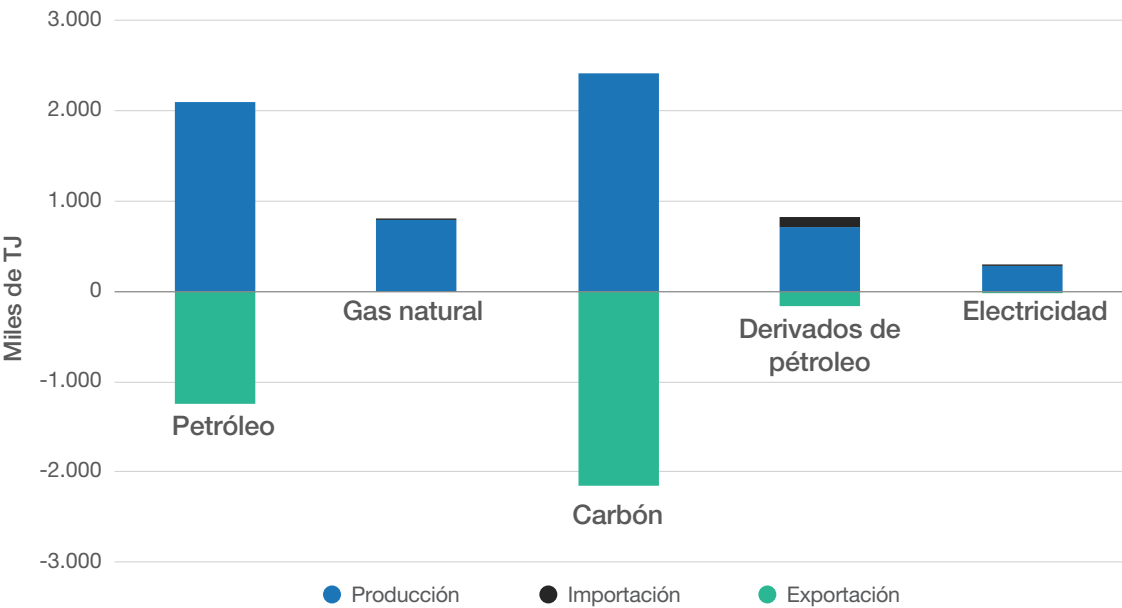
Fuente: sieLAC, OLADE.

Tabla 4 ▶ Recursos eólico y solar, Colombia

Recursos		
Eólico (10 % de las áreas con más viento)	Solar (promedio)	Solar (10 % mayor producción)
		
5,85	1.497	1.573
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.

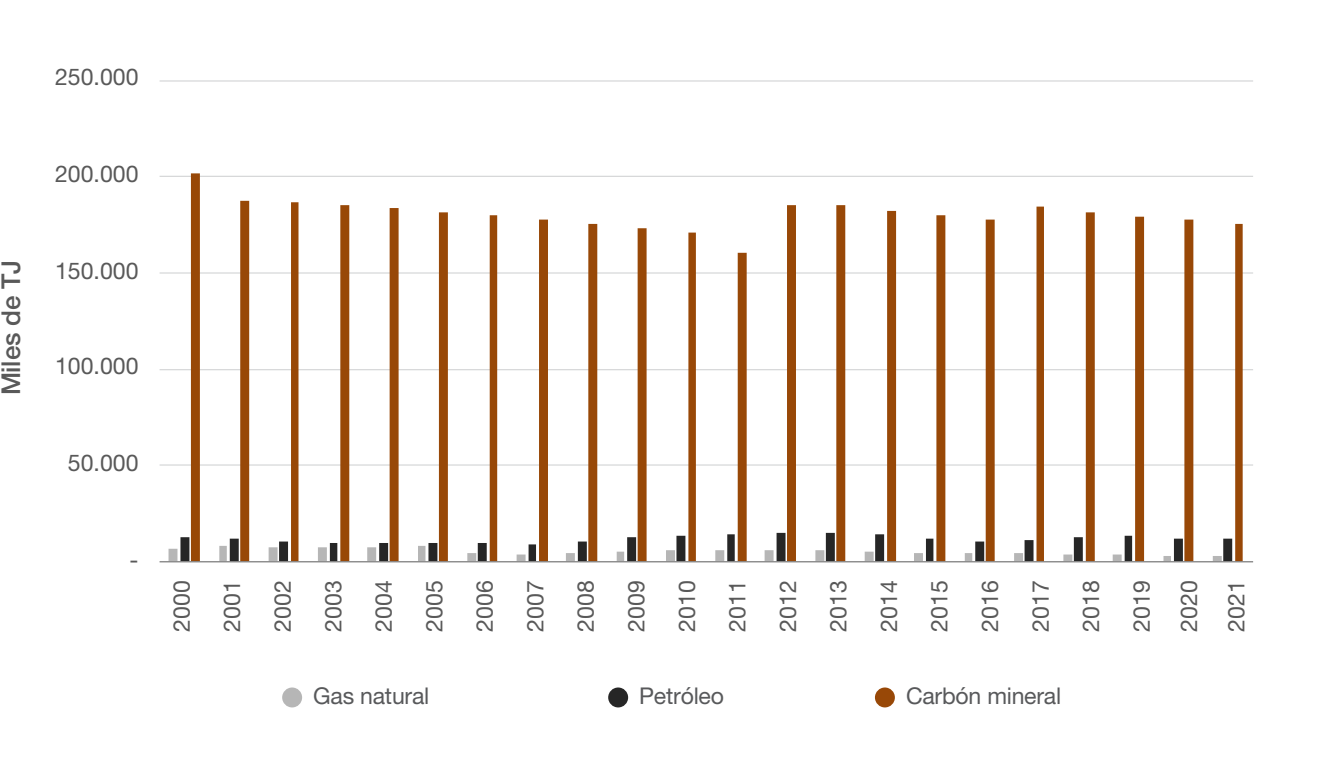
Colombia es el primer país productor de carbón de América Latina (12° del mundo) y el cuarto productor de petróleo (2022 - sieLAC, OLADE y Agencia Nacional de Minería de Colombia). Exporta la mayor parte de su producción de carbón (casi el 90 %) y una parte importante de su producción de petróleo (alrededor de dos tercios). Consume localmente su producción de gas natural e importa gas natural licuado (GNL) a través de la terminal de regasificación de Cartagena.

Recientemente, los intercambios de electricidad con Ecuador⁹ están más limitados en volumen y ocurren mayormente en forma de importaciones en situaciones de baja hidrología en Colombia, aunque las exportaciones a Ecuador fueron muy importantes en el pasado y llegaron a representar hasta un 13 % de la energía entregada al sistema interconectado ecuatoriano. Globalmente, Colombia es un país exportador neto de energía¹⁰.

Sus reservas probadas de carbón y petróleo se mantuvieron en los últimos años, mientras que las reservas de gas natural disminuyeron levemente y se espera que esta tendencia siga, sin descubrimiento de nuevas reservas probadas de gas.

Gráfico 9

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



Fuente: sieLAC, OLADE.

⁹ Los intercambios de electricidad con Venezuela son históricamente muy limitados y nulos en la actualidad.

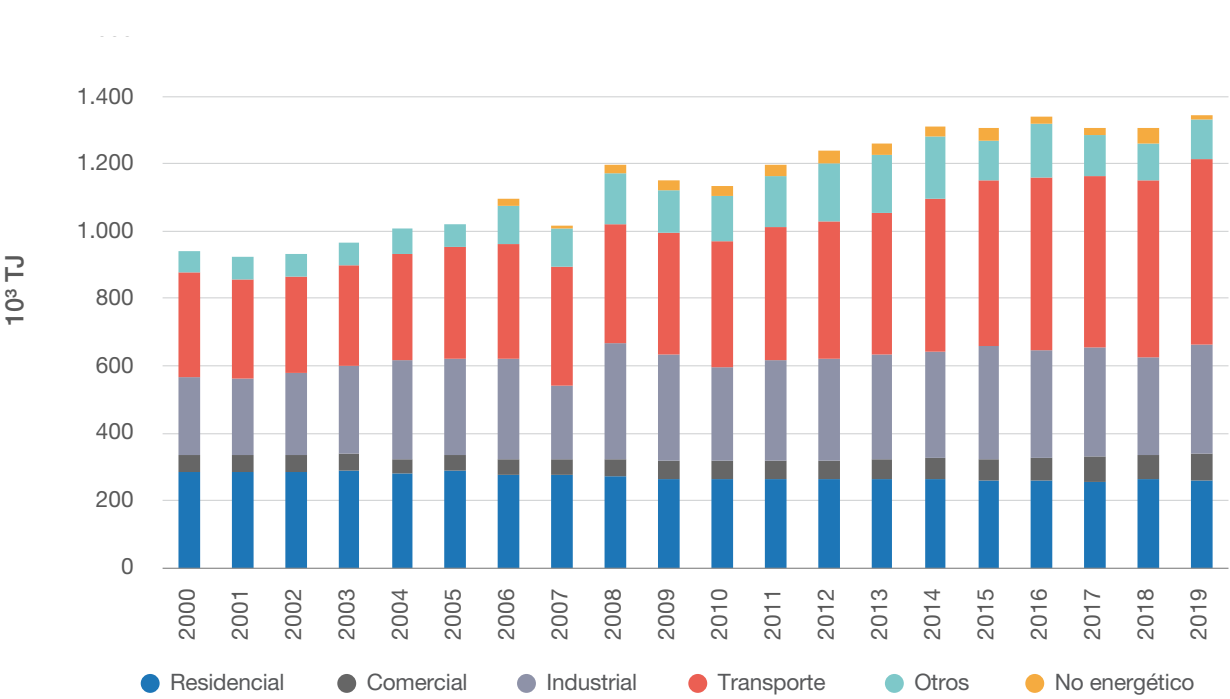
¹⁰ Su índice de dependencia externa de la energía (relación entre las importaciones totales de energía menos las exportaciones totales divididas por la oferta total de energía) es cercano a -200 %.

Consumo final por fuentes y sectores

El transporte es el sector con mayor consumo en 2019 y su peso relativo aumentó en los últimos 20 años de 33 % a 41 %. Por su lado, la demanda residencial permanece bastante estable y pierde peso relativo en el consumo final total. El sector industrial crece a la par del consumo final total.

Gráfico 10 A

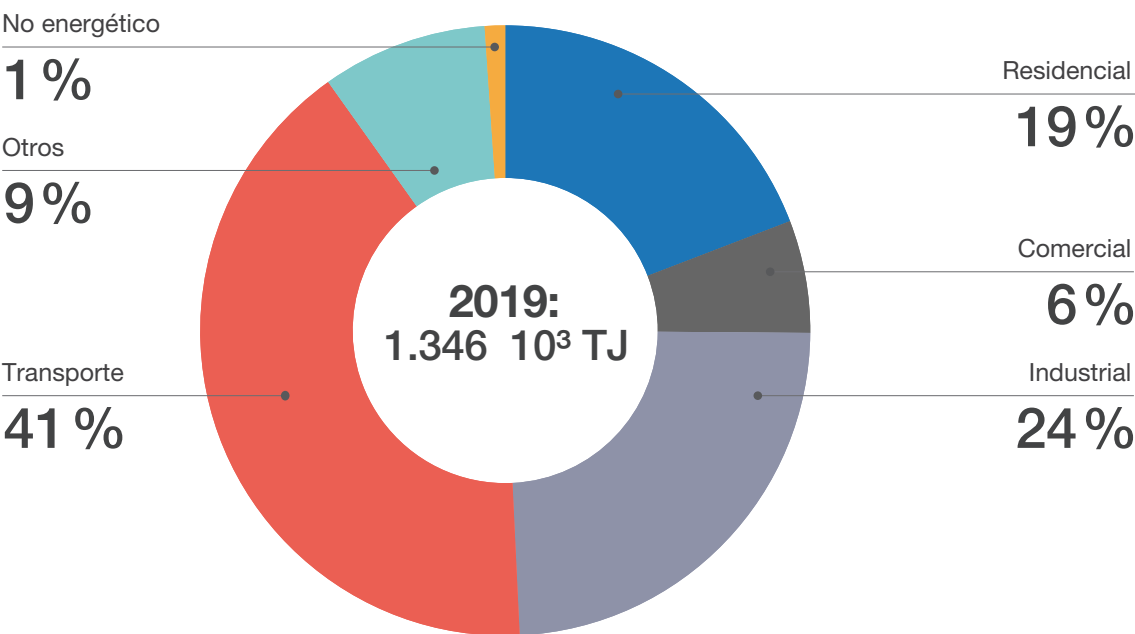
► Consumo final por sectores, 10³ TJ



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

Gráfico 10 B

► Consumo final por sectores, 10³ TJ y %

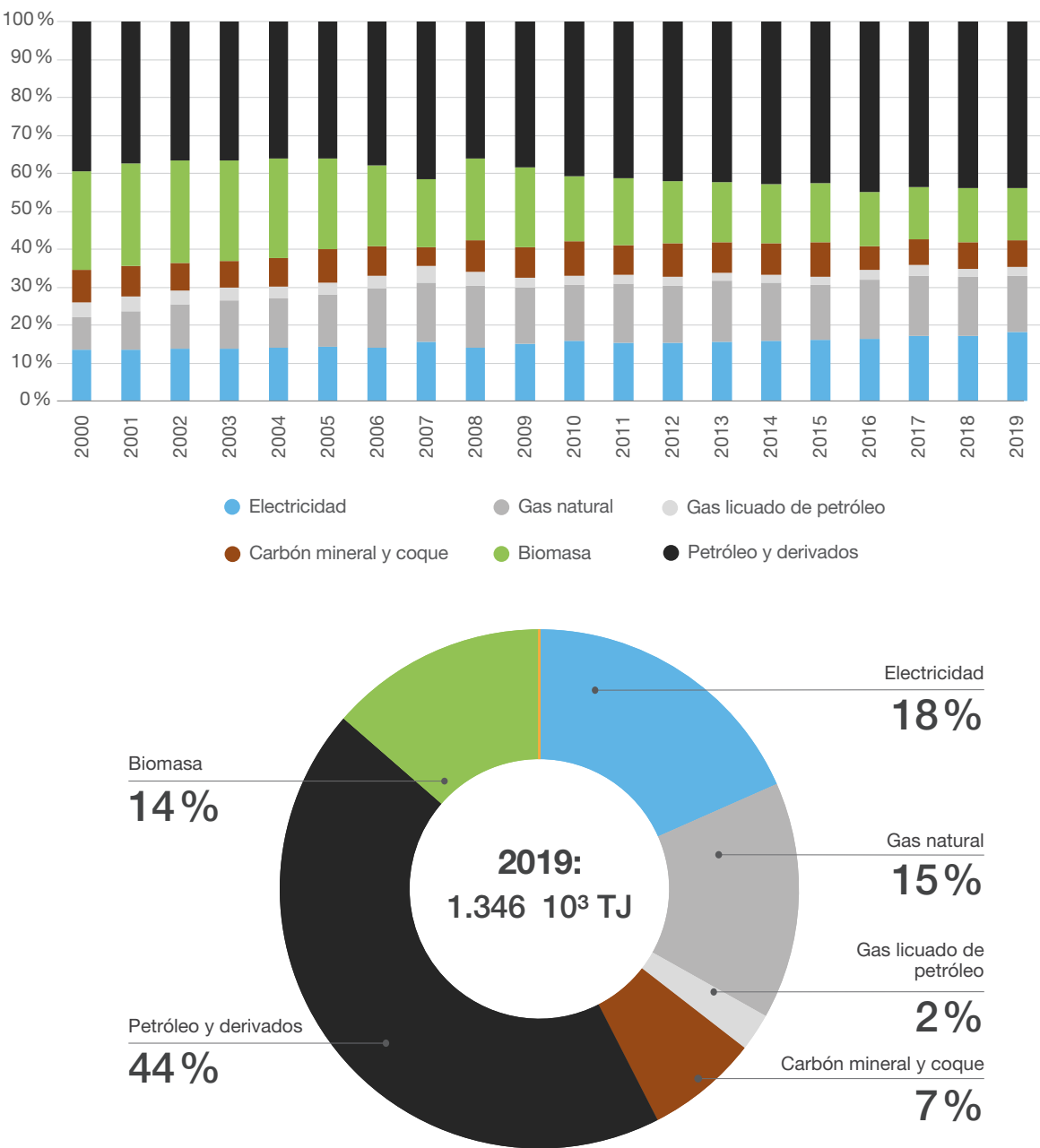


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Por fuente, la electricidad, el gas natural, el petróleo y sus derivados son los que más importancia van tomando en la matriz, a detrimento de la biomasa, del carbón y del gas licuado de petróleo (GLP).

Gráfico 11

► Consumo final por fuentes, 10³ TJ y %



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



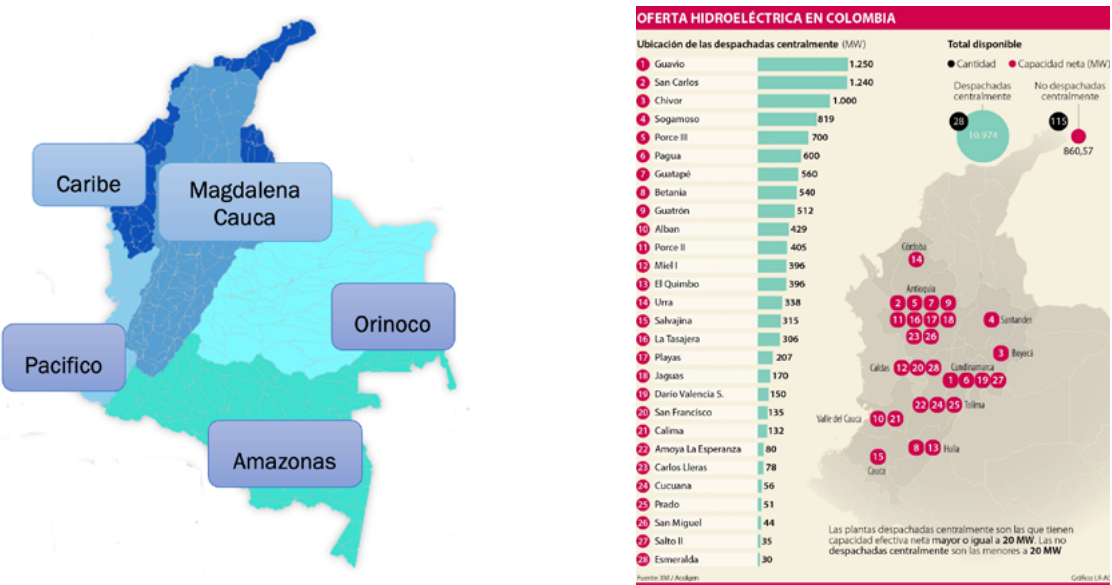
Perfil climático

Escenarios de cambio climático y riesgos para el sector energía

Debido a su ubicación geográfica, Colombia tiene un alto nivel de precipitación anual (superior a los 3.000 mm anuales), muy por encima del promedio mundial de precipitaciones (900 mm anuales). El país se divide en cinco áreas hidrográficas, como se muestra en el gráfico 12.

Gráfico 12

► Áreas hidrográficas y ubicación de las centrales hidroeléctricas, 2019



Fuente: IDEAM y La República, 19/02/2019.

Las precipitaciones en el país varían según la región. Los registros de precipitaciones más bajos se presentan en la zona norte del país, en la Guajira, y los más altos en la región del Pacífico. En la región Andina, donde se ubican las centrales hidroeléctricas del país, las precipitaciones tienen un comportamiento más diverso. Los valles de la cordillera Oriental, Alto Magdalena y Alto Cauca presentan un bajo nivel de precipitaciones, mientras que la zona media de los valles de los ríos Magdalena y Cauca presenta niveles máximos de lluvia.

Colombia enfrenta dos fenómenos ambientales que afectan significativamente los niveles de hidrología. El fenómeno de El Niño, que genera condiciones de sequía extrema debido a niveles muy bajos de lluvia, afecta severamente al país cada cuatro a seis años. El fenómeno de La Niña, a diferencia de El Niño, presenta exceso de precipitaciones.

De acuerdo con la *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*:

[...] Los escenarios de cambio climático para Colombia (2011-2100) elaborados en el marco de la Tercera Comunicación Nacional (TCCN) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (IDEAM et al., 2017) muestran que el comportamiento de la temperatura media anual hacia mediados del siglo XXI (entre 2040 y 2070) puede sufrir un aumento gradual de hasta 1,6 °C en promedio.

Estos aumentos pueden continuar hasta alcanzar los 2,1 °C de aumento en áreas continentales en 2100. Por otro lado, el comportamiento esperado de la precipitación muestra, al igual que en el caso de la temperatura, cambios no uniformes en el país. Se registran posibles aumentos hacia mediados del siglo, principalmente en algunos sectores de la región Andina, al tiempo que en otras regiones geográficas como el Caribe y la Amazonía se pueden producir reducciones de las lluvias entre el 10 % y 40 % (IDEAM et al., 2015; 2017).

Los escenarios de cambio climático del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) identifican varios riesgos relacionados con el sector energético en Colombia. Al igual que Brasil, los cambios en los regímenes de precipitación pueden afectar la generación hidroeléctrica, la cual es muy relevante en Colombia. Por ejemplo, en *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability*¹¹: “se proyecta que la producción de energía hidroeléctrica disminuya en ~10 % en el escenario seco RCP 4.5 para 2050 (Arango-Aramburo et al., 2019).

Desde el punto de vista de la generación, no solo la energía hidroeléctrica es vulnerable al cambio climático; tanto la generación eólica como la solar pueden verse afectadas por cambios en precipitaciones y temperaturas. Todo esto puede impactar en un aumento de potencia a instalar de forma de compensar las reducciones del potencial hídrico, eólico y solar.

Además, la existencia de eventos extremos, como tormentas e inundaciones, puede afectar la infraestructura energética (incluyendo redes de transmisión y distribución) e, incluso, interferir en la explotación de hidrocarburos, rama que en la actualidad es muy relevante para el país.

El efecto del cambio climático no se limita únicamente al lado de la oferta. Los cambios en las temperaturas pueden llevar a aumentos de la demanda de refrigeración en los sectores residencial y comercial, lo cual puede generar exigencias en la red de transmisión y distribución. Por otro lado, el índice de riesgo climático global (IRC)¹² indica el nivel de exposición y la vulnerabilidad a los fenómenos climáticos extremos. En relación con el período entre 2000 y 2019, Colombia ocupa la posición 38 de 180 países (1 es la posición de mayor exposición y vulnerabilidad).

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

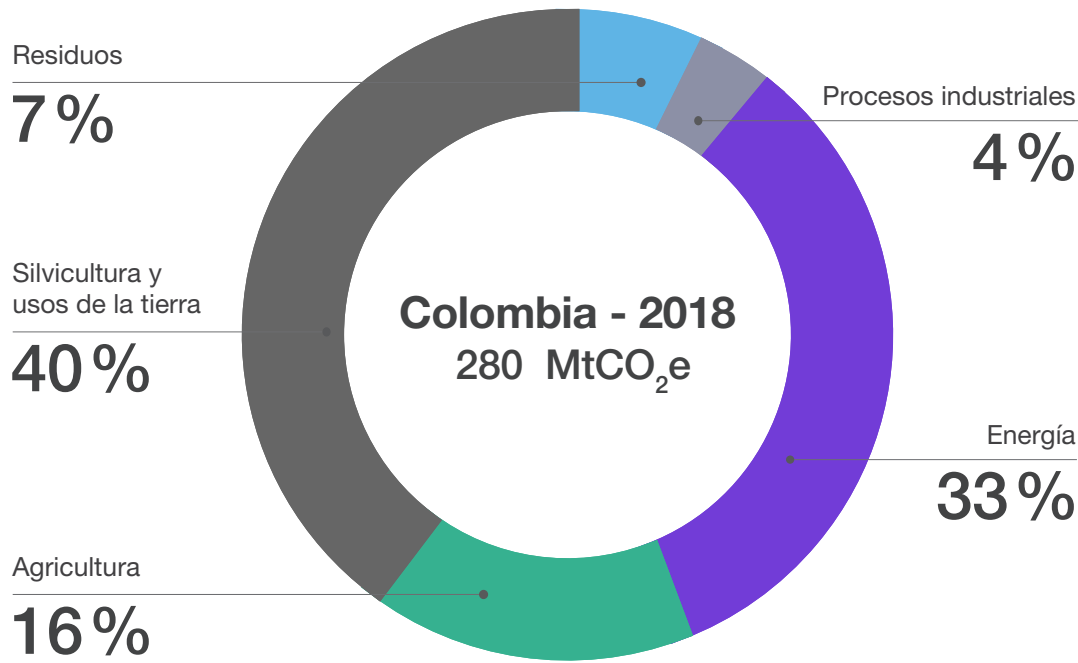
12 El IRC está compuesto por cuatro indicadores: número de muertes; número de muertes por cada 100.000 habitantes; suma de las pérdidas en USD en paridad de poder adquisitivo; pérdidas por unidad de producto interno bruto. El *ranking* final considera estos indicadores con diferentes pesos y en un período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

Contribución GEI año base

Según el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), las emisiones totales netas de 2018 fueron de 280 MtCO₂e, de las cuales el 33 % correspondió al sector energía (es decir, emisiones correspondientes a quema de combustibles y emisiones fugitivas) y el 56 % a agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra.

Gráfico 13

► Emisiones totales netas, MtCO₂e

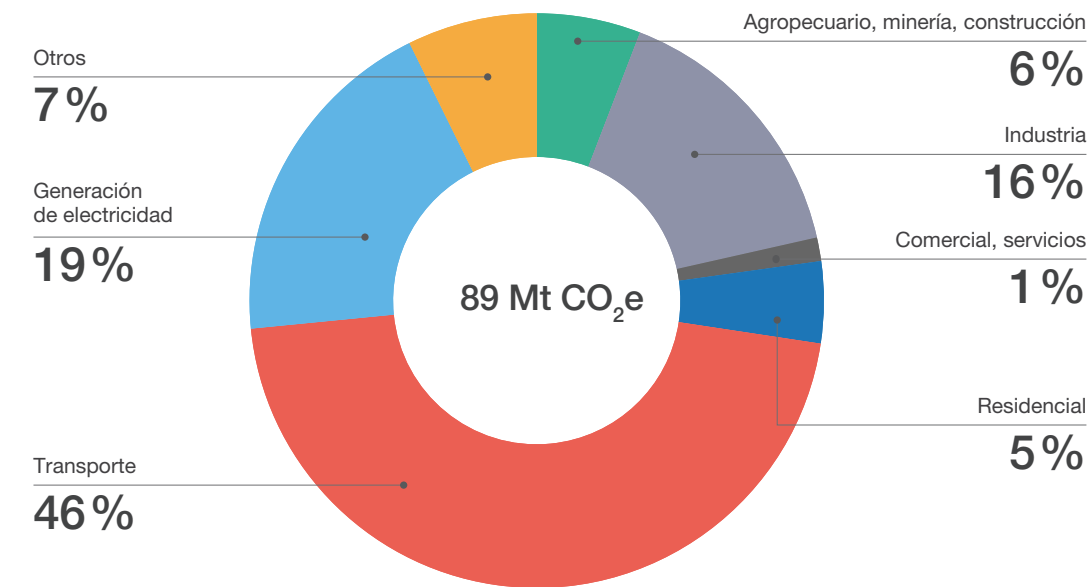


Fuente: Elaboración propia con base en el inventario nacional de emisiones de GEI (UNFCCC, 2018).

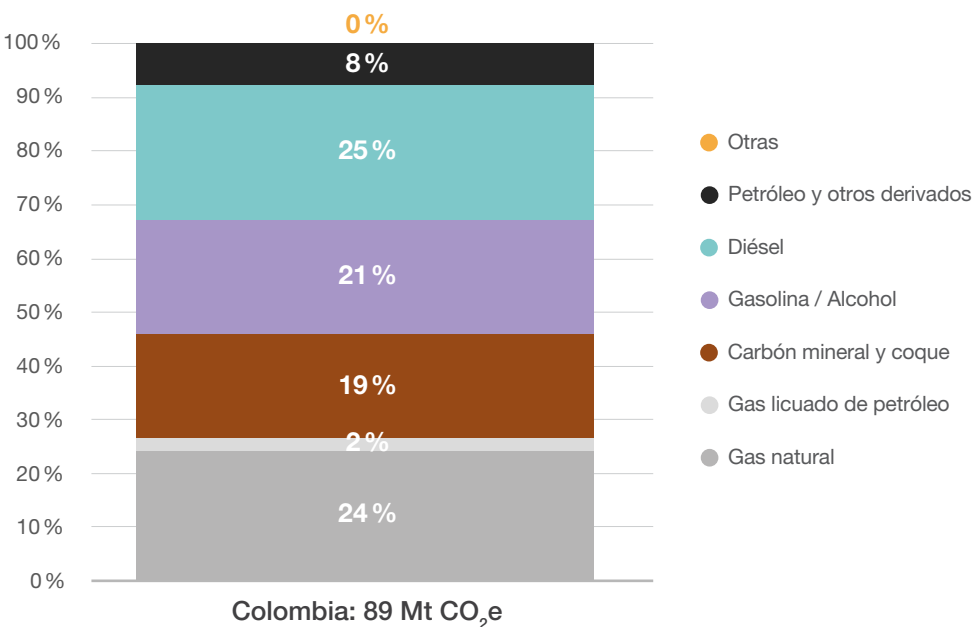
Al observar específicamente el sector energía (emisiones resultantes de la quema de combustibles y emisiones fugitivas), es posible analizar las emisiones por sector y por fuente. Los datos del gráfico 14 provienen de una estimación de emisiones de CO₂ realizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (sieLAC).

Gráfico 14

► Emisiones estimadas del sector energía, por sector y por fuente, MtCO₂e, 2019



Emisiones por fuente



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

El sector transporte representa cerca de la mitad de las emisiones de origen energético. Los principales combustibles consumidos por el sector son el diésel y la gasolina. En segunda y tercera posición, la generación de electricidad y la industria explican el 19 % y el 16 % de las emisiones del sector, principalmente por la quema de carbón mineral y gas natural en ambos casos.

Compromisos nacionales (NDC y Acuerdo de París)

Con respecto a los compromisos de reducción de emisiones de CO₂, se destacan los elementos a continuación.

- La meta absoluta para 2030 (contribuciones determinadas a nivel nacional 2030 [NDC 2030], 169 MtCO₂e)¹³ es equivalente a una reducción del 51 % de las emisiones respecto de la proyección de emisiones en 2030 en el escenario de referencia. Colombia se compromete también a:
 - reducir 40 % las emisiones de carbono negro respecto del nivel de 2014 y
 - establecer presupuestos de carbono para el período entre 2020 y 2030 a más tardar en 2023.
- Colombia firmó el Acuerdo de París mediante el 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”. En la práctica, se compromete a alcanzar la carbono neutralidad “hacia 2050”.

En noviembre de 2021, Colombia presentó un objetivo de cero emisiones netas de GEI para 2050 como Estrategia Nacional a Largo Plazo (E2050)¹⁴ a la CMNUCC¹⁵. La estrategia incluye diferentes escenarios y caminos hacia la descarbonización.

¹³ NDC por país (<https://unfccc.int/NDCREG>)

¹⁴ https://unfccc.int/sites/default/files/resource/COL_LTS_Nov2021.pdf. Este documento es posterior al PEN 2020-2050, que define una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identifica las posibles vías para alcanzarla.

¹⁵ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

En diciembre de 2021, a través de la Ley de Acción Climática 2169 de 2021, Colombia se comprometió a promover el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas de adaptación y mitigación.

En 2023, la UPME presentó un Plan Energético Nacional (PEN) actualizado para el período entre 2022 y 2052¹⁶ que contiene varios escenarios con diferentes caminos hacia la reducción de las emisiones de GEI.

Según la organización Climate Action Tracker (CAT), Colombia necesita tomar medidas más fuertes para asegurarse de cumplir con sus compromisos. Para potenciar la acción climática, algunas de las recomendaciones de CAT son un compromiso hacia la salida del carbón, fortalecer el objetivo de vehículo eléctrico para 2030 y acelerar el establecimiento de infraestructura de carga.



¹⁶ https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

Colombia cuenta con reservas y potenciales energéticos significativos, en particular solar (32 GW), eólico onshore (30 GW) eólico offshore (110 GW) para cubrir la demanda eléctrica creciente a futuro.

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
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Definición de políticas de los sectores petróleo, gas y eléctrico
Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	Planeamiento y expansión de los sectores petróleo, gas y eléctrico
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Regulación de los sectores petróleo, gas y eléctrico
Operador del sistema eléctrico (XM)	Administrador del mercado eléctrico
Gestor del Mercado de Gas Natural	Administrador del mercado de combustibles

Fuente: Elaboración propia.



Principales conceptos regulatorios

La tabla 6 describe la existencia de regulación de precios y de un mercado competitivo para cada sector energético y segmento.

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	- Competitivo en generación - Libre acceso en todos los segmentos de la cadena
Gas natural	- Exploración y explotación - Distribución - Transmisión - Comercialización	- Transmisión - Distribución y comercialización minorista	- Competitivo en explotación y exploración - Libre acceso en todos los segmentos de la cadena
Petróleo	- Exploración y explotación - Transporte - Refinación - Distribución y comercialización	- Transporte por ODENSA con regulación de precios - Subsidios al consumo de hidrocarburos	- Competitivo con liderazgo de Ecopetrol - Refinación fuertemente dominada por Ecopetrol
Carbón	- Explotación - Comercialización		- Libre fijación de precios

Fuente: Elaboración propia.



Aspectos de políticas públicas

Políticas de eficiencia energética

En 2001, la Ley 697, “mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones”, definió los fundamentos de la eficiencia energética en Colombia.

Desde este entonces, se definieron varios planes de acción multianual bajo la denominación Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE). El último plan aprobado cubre el período entre 2022 y 2030 y establece las metas indicativas de eficiencia energética para los sectores residencial, transporte, terciario, industrial, termoeléctrico, hidrocarburos, minería, edificaciones, almacenamiento y distritos térmicos.

El plan sirve de guía para la intervención estatal en iniciativas de eficiencia energética. Las principales políticas, las medidas y los programas de eficiencia energética se describen brevemente en la tabla 7.

Tabla 7 ▶ Eficiencia energética en Colombia

Aspecto	Concepto	Avance del país
Reglamentación de etiquetados	Sector	Comercio e industrial
	Programa	La Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) establece la creación del programa URE (PROURE).
	Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS, por sus siglas en inglés)	No dispone de MEPS.
Políticas sectoriales	Sector público	✓
	Transporte	
	Residencial	
	Comercio e industria	
Fondo de eficiencia energética	Tipo	Fideicomiso público
	Nombre	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión de Eficiente de la Energía (FENOGE)
	Otros	
Promoción y cambio cultural	Etiquetado	✓
	Programas y talleres de capacitación al 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: Documento *Leyes de Eficiencia Energética en Latinoamérica y el Caribe*, OLADE.

Políticas de precios, subsidios e incentivos

Subsidios e impuestos sobre los precios de combustibles

Subsidios

Eléctricos y gas natural. Colombia cuenta con un sistema de subsidios a la demanda final residencial de energía, que toma la forma de tarifas reducidas para ciertos grupos de la sociedad. El sistema actual de subsidios a la demanda de energía funciona primordialmente alrededor del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), concebido desde la Ley 142 de 1994 como un fondo de subsidios cruzados, donde los usuarios con mayor capacidad de pago subsidian a quienes no la tienen.

La focalización actual de los subsidios se basa en el sistema de estratificación: los usuarios en los estratos 1, 2 y 3 son receptores de subsidios de electricidad, mientras que aquellos en estratos residenciales 5, 6 y los usuarios comerciales realizan contribuciones a través de una sobretasa. La focalización es similar en el gas natural domiciliario, excepto que el estrato 3 no es receptor. Los grandes usuarios y los consumidores industriales no son parte del sistema de subsidios.

Gasolinas y diésel. Según el FMI, en Colombia, existen mecanismos automáticos de fijación de precios de la gasolina y el diésel, que vinculan la evolución de los precios minoristas de dichos combustibles al precio internacional. Los ajustes de precios mensuales tienen, respectivamente, un límite del 3 % y el 2,8 % para la gasolina y el diésel. La suavización de precios se logra mediante un Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). Además, los precios internos se fijan sobre un precio de paridad de exportación (FOB), dado que Colombia importa productos refinados en algunos años y la diferencia es financiada por el Fondo de Estabilización de Precios. Se espera que el déficit por este esquema de financiamiento ascienda al 2,5 % del PIB en 2022.

Impuestos

Los impuestos a continuación se aplican a los precios de los combustibles.

Impuesto al Valor Agregado (IVA). Es un impuesto de carácter nacional y grava la prestación de servicios y la venta e importación de bienes en el territorio nacional. La tarifa del IVA varía según la clase de bienes o servicios; en general, es del 19 %. El IVA se aplica sobre todos los consumos de energía (gasolinas, electricidad, GLP y gas natural).

Impuesto global. Es un valor establecido por la Ley 681 de 2001 que establece un impuesto fijo en moneda nacional para la gasolina corriente, el aceite combustible para motores pesados (ACPM) o diésel. El impuesto global es un poco más bajo en Bogotá. El Gobierno central recauda este valor y, normalmente, debería destinarlo al mantenimiento de vías. Este impuesto no se aplica en ciudades ubicadas en la frontera.

Sobretasa. Fue fijada por la Ley 488 de 1998. La sobretasa aplicable es del 25 % para la gasolina corriente motor y extra sobre el precio de referencia de venta al público por galón, según lo previsto por la ley. En tanto, la sobretasa aplicable al diésel es del 6 % sobre el precio de referencia de venta al público por galón. El dinero recaudado se distribuye entre municipios, departamentos y el Gobierno Nacional. Estos recursos se destinan, entre otros, a la financiación de obras en infraestructuras viales a cargo de las entidades territoriales. Según lo previsto en la Ley 788 de 2002, la sobretasa aplicable a la gasolina motor es del 25 % y del 6 % en el caso del ACPM (diésel) sobre el precio de referencia de venta al público por galón.

Impuesto al carbono. Colombia implementó un impuesto al carbono mediante el artículo 221 (Parte IX) de la Ley 1819 de 2016 a fin de desincentivar el uso de combustibles fósiles que generan emisiones de GEI durante su combustión. El impuesto al carbono se aplica en la primera actividad de la cadena de suministro por venta, importación o autoconsumo de cualquiera de los combustibles fósiles gravados dentro del territorio colombiano; específicamente, gasolina, queroseno, *jet fuel*, diésel (ACPM) y fueloil¹⁷. El gas licuado de petróleo solo está gravado en la venta a usuarios industriales, mientras que el gas natural solo está sujeto al impuesto dentro de la industria petroquímica y de refinación. El impuesto es un monto fijo por unidad (galón o metro cúbico). El impuesto exime el alcohol de combustible (etanol), el biodiésel producido a partir de productos vegetales, los combustibles vendidos en los departamentos de Guainía, Vaupés y Amazonas y la venta de diésel marino y reabastecimiento de combustible para envíos internacionales.

Incentivos para las energías renovables

Principales leyes

La Ley 1715 de 2014 (a través del Decreto 2143 de 2015, posteriormente modificado por la Ley 1955 de 2019 y el Decreto 829 de 2020) establece incentivos fiscales, aduaneros y contables para las empresas que inviertan en proyectos de fuentes de energía no convencionales.

Incentivos fiscales

- Reducción anual en el impuesto a la renta como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el campo de la producción de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía (FNCE) y gestión eficiente de la energía.
- Exención del IVA en bienes y servicios utilizados en el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC).

¹⁷ Se aplica un monto fijo por unidad de volumen o peso, por ejemplo, gas natural: 36 COP/m³ (alrededor de 17 COP/tCO₂e) y fueloil: 238 COP/galón, etc.

Incentivo aduanero. Exención del pago de derechos aduaneros en la importación de maquinarias, equipos, materiales e insumos a ser utilizados en el desarrollo de nuevos proyectos de ERNC.

Incentivo contable. Depreciación acelerada de los bienes a una tasa de depreciación no mayor que el 20 % anual, aplicable a la maquinaria, equipo y obras civiles que se necesiten para los proyectos y que hayan sido adquiridos con posterioridad a la vigencia de esta ley.

Generación distribuida. La Resolución CREG 174-21 estableció reglas claras para los pequeños generadores, la instalación de generación distribuida y la forma de facturación.

Principales fondos

Actualmente, existen cuatro fondos estatales que pueden contribuir al desarrollo de las energías renovables en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las zonas no interconectadas (ZNI).

- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGÉ). Este fondo aplica tanto en el SIN como en las ZNI. El FENOGÉ se financia con recursos del FAZNI, entre otros.
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI).
- Fondo Nacional de Regalías. El Fondo Nacional de Regalías se financiaba con los ingresos de las regalías no asignadas.
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).

Subastas de largo plazo

En Colombia, las principales barreras para el desarrollo de las energías renovables no convencionales han sido la ausencia de contratos de largo plazo, que se traduce en dificultades para el financiamiento de estos proyectos.

En este contexto, el Ministerio de Energía y Minas complementó el mecanismo de subastas del cargo por confiabilidad (CxC) a través de la definición de un esquema alternativo de subastas de largo plazo con el objetivo de promover las energías renovables no convencionales. Se llevaron a cabo subastas específicas en 2019 y 2021. Las subastas renovables entre privados también se desarrollaron en 2021. Finalmente, en 2021, se subastaron baterías de gran tamaño.

Creación de un mercado de carbono

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

Uno de ellos es el Mecanismo de No Causación del Impuesto al Carbono, reglamentado por el Decreto 926/2017, que permite que el impuesto se pague con certificados de reducción de emisiones o remociones de GEI. La Ley 2277 de 2022 redujo la utilización de compensaciones al 50 %.

El otro mecanismo es el Programa Nacional de Cupos Transables de Emisión, que busca crear un sistema de comercio de emisiones o mercado regulado de carbono. Este instrumento se creó a través de la Ley 1931/2018, que actualmente opera bajo el nombre Sistema para la Reducción de Emisiones (Sistema RE).

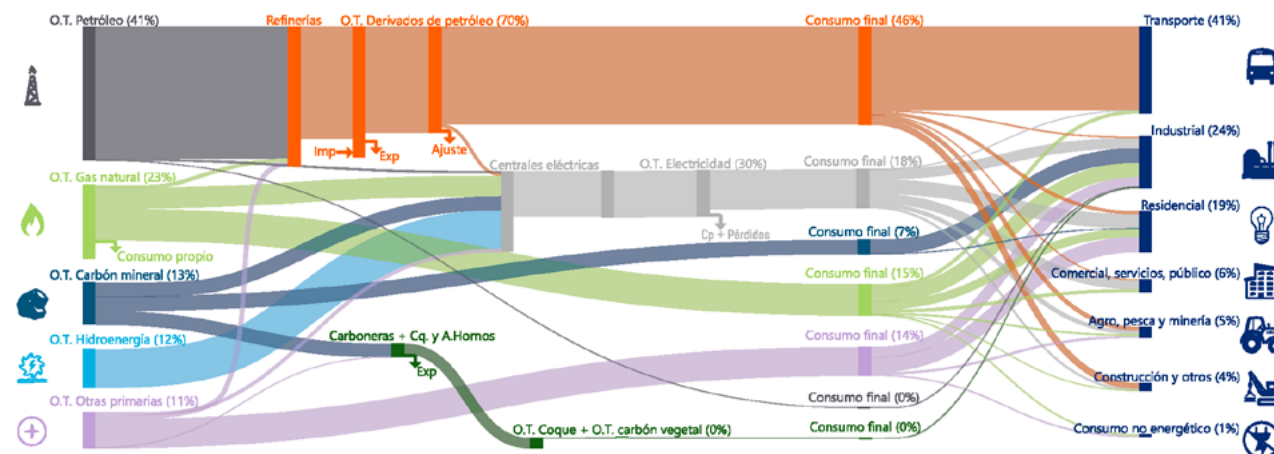
Existe una hoja de ruta para la implementación del Sistema RE, que se aprobó en la décima sesión de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático, y consta de tres fases. La primera de estas fases es la reglamentación, la segunda fase es la institucional y operativa y, luego, la tercera fase es la puesta en marcha, que se espera entre los años 2024 y 2025.

3. Balance energético, 2019 y 2022

El balance energético registra los flujos de energía desde su producción, exportación e importación, transformación hasta los consumos finales en los diferentes sectores socioeconómicos para un período determinado (un año). El gráfico 15 es un diagrama de Sankey del 2019, considerado como año base para este estudio.

Gráfico 15

► Balance energético, año 2019



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

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

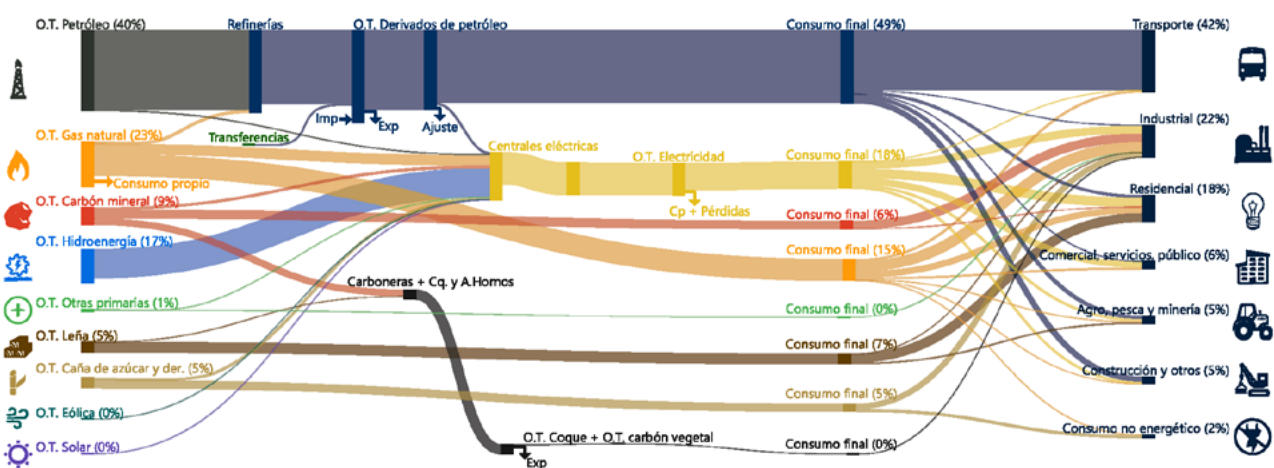
- la función preponderante del petróleo (41 %), del gas natural y del carbón en la oferta energética primaria;
- la proporción significativa de la producción hidroeléctrica sobre el total eléctrico;
- la función de la electricidad en el consumo final todavía limitado (18 %);
- los sectores de mayor consumo final (transporte con 41 %, industria y residencial).

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

- un mayor peso de la hidroenergía (17 % versus 12 %) y un menor peso del carbón mineral (9 % versus 13 %) en términos de oferta energética primaria;
- un peso del sector industrial levemente menor (22 % versus 24 %) en términos de consumo final.

Gráfico 16

► Balance energético, año 2022



Fuente: Panorama energético de América Latina y el Caribe 2023, 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 (balance de energía útil), la descripción del parque de vehículos, la intensidad energética sectorial, etc.



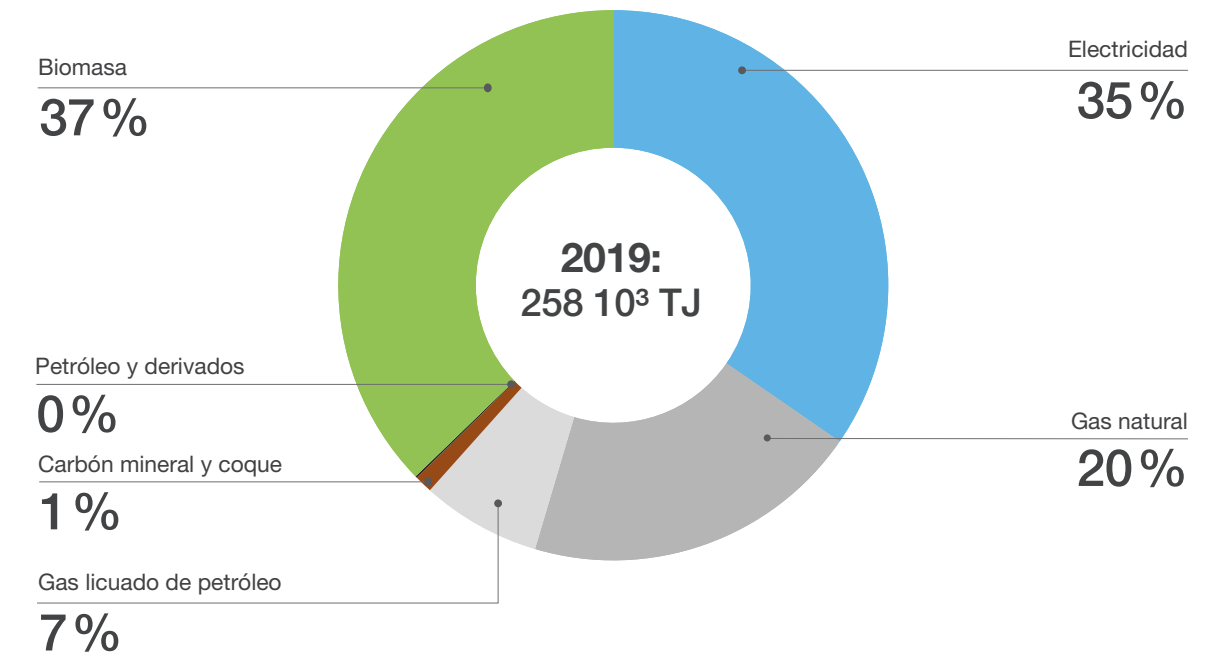
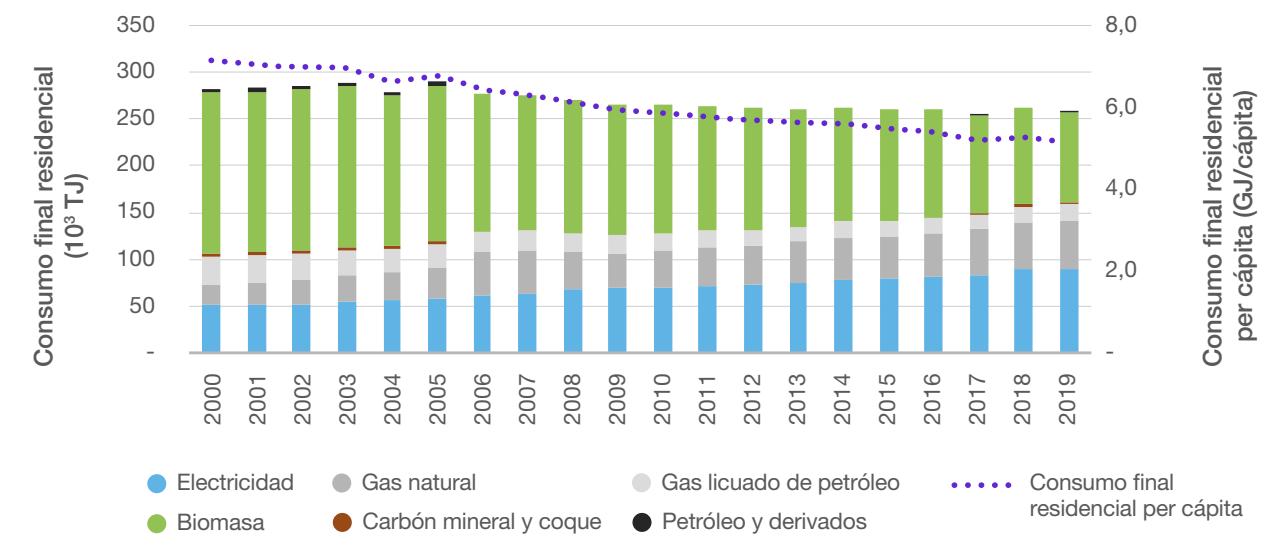
Sector residencial

El consumo final residencial disminuyó levemente en los últimos 20 años (-0,5 % promedio anual). Esta disminución es más notable (-1,7 % promedio anual) per cápita y refleja los cambios de fuentes de energía que permiten un uso menor de energía final para un mismo uso. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- alto consumo de biomasa (leña), aunque su volumen y su proporción bajaron significativamente en las últimas dos décadas. De acuerdo con la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), alrededor de 1,2 millones de hogares (6 millones de personas), siguen utilizando leña para cocinar;
- aumento del consumo final de electricidad y de gas en línea con el aumento de la tasa de acceso al servicio de gas natural (80 % actualmente) y nuevos usos eléctricos. El consumo de GLP representa un cuarto del consumo total de gas (gas natural + GLP).

Gráfico 17

► Sector residencial: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ

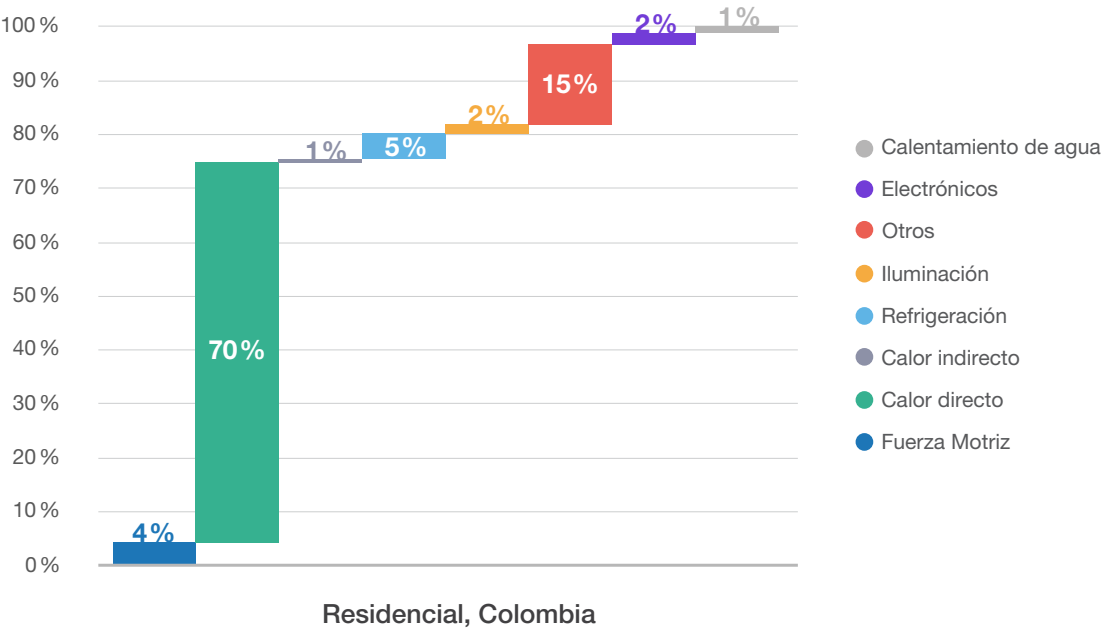


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En términos de consumo de energía por usos finales, el 70 % del total corresponde a calor directo (es decir, cocción o calefacción, mayormente). Los usos reservados a la electricidad son limitados (iluminación, refrigeración, electrónicos).

Gráfico 18

► Sector residencial: consumo de energía por usos finales, 2015



Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance de energía útil, 2015, IREES, TEP, Corpoema.



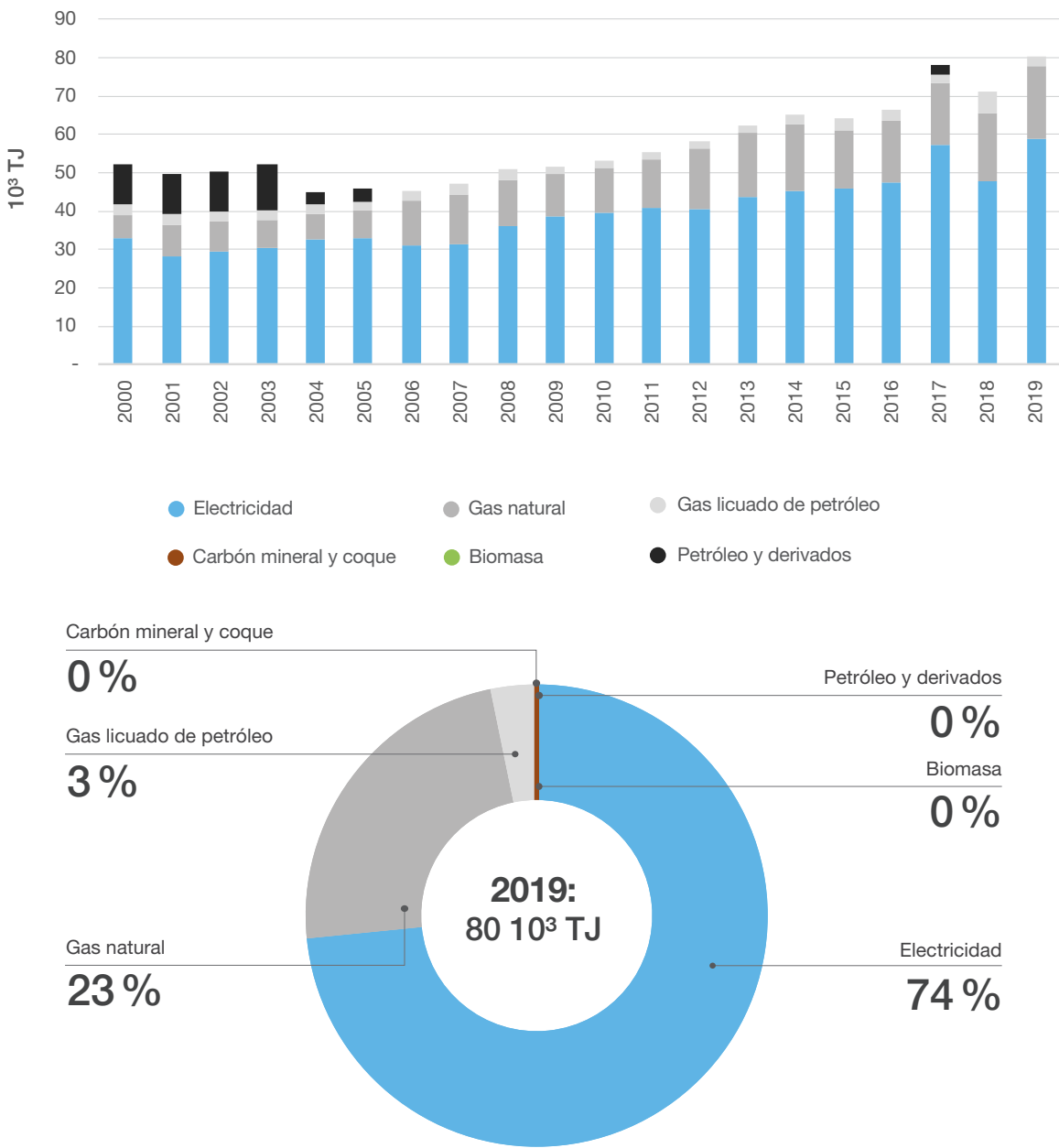
Sector comercial, servicios y público

El consumo final del sector comercial, servicios y público aumentó en los últimos 20 años (2,3 % promedio anual). Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- alta participación de la electricidad en el consumo total (74 % en 2019);
- suministro principalmente de gas natural y GLP para cubrir el resto de la demanda.

Gráfico 19

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

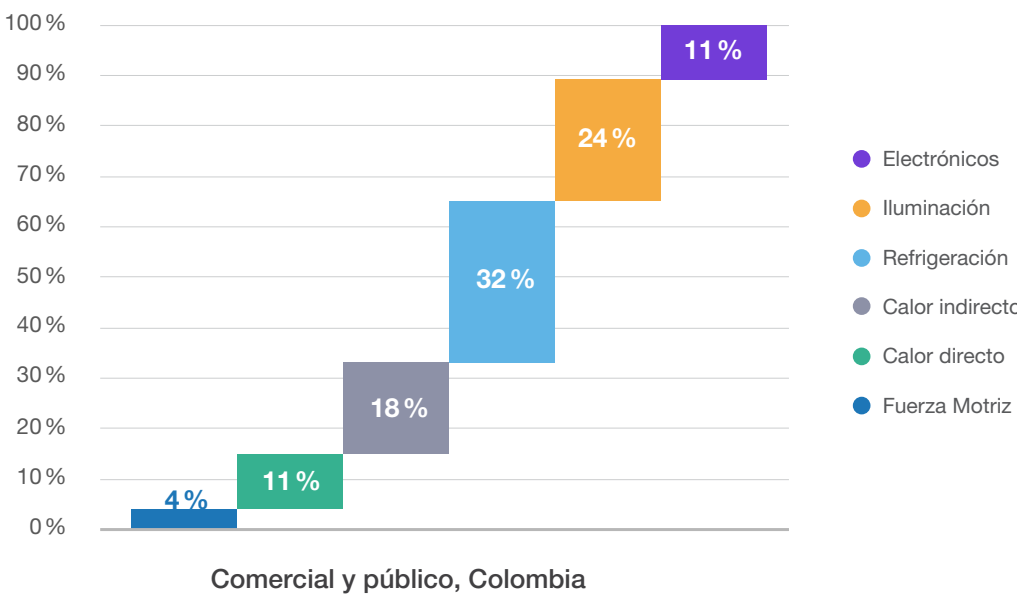


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En términos de consumo de energía por usos finales, los usos refrigeración e iluminación, ambos eléctricos, son los de mayor consumo. La repartición por usos finales es muy distinta a la del sector residencial.

Gráfico 20

► Sector comercial y público: consumo de energía por usos finales, 2015



Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance de energía útil, 2015, IREES, TEP, Corpoema.



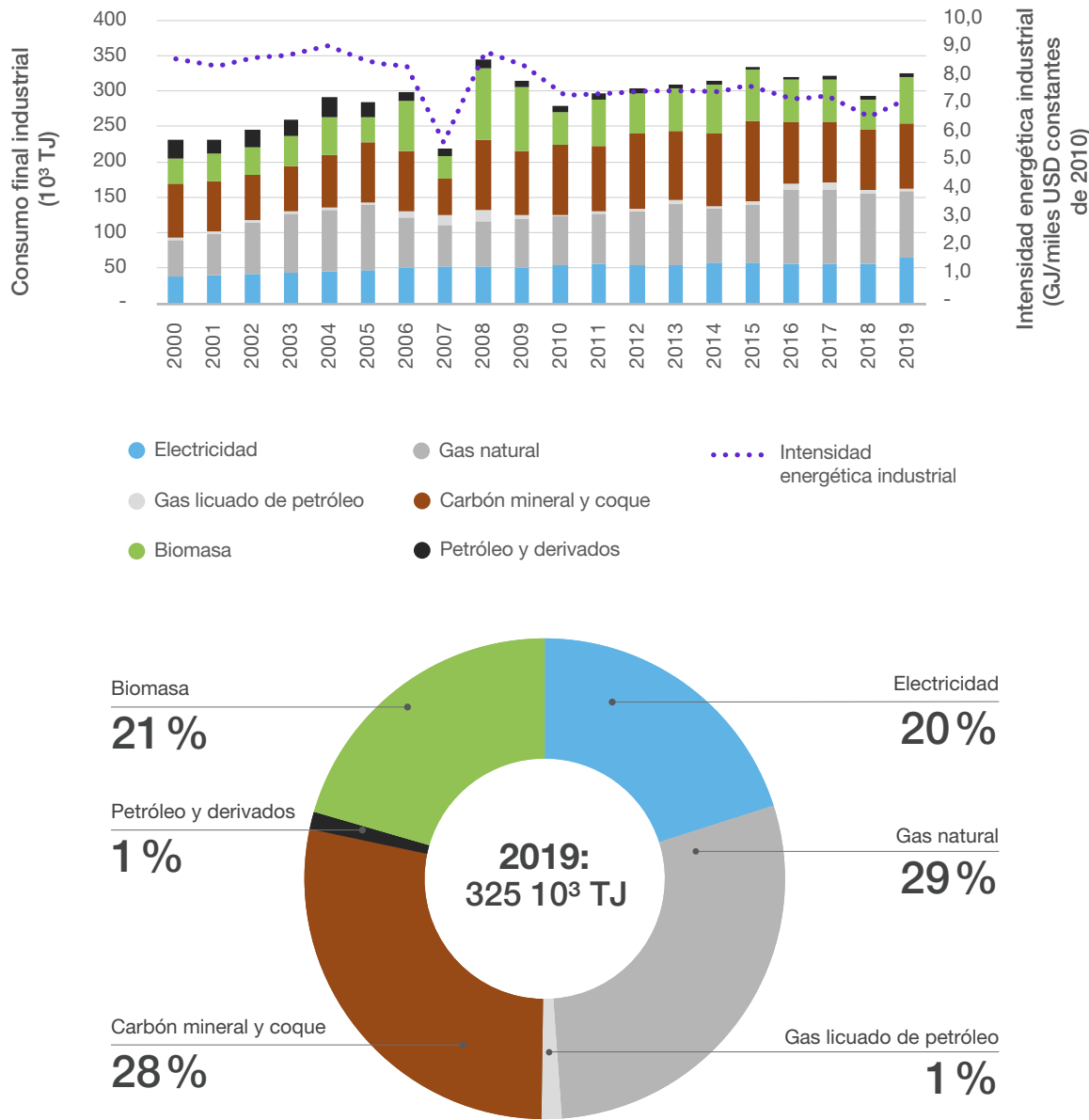
Sector industrial

El consumo final industrial aumentó en los últimos 20 años (1,8 % promedio anual), pero este crecimiento se ralentizó en los últimos años, en línea con una mayor tercerización de la economía. Por unidad de PIB, la intensidad energética del sector industrial disminuyó en el período, lo que se refleja en la modificación de la matriz industrial del país y el impacto de medidas de eficiencia energética en el sector. Por fuente, se pueden mencionar las características siguientes:

- la penetración por combustible sigue bastante parecida en todo el período, con el gas natural y el carbón en cerca del 30 % y la electricidad y la biomasa (caña de azúcar y derivados, mayormente) en cerca del 20 %;
- el uso del petróleo y derivados es menor y ha disminuido.

Gráfico 21

► Sector industrial: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ

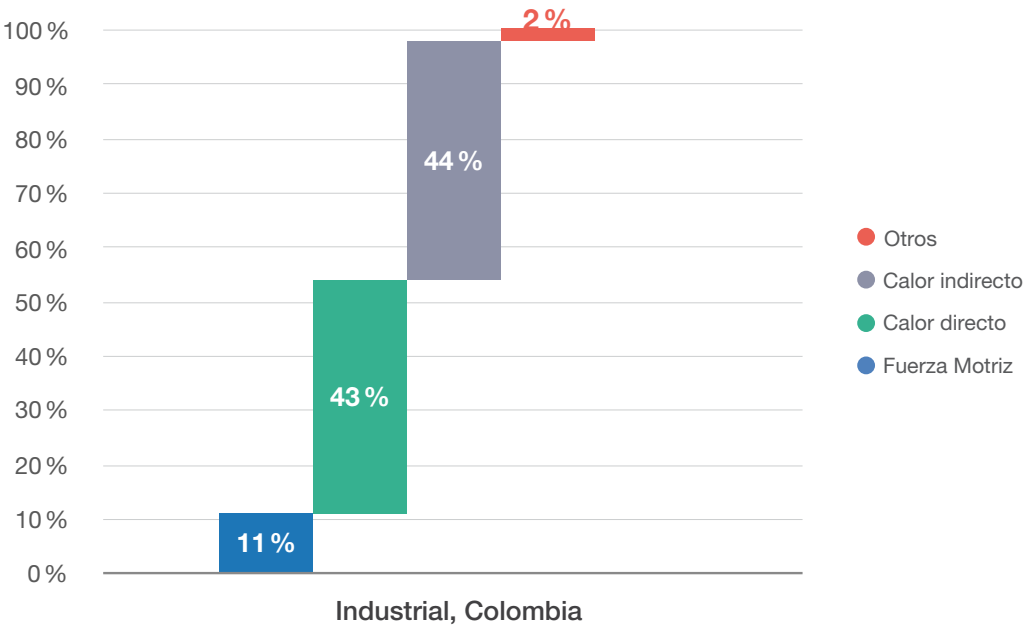


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En términos de consumo de energía por usos finales, los usos calor indirecto y calor directo, son los de mayor consumo y suman 87 %.

Gráfico 22

Sector industrial: consumo de energía por usos finales, 2015



Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance de energía útil, 2015, IREES, TEP, Corpoema.



Sector transporte

Demanda por fuente

El consumo final para el sector transporte aumentó de manera sostenida en los últimos 20 años (3,1 % promedio anual). Por unidad de PIB, la intensidad energética del sector transporte¹⁸ disminuyó en el período, aunque se observa una estabilización en los años recientes. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

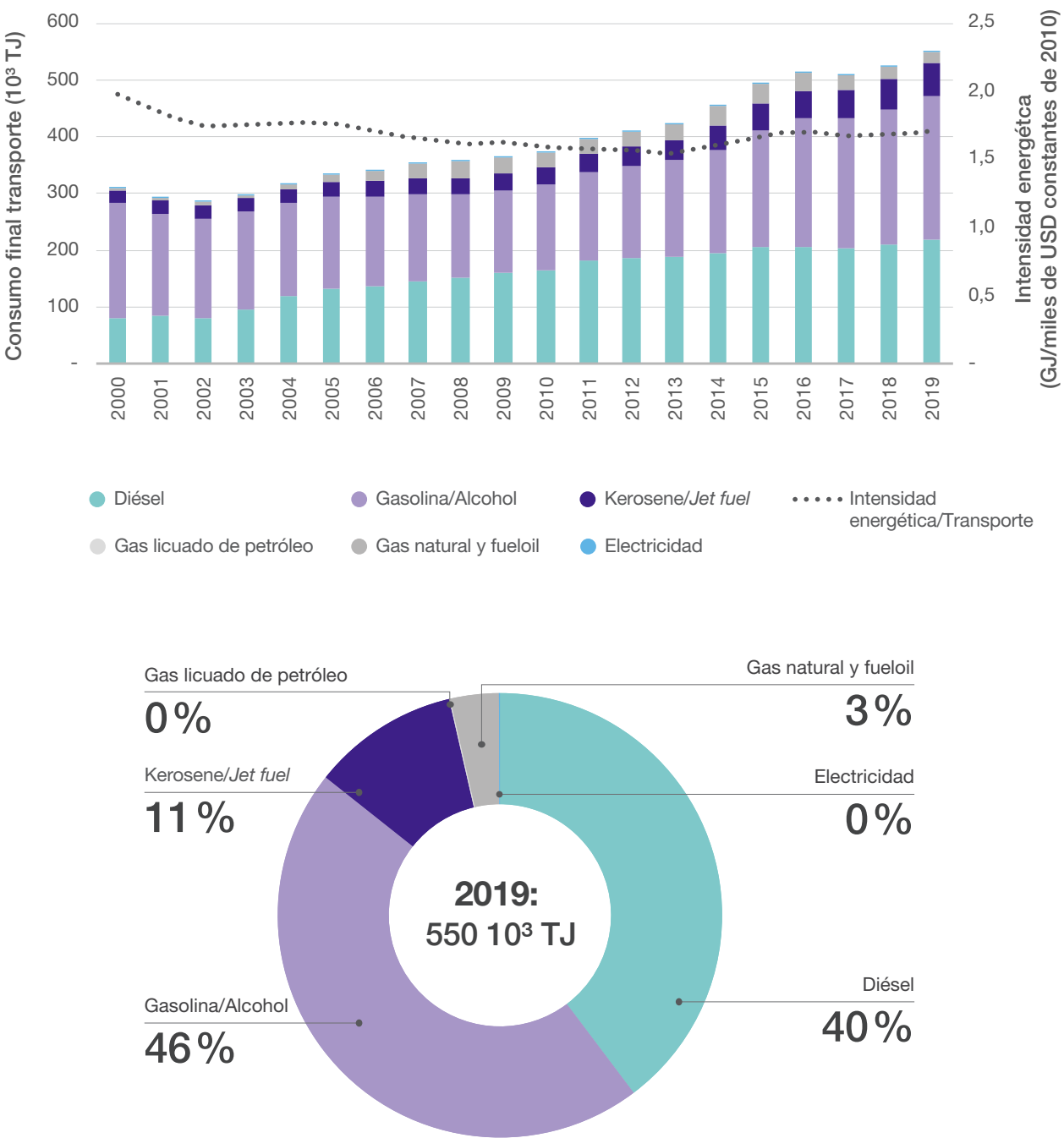
- un alto consumo de diésel y gasolina¹⁹ (ambos combustibles son los más elegidos por el transporte carretero);
- un papel del gas y de la electricidad muy menor en el sector actualmente.

¹⁸ 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.

¹⁹ En la actualidad, Colombia tiene reglamentada una mezcla obligatoria del 10 % en etanol y en biodiésel.

Gráfico 23

► 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 la región, Colombia se diferencia de los demás países por su alta cantidad de motocicletas, que representan el 59 % de la flota total, contra 23 % de automóviles y 13 % de camionetas.

Tabla 8

► Participación por tipo de vehículos carreteros, 2019, Colombia

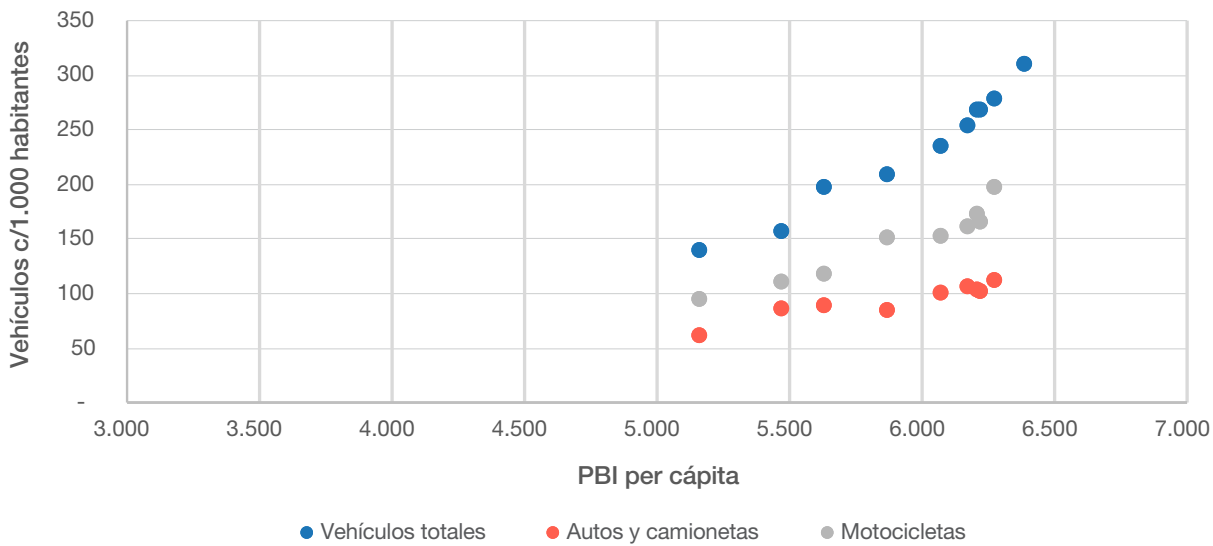
2019	
Automóviles	23 %
Camionetas	13 %
Motocicletas	59 %
Pasajeros (Ómnibus)	1 %
Carga	2 %
Máquinas pesadas + volteo	1 %
Otros	0 %
Total	15.627.240

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Transporte de Colombia.

Colombia desarrolla su parque de vehículos junto con el aumento del PIB per cápita; en particular, el número de motocicletas crece más que el de automóviles.

Gráfico 24

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Transporte de Colombia.

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, Colombia

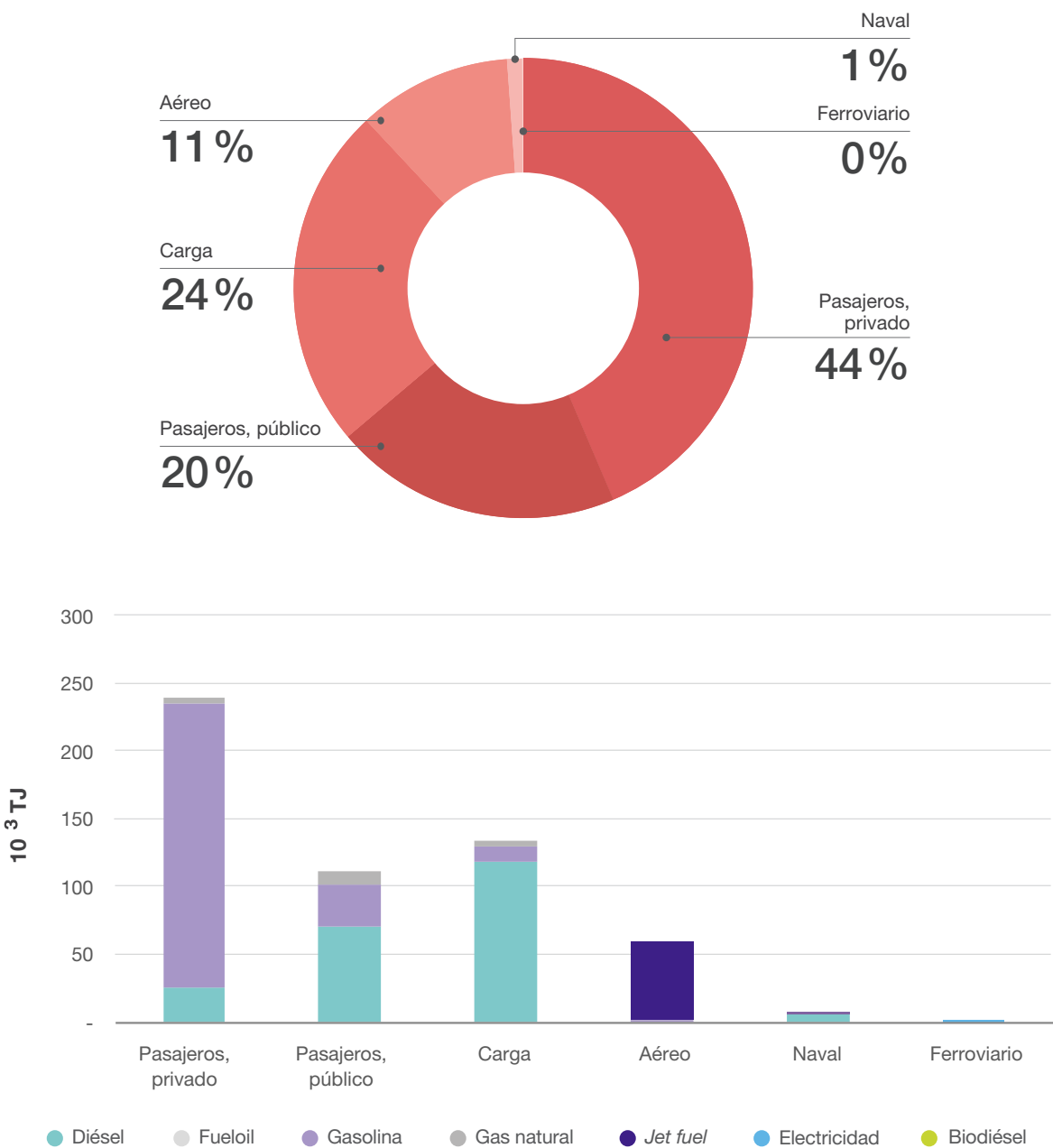
	Consumo total (10 ³ TJ)	Diésel	Gasolina	Kerosene/ Jet fuel	Fueloil	Gas natural	Electricidad
Pasajeros, privado	240	10 %	87 %	-	-	2 %	-
Pasajeros, público	111	63 %	27 %	-	-	9 %	-
Carga	133	89 %	9 %	-	-	2 %	-
Aéreo	60	-	1 %	99 %	-	-	-
Naval	6	82 %	5 %	-	13 %	-	-
Ferrovionario	0,4	-	-	-	-	-	100 %

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Balance Energético Colombiano (BECO).

El transporte público de pasajeros representa el 30 % del transporte de pasajeros totales. El transporte de carga carretero corresponde a un cuarto del consumo de combustibles del sector. En términos de consumo por combustible, el transporte privado de pasajeros consume mayormente gasolina, mientras que el transporte público de pasajeros y de carga consume principalmente diésel. El gas natural y la electricidad son minoritarios hoy en día en el sector transporte.

Gráfico 25

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Balance Energético Colombiano (BECO).



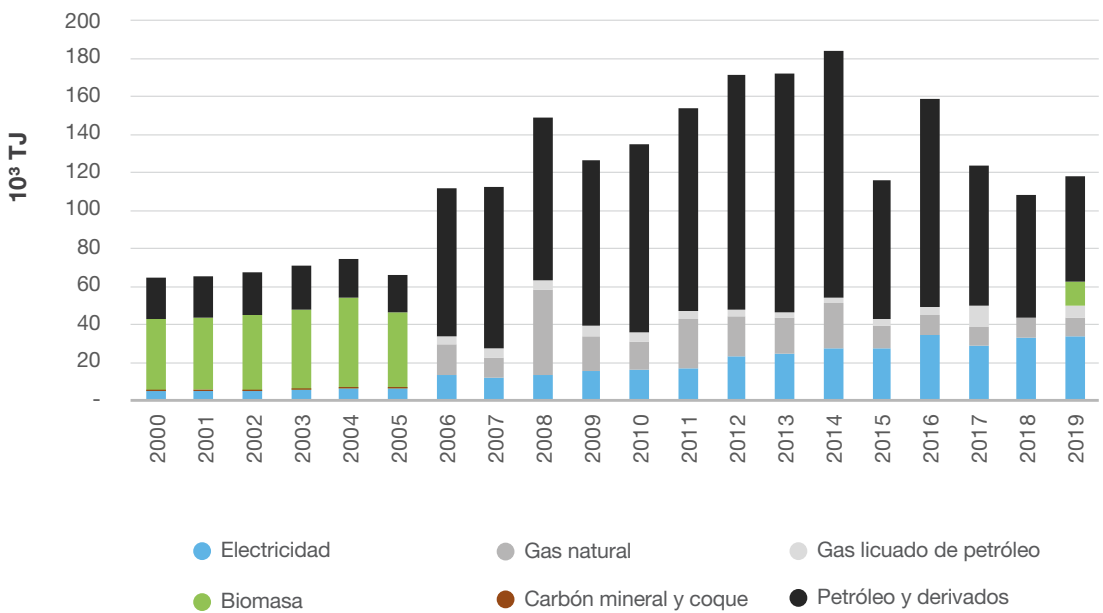
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

El consumo final del sector aumentó de forma irregular en los últimos 20 años (3,2 % promedio anual). Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- participación del petróleo y sus derivados cercana a la mitad del consumo total en 2019 (47 %);
- suministro, principalmente de electricidad, seguido de biomasa, gas natural y GLP para cubrir el resto de la demanda.

Gráfico 26 A

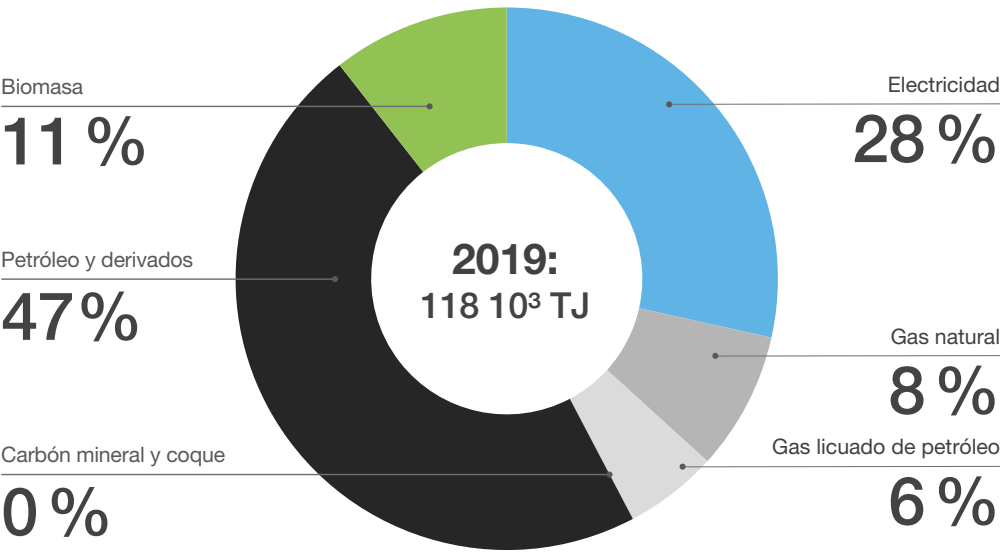
► Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Balance Energético Colombiano (BECO).

Gráfico 26 B

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



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

Por subsector, se puede mencionar que la minería suma alrededor de dos tercios (64 %) de la demanda; el sector agropecuario un tercio (34 %) y la construcción, el remanente.

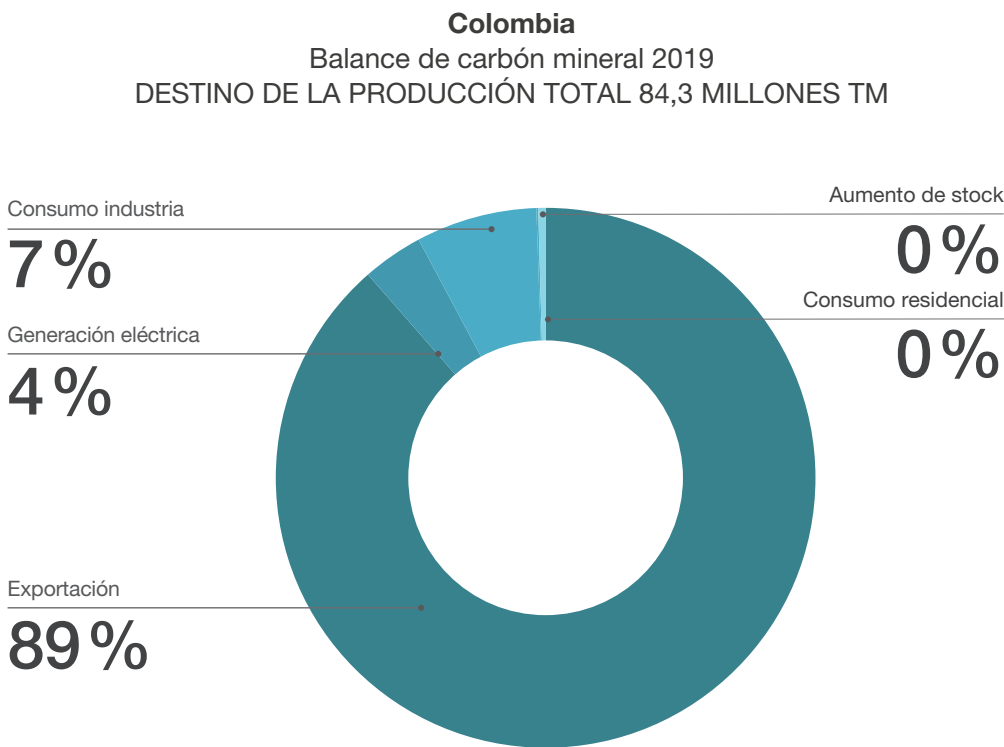
5. Comercio exterior de energía

Colombia exporta cerca del 90 % de su producción de carbón mineral y alrededor del 60 % de la producción de petróleo.



Gráfico 27 A

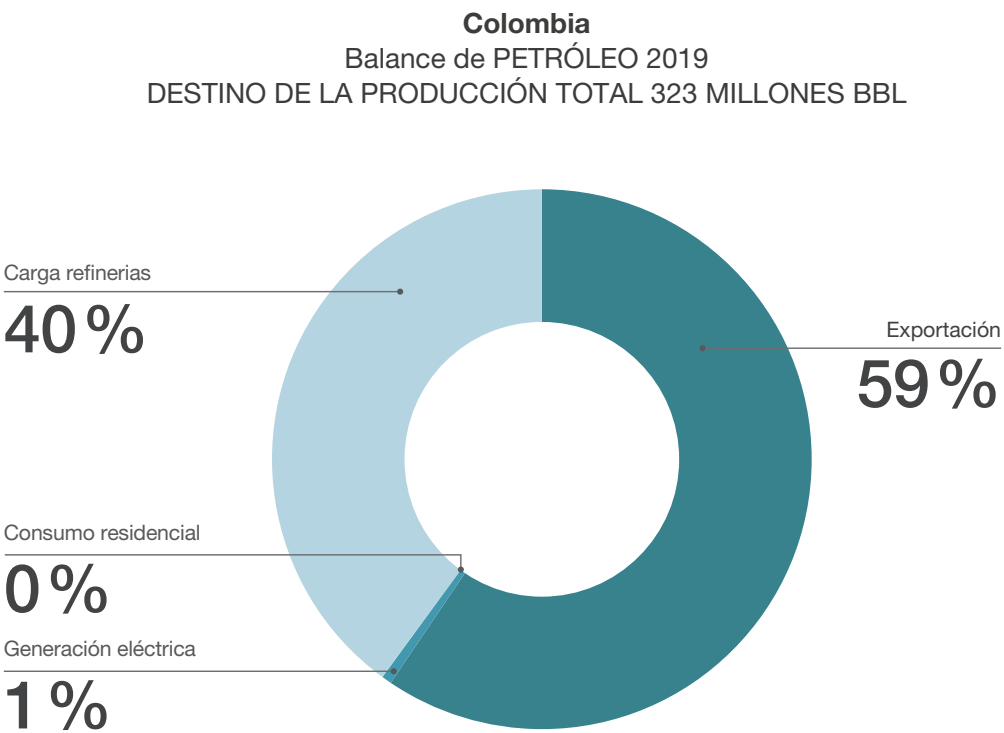
► Balance del carbón y el petróleo (% sobre la producción)



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

Gráfico 27 B

► Balance del carbón y el petróleo (% sobre la producción)

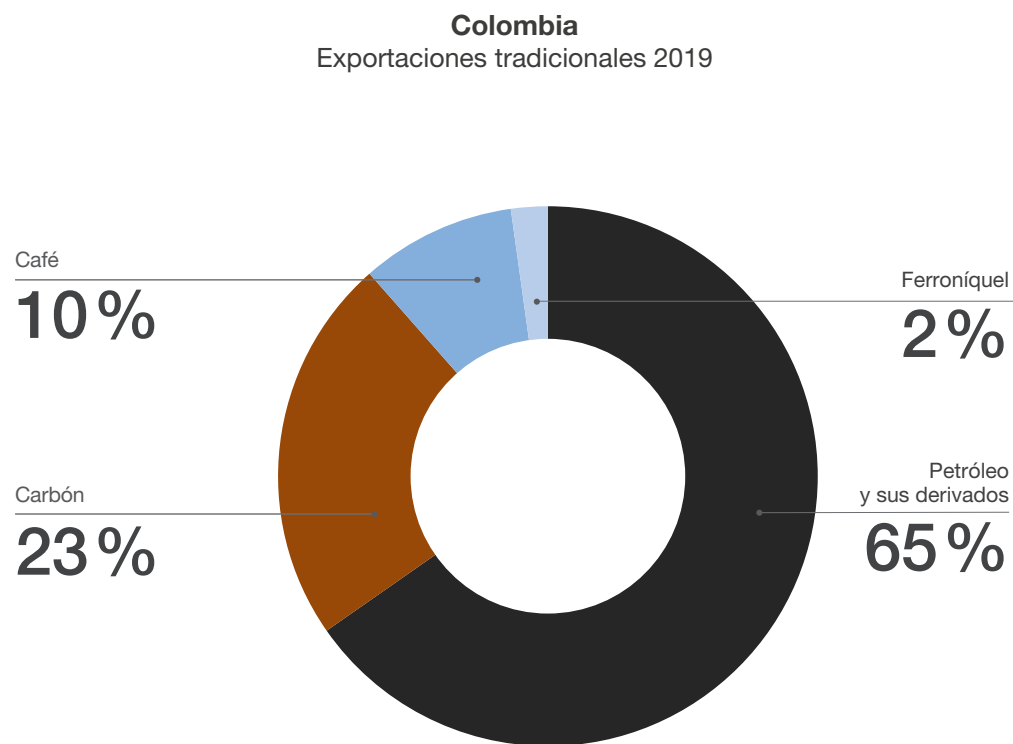


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Estas exportaciones de productos energéticos primarios constituyen el principal rubro de las exportaciones; en 2019, el petróleo y el carbón representaron un 89 % de las exportaciones tradicionales (USD 24.500 millones) y un 55 % de las exportaciones totales (USD 39.500 millones), mientras que las importaciones de combustibles y aceites minerales representaron el 8,5 % de los USD 52.700 millones de importaciones.

Gráfico 28 A

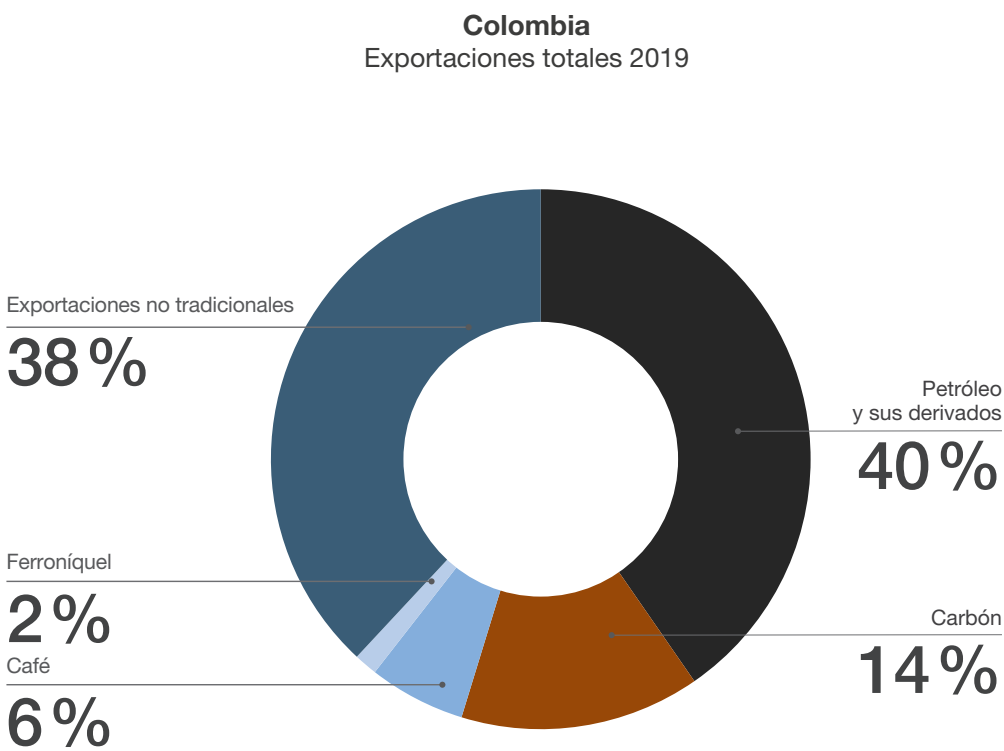
► Participación del petróleo y el carbón en las exportaciones, % (en USD)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas (DANE).

Gráfico 28 B

► Participación del petróleo y el carbón en las exportaciones, % (en USD)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas (DANE).

6. El sector eléctrico



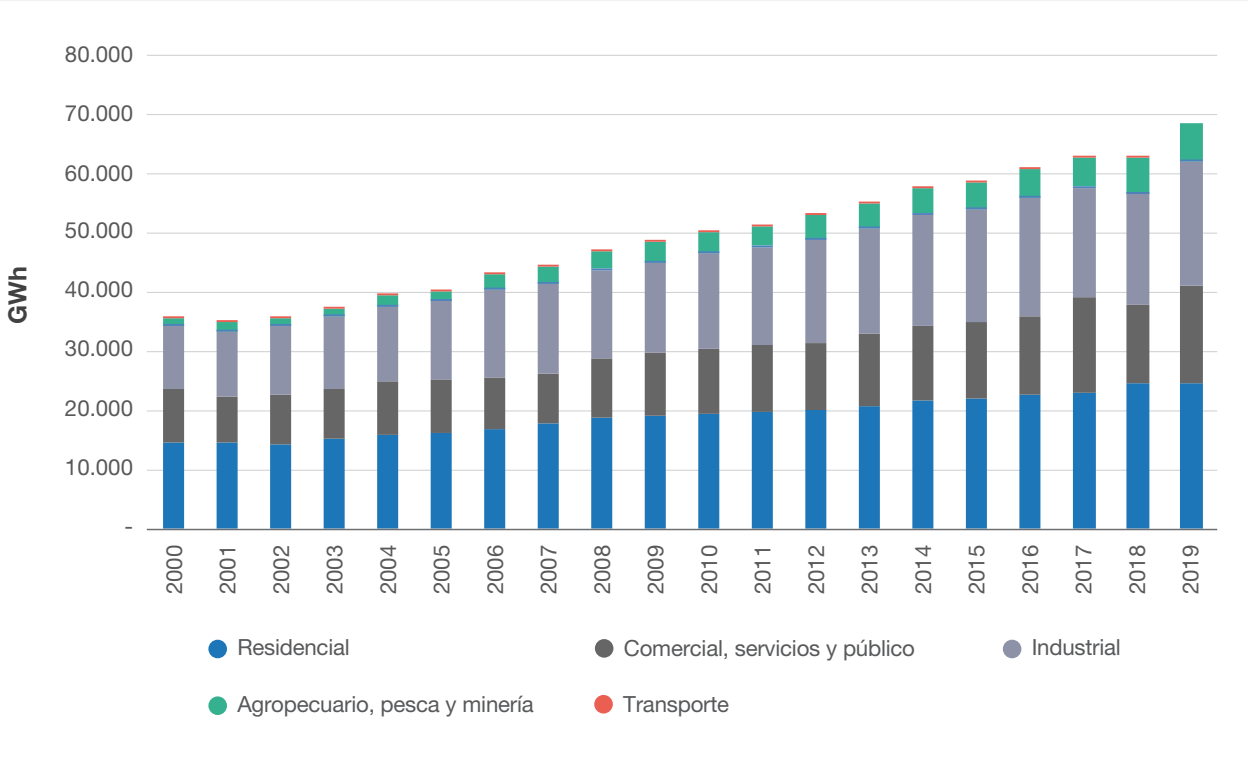
Demanda eléctrica



El gráfico 29 muestra el consumo final eléctrico, discriminado por sector de la economía.

Gráfico 29 A

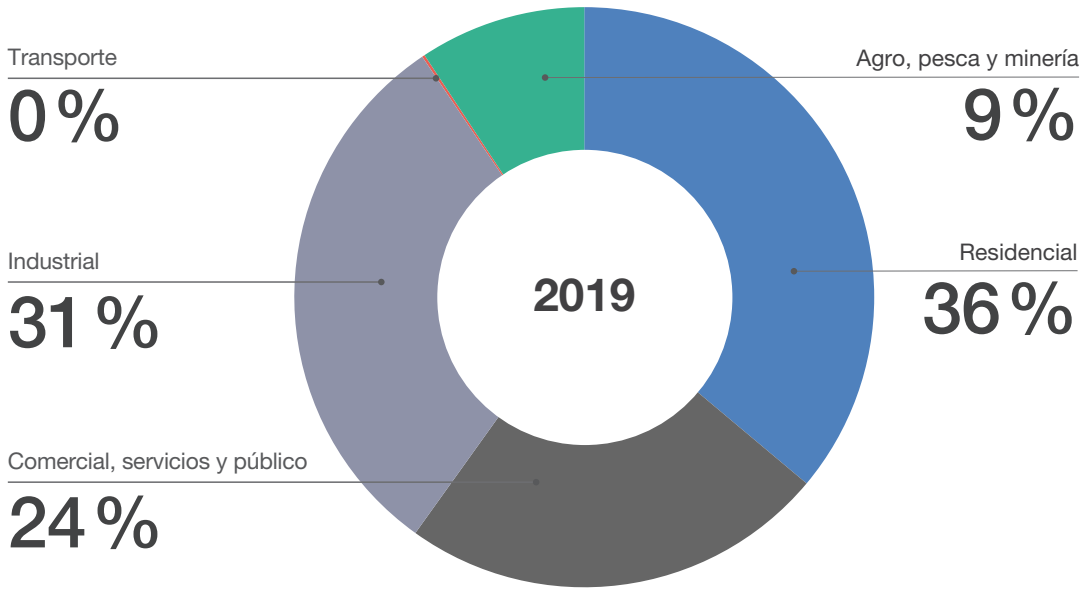
► Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh y 10³ TJ



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

Gráfico 29 B

► Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh y 10³ TJ



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

Las tendencias de crecimiento de corto y largo plazo se visibilizan mediante las tasas de crecimiento de los periodos entre 2000 y 2019 y entre 2014 y 2019: en ambos casos, el crecimiento es de 3,5 %.

En 2019, la composición promedio del consumo eléctrico en Colombia está representada, en primer lugar, por el sector residencial (36 %), seguido por el sector industrial (31 %) y por el sector comercial, de servicios y público (24 %). Durante los últimos 20 años, la participación del sector residencial en el consumo total de electricidad se mantuvo constante. Por otro lado, la economía colombiana se movió hacia una economía de servicios.

En 2019, la demanda pico en el sistema interconectado alcanzó 10,6 GW.

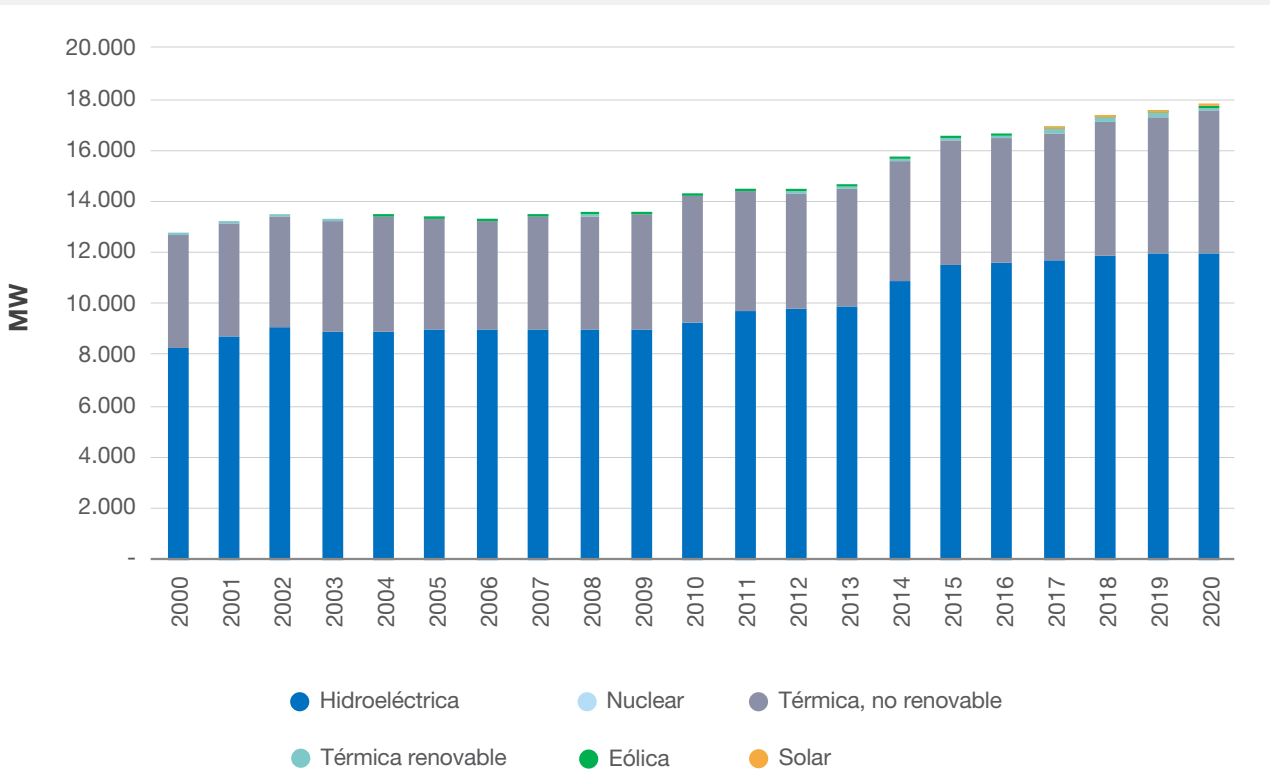


Capacidad instalada

La capacidad efectiva neta es de 17,5 GW en 2019, de los cuales el 92 % se despacha centralmente y el 8 % no se despacha centralmente (centrales menores a 20 MW). Alrededor de dos tercios de la capacidad instalada corresponde a centrales hidroeléctricas, en muchos casos, con embalses. Las centrales térmicas se reparten en porciones similares entre carbón, gas o líquidos.

Gráfico 30

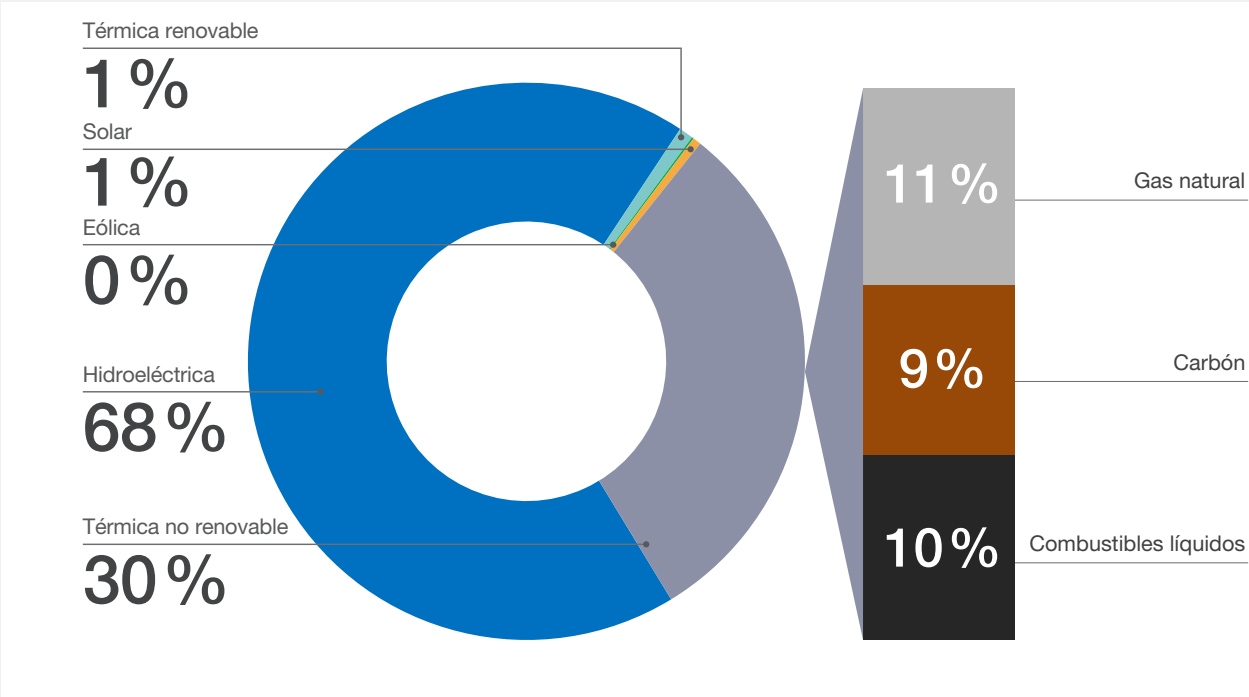
► Capacidad instalada entre 2000 y 2020, MW



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

Gráfico 31

► Capacidad instalada por fuente, 2019, %



Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM, operador del sistema.

El parque de generación tiene una edad promedio ponderada (respecto a la capacidad instalada de cada central) de 26 años.

En los años recientes, empezaron a desarrollarse proyectos eólicos y solares para diversificar la matriz de generación²⁰. Por otro lado, el proyecto Hidro Ituango (2.400 MW) debería entrar en servicio de forma progresiva y parcial en los próximos años²¹.

Si bien las tendencias recientes son hacia centrales de generación renovables, alrededor de un 20 % (1.200 MW) de las centrales térmicas se construyeron en los últimos 10 años a base de carbón, gas natural y combustóleo.

²⁰ En particular, alrededor de 1,9 GW de proyectos solares y 2,1 GW de proyectos eólicos están entrando en servicio o a punto de entrar en servicio en los próximos 24 meses. Estos proyectos son, por lo general, ganadores de las subastas de contratos de largo plazo de energía (CLPE) o de las subastas de cargo por confiabilidad.

²¹ Oficialmente, las unidades 1 y 2 (600 MW) entraron en operación a finales de noviembre de 2022, aunque todavía faltan procedimientos para poder operar de forma completa.



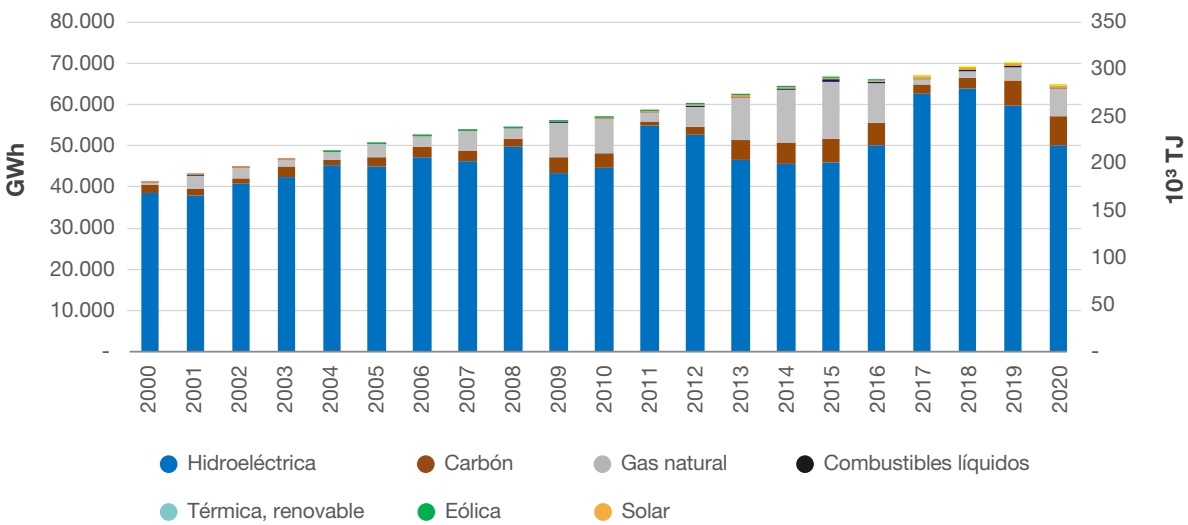
Generación eléctrica

Colombia enfrenta dos fenómenos ambientales que afectan significativamente los niveles de hidrología: el fenómeno de El Niño, que origina condiciones de sequía extrema, y el fenómeno de La Niña, que presenta exceso de precipitaciones.

En los años entre 2009 y 2010, entre 2014 y 2016, y entre 2019 y 2020, el aumento de la cuota térmica se produjo por los efectos de El Niño. El aumento de la participación hidroeléctrica entre 2011 y 2012 y en 2017 se produjo por los efectos de La Niña.

Gráfico 32

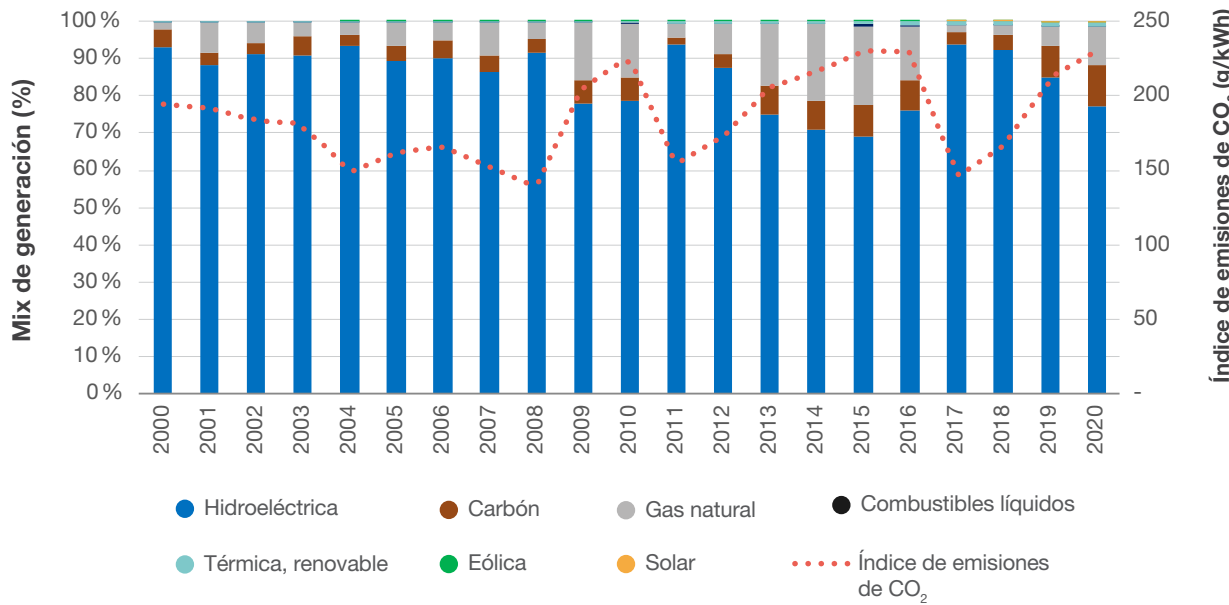
► Generación de electricidad por fuente, entre 2000 y 2020, GWh y 10³ TJ



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

Gráfico 33

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



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

El mix de generación anual tiene un impacto directo sobre el índice de emisiones de CO₂, con valores mayores durante los años donde la participación de la generación térmica aumenta, sobre todo, la generación a carbón.

Finalmente, y debido a la participación significativa de la hidroelectricidad en la composición de la generación, los precios de la Bolsa de Energía en el sistema colombiano tienen una alta volatilidad. También presentan estacionalidad (temporada lluviosa de mayo a noviembre y seca, de diciembre a abril).

7. Redes eléctricas y de gasoductos existentes

El Sistema Interconectado Nacional de Colombia tiene actualmente 29.534 km de líneas de transmisión eléctrica, de las cuales 17.212 son líneas de 220 kV, 230 kV y 500 kV que integran el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y 12.243 km son líneas que pertenecen al Sistema de Transmisión Regional (STR, que opera en tensiones de 110 kV, 115 kV y 138 kV 4/3/2024, XM —Administradores del Mercado Eléctrico) y 2.961 km de red de transporte de gas (2020, UPME).

A nivel eléctrico, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) conecta el 48 % de la superficie del país y cubre el 96 % de la población. Las zonas no conectadas (ZNI) representan el 52 % del territorio nacional y atienden a alrededor de 210.000 personas.

A nivel del gas natural, la tasa de acceso al servicio de gas natural por ducto es cercana al 80 %, actualmente.

Gráfico 34

► Sistema de Transmisión Nacional, 2019



Fuente: UPME.

Gráfico 35

► Red actual de transporte y obras del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, 2019



Fuente: UPME.

8. Conclusiones

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

- Aunque el país todavía tiene un PIB per cápita bajo y un potencial para mayor industrialización, el desempeño de la economía colombiana mostró un crecimiento histórico sostenido, condición favorable para sostener un proceso de transición energética a futuro.
- Incluso cuando la incidencia de la pobreza y pobreza extrema es elevada, su abatimiento, que necesariamente deberá suceder como parte de la transición (la definición de sostenibilidad de las Naciones Unidas se refiere a tres ejes: social, económico y ambiental), llevará a un crecimiento de la demanda de energía. Este crecimiento de la demanda de energía aumentará los requerimientos de inversión, pero —al mismo tiempo— permitirá ampliar los mercados, lo cual puede mejorar la competitividad para introducir nuevas tecnologías bajas en emisiones.

- El país cuenta con reservas y potenciales energéticos muy importantes:
 - un potencial solar (32 GW), un potencial eólico onshore (30 GW, en particular en Guajira) y un potencial eólico técnico (110 GW)²² *offshore* significativos que pueden desempeñar un gran papel para cubrir la demanda eléctrica creciente a futuro;
 - un potencial hidroeléctrico²³ total de 56 GW, utilizado solamente en alrededor del 20 %, lo que brinda la oportunidad de expandir su aprovechamiento, con la ventaja adicional que permite afirmar la generación con energías intermitentes y variables como solar y eólica. Importantes reservas de carbón y petróleo. Si bien es un país exportador de ambos recursos, esto introduce una variable que es necesario considerar para diseñar un proceso de transición realista: el tiempo para alcanzar los objetivos climáticos debe ser el que permita una transición basada en sostener la solidez histórica de la economía;
 - la evolución que muestre el desarrollo de las tecnologías para captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) puede facilitar este proceso.

²² https://www.minenergia.gov.co/documents/5858/Espa%C3%B1ol_Hoja_de_ruta_energ%C3%ADa_e%C3%B3lica_costa_afuera_en_Colombia_VE_compressed.pdf

²³ Es importante recordar que: a) el potencial hidroeléctrico se debería actualizar por cambios importantes en elementos como declaración de áreas protegidas y restricciones a la construcción de embalses de regulación asociados a generación eléctrica y b) parte del potencial remanente corresponde a centrales filo de agua sin capacidad de regulación más allá de horas.

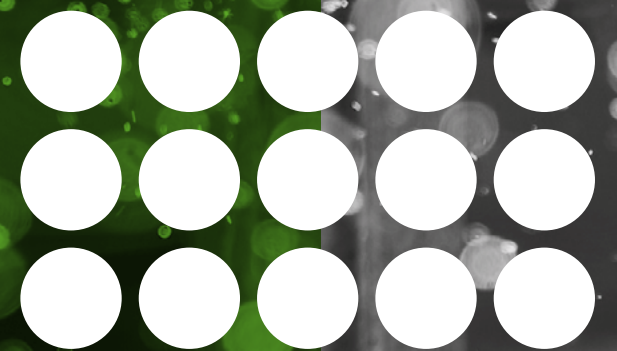
- Las políticas públicas y la organización del sector energético son adecuadas según los indicadores propuestos en el informe de conceptualización²⁴.
 - Política de transición energética ambiciosa marcada por el gobierno: Estrategia Nacional a Largo Plazo (E2050) con el objetivo de cero emisiones netas de GEI para 2050.
 - Sin embargo, es necesario tener en cuenta seriamente los costos hundidos de las inversiones realizadas para establecer las metas temporales.
 - Subastas de energía renovables para generar electricidad.
 - Planes de eficiencia energética (PROURE).
- Los precios de la energía están distorsionados por un sistema de subsidios cruzados entre consumidores para la electricidad y gas natural y por el esquema de traslado de precios de los combustibles que es financiado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).

²⁴ Véase informe *Transición Energética Justa*. Definición conceptual e indicadores de un grupo de países.

- Demanda de energía
 - La economía con creciente participación del sector terciario condujo a una disminución de la intensidad energética histórica.
 - Transición esperada del uso de la leña residencial a combustibles más limpios.
 - Población mayormente urbana, lo que puede facilitar el desarrollo de un transporte público de pasajeros más eficiente y limpio.
- Sector eléctrico y minería
 - Mix de generación con bajas emisiones de CO₂ por su alto nivel de generación hidroeléctrica.
 - Recientemente, fuerte inversión en generación renovable con el objetivo de diversificar el mix de generación.
 - Alta vulnerabilidad al clima, en particular, el fenómeno de El Niño (sequía) y dependencia al *back-up* de centrales térmicas para los años secos.
 - Dependencia de algunas regiones de Colombia a la industria extractiva del carbón, en términos económicos y de puestos de trabajo. Los planes de transición energética justa tienen que considerar estos aspectos sociales a la hora de prever el cierre de instalaciones, tanto para la industria extractiva como para las centrales de producción térmicas.
 - Dependencia del país de sus ingresos económicos relacionados con las exportaciones de carbón mineral y petróleo que se deben planear y reemplazar por otras fuentes de ingresos a futuro.

2

Metodología de proyección energética



1. Año base y horizonte de planeamiento

El año base considerado para la proyección es el 2019, descrito previamente 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 Colombia.

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 simplificadaamente en el gráfico 36.

Gráfico 36

► Sectores, niveles de actividad y variables intensivas

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 en el caso del 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 para cada grupo.

■ Usos de calor

- **Cocción.** Se analizan las tendencias históricas de consumo en términos de energía útil²⁵ por 1.000 habitantes, que se usan para la proyección a 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).
 - **ACS y calefacción.** Dado que estos sectores son incipientes y este tipo de consumo ocurre con el incremento del PIB per cápita, se transponen los consumos actuales observados en España y Portugal (países con condiciones climáticas parecidas a las de la región) como consumos objetivo²⁶. 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.

²⁵ 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 deben absorber los alimentos para cocinarse”.

²⁶ Se asume que el aumento del poder adquisitivo (PIB per cápita) conlleva un aumento en la demanda por 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 con información de consumos energéticos del año 2019 desagregada con un dígito de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) adicional al del PIB sectorial, **por rama de actividad**. Se modelan nueve ramas; entre ellas, alimentos, bebidas y tabaco; minerales no metálicos, e industria no especificada son las de mayor peso con respecto al consumo energético. A su vez, para cada rama industrial, el consumo se desagrega por usos finales (calor directo, calor indirecto, fuerza motriz, etc.) y por fuentes.

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 planeamiento²⁷. 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 a la siguiente estructura para reflejar los principales motores que varían según cada segmento:

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

²⁷ Esta premisa implica que no se modelan cambios estructurales dentro del sector industrial al aplicar 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 logística²⁸ 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**²⁹. 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)

²⁸ 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 y, finalmente, en la madurez, el crecimiento se detiene.

²⁹ Law, Hamid & Goh (2015), *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis*.

Al igual 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.

“Para potenciar la acción climática de Colombia se recomienda su compromiso hacia la salida del carbón, fortalecer el objetivo de vehículo eléctrico para 2030 y acelerar la infraestructura de carga.”



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.

A 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 a nivel nacional;
- las decisiones de políticas energéticas indicadas en el plan de expansión de la 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 puede aportar cada tecnología;
- el factor de producción mínimo a partir del cual se desarrollan nuevos proyectos térmicos;
- la estimación de la demanda eléctrica³⁰, 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 desarrollo de energía renovable no convencional (ERNC), se realizó una estimación de alto nivel en el capítulo de financiamiento³¹.

³⁰ Las proyecciones presentadas en este informe no incluyen la demanda eléctrica asociada al proceso de electrólisis para producción de hidrógeno verde destinado a consumo local y/o exportación, ni la capacidad eléctrica correspondiente.

³¹ 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.

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 en el 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 a fin de continuar con las políticas de transición energética que ya se han venido desarrollando en Colombia.

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 París³². Ambos escenarios se enfocan en disminuir las emisiones de GEI del sector energía³³ a un mínimo permisible³⁴, de modo que el país logre gestionar la absorción de CO₂ en el balance general del inventario nacional de GEI³⁵.

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, los 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**, 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 Colombia, el PIB per cápita alcanza USD 37.000 PPP per cápita en 2060, con una tasa de crecimiento de 2,3 % anual durante el período.

³² Acuerdo de París, párrafo 4.1: “alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógenas por los sumideros en la segunda mitad del siglo”.

³³ 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.

³⁴ 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.

³⁵ 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 (%)

Indicador	Forma de medición	2019	2030	2040	2050	2060	TCMC
PIB per cápita	USD per cápita	14.616	18.182	23.116	29.389	37.364	2,3 %
PIB total	MUSD	733.546	984.185	1.301.385	1.674.808	2.109.590	2,6 %
Población	1.000 habitantes	50.187	54.130	56.298	56.988	56.460	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 a la tasa de crecimiento del PIB total.

Población

En cuanto a la proyección de la población, se utilizó la información de CEPALSTAT³⁶. En Colombia, se espera una desaceleración del crecimiento de la población a futuro, con un crecimiento negativo en el largo plazo.

³⁶ <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**, asumiendo 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 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 a sistemas ferroviarios.

- **Sustitución de combustibles.** En la mayoría de los sectores, se tiende a 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, el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ son las opciones proyectadas. El hidrógeno y derivados de bajas emisiones pueden también 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 la 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 apartado “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 industrial que hoy en día son responsables de cerca de dos tercios de las emisiones del sector energía.

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 1,5 %, pasando de 87 MtCO₂e en 2019 a 161 MtCO₂e en 2060. 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 sigue siendo el mayor contaminador en Colombia, seguido por el segmento industrial y, más atrás, la generación eléctrica. Este escenario está muy por encima de la capacidad de absorción de CO₂ del país, estimada en 52,7 MtCO₂e al año³⁷.

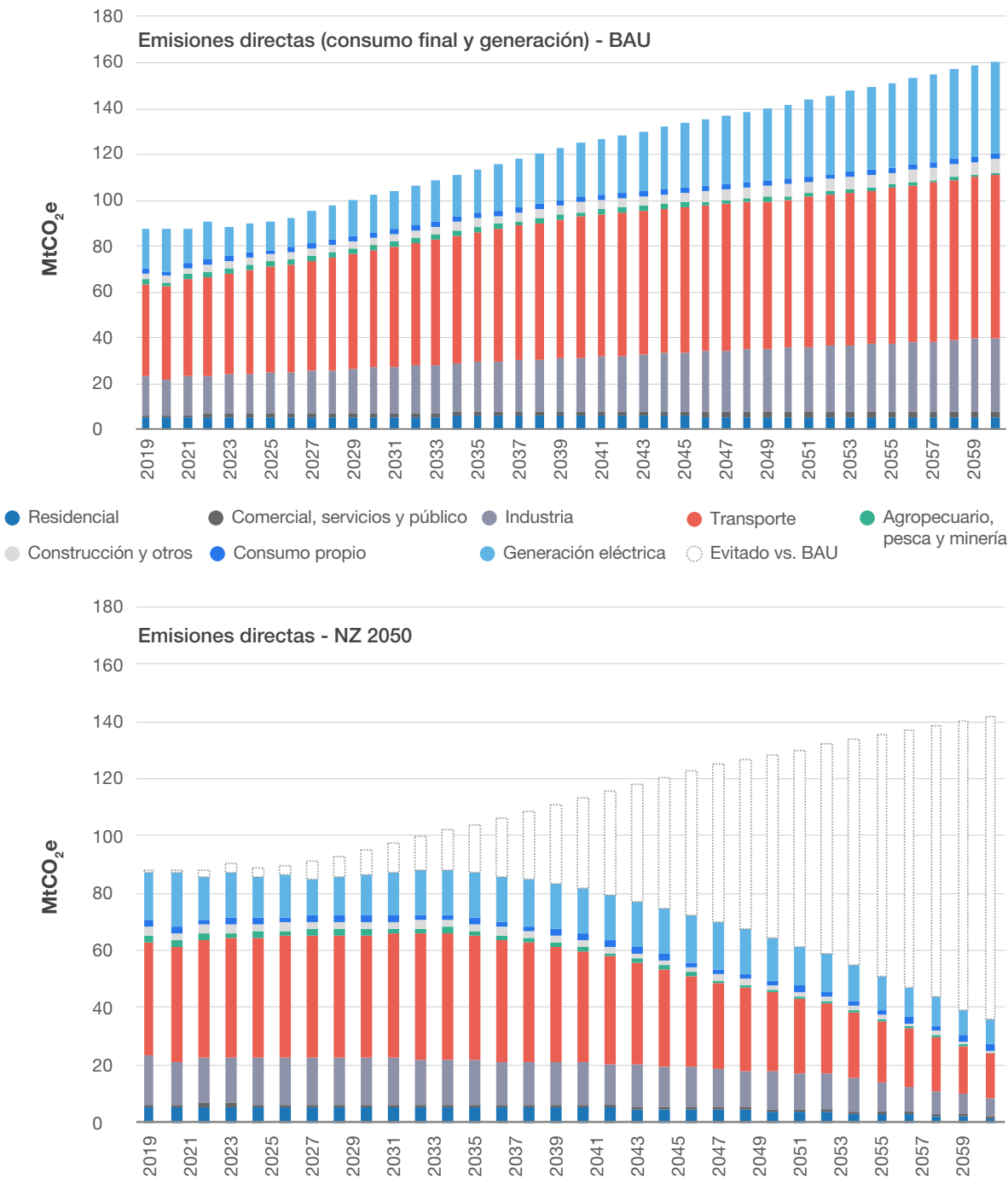
En los **escenarios NZ**, las emisiones bajan hasta 36 MtCO₂e en el escenario NZ 2050 y 42 MtCO₂e en el escenario NZ 2060, lo cual permite cumplir **con el objetivo de emisiones netas cero**. El ritmo promedio anual de baja de las emisiones se ubica en -2,8 % en el escenario NZ 2050 y -1,8 % en el escenario NZ 2060. El sector transporte sigue siendo el de mayores emisiones.

³⁷ <https://climateactiontracker.org/countries/colombia/>. 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.

Escenarios de transición

Gráfico 37 A

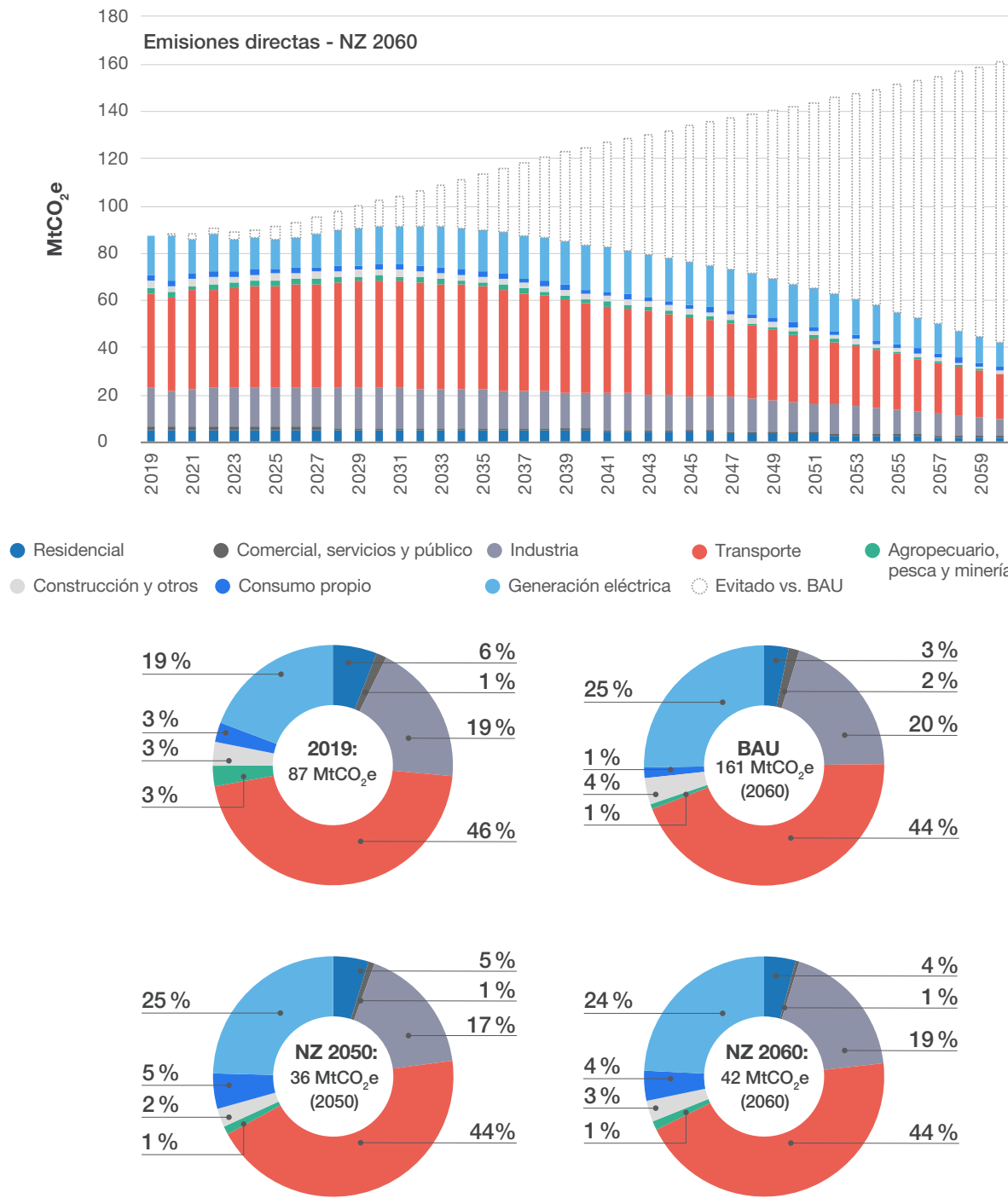
► Emisiones directas (consumo final y generación) por sector (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 37 B

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



Fuente: Elaboración propia.



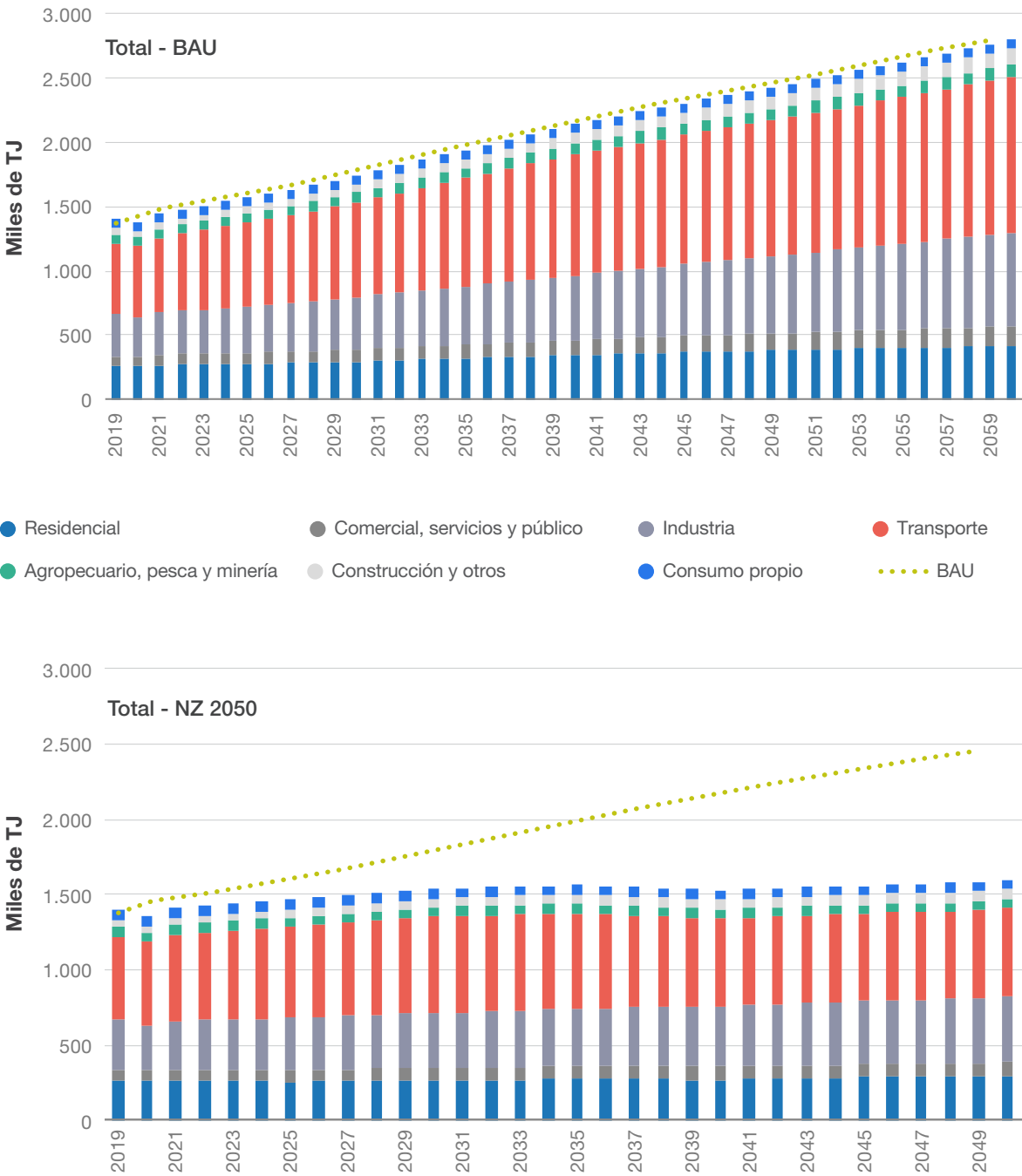
Demanda energética por sector

Para el escenario BAU, la demanda se duplica en el período de estudio llegando a alrededor de 2.800 miles de TJ en 2060. En los escenarios NZ, la demanda crece levemente debido a los mayores efectos de eficiencia y sustitución de combustibles. En todos los escenarios, **el crecimiento de la demanda es mayor que el de las emisiones de GEI.**



Gráfico 38 A

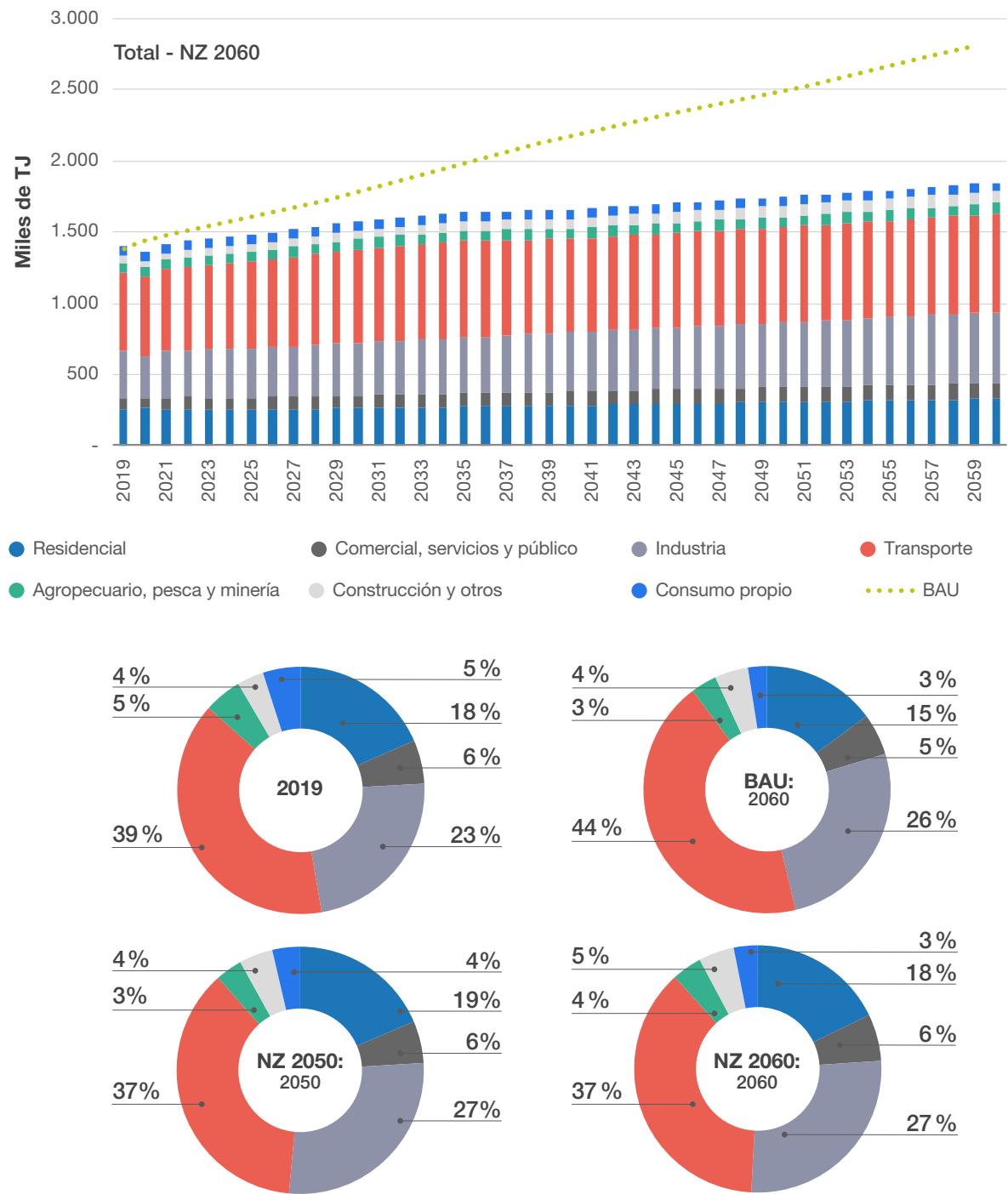
► Consumo final y propio, por sector y escenario (miles de TJ)



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

Gráfico 38 B

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



Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

Tabla 11

► Consumo final y propio por escenario, miles de TJ y TCMC (%)

Demanda (miles de TJ)	2019	2030	2040	2050	2060	TCMC (%)
BAU	1.401	1.743	2.141	2.461	2.799	1,7 %
NZ 2050	1.401	1.539	1.527	1.589		0,4 %
NZ 2060	1.401	1.574	1.653	1.744	1.845	0,7 %

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**.

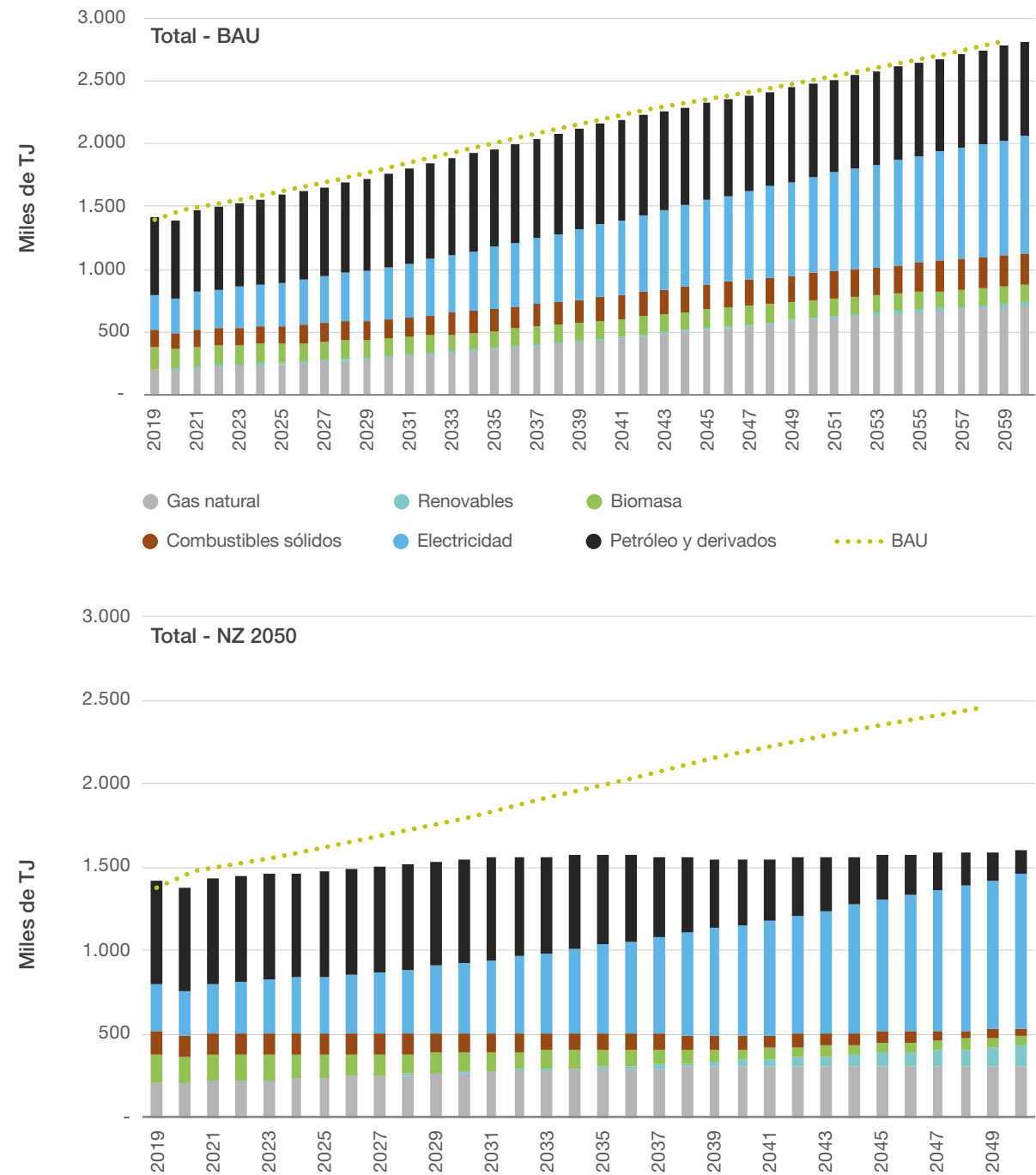


Demanda energética por fuente

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 carbón, biomasa y combustibles fósiles, 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 58 % del consumo final total) y un reemplazo parcial tanto del carbón y de la biomasa como de los combustibles líquidos. Los derivados del hidrógeno y el solar térmico se desarrollan en el largo plazo sobre el final del horizonte de planeamiento.

Gráfico 39 A

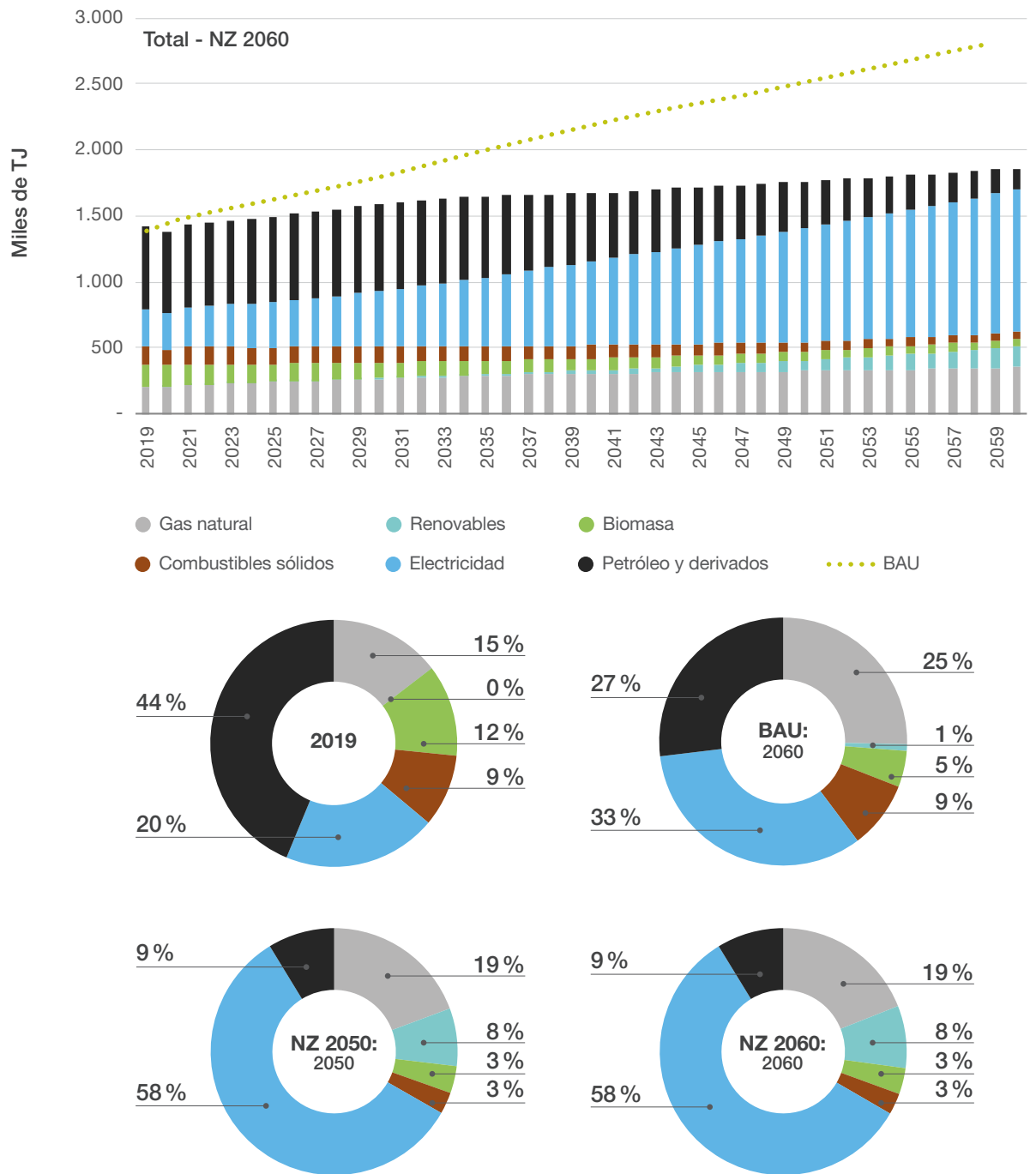
► Consumo final y propio, por fuente y escenario (miles de TJ)



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

Gráfico 39 B

► Consumo final y propio, por sector 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.



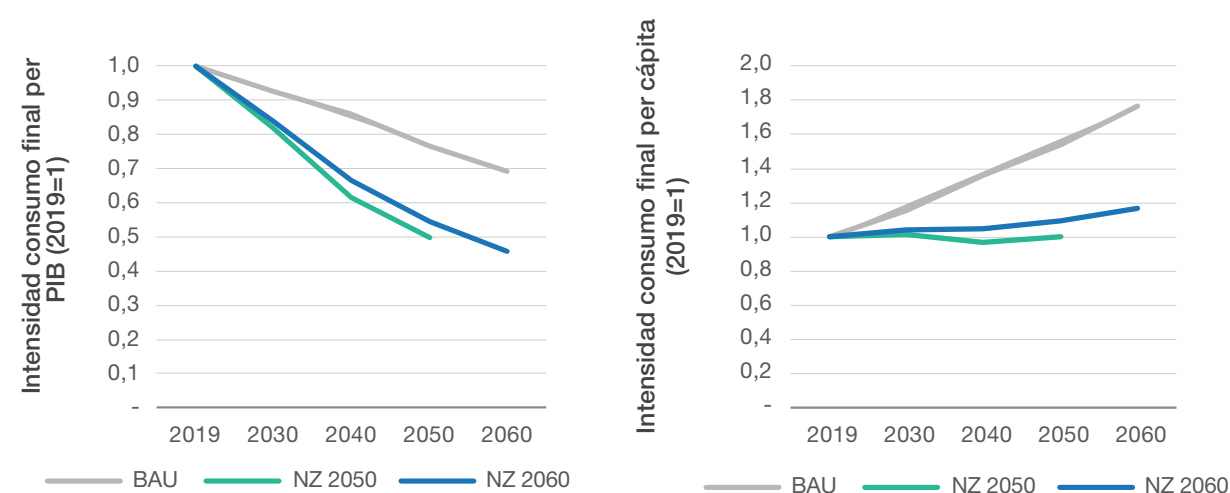
Intensidad energética y ambiental

En el escenario BAU, la intensidad energética medida en términos económicos (consumo final/PIB total) se reduce en cerca de 30 % en el período (-0,9 % 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 75 % mientras que permanece bastante estable en los escenarios NZ. Estas alteraciones reflejan la evolución necesaria del consumo final para cumplir con un desarrollo económico del país y cubrir las brechas de consumo actuales.

Gráfico 40

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

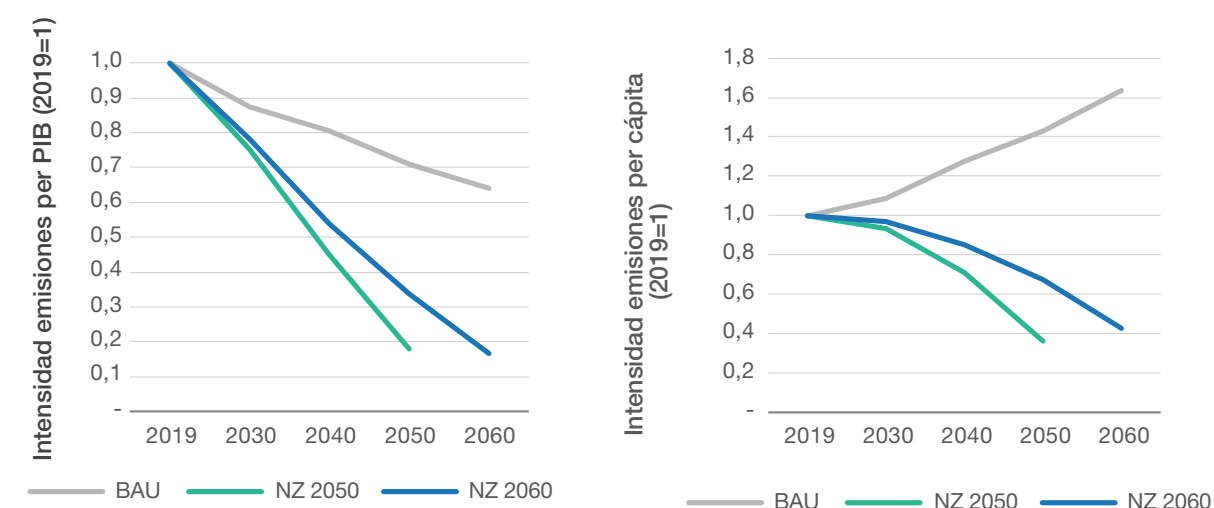


Fuente: Elaboración propia.

Una reducción de la intensidad energética significativa es necesaria para 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 Colombia permiten alcanzar un elevado nivel de descarbonización a futuro e **impulsar una economía más desarrollada y eficiente**.

Gráfico 41

► Intensidad ambiental unitaria (2019=1), tCO₂e/MUSD 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 entre un 80 % y 85 %.

2. Resultados y premisas por sector



Sector residencial

El sector residencial es el tercer sector en términos de demanda energética (19 % en 2019). Es responsable de un volumen limitado de emisiones de GEI (5 MtCO₂e), pero existe potencial para reducirlas incluso más con medidas de transición energética. Este sector se caracteriza por:

- un alto consumo de leña correspondiente al uso cocción, con gran potencial de electrificación (y, a su vez, grandes ganancias en eficiencia³⁸). Este consumo de leña para cocción (37 % 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 (por ejemplo, el Plan Nacional de Sustitución de Leña para la cocción de alimentos³⁹). El uso cocción representa el 70 % del consumo final del sector, una de las mayores tasas en la región, y
- 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.

³⁸ 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.

³⁹ <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

Gráfico 42 A

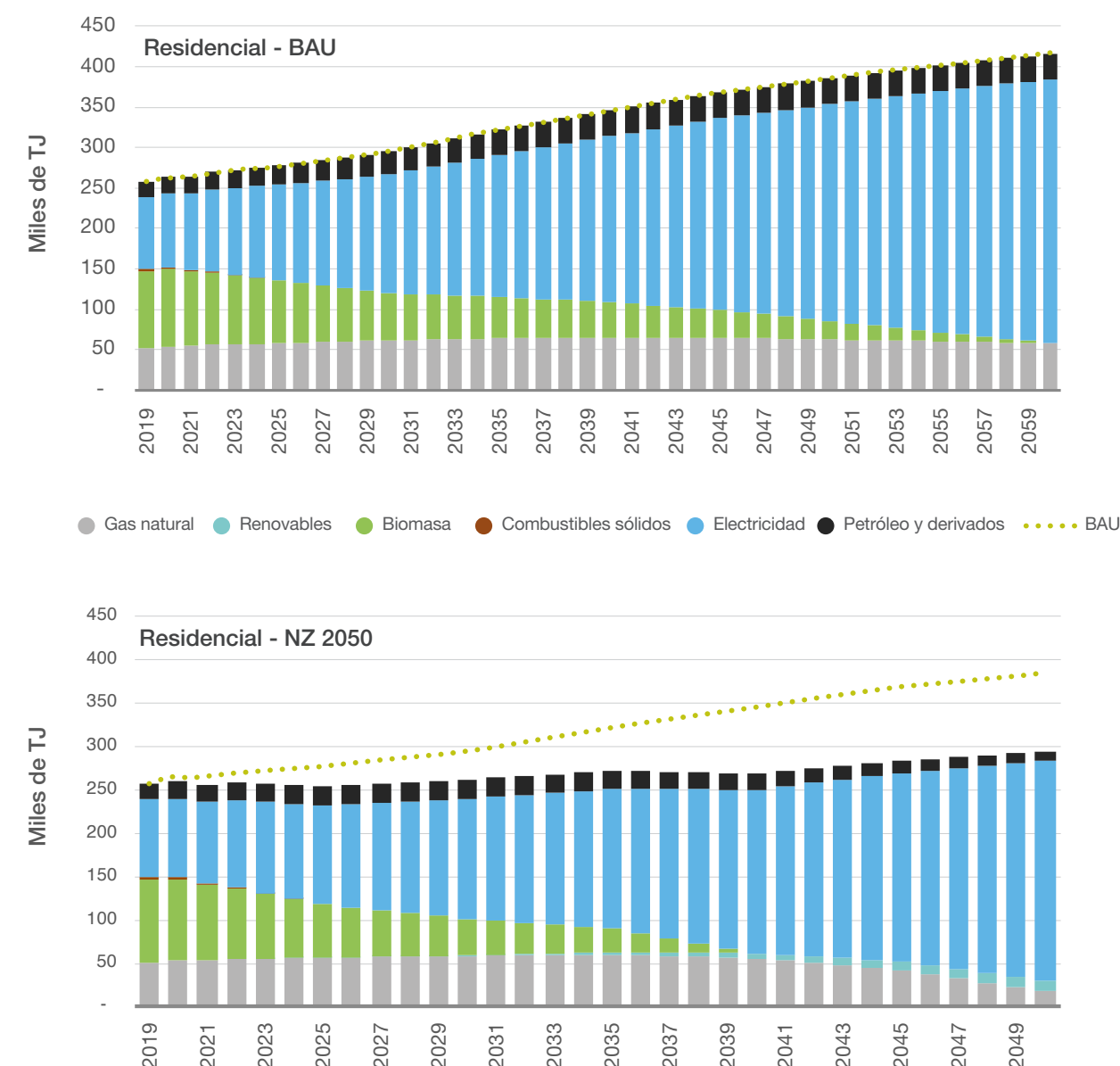
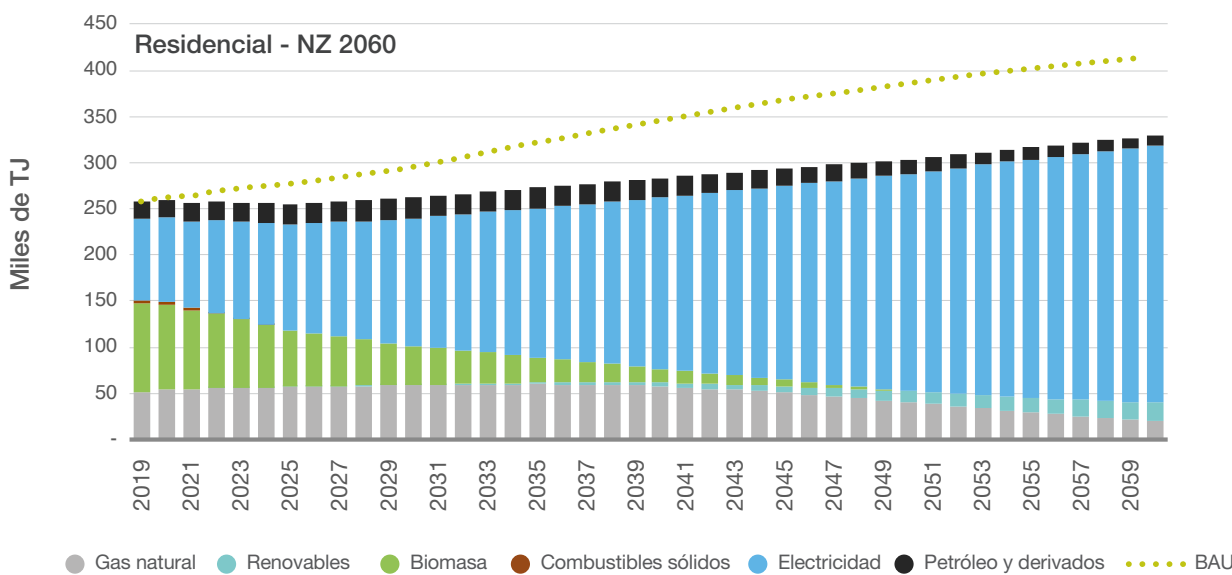
► Sector residencial: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)

Gráfico 42 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.

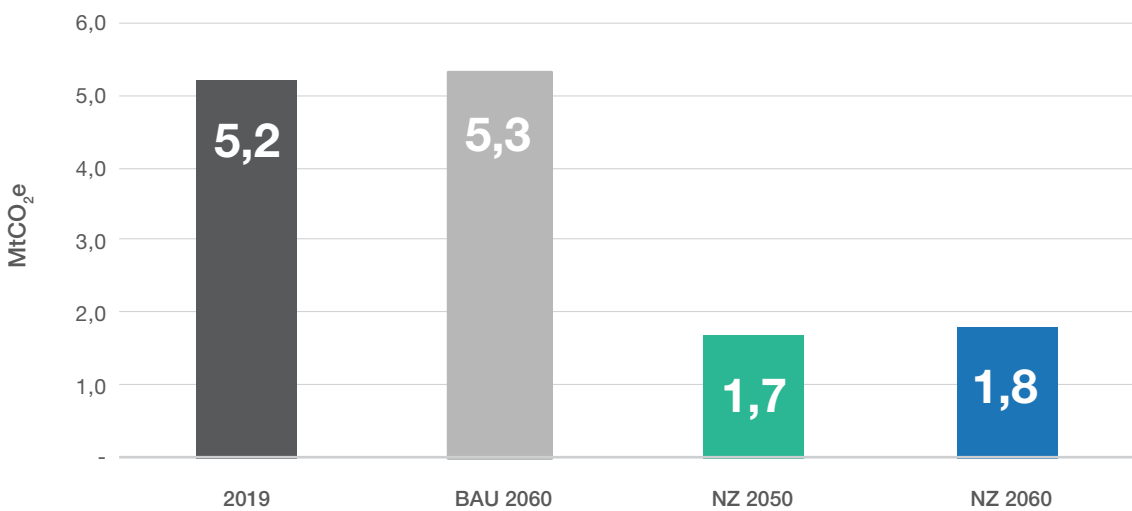
En el gráfico del escenario BAU, se observa un aumento de la demanda energética residencial del 61 % en el período (1,2 % anual), principalmente impulsado por los nuevos usos eléctricos (incluyendo aire acondicionado), de calentamiento de agua y calefacción, que se prevén acompañarán el aumento del nivel de vida proyectado. Este crecimiento es mayor que el de la población (12 % en el período). Se realiza un reemplazo total de la leña hacia el final del período, en línea con las tendencias históricas y objetivos nacionales de Colombia. El consumo de gas natural y GLP 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 (86 % y 85 %, respectivamente); existe un remanente de gas natural 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 energética⁴⁰, 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 per cápita, es bastante estable en el período).

Gráfico 43

► Sector residencial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e se mantienen estables en el escenario BAU, mientras que se reducen en dos tercios en los escenarios NZ, a largo plazo, gracias a las medidas de eficiencia energética y electrificación a partir de fuentes de generación limpia.

⁴⁰ Solo existen dos líneas de acción para el aumento de la eficiencia energética en todos los sectores: cambio tecnológico y buenas prácticas de uso de la energía. Por ejemplo, el reemplazo de iluminación con lámparas incandescentes por unidades de descarga (focos ahorradores) y posteriormente por focos LED, que se produjo en la mayoría de los países, produce por sí mismo una reducción de la potencia instalada de iluminación de hasta 80 %. Sin embargo, esto se traduciría en una reducción similar en términos del consumo de energía solamente si se mantienen los mismos patrones de uso previos al reemplazo. O bien, puede ser mayor si se aumenta el cuidado en el uso de las luces (con sensores de movimiento, por ejemplo); en cambio, puede ser menor si se dejan las luces prendidas más tiempo al cambiar por LED. No basta con cambiar la tecnología, sino que se debe aplicar lo que se suele denominar “buenas prácticas de uso de la energía y del mantenimiento y operación de instalaciones y equipos”.

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, lo cual aseguraría así una transición justa.

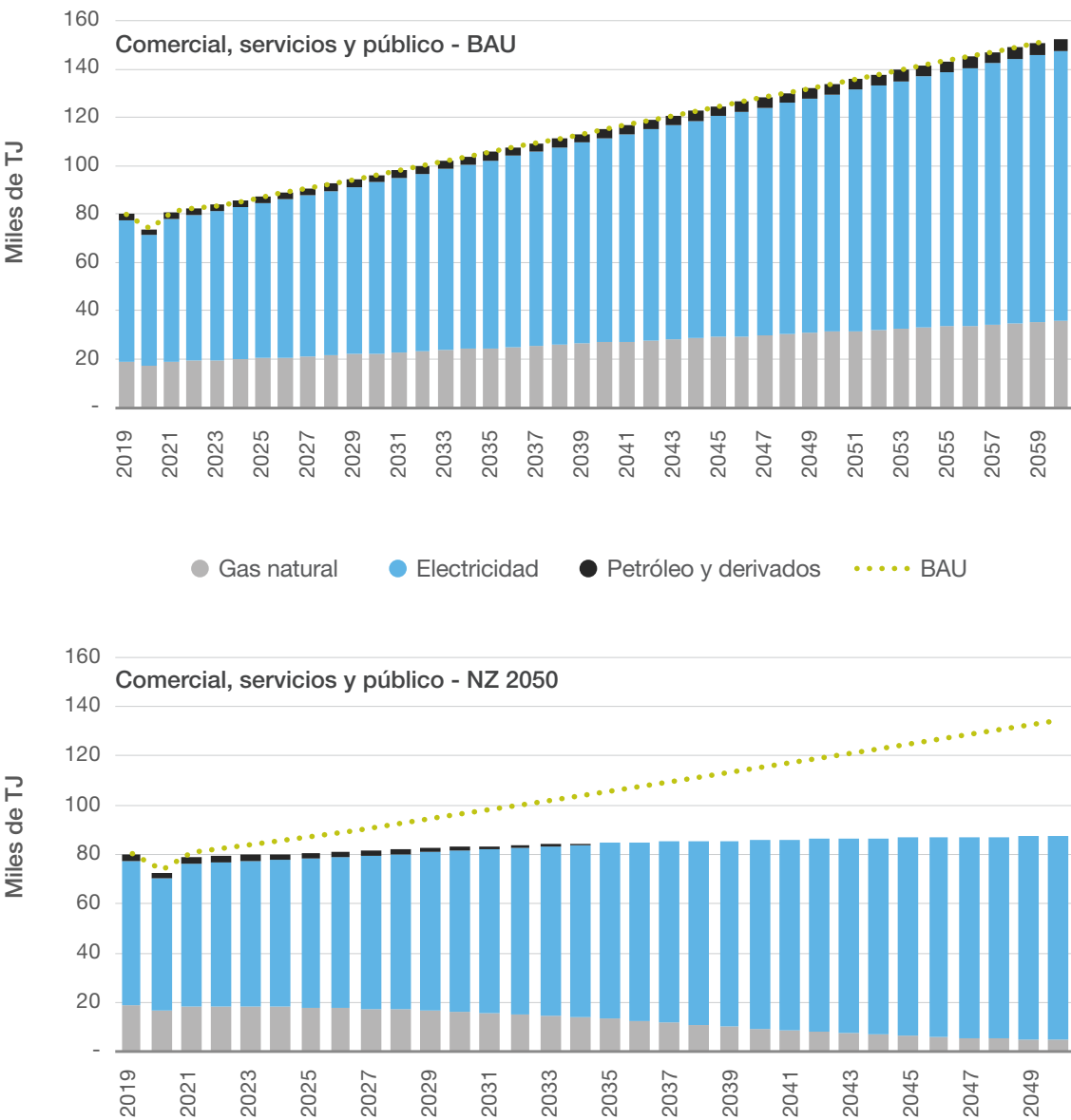


Sector comercial, servicios y público

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 (6 % del total en 2019), respecto de los sectores transporte, industrial y residencial. Parte de una gran tasa de electrificación (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 44 A

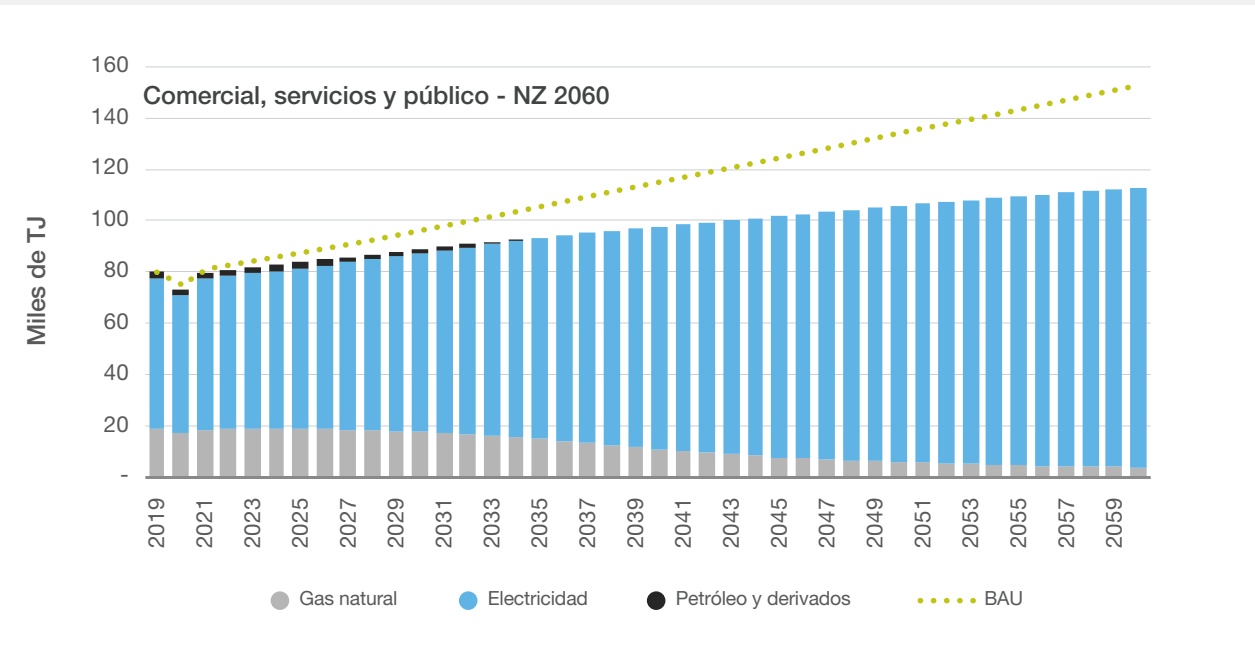
► Sector CSP: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

Gráfico 44 B

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

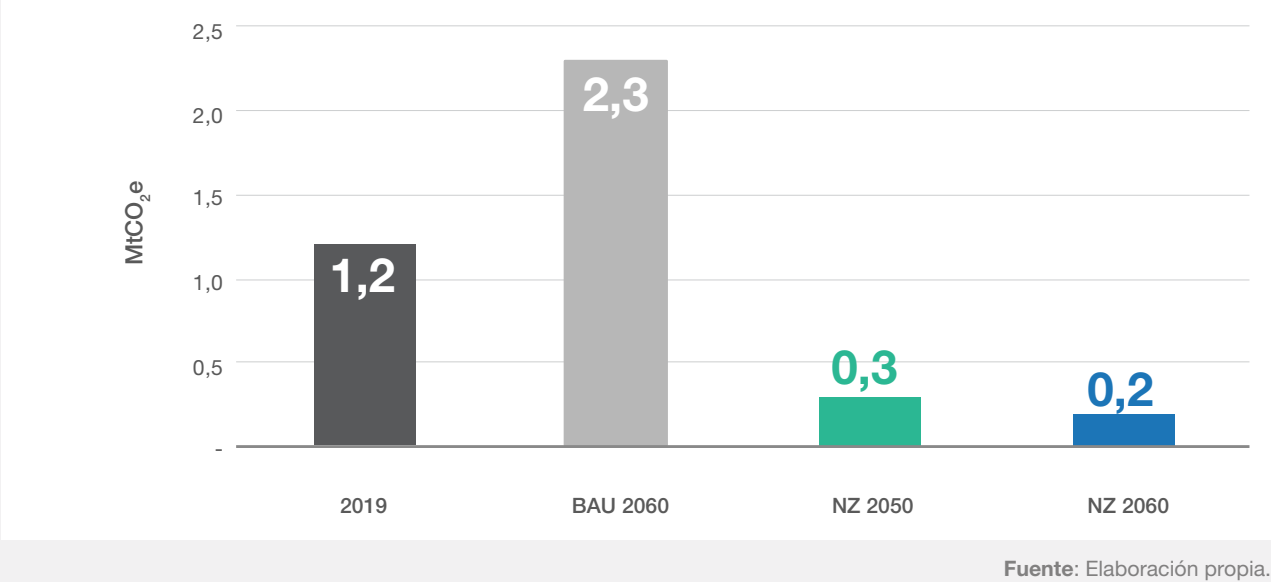


En el escenario BAU, la proporción de combustible se mantiene constante. Por otra parte, si bien se registra casi una triplicación del PIB del sector, la demanda energética crece en aproximadamente un 90 % debido a las medidas de eficiencia energética.

Para los escenarios NZ, se considera una electrificación casi total del sector ($\geq 95\%$), quedando un remanente de gas natural en el último año. Se logra un 26 % de reducción de la demanda para 2060 en el escenario NZ 2060 y un 35 % para el año 2050 en el escenario NZ 2050, en comparación con el escenario BAU. Las mejoras de la eficiencia energética explican gran parte de este fenómeno.

Gráfico 45

► Sector CSP: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Las emisiones de CO₂e crecen en el escenario BAU, pero a un ritmo menor que el del PIB, mientras que son entre un 25 % y un 15 % 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 formado por varias ramas industriales y es el segundo de mayor demanda energética (24 % en 2019), detrás del sector transporte. Parte de una baja penetración de energía eléctrica (20 %) condicionada por varios sectores de difícil electrificación, como las industrias del acero y cemento.

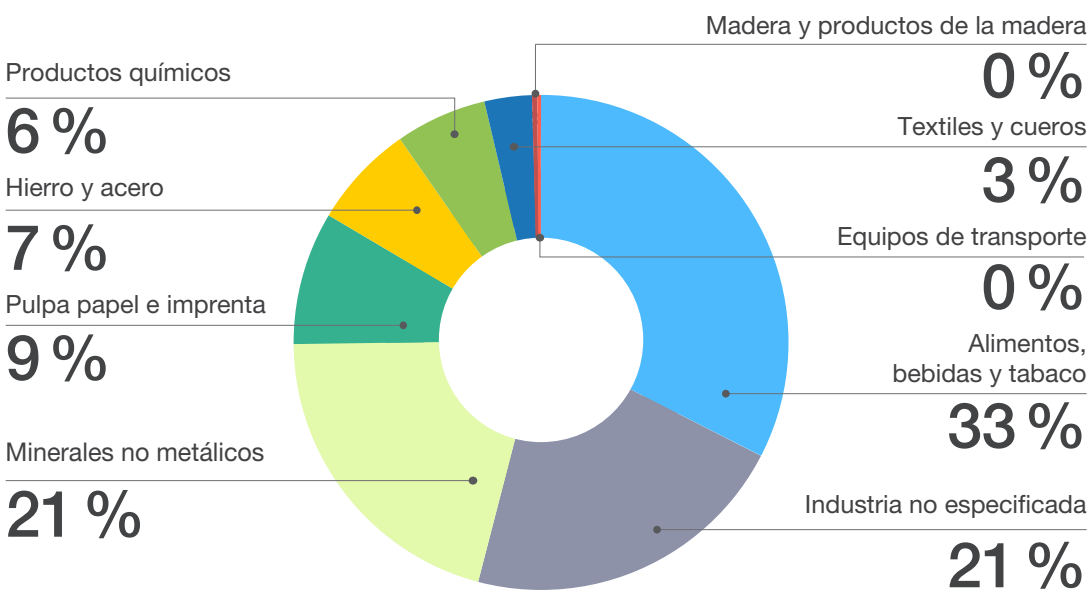
Es importante recordar que las posibilidades de sustitución entre combustibles pueden variar mucho de un subsector industrial a otro, dada la variedad de procesos industriales existentes. Para realizar las proyecciones, los subsectores industriales se agruparon en un número de ramas limitado. El análisis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

Proyecciones por ramas

El Balance Energético Nacional de Colombia presenta la información del sector industrial desagregada en 23 subsectores agrupados en nueve ramas.

Gráfico 46

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

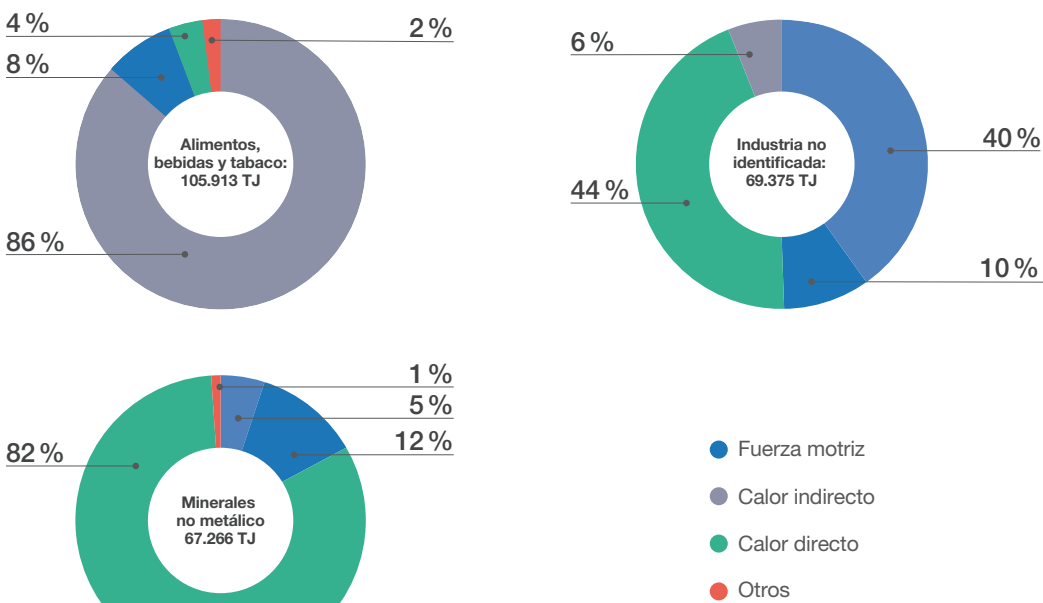


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Balance Energético de Colombia (UPME) y del Balance Energético de Colombia (OLADE).

Las ramas alimentos, bebidas y tabaco; minerales no metálicos, y hierro y acero representan el 75 % del consumo de energía del sector. El uso calor indirecto es predominante para la categoría alimentos, bebidas y tabaco (86 %) mientras el uso calor directo predomina para la categoría minerales no metálicos (82 %). Para la categoría industria no identificada, los usos predominantes son calor directo e indirecto, con el 44 % y 40 %, respectivamente.

Gráfico 47

► Sector industrial: consumo energético de combustible fósil por uso para principales subsectores (%)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Balance de Energía Útil para el sector residencial (UPME).

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 Colombia son las que se detallan a continuación.

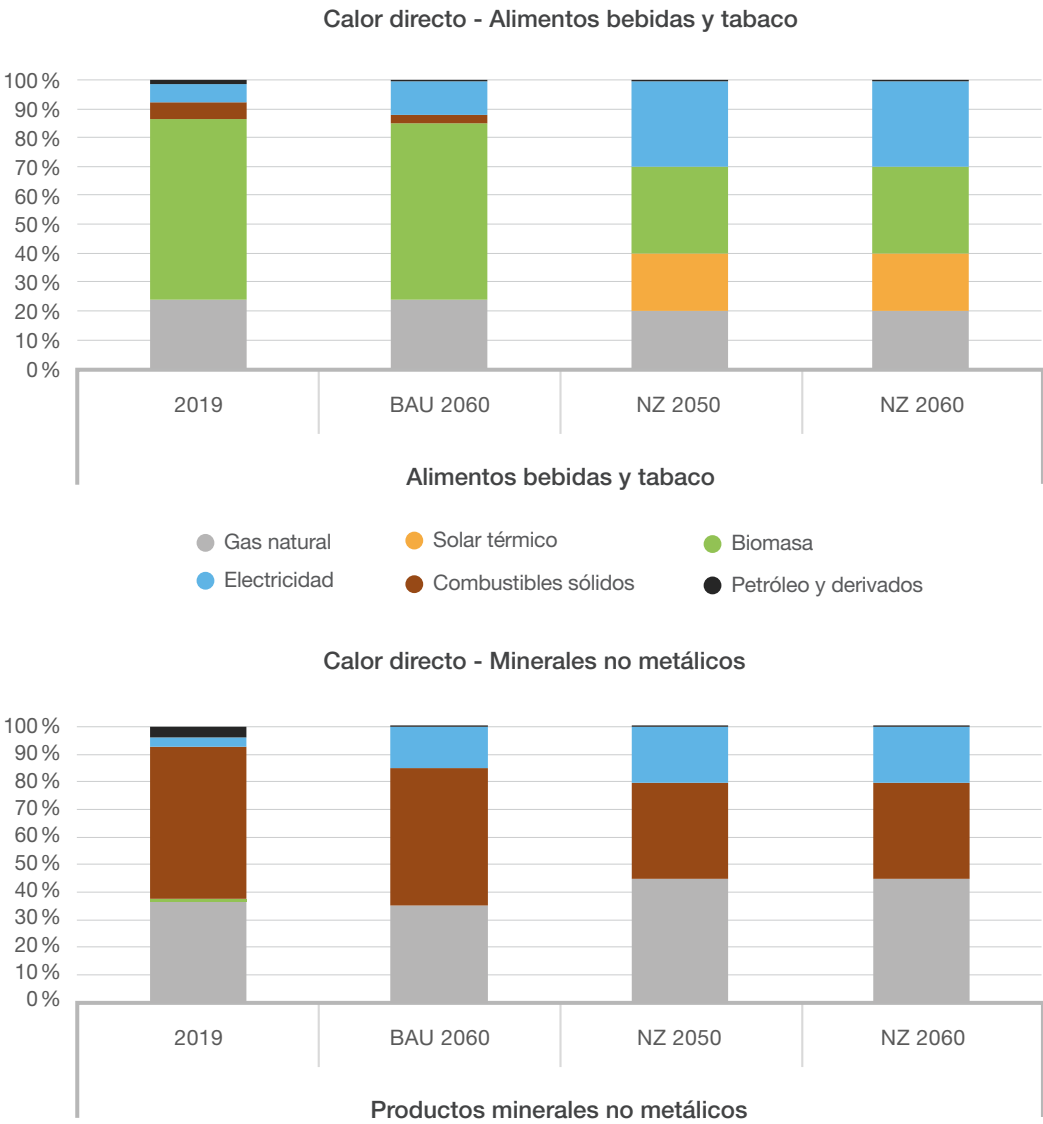
- Se consideró una reducción fuerte del consumo (mayor en los escenarios NZ) para las ramas industriales con alta penetración de carbón y potencial de sustitución. El gas natural sustituye parcialmente al carbón.
- En el caso de los sectores con bajo potencial de sustitución del carbón, se consideran tecnologías de captura y almacenamiento de carbono a largo plazo en los escenarios (IEA, 2021), con una absorción anual limitada a 5 MtCO₂ en Colombia⁴¹.
- El gas natural y el GLP reemplazan totalmente al fueloil y al diésel en la próxima década y se asume, de forma progresiva, una penetración de energía solar térmica en algunos sectores para calor indirecto.

El gráfico 48 muestra la evolución del consumo final por combustibles para los principales usos en los distintos escenarios.

⁴¹ Potencial de absorción alineado con la estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050.

Gráfico 48 A

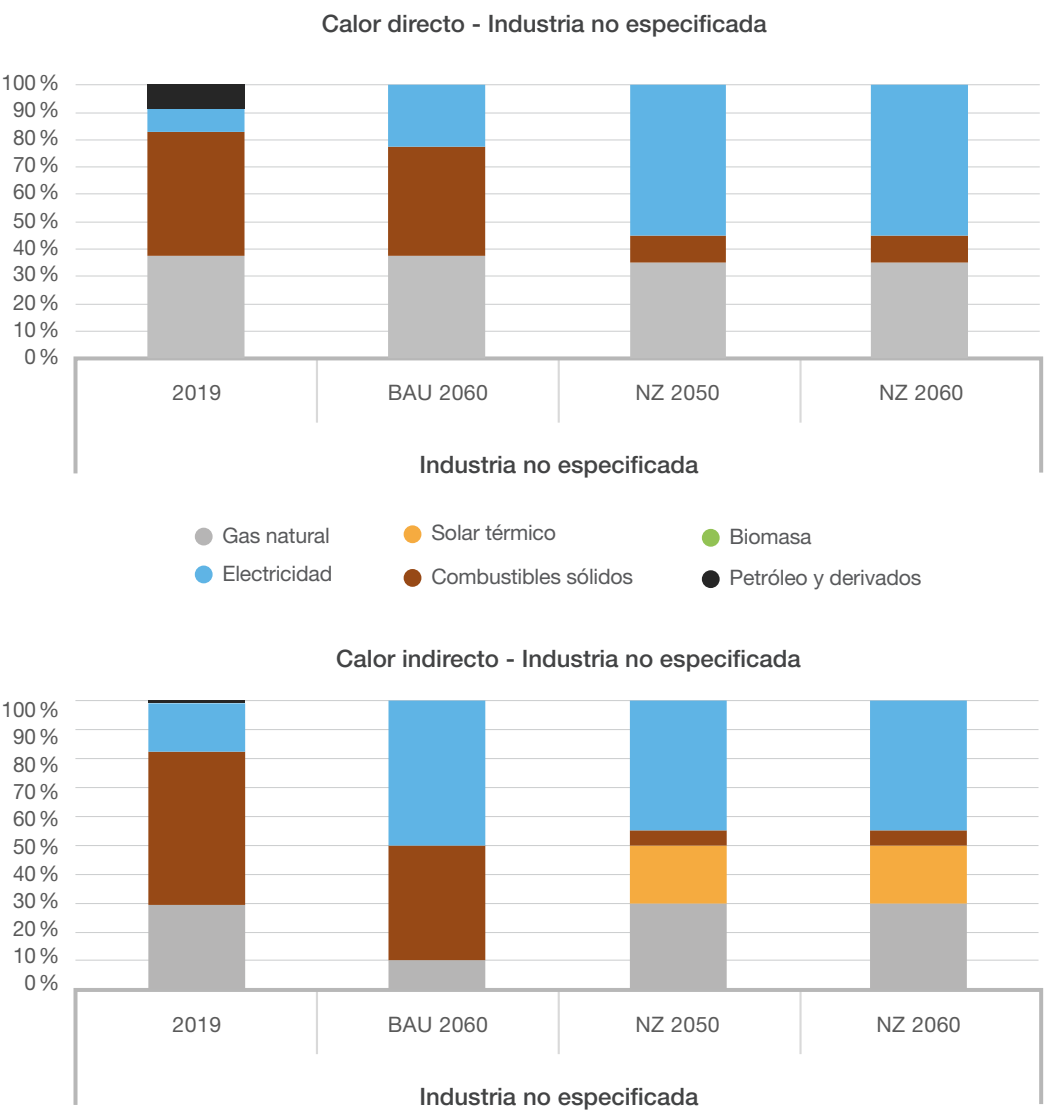
► Sector industrial: evolución por escenario para principales usos en las ramas más relevantes de la industria (%)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 48 B

► Sector industrial: evolución por escenario para principales usos en las ramas más relevantes de la industria (%)



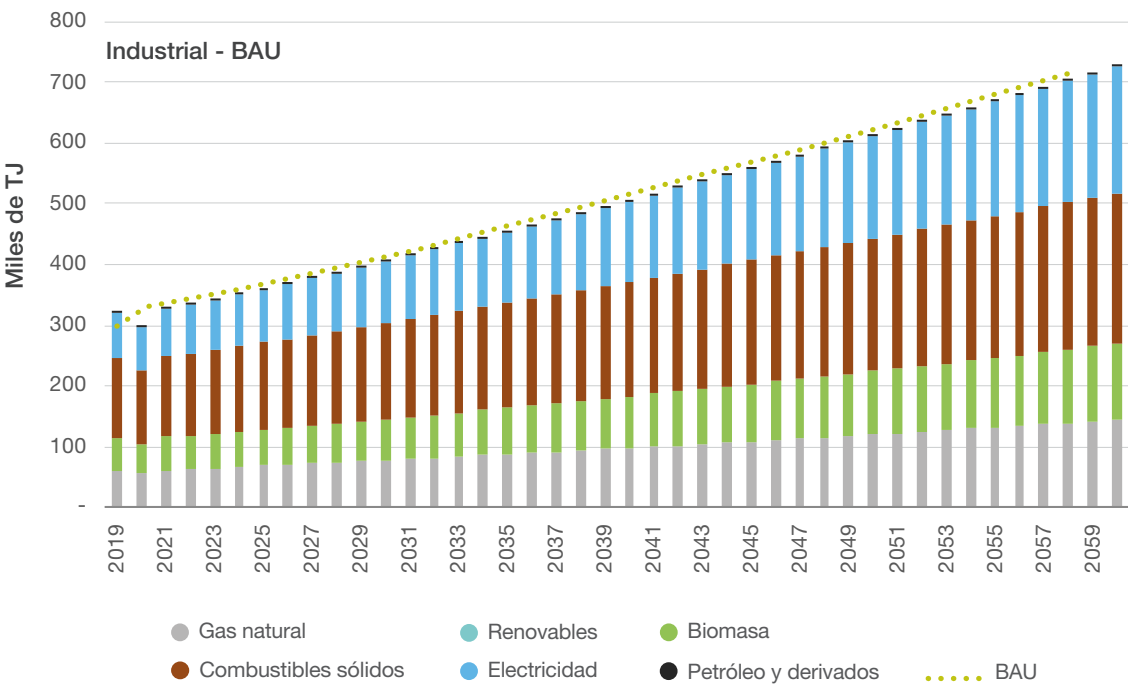
Fuente: Elaboración propia.

Resultados

Si bien se proyecta un aumento del 188 % en el PIB del sector, la demanda de energía final en el escenario BAU aumentará un 124 % debido a la sustitución de combustible y medidas de eficiencia energética. La electrificación de la demanda final pasa de 23 % a 27 %.

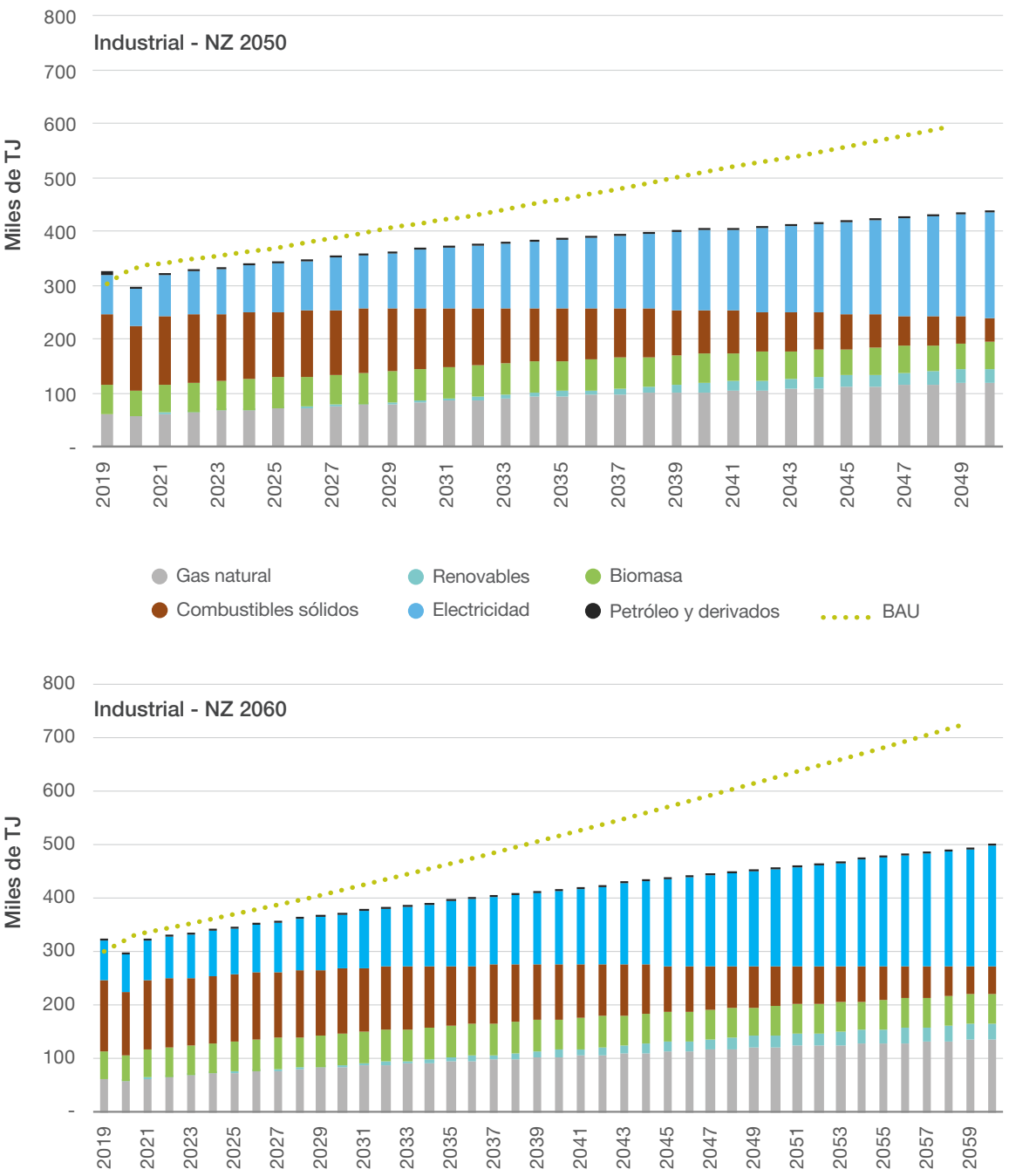
Gráfico 49 A

► Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 49 B ► Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ)

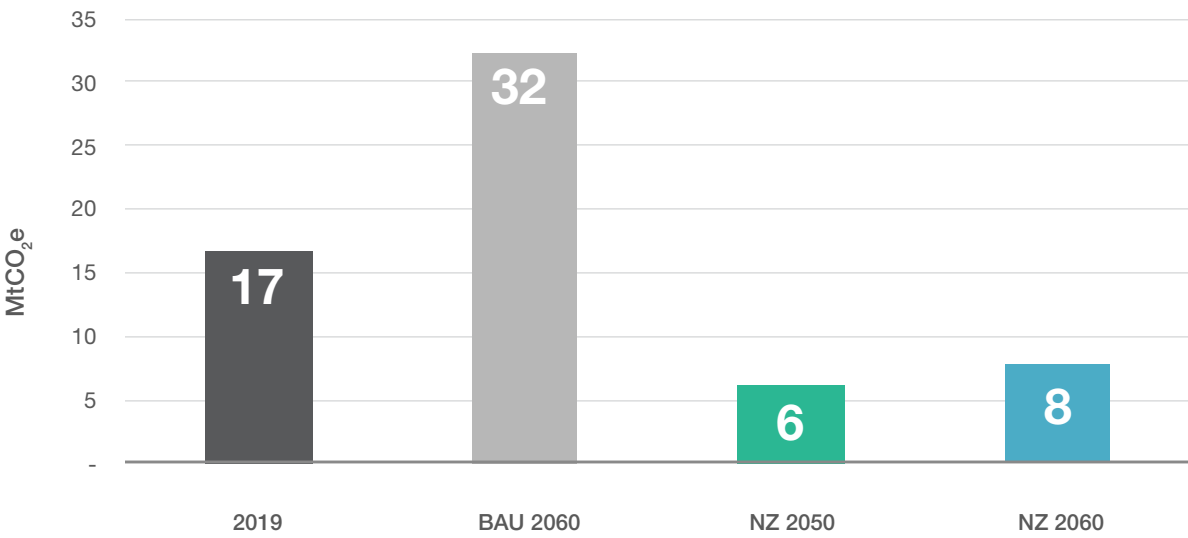


Fuente: Elaboración propia.

Para los escenarios NZ, el consumo de carbón disminuye, aunque se asume que no se podría sustituir cierta cantidad en los sectores que tienen más penetración de dicho combustible (minerales no metálicos e industria no especificada). Además, estos sectores permiten que se mantenga parte de la industria carbonífera para no desplazar poblaciones especializadas en zonas específicas de Colombia. El consumo de biomasa se mantiene bastante estable en el horizonte de planeamiento.

La electrificación del sector se duplica en el período (de 23 % a 45 %).

Gráfico 50 ► Sector industrial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen en el escenario BAU (+93 %), pero a un ritmo dos veces menor que el del PIB. 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.



Sector transporte

En Colombia, el sector transporte es el máximo consumidor de energía (41 % 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 Colombia. El transporte carretero representa 88 % del consumo final total en 2019, liderado por el transporte carretero de pasajeros (64 %).

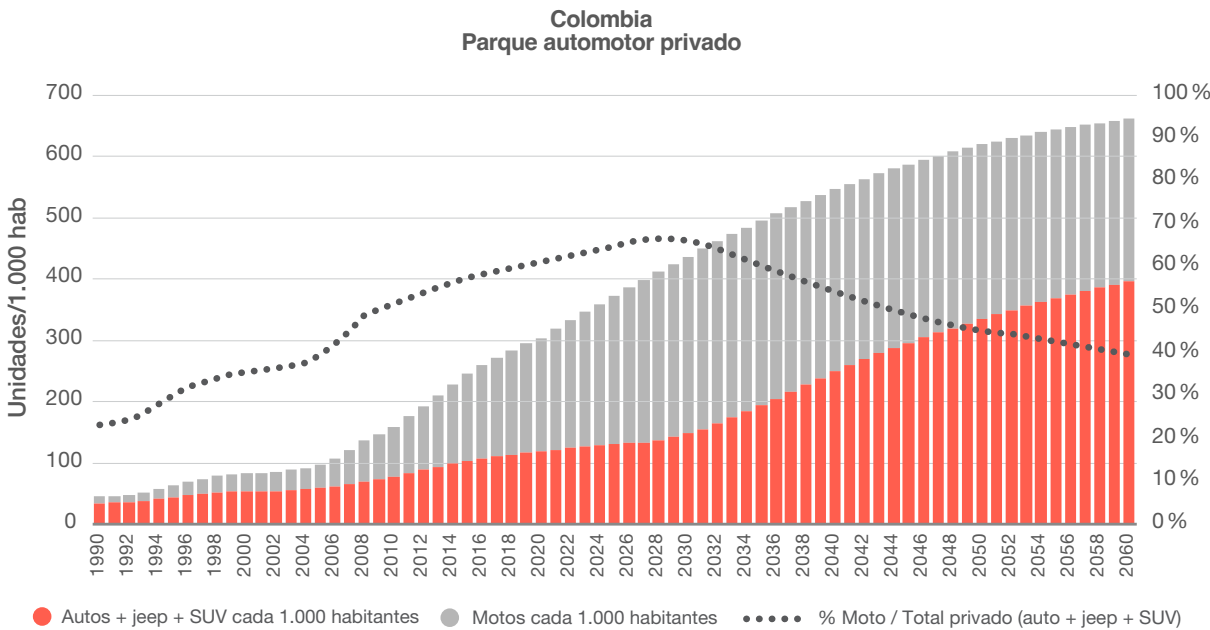
Transporte carretero de pasajeros

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 y la tendencia reciente en Colombia. Este aumento continúa con la tendencia del mercado colombiano de incremento de la cantidad de motos por cada 1.000 habitantes observada en la última década. A partir de un cierto nivel del PIB per cápita, el incremento en la motorización comienza a centrarse en los automóviles⁴². Se proyectan 661 vehículos por cada 1.000 habitantes para 2060, de los cuales el 40 % son motos y el 60 %, autos.

⁴² Law, Hamid & Goh (2015), *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis*.

Gráfico 51

► 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 75 % y 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 % de 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 % en ambos escenarios dentro del horizonte de planeamiento. (véase el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*).

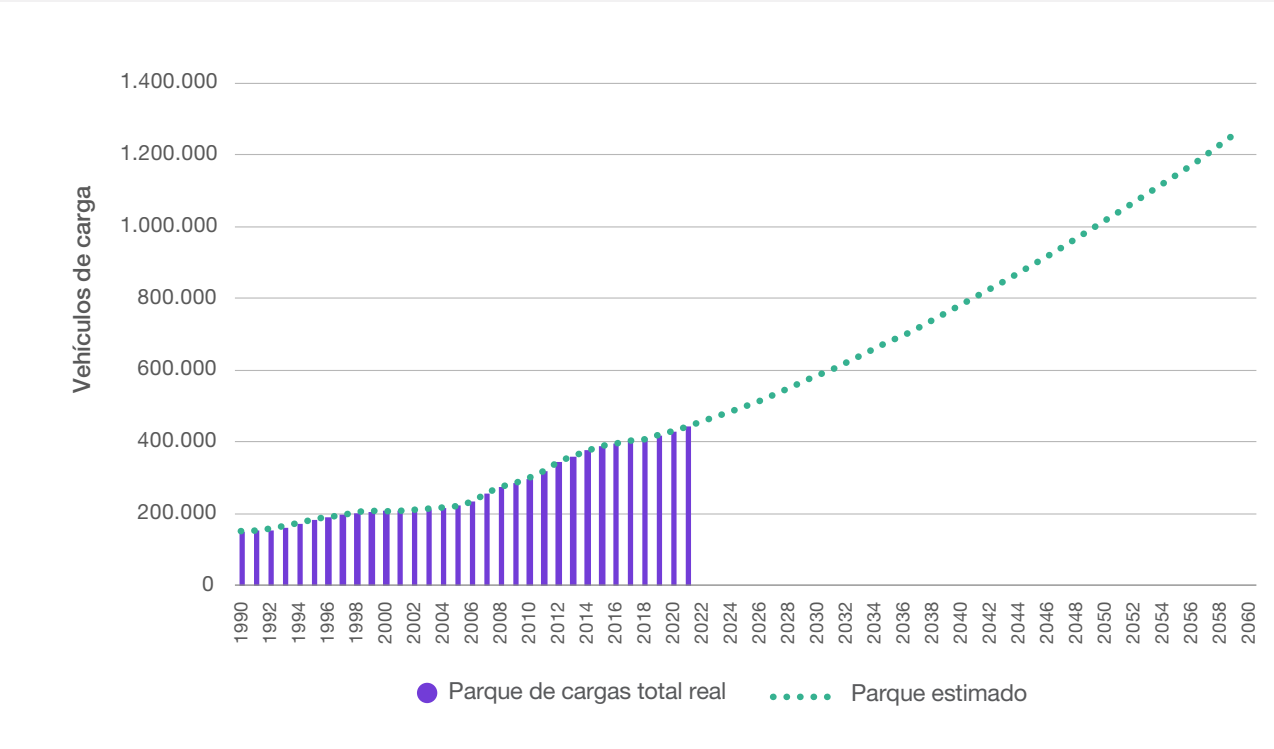
En línea con lo observado históricamente, se espera que la eficiencia media del parque vehicular mejore por los avances tecnológicos y/o la reducción del peso de los vehículos. Finalmente, se estima una reducción de los recorridos medios por vehículo (km/vehículo) como consecuencia de la **digitalización** 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), tomando en cuenta la elasticidad histórica de los ingresos. En este contexto, se espera un crecimiento sostenido de la cantidad de vehículos de carga en el período (2,8 % de promedio anual), tanto para camiones (84 % del total) como para tractocamiones.

Gráfico 52

► Cantidad de vehículos de carga total



Fuente: Elaboración propia.

Para limitar el aumento de las emisiones de GEI, será necesario promover los combustibles de la transición energética según el 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. Además, la transición energética debe acompañarse de una **mejora de rendimiento** de los vehículos, **mejoras logísticas y transferencia a ferroviario**.

En la actualidad, el GNC representa un porcentaje menor de la flota. En los últimos cinco años, la aparición de los camiones a GNC ocurrió solo en algunas de las regiones de distribución como consecuencia de la promoción de las empresas distribuidoras de gas natural. Se asumió que, en 2060 y en el escenario BAU, el 10 % de la flota de camiones será eléctrica, el 40 % será a GNC y el resto permanecerá a diésel. En cuanto a los tractocamiones, se prevé que 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 están todavía en desarrollo y la electrificación no es siempre una solución. Las celdas de hidrógeno también pueden desempeñar un papel en este segmento en el largo plazo. El gas natural permite iniciar la transición en ambos segmentos.

Transporte aéreo, naval y ferroviario

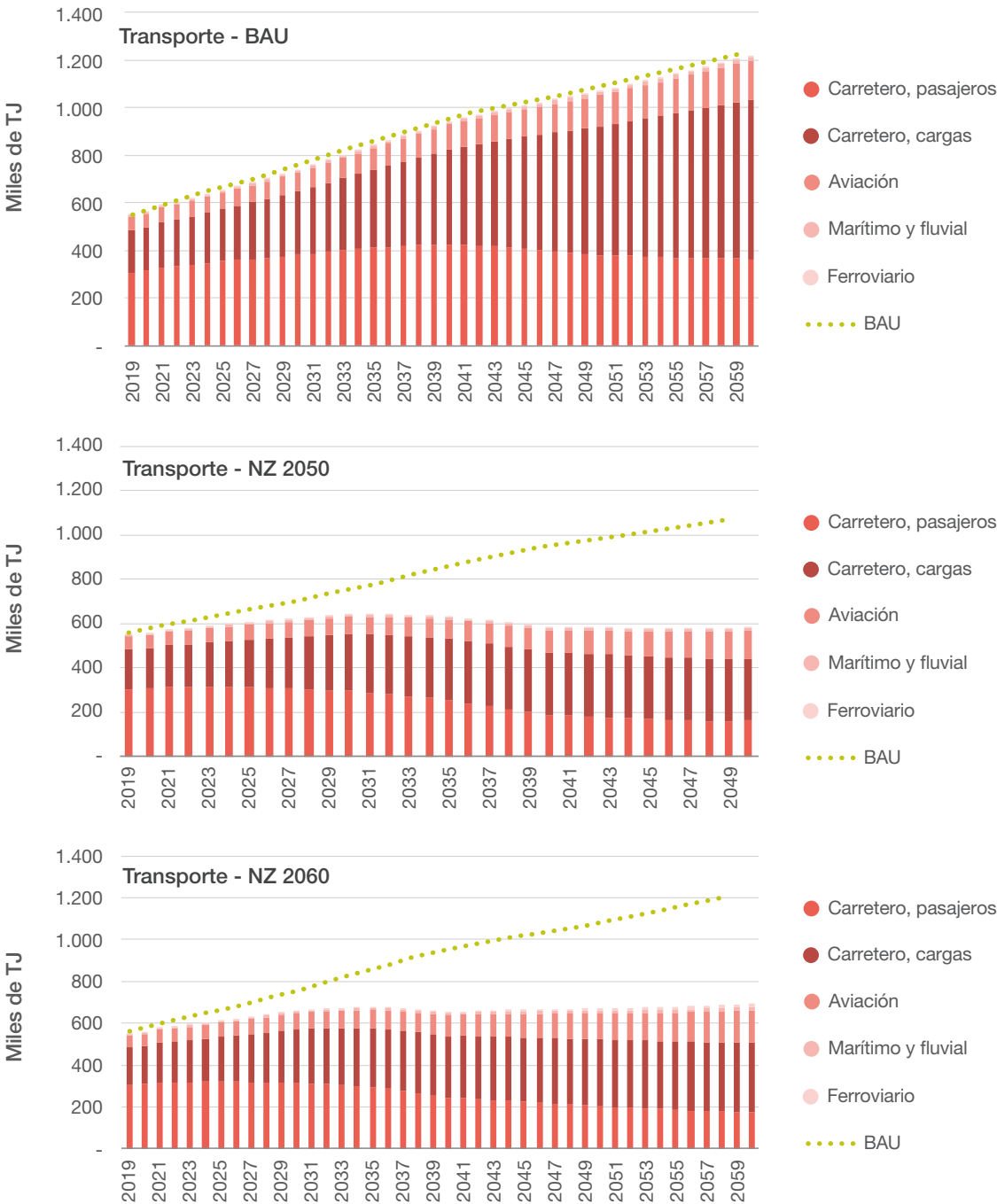
Estos sectores son de más difícil transformación (en particular, los subsectores aéreo y marítimo/fluvial no son electrificables). Algunas de las opciones de transición energética disponibles son los combustibles sintéticos y el amoníaco (derivados del H₂) que se contemplan en los escenarios NZ.

Resultados

En el escenario BAU, el consumo energético en el sector transporte crece un 121 %, impulsado por el sector de carga. El consumo de petróleo y derivados crece un 20 %, la electricidad crece de forma considerable en los sectores de pasajeros privados y pasajeros públicos, mientras que el gas natural se vuelve relevante en el sector de cargas.

Gráfico 53 A

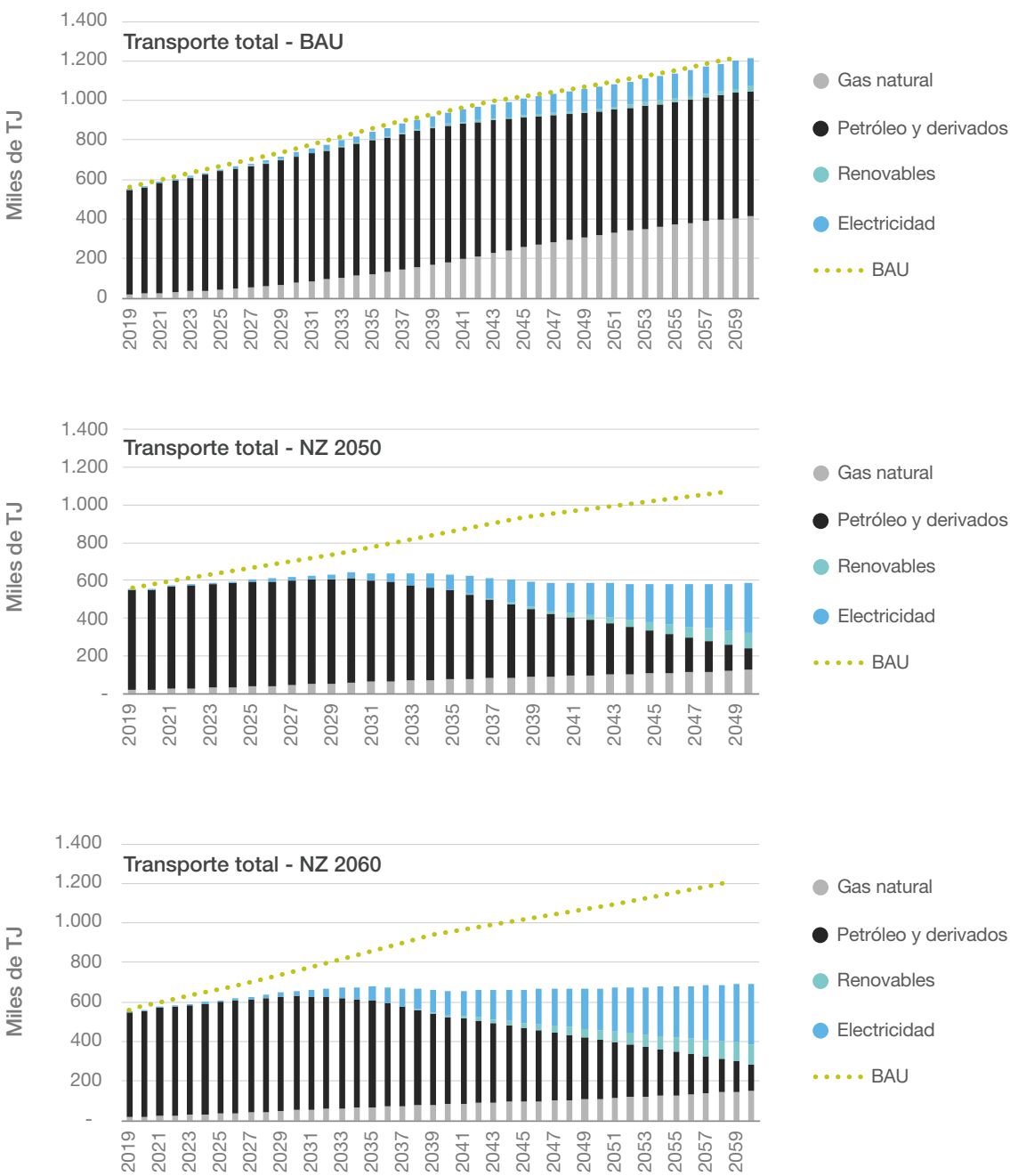
► Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 53 B

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



Fuente: Elaboración propia.

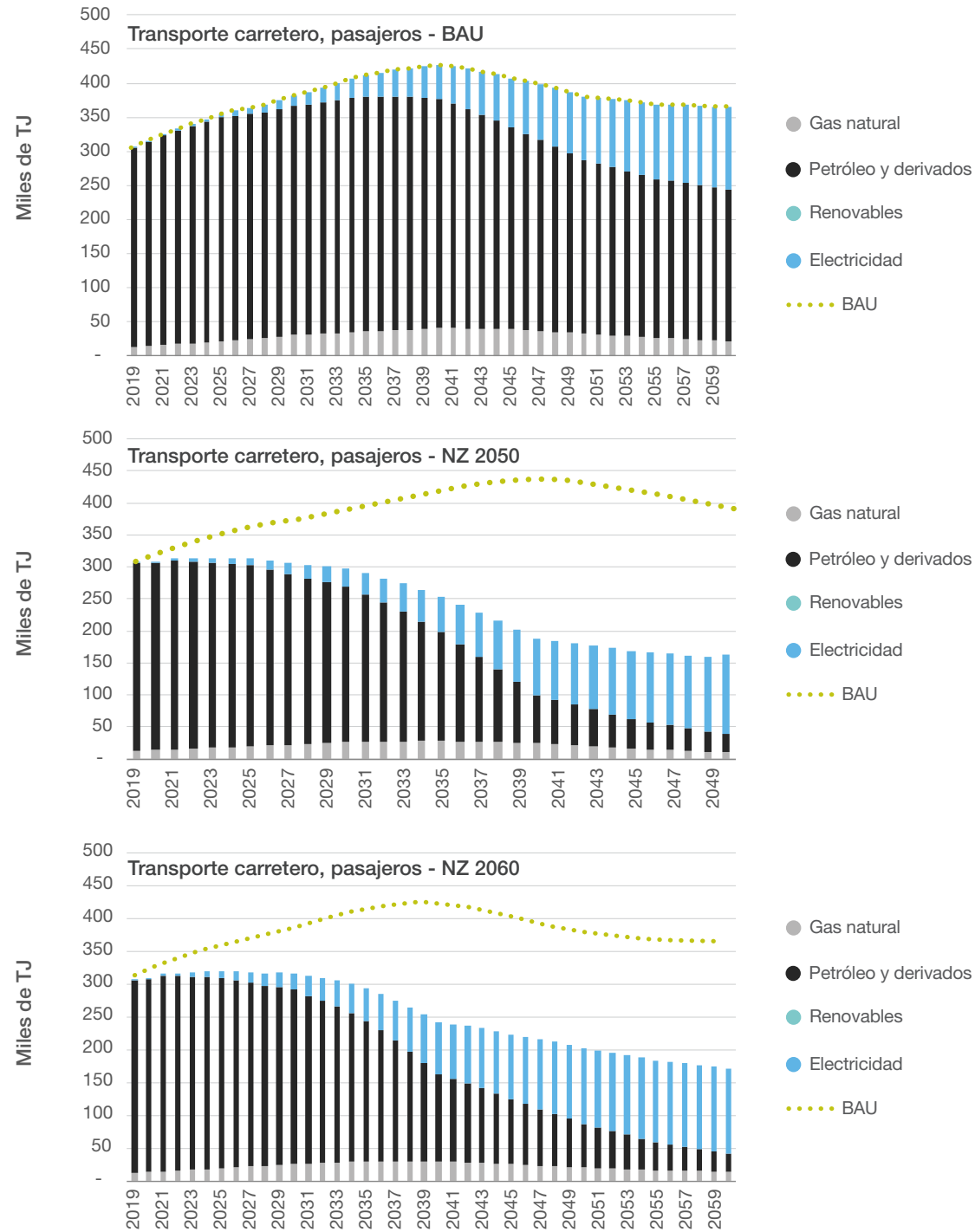


Para el escenario NZ 2050, en el período de estudio, la demanda energética en el sector transporte disminuye debido a las medidas tendientes a promover el transporte eléctrico y los combustibles sintéticos. En el sector de pasajeros, se incrementa fuertemente la penetración eléctrica, mientras que el resto utiliza gasolina en vehículos híbridos.

En cuanto al transporte de carga, la electrificación surge como principal alternativa para camiones y tractocamiones, las celdas de hidrógeno desempeñan un papel más limitado. De acuerdo con estas consideraciones, el sector de pasajeros 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 54 A

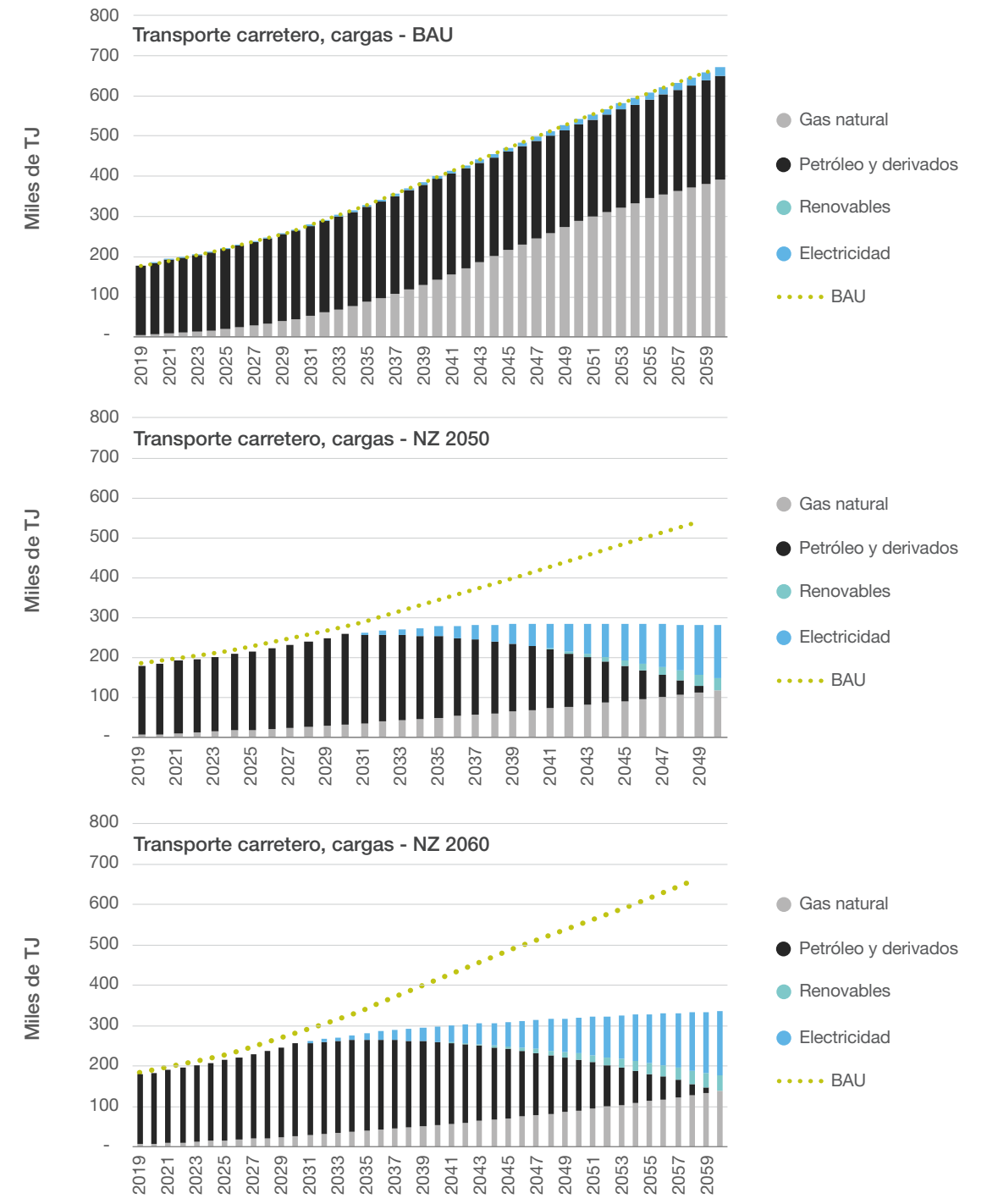
► Consumo final del transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 54 B

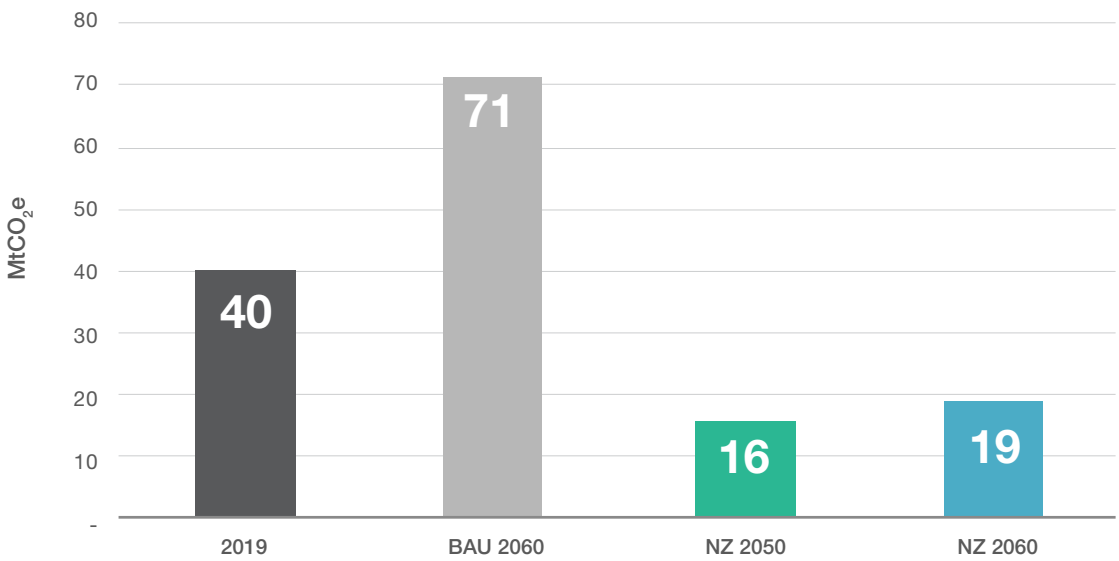
► Consumo final del transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 55

► Sector transporte: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen en el escenario BAU (+78 %), pero a un ritmo menor que el del parque de vehículos. Por otro lado, las emisiones se dividen por más de dos 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.



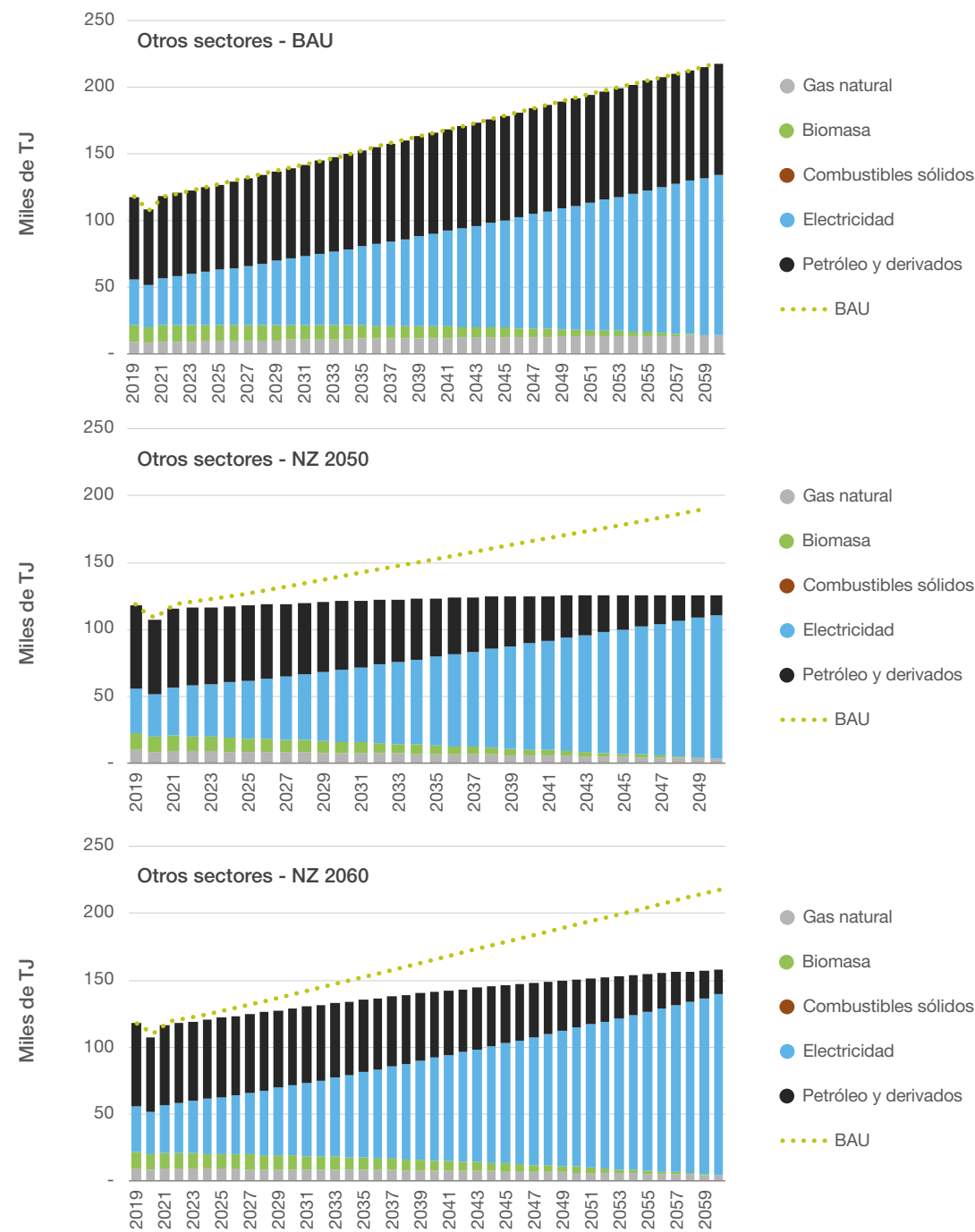
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

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 (28 % en 2019). Al analizar la demanda por subsector, se puede observar la importancia del sector minería que representa el 64 % del total en Colombia, mientras que el sector agropecuario suma 34 %. Ambos subsectores 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 1,5 % anual (84 % 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, 2,6 % anual contra 1,5 % anual).

Gráfico 56

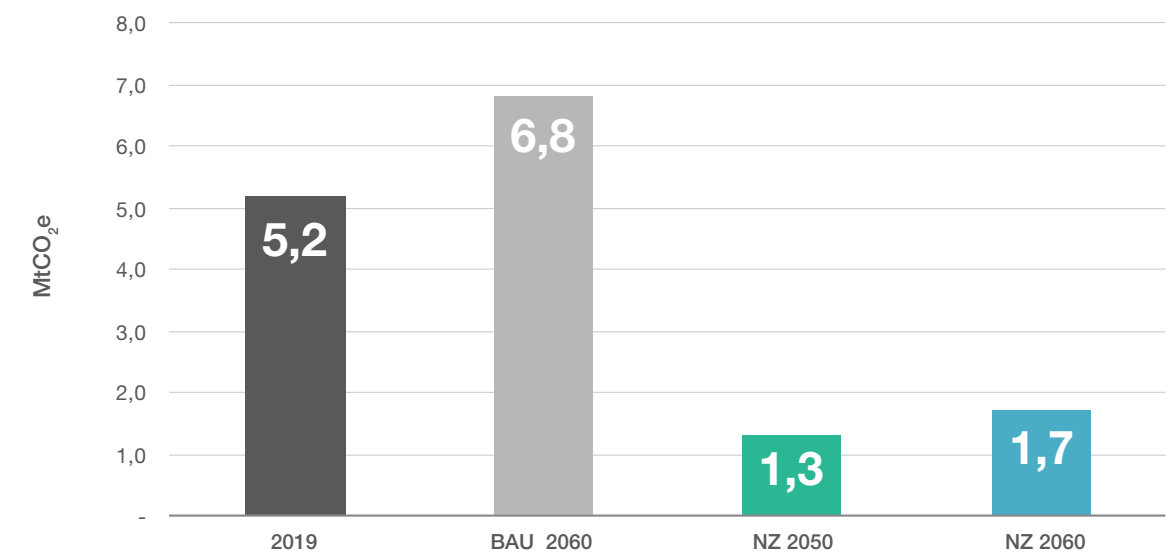
► Resultados del sector agropecuario, pesca, minería y construcción, por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 57

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



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen de forma limitada en el escenario BAU (+30 %), a un ritmo menor que el del PIB. Por otro lado, las emisiones se dividen por más de tres en los escenarios NZ a largo plazo como consecuencia de la electrificación del sector y de 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 en todo el mundo en los próximos años, tales como el uso de maquinaria agrícola eléctrica y de camiones mineros eléctricos.



El sector eléctrico

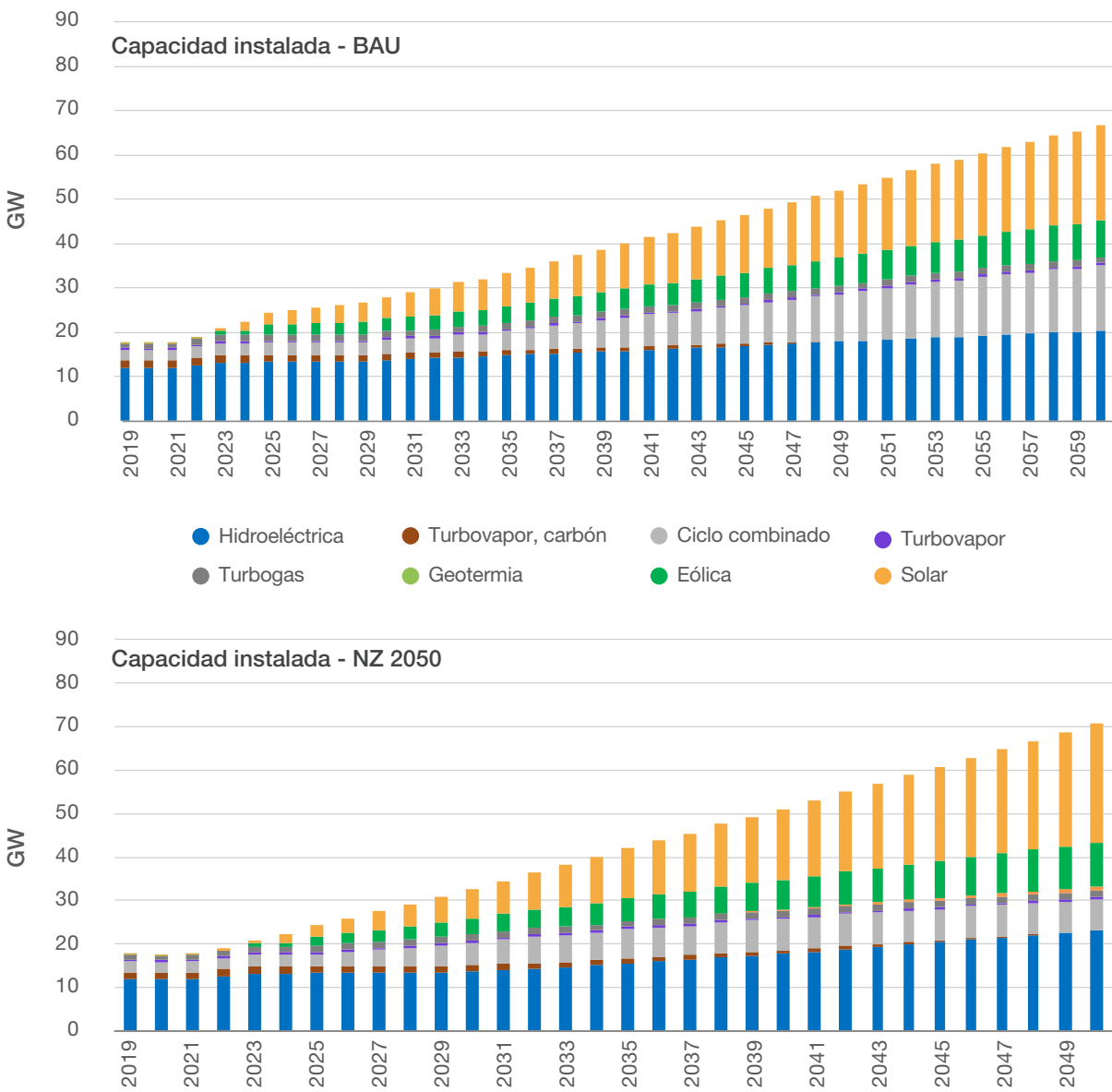
Colombia parte de un mix de generación eléctrica bastante limpio, principalmente gracias a la gran participación hidroeléctrica en la producción eléctrica nacional. Tiene abundantes recursos naturales y un gran potencial hidroeléctrico remanente (56 GW), eólico *onshore* (30 GW) y *offshore* (50 GW), solar (32 GW) y geotérmico (1,3 GW), favorables al desarrollo de un parque de generación eléctrica con bajas emisiones. En los años recientes, Colombia experimentó un gran dinamismo en el desarrollo de proyectos renovables, que se espera que continúe a futuro, en un contexto de disminución del costo de inversión (gastos de capital [CAPEX, por sus siglas en inglés]) de estas tecnologías, de marco regulatorio favorable y de voluntad de diversificación de la matriz eléctrica.

En todos los escenarios planteados, se espera un crecimiento de la capacidad solar y eólica y, en menor medida, de la hidroeléctrica, así como también un cierre de las centrales térmicas a carbón a largo plazo, que se caracterizan por un factor de emisiones por unidad de energía muy alto. En el escenario BAU, la capacidad renovable adicional por instalar es de 38 GW, de los cuales 21 GW son solares y 8 GW son eólicos. 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 50 GW renovables adicionales, de los cuales 27 GW son solares, 10 GW son eólicos y 11 GW son hidroeléctricos. En el escenario NZ 2060, se necesitan 60 GW renovables adicionales, de los cuales 32 GW son solares, 12 GW son eólicos y 15 GW son hidroeléctricos.

En todos los escenarios, se necesita, además, la instalación de nuevas centrales térmicas, en particular, de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés), que desempeñan un papel de respaldo, en especial, en situaciones de hidrología seca (fenómeno de El Niño en Colombia), así como también de baterías y redes inteligentes que participan de la mejor integración de la energía eléctrica renovable en la red.

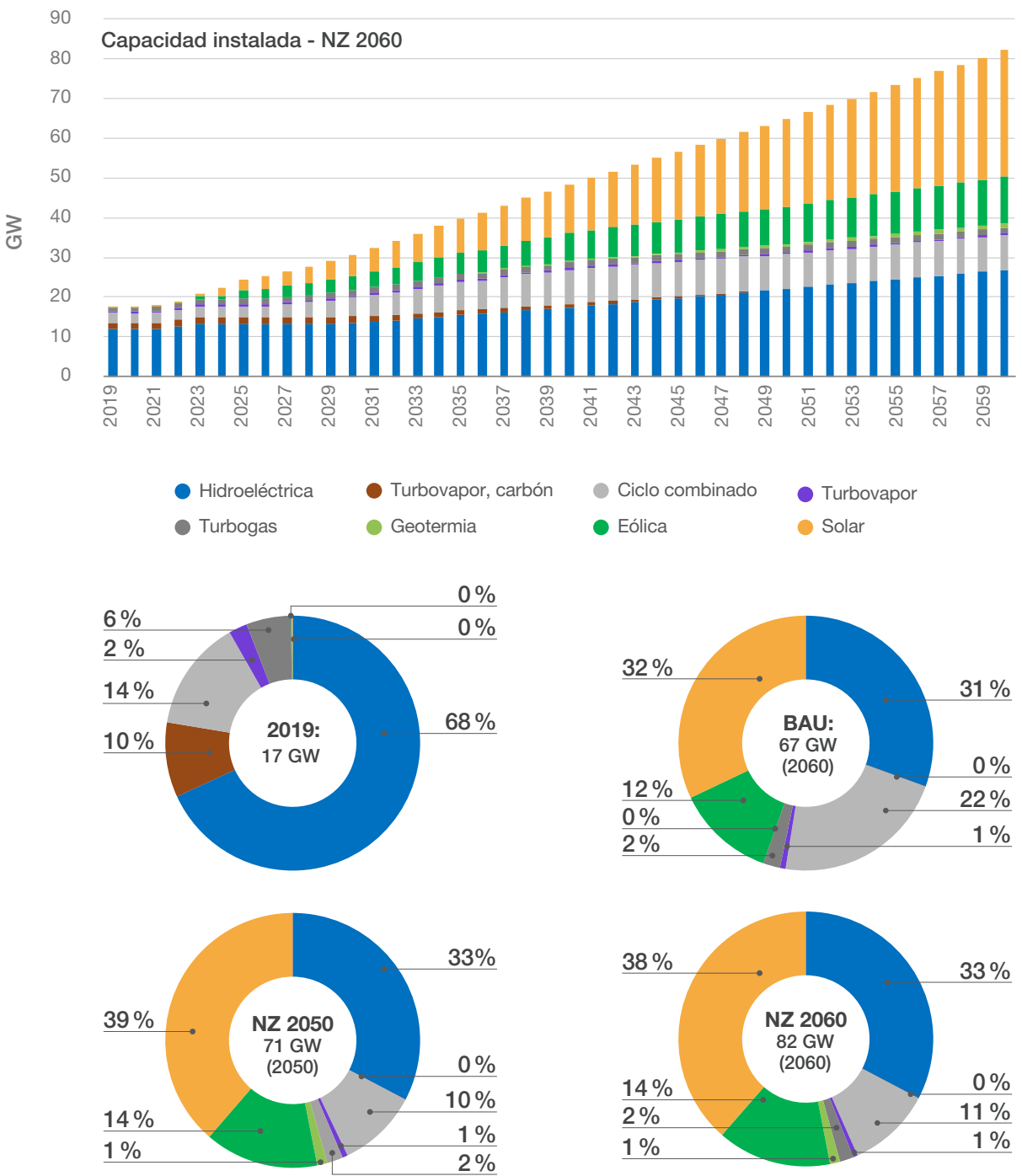
Gráfico 58 A

► Proyección de la capacidad instalada por fuente y por escenario (GW)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 58 B ▶ Proyección de la 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 240 % y 300 %, mientras que la capacidad instalada se incrementa entre 280 % y 370 %. 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 80 % de la generación libre de emisiones en el escenario BAU y más de 90 % en los escenarios NZ. La producción hidroeléctrica sigue desempeñando un papel preponderante en todos los escenarios, aunque menor que el peso actual.

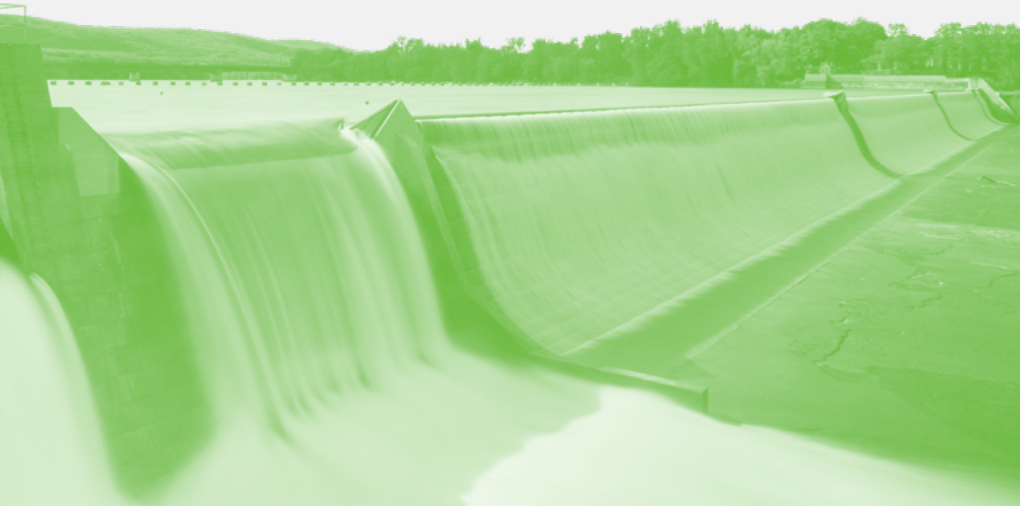
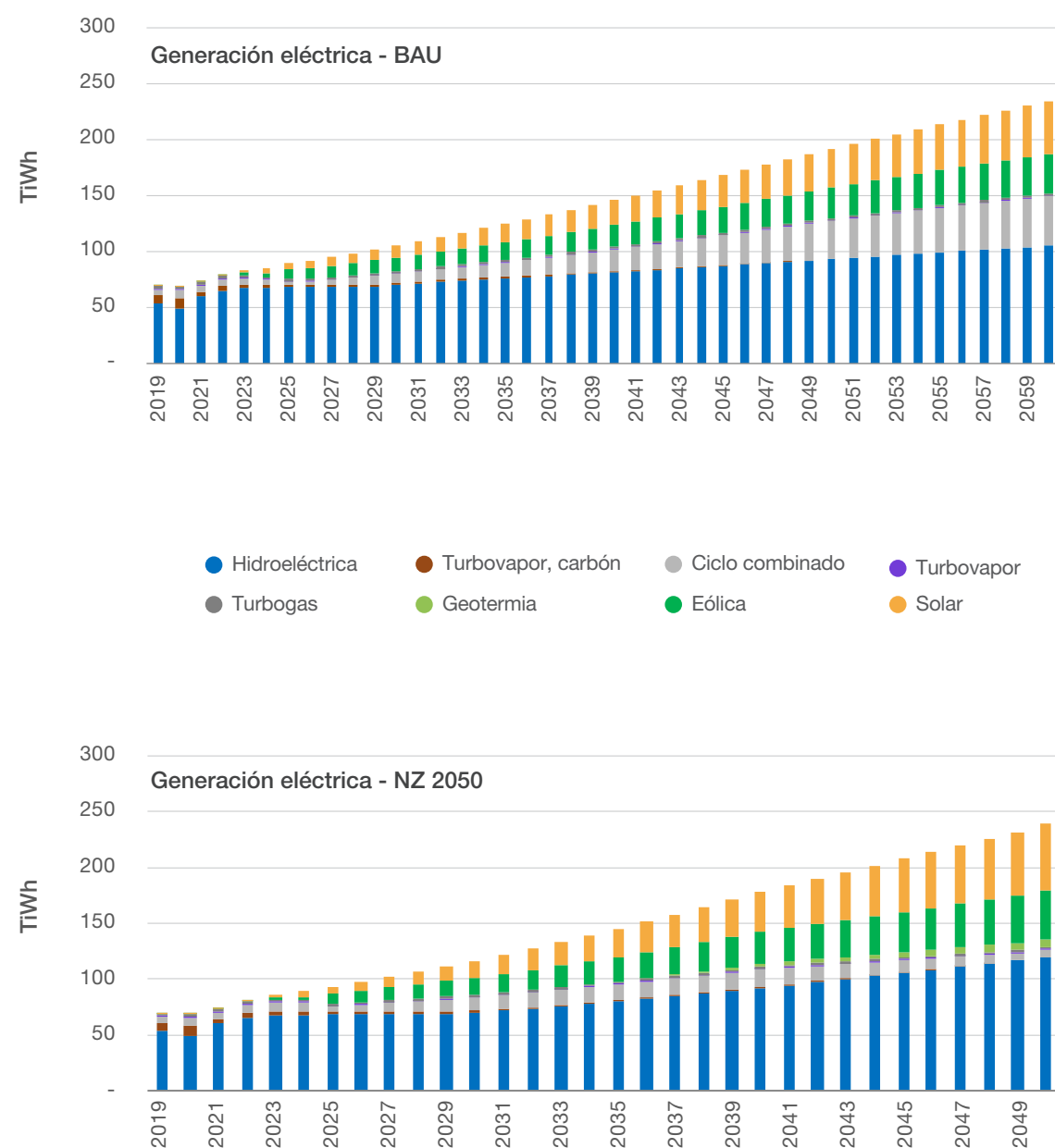


Gráfico 59 A

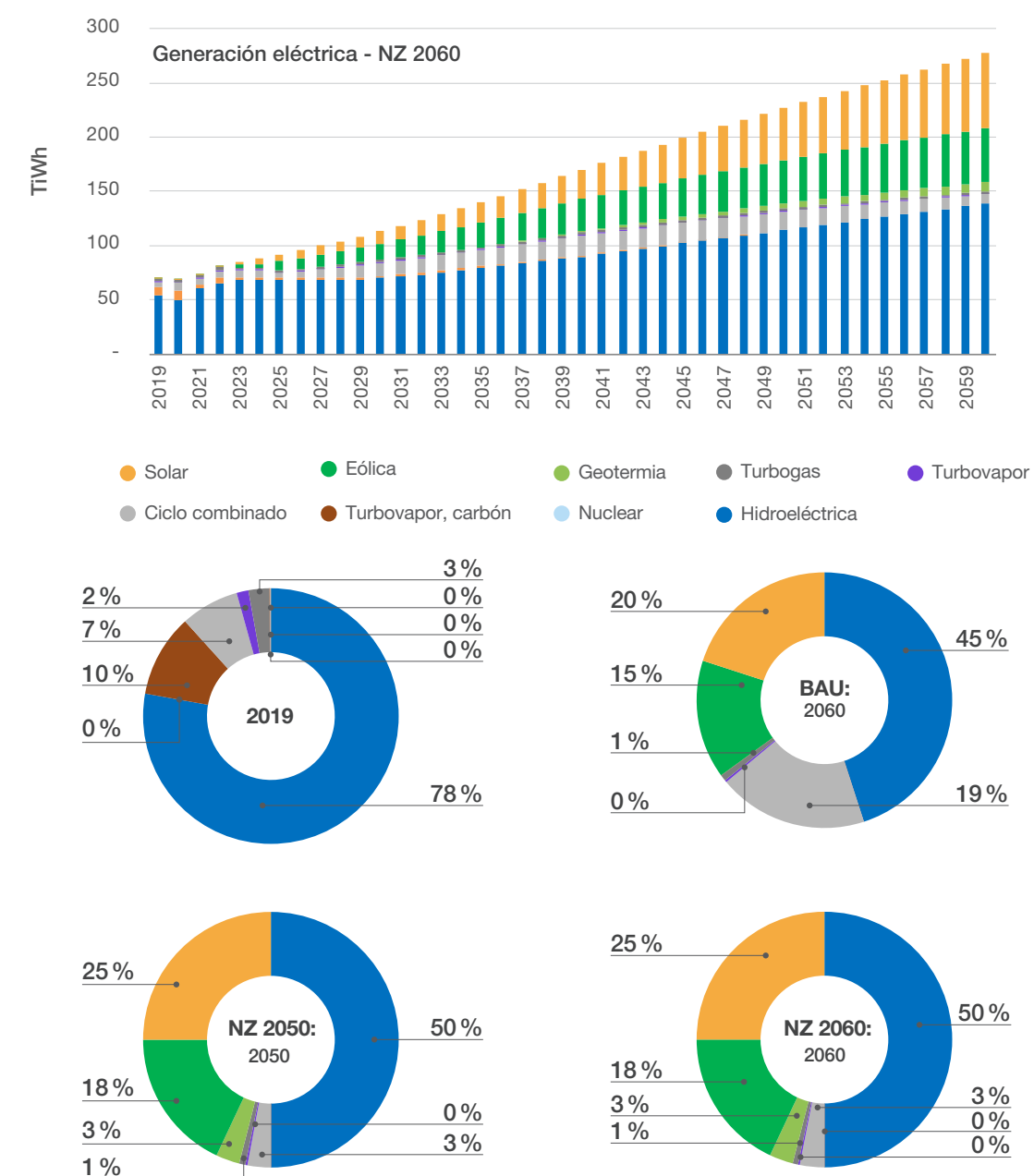
► Proyección de la generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 59 B

► Proyección de la generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)



Fuente: Elaboración propia.

3. Financiamiento de la transición energética

En el capítulo 3, 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 inversión, incluida una breve descripción de las premisas utilizadas para derivar los montos presentados en las secciones siguientes:

- 1. generación eléctrica (y las necesidades de redes eléctricas adicionales, así como también, medidas de flexibilidad);
- 2. electrificación del sector transporte carretero (inversiones en vehículos eléctricos y estaciones de carga);
- 3. medidas de eficiencia energética y electrificación de ramas y usos finales para los demás sectores;
- 4. uso de tecnologías del tipo captura y almacenamiento de carbono.



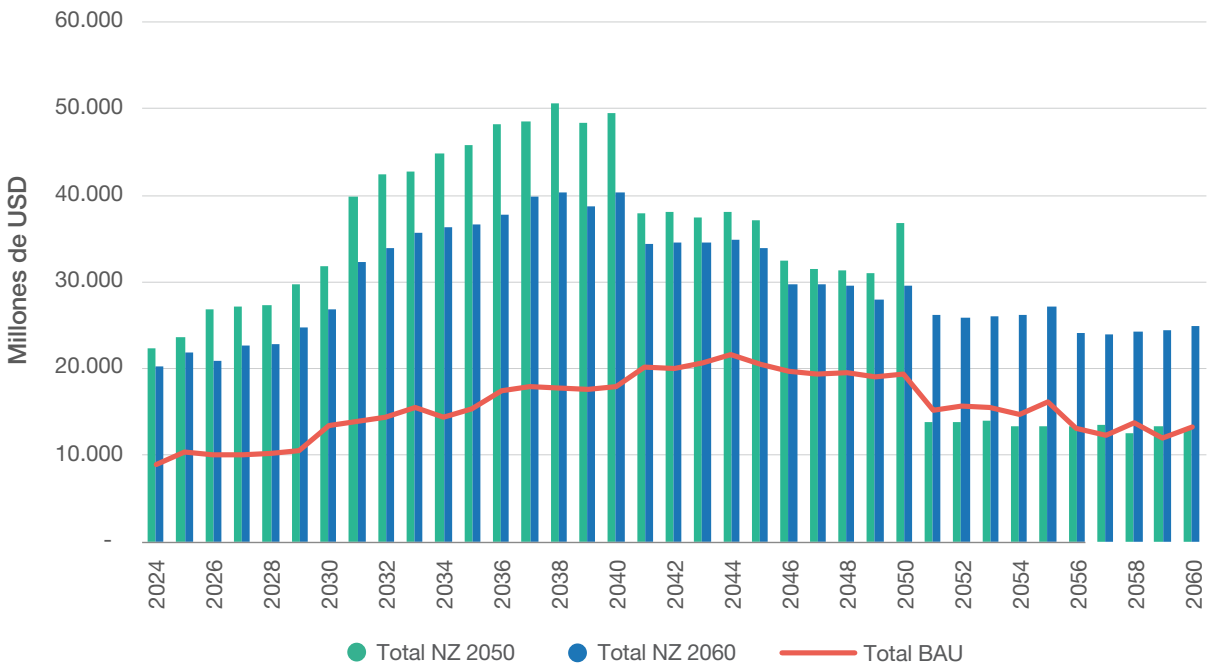
Inversiones totales

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 60 y 61 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 5 “Inversiones”, capítulo “Apartado metodológico y premisas”, informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

Gráfico 60

► Inversión estimada anual (millones de USD)



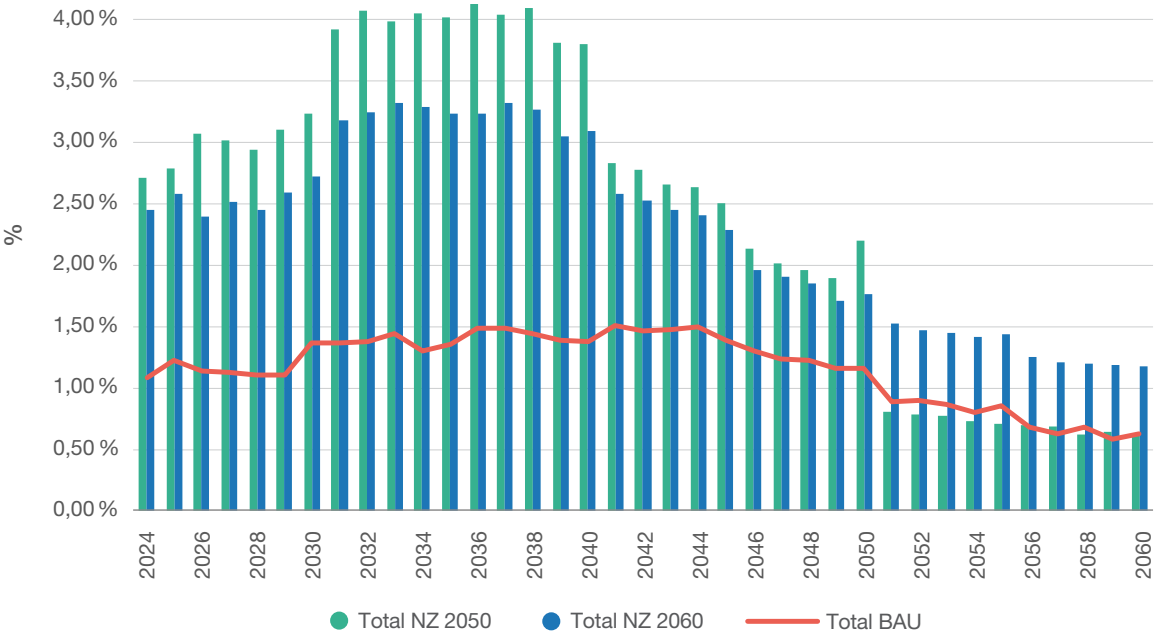
Fuente: Elaboración propia.

Las inversiones acumuladas en el período entre 2024 y 2050 son de aproximadamente USD 578.000 millones para el escenario BAU, USD 1.135 miles de millones para el escenario NZ 2050 y USD 1.104 miles de millones para el escenario NZ 2060.

Por año, se observan inversiones crecientes hasta el período entre 2035 y 2040 en los escenarios NZ y entre 2040 y 2045 en el escenario BAU y, a partir de ahí, inversiones decrecientes que son el reflejo de la disminución del costo unitario de algunas de las tecnologías de transición a largo plazo, en particular, los vehículos eléctricos. La inversión máxima anual en el escenario BAU es de aproximadamente USD 22.000 millones, mientras que asciende a aproximadamente USD 51.000 millones en el escenario NZ 2050 y a cerca de USD 40.000 millones en el escenario NZ 2060, lo cual significa casi una duplicación de las inversiones anuales en los escenarios NZ, además de una necesidad de adelantar el pico de inversiones en comparación con el escenario BAU. A partir de 2051, las inversiones del escenario NZ 2050 son menores y similares a las del escenario BAU.

Gráfico 61

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



Fuente: Elaboración propia.

El esfuerzo de inversión medido en porcentaje del PIB alcanza 1,5 % en 2036 en el escenario BAU, cerca de 4 % en el período entre 2032 y 2038 en el escenario NZ 2050 y 3,3 % en el mismo período en el escenario NZ 2060.

Se presenta a continuación las inversiones por tipo.



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 “Sector eléctrico”, apartado “Resultados y premisas por sector”, mediante el uso de precios de CAPEX proyectados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones⁴³;
- las inversiones en infraestructura y flexibilidad, que incluyen conceptos de redes inteligentes, baterías y modernización de centrales hidroeléctricas antiguas, estimadas en un 15 % adicional⁴⁴ 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 distribución⁴⁵;

⁴³ Tabla 9, *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

⁴⁴ 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*.

⁴⁵ Véase nuevamente el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

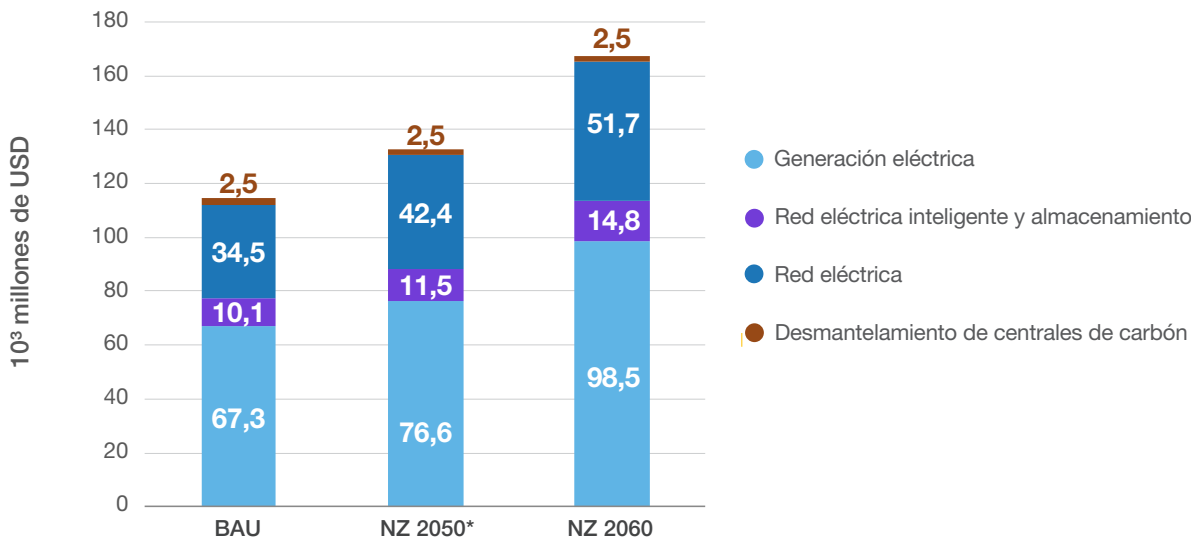
- la inversión necesaria estimada para la salida de funcionamiento de centrales carboneras antes del final de su vida útil (*stranded assets* o activos hundidos), se estimó utilizando el 50 % del CAPEX correspondiente a una nueva central térmica a carbón publicado por el NREL⁴⁶.

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 62

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



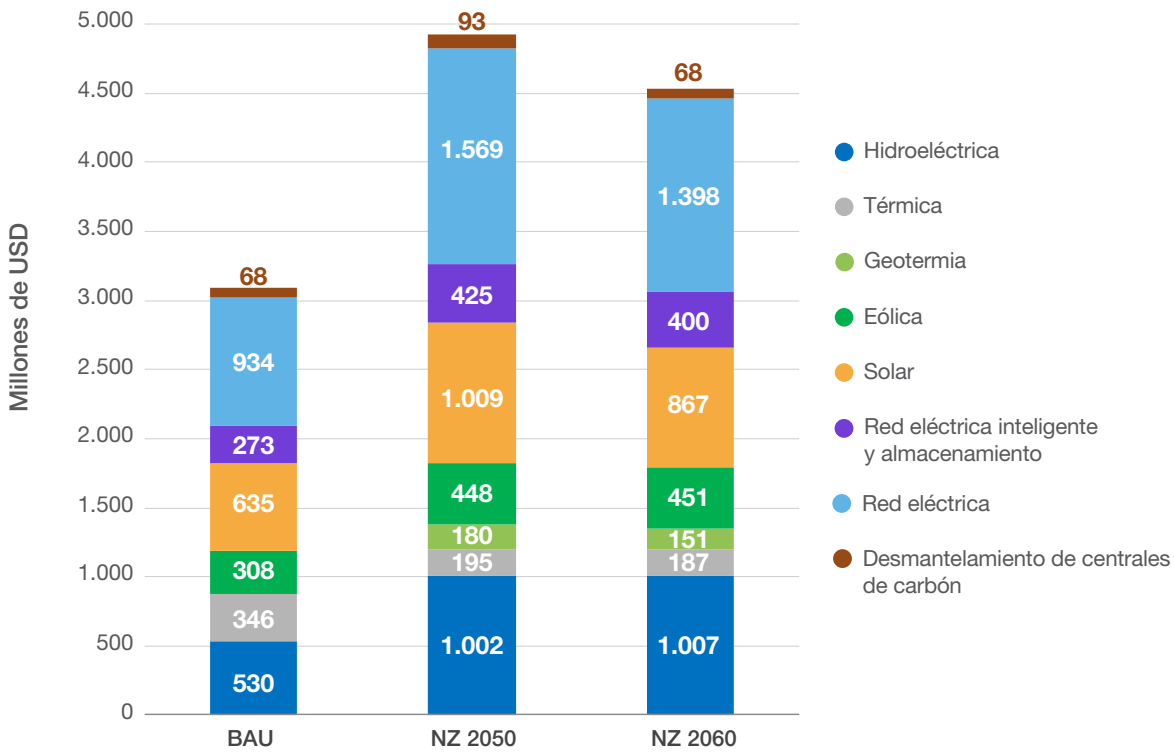
Fuente: Elaboración propia. *Las inversiones del escenario NZ 2050 corresponden al período entre 2024 y 2050, mientras que corresponden al período entre 2024 y 2060 en los demás escenarios.

46 Tabla 10, Transición Energética Justa / Premisas de proyección.

Las inversiones acumuladas correspondientes al sector eléctrico son de aproximadamente USD 114.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU, USD 124.000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050 y USD 158.000 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 63

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

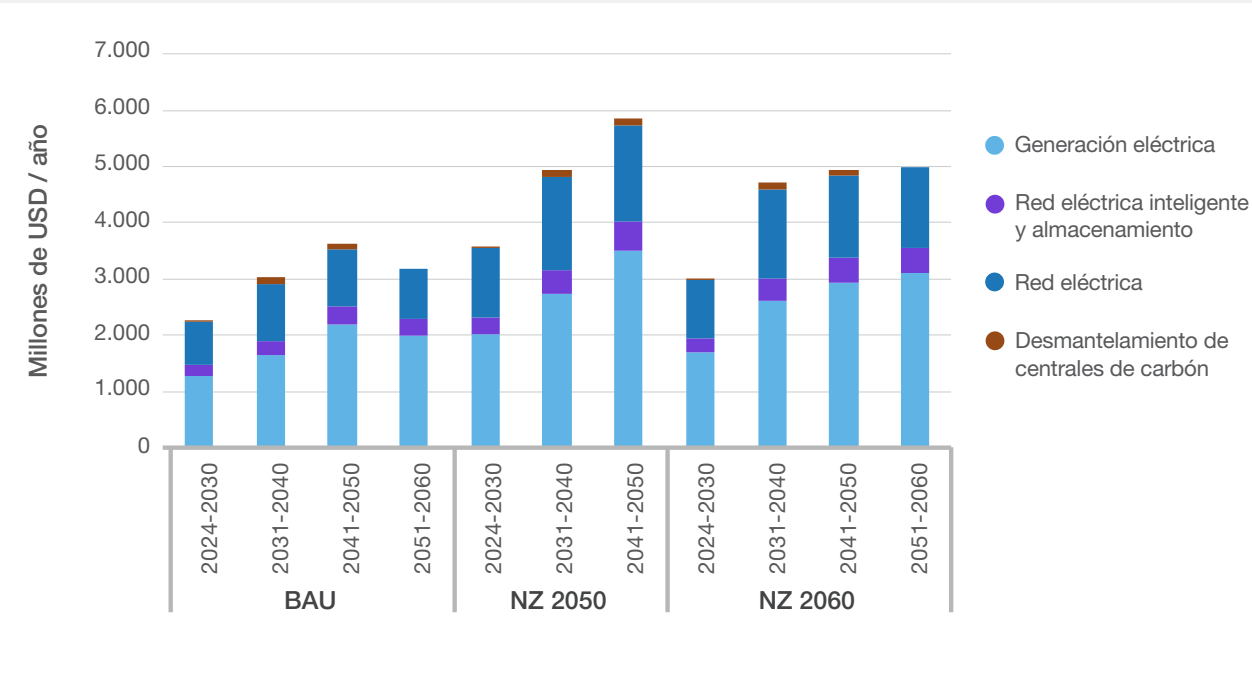


Fuente: Elaboración propia.

Por año (valor promedio), las inversiones necesarias son mayores en el escenario NZ 2050, con USD 4.922 millones. El escenario NZ 2060 sigue con USD 4.529 millones y, por último, el escenario BAU con USD 3.093 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 64

► 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 inversiones siguientes:

- sector transporte carretero, donde se estima la inversión total⁴⁷ en vehículos eléctricos (VE) e híbridos (VH) en función de los CAPEX unitarios proyectados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) y las cantidades de vehículos nuevos, así como en 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 consideró un *proxy*⁴⁸ 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)⁴⁹ que se plantea como opción para los sectores industriales con mayores emisiones de CO₂ y de difícil transformación.

El gráfico 65 presenta las inversiones acumuladas en el período de transición para cada escenario.

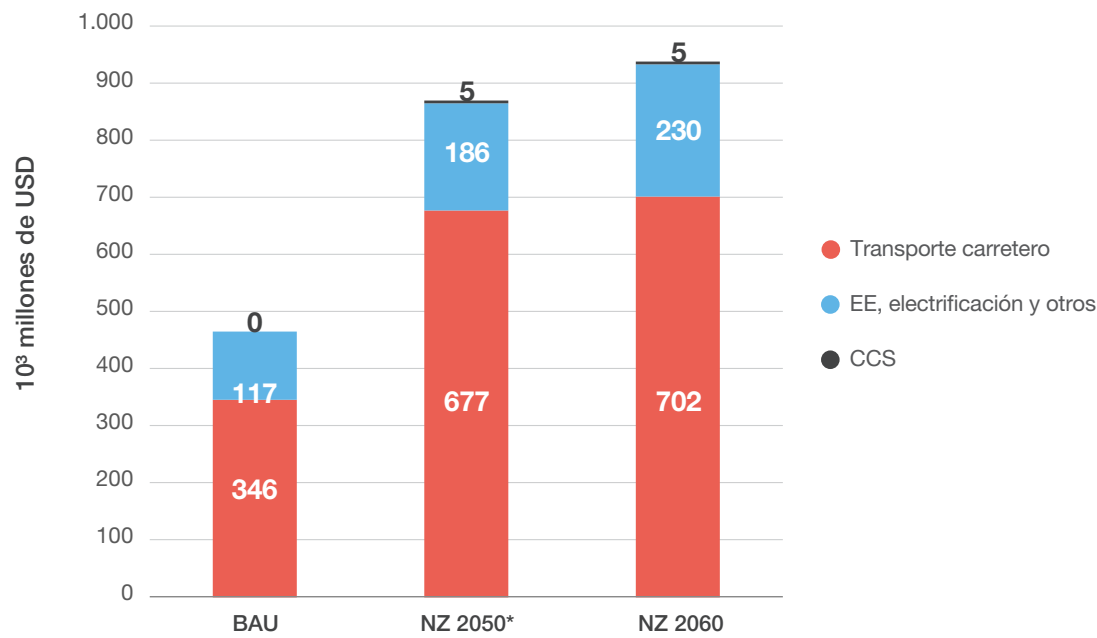
⁴⁷ Estas inversiones no contabilizan el reemplazo necesario de los VE al final de sus vidas útiles o el reemplazo anticipado de baterías.

⁴⁸ Este CAPEX equivalente por sector se estimó con base en un estudio realizado por el Comité de Cambio Climático (CCC).

⁴⁹ 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 65

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

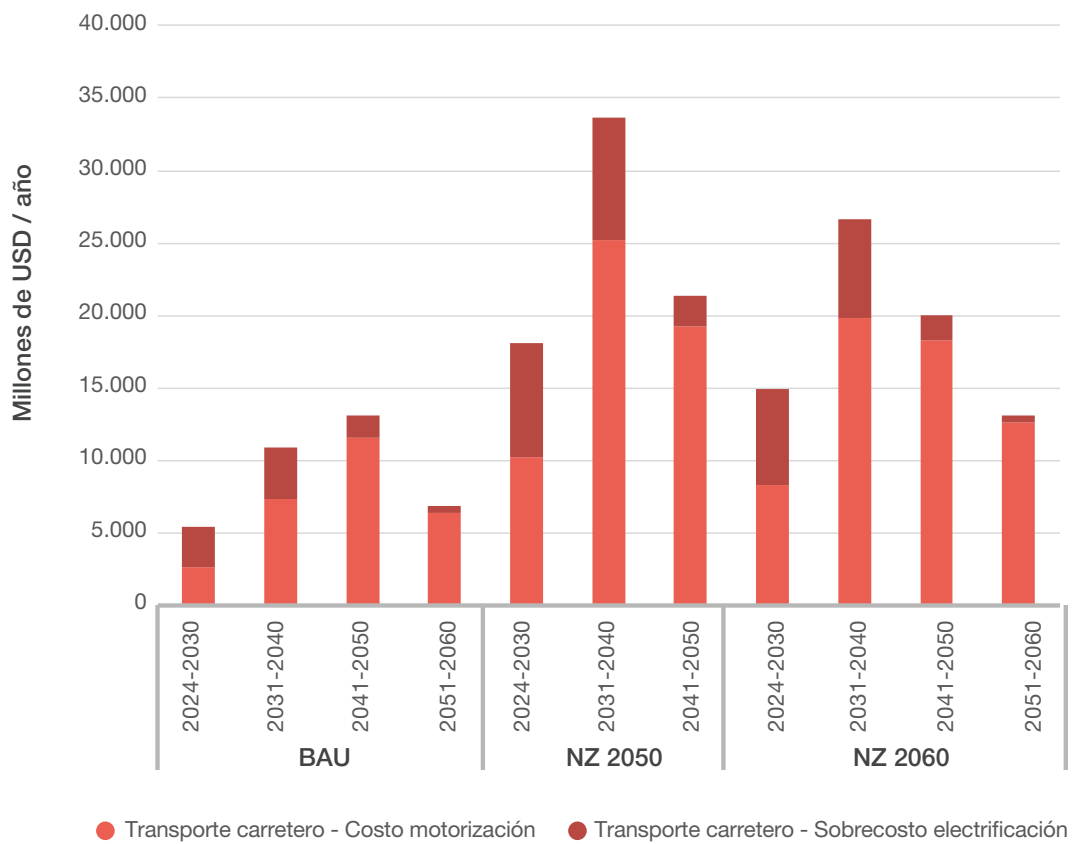


Fuente: Elaboración propia. *Las inversiones del escenario NZ 2050 corresponden al período entre 2024 y 2050, mientras que corresponden al período entre 2024 y 2060 en los demás escenarios.

Las inversiones acumuladas correspondientes a los usos finales son de aproximadamente USD 463.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU, USD 868.000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050 y USD 936.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario NZ 2060. Las inversiones correspondientes a transporte carretero suman aproximadamente entre el 75 % y el 80 % de estas inversiones si se contemplan las inversiones totales correspondientes a los 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 (véanse los gráficos 66 y 67, porción roja oscura correspondiente al sobrecosto de la electrificación).

Gráfico 66

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



Fuente: Elaboración propia.

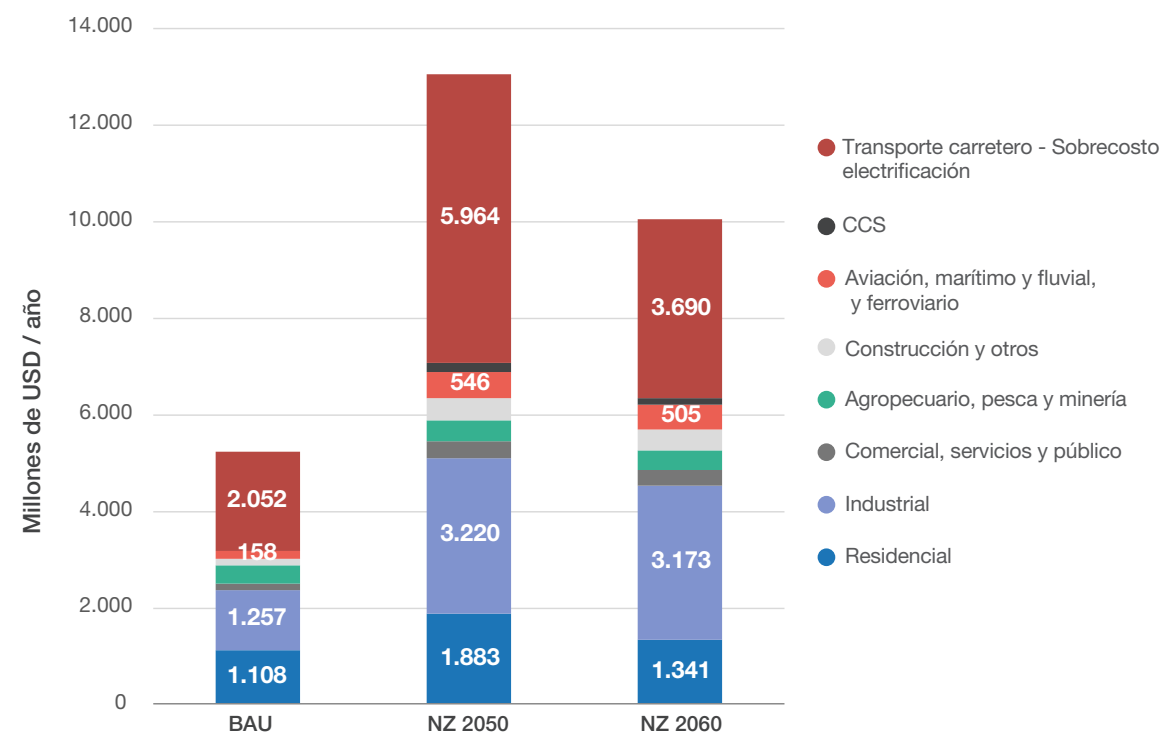
Es importante resaltar que todos los escenarios estudiados plantean una reducción a futuro del costo de los vehículos eléctricos de alrededor del 60 % en el período. Además, los escenarios contemplan un aumento de la motorización, que se refleja a través de la posesión de vehículos cada 1.000 habitantes tal 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 en el 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, por ejemplo, los de los vehículos autónomos compartidos que permitirían reducir, en parte, la cantidad total de vehículos y las inversiones asociadas.

El gráfico 67 presenta las inversiones por tipo, sin considerar el costo de la motorización.

Gráfico 67

► Usos finales: inversiones promedias 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, y el sector aviación, marítimo y fluvial, y ferroviario.

Entre las inversiones para usos finales de la energía destacan transporte carretero (vehículos eléctricos, híbridos, nuevos y estaciones de carga), medidas de eficiencia energética y sustitución de combustibles en los sectores industrial y residencial.

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	%	32 %	32 %	67 %	67 %
	Proporción de energía renovable en la generación de electricidad	%	86 %	80 %	96 %	96 %
E-2.1bis	Capacidad instalada de generación de energía renovable	GW	12,0	50,2	61,5	71,6
E-2.2	Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	TJ/ MUSD PPP 2017	2,4	1,3	0,9	0,9
E-2.3	Eficiencia de la conversión de energía	%	14 %	50 %	50 %	50 %
	Eficiencia de la distribución de energía	%	84 %	84 %	84 %	84 %
E-2.4	Intensidad energética por sector (Industrial)	TJ/ MUSD PPP 2017	3,7	3,0	2,3	2,1
	(Agropecuario, pesca y minería)		0,7	0,3	0,3	0,3
	(Servicios y comercial)		0,2	0,4	0,3	0,3
	(Transporte)		0,7	0,6	0,4	0,3
E-2.5	Intensidad energética del sector residencial	TJ/ 1.000 habitantes	5,1	7,4	5,2	5,8
E-2.6	Penetración de la electricidad en el sector transporte	%	0,1 %	12 %	45 %	44 %
E-2.7	Penetración del gas natural en el sector transporte	%	3 %	34 %	22 %	22 %
	Penetración del hidrógeno en el sector transporte	%	0 %	2 %	14 %	15 %
S-1.4	Uso de energía per cápita	TJ/1.000 habitantes	26,5	49,8	28,1	32,9
A-1.1	Emissiones de GEI por año, energía*	MtCO ₂ e	87	161	36	42

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



1. El entorno para la transición



Las proyecciones



Cuando se analizan los resultados de las proyecciones de la matriz energética de Colombia a largo plazo, se observa una mayor electrificación del consumo, una reducción de la demanda de combustibles líquidos (es decir, hidrocarburos refinados) y una suba leve 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 68

► Hoja de ruta: etapas

Etapa I - Preparación

Etapa II - Implantación

Etapa III - Desarrollo

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

- 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.

En este período, se destaca la inversión en eficiencia energética, generación renovable (en particular, solar y eólica) y red de transmisión asociada, y el inicio del retiro de las tecnologías altamente contaminantes (carbón y fueloil) y su reemplazo por electricidad o gas natural. En este período, se requieren inversiones en infraestructura de gas natural.

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 y 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.

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 con mayores emisiones de CO₂. 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.



Las implicancias para las políticas públicas



Colombia ocupa el puesto 88 en el *ranking* del índice de desarrollo humano, con un valor de 0,752 (indicador alto)⁵⁰. 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 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.

⁵⁰ El indicado del PNUD establece cuatro categorías, baja (menos de 0,55), media (entre 0,55 y 0,70), alta (entre 0,70 y 0,80) y muy alta (más de 0,80).

Etapa I - Preparación

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

- 1. Políticas públicas.** Mantener alineadas y actualizadas sus políticas energéticas a efectos de cumplir con la contribución determinada a nivel nacional a 2030. En 2021, Colombia presentó su Estrategia Nacional a Largo Plazo (E2050)⁵¹ a la CMNUCC⁵². La estrategia incluye diferentes escenarios y caminos hacia la descarbonización, alineados con el objetivo de cero emisiones netas de GEI para 2050. En 2023, la UPME presentó un Plan Energético Nacional (PEN) actualizado para el período entre 2022 y 2052⁵³ que contiene varios escenarios con diferentes caminos hacia la reducción de las emisiones de GEI. Existen también varios avances en términos de políticas de hidrógeno (hoja de ruta del hidrógeno en Colombia) que pueden permitir el desarrollo de regulaciones detalladas.
- El cumplimiento de las NDC permitirá acceder a mejores fuentes de financiamiento en el futuro; por lo tanto, los países deben reestimar sus objetivos considerando el concepto de transición energética justa, donde el plazo para llegar a una economía NZ y los niveles de vida digna deben ser compatibles.
- 2. Acceso.** Alcanzar la cobertura total de los servicios de electricidad y el acceso universal a cocina limpia, desplazando la leña (y otros combustibles de uso ineficiente y con altas emisiones de CO₂) en el sector residencial.
- Estas políticas deben incluir la sustitución de leña y carbón como fuente de energía por otras fuentes de energía más limpias en localidades rurales, en particular, en las zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia.

⁵¹ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>. Este documento define una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identifica las posibles vías para alcanzar emisiones netas cero en 2050.

⁵² Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

⁵³ https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

- 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.
- Colombia posee políticas y programas de eficiencia energética como se indicó en el diagnóstico; por lo tanto, las acciones se focalizan en promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores a fin de sacar de circulación equipos y automotores con 20 años de antigüedad, que tienen baja eficiencia y altos niveles de polución. Estos programas deben promover la mejora de aspectos constructivos para las viviendas existentes mediante el recambio de cerramientos y otros equipamientos.
- El desarrollo de programas para facilitar las inversiones en eficiencia energética, que —en muchos sectores— implican la adopción de tecnologías maduras, es una política que se puede aplicar en forma rápida para la instrumentación de la transición energética justa en Colombia.
- 4. 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.
- 5. 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).
- Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever establecer 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 mitigación⁵⁴.

⁵⁴ Es importante indicar que las señales de precios deben ser constantes en el tiempo para que sean efectivas; por lo tanto, el desarrollo de costos nivelados de mitigación podría ser otra alternativa.

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

- 6. Aspectos sociales.** Proponer esquemas de acuerdos socioambientales para viabilizar el desarrollo de las infraestructuras que utilizan recursos renovables en ciertas regiones geográficas. En este punto, se debe incluir el fortalecimiento de las regulaciones que permitan un mayor desarrollo de las energías renovables con foco en los aspectos socioambientales, en particular, en la zona norte del país (Guajira).
- 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 puedan ser amortizados sin sobrecostos.
- 8. Reconversiones.** Colombia es un país productor de petróleo, gas y carbón, y es exportador de petróleo y carbón. Reconvertir las economías regionales asociadas a las industrias extractivas sin grandes impactos sociales requiere que se comiencen los procesos de planificación regional y reconversión de las economías locales con un enfoque de transición energética justa en esta etapa.
- 9. Redes inteligentes.** Modernizar la infraestructura energética promoviendo 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. Se deben analizar los costos de la introducción de redes inteligentes en los consumos bajos y promoverlos como parte de la agenda de facilitación de la eficiencia energética.
- 10. Transporte.** Impulsar tecnologías limpias en el transporte, incluidos los vehículos eléctricos y su infraestructura de carga asociada, y la promoción de vehículos a gas natural (GNC y GNL) como combustible de transición para transporte de carga.

Colombia dispone de una Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME)⁵⁵ desde 2019 y de una Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (ENTS)⁵⁶ desde 2022, para incentivar el uso de vehículos cero emisiones tanto para transporte privado como público.

Las políticas de introducción de ferrocarriles eléctricos son también un mecanismo para acelerar la transición energética y reemplazar el transporte de cargas a combustibles líquidos. En consecuencia, se deben promover los estudios, las expropiaciones de trazas y las licitaciones para desarrollar estos proyectos.

La transición energética en Colombia se extenderá entre diez y veinte años después de 2050; por lo tanto, las tecnologías a gas tendrán tiempo de ser amortizadas.

- 11. Mercados.** Desarrollar los mercados secundarios del sector eléctrico. Focalizarse en la comercialización de electricidad y sus derivados financieros (futuros, *swaps*, opciones, etc.) para permitir 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.
- 12. Educación.** Promover políticas de educación sobre la transición energética a fin de desarrollar hábitos en la población respecto al consumo eléctrico. Durante esta etapa, se debe incluir la transición energética en todos los niveles educativos y en campañas de concientización a la sociedad.

⁵⁵ <https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Estrategia-Nacional-de-Movilidad-Elctrica-enme-minambiente.pdf>

⁵⁶ <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Etapas II - Implantación

En la segunda etapa, se darán las mayores inversiones.

- 1. Políticas públicas.** Desarrollar los planes de transición a NZ detallados 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 bancarias que incentiven la transición energética y los impuestos al carbono deberían impulsar estas inversiones.

Promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores con foco en los automotores (camiones y autos), dado el avance que se espera en el desarrollo y precio de los vehículos eléctricos.
- 3. Subsidios y precios.** Mantener subsidios para las personas con necesidades energéticas insatisfechas y diseñar precios que internalicen los costos ambientales y de remediación.
- 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 recambio de unidades con altas emisiones de CO₂.

Profundizar las regulaciones para permitir la masificación de la generación con energías renovables.

Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever establecer 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 tecnologías de CCUS a efectos de reducir incertidumbres para estos negocios.

- 5. Aspectos sociales.** Proponer esquemas de acuerdos socioambientales para viabilizar el desarrollo de proyectos de hidrógeno y tecnologías de CCUS.
- 6. Combustibles de transición.** Mantener la inversión en el sector gasífero y promover el GNC y GNL en el transporte como mecanismo para asegurar el desmantelamiento de parte de la cadena de valor de hidrocarburos en la última etapa.
- 7. Reconversiones.** Iniciar los esquemas de financiamiento de las políticas que se hayan definido para reconvertir las economías regionales.
- 8. Redes inteligentes.** Consolidar la infraestructura energética promoviendo 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), sin desconsiderar la generación distribuida.
- 9. Transporte.** Impulsar tecnologías limpias en el transporte, incluyendo vehículos eléctricos y su infraestructura de carga asociada, y la promoción de vehículos de carga a GNL como combustible de transición.

Implementar el transporte 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 tecnologías de CCUS⁵⁷.

⁵⁷ Se están proponiendo varios proyectos piloto para el financiamiento de hidrógeno y tecnologías de CCUS; sin embargo, estos mecanismos buscan permitir el incremento de la cantidad de fondos a través del desarrollo de las tecnologías. Aquí se propone el financiamiento de tecnologías ya desarrolladas.

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 bancarias que promueven la transición energética y los impuestos al carbono deberían impulsar estas inversiones.

Promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores, con foco en todos los equipamientos que utilicen combustibles líquidos.
- 2. Subsidios y precios.** Mantener subsidios para las personas con necesidades energéticas insatisfechas.
- 3. Regulaciones.** Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever el establecimiento de los impuestos al carbono con efectos altamente prohibitivos, de manera que incentiven la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.
- 4. Reconversiones.** Asistir financieramente a aquellas regiones que no pudieron desarrollar planes consistentes para su reconversión a fin de facilitar nuevos negocios y emprendimientos privados.
- 5. Transporte.** Impulsar tecnologías limpias en el transporte, hidrógeno y eléctricos, y su infraestructura de carga asociada.

Implementar los transportes por ferrocarriles eléctricos, el transporte eléctrico o a hidrógeno de carga y pasajeros.
- 6. Nuevas tecnologías.** Promover la adopción masiva de las nuevas tecnologías.

2. La hoja de ruta

Se plantearon tres etapas para el desarrollo de la hoja de ruta. 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. En la tabla 13, se exponen las políticas por temática y acción esperada.

La fase de debate está focalizada en conceptualizar, junto con los países, la implicancia 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 gente 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		- Emitir planes detallados para la TEJ.	- Ajustar los planes de TEJ con los plazos en los que se cumpla con los niveles de vida digna.	
Acceso	- Continuar con el desarrollo e implementación de los programas para llevar soluciones limpias combinando GNL y energías renovables a las zonas interconectadas. - Promover esquemas de financiamiento internacional para viabilizar la conexión (electrificación rural). - Alcanzar un acceso universal a cocina limpia y electricidad.			
Eficiencia energética	- Diseñar, financiar e implementar las políticas de recambio de electrodomésticos (refrigeradores, aires acondicionados, congeladores y otros). -Diseñar y buscar el financiamiento para reemplazar vehículos comerciales antiguos de muy baja eficiencia. -Promover los estudios para la reconversión empresarial en temas de eficiencia energética.		- Continuar con las políticas de recambio, incluyendo todo tipo de electrodomésticos. - Promover planes para reemplazar vehículos comerciales y particulares de baja eficiencia.	
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. - Reducir el aporte del estado. - Proponer mejoras en el esquema de subsidios entre estratos.	- Modificar las normas de soporte de los subsidios. - Implementar nuevos mecanismos de subsidios. - Proponer mejoras en el esquema de subsidios entre estratos.	- Focalizar los subsidios en los habitantes con necesidades energéticas insatisfechas.	
Desmantelamiento de plantas a carbón	- Analizar el sistema de precios internos y proponer los mecanismos para alinear precios y costos.	- Modificar las regulaciones mediante la introducción de un mecanismo de precio que refleje paulatinamente los precios de mercado. - Modificar las regulaciones mediante la introducción de modificaciones al sistema de subsidios.	- Internalizar en forma creciente los costos de remediación en los precios de los combustibles, ya sea a través de impuestos a las emisiones o certificados de comercialización de emisiones.	
Tarifas de los servicios públicos	- Proponer las regulaciones necesarias que permitan tarifas desacopladas para la remuneración de las empresas.	- Establecer tarifas desacopladas.	- Internalizar las inversiones en mitigación y adaptación en las tarifas.	

Política	Entre 2024 y 2025		Entre 2026 y 2030	Después de 2040
Regulaciones	- Continuar con las políticas de incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión en energía renovable y eficiencia energética. - Promover regulaciones bancarias que incentiven los préstamos asociados con la transición energética (fuentes renovables y combustibles de transición).		- Promover regulaciones para favorecer los vehículos eléctricos e híbridos 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 las tecnologías de CCUS a efectos de reducir incertidumbres para estos negocios.	- Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever el establecimiento de impuestos al carbono con efectos altamente prohibitivos, de manera que incentiven la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.
Aspectos socioambientales para el desarrollo de proyectos	- Fortalecer las regulaciones que permitan un mayor desarrollo de las energías renovables con foco en los aspectos socioambientales, en particular, en la zona norte del país (Guajira).			
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 uso de GNC y GNL en el transporte como mecanismo para asegurar el desmantelamiento de parte de la cadena de valor de hidrocarburos en la última etapa.		
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 planes estratégicos de mitigación del impacto de la TEJ en los sectores que no han logrado su reconversión.
Desmantelamiento de plantas a carbón		- Financiamiento del desmantelamiento de las plantas de generación a carbón. - Establecer regulaciones para desmantelar las plantas a partir de 2030.	- Promover la sustitución del carbón en los sectores industriales en donde sea posible.	

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Desmantelamiento de plantas a fueloil		- Establecer regulaciones para dismantelar las plantas a fueloil que queden operativas.		
Desarrollo de redes inteligentes (AMI)	-Analizar los mecanismos de integración de redes inteligentes y financiamiento internacional que permitan una mejor administración del sistema en su conjunto.	- Introducir la medición inteligente.		
Integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento	- Estimar las necesidades de almacenamiento a largo plazo para integrar grandes cantidades de energías renovables como complemento del almacenamiento hidroeléctrico.	- Diseñar mecanismos de remuneración de los servicios provistos por el almacenamiento para facilitar su desarrollo.		
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 en producción. - Introducir mercados de derivados para todos los segmentos de la energía.		

Trabajos citados

 EUROSTAT. (2021). Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households

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*.

UPME. (2019). *Balance de Energía Útil*.

UPME. (2020). *Plan Energético Nacional - La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*. Bogotá: UPME.

UPME, IREES, TEP, Corpoema. (2019). *Primer Balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Pérdidas Energéticas Relacionadas y la Brecha de Eficiencia Energética*.



caf.com



scioteca.caf.com



[CAF.America.Latina](https://www.facebook.com/CAF.America.Latina)



[CAF](https://www.linkedin.com/company/CAF)



[AgendaCAF](https://www.instagram.com/AgendaCAF)



[AgendaCAF](https://twitter.com/AgendaCAF)



[CAFenVideo](https://www.youtube.com/CAFenVideo)