



olade

ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

OsieLAC

Sistema de
información
Energética de
Latinoamérica
y el Caribe

**PANORAMA ENERGÉTICO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE
2024**



olade | ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

**PANORAMA ENERGÉTICO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE
2024**

CONTENIDO

1

EVENTOS RELEVANTES 2023

11

1. Institucional
2. Hidrocarburos
3. Electricidad
4. Eficiencia energética
5. Fuentes renovables
6. Minerales críticos
7. Energía y ambiente
8. Género y energía
9. Integración, cooperación y complementación energética
10. Reconocimientos, eventos y convenciones

2

PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES Y FUENTES DE INFORMACIÓN

35

3

METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES

39

4

ESTADÍSTICAS E INDICADORES ENERGÉTICOS AGREGADOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y DEL MUNDO

47



Argentina



Barbados



Belize



Bolivia



Brasil



Chile



Colombia



Costa Rica



Cuba



Ecuador



El Salvador



Grenada



Guatemala



Guyana



Haití



Honduras



Jamaica



México



Nicaragua



Panamá



Paraguay



Perú



República Dominicana



Suriname



Trinidad & Tobago



Uruguay



Venezuela

6

LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA 2023

277

1. Institucional
2. Género y energía
3. Electricidad
4. Hidrocarburos
5. Fuentes renovables
6. Energía y ambiente
7. Eficiencia energética
8. Convenios internacionales, cooperación, integración e interconexiones

7

AVANCES 2024 ALC Y PAÍSES MIEMBROS

297

1. Resumen Panorama Energético 2024
2. Eventos relevantes (enero a junio 2024)
3. Información estadística países
4. Acciones de género y energía para la región
5. La electromovilidad en América Latina y el Caribe
6. Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe
7. Legislación, regulación y política energética (enero a junio 2024)

8

PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

417

1. Introducción
2. Aspectos metodológicos
3. Detalle de la prospectiva por subregiones
4. Conclusiones

9

EXPERIENCIAS EXITOSAS EN ALC

473

1. Bolivia
2. Ecuador
3. Jamaica
4. Paraguay
5. Uruguay

10

ANEXOS Y BIBLIOGRAFÍA

491

1. Acrónimos y Abreviaturas
2. Factores de Conversión
3. Bibliografía



ANDRÉS
REBOLLEDO
SMITMANS

Secretario Ejecutivo
olade



Eventos climáticos extremos como sequías, huracanes, e inundaciones, se han hecho mucho más frecuentes e intensos debido al calentamiento global, por lo cual crece la urgencia de acelerar los esfuerzos de mitigación del cambio climático, mediante la reducción de las emisiones de carbono a la atmósfera. De hecho, en la recientemente COP29 los países desarrollados se comprometieron a canalizar fondos para la transición energética de los países en desarrollo por un valor de 300 billones de dólares anuales hasta el año 2035.

Con ello, se facilitaría implementar en los países de la América Latina y el Caribe (ALC), programas de descarbonización mucho más profundos que incluyan además de las energía renovables convencionales y no convencionales, el uso de vectores energéticos de última generación como el hidrógeno verde o de bajas emisiones y sus derivados como el amoníaco verde y los combustibles sintéticos; a la vez que medidas más eficaces de eficiencia energética como la electromovilidad, etiquetaje, e incentivos al uso de equipos eficientes de consumo.

Los países de ALC, no son indiferentes a esta urgencia y han establecido sus políticas, metas y hojas de ruta, para contribuir a mitigar el cambio climático, siendo uno de los mecanismos, la transición de sus sistemas energéticos, hacia el uso de fuentes de energía limpia o de bajas emisiones y a promover el incremento en el uso racional y eficiente de la energía. Sin embargo, esta transición debe ir de la mano de la seguridad energética y la garantía del suministro como objetivo principal, por lo que es válida la complementariedad con otros recursos energéticos que cada país disponga, como es el caso del gas natural, que al ser abundante en la región y de relativamente bajo factor de emisiones de CO₂, se lo considera como un energético de transición en la descarbonización del sector.

Para la elaboración de sus agendas energéticas, los países de la región requieren contar con estadísticas e información actualizada y confiable, que permita analizar las tendencias de la demanda y oferta de energía, y su correspondencia con los objetivos y las metas establecidas de mitigación y adaptación al cambio climático, de manera que las autoridades energéticas nacionales, puedan tomar oportunamente las decisiones que conlleven a mantener, acelerar, o si es necesario corregir los rumbos.

En este sentido, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), mantiene actualizada su Plataforma de Información Energética de América Latina y el Caribe (sieLAC) con datos históricos disponibles a la fecha para el período entre 1970 y 2023; y con base a información proporcionada por los países, elabora anualmente el “Panorama Energético de América Latina y el Caribe” que en la presente edición contiene un compendio de las cifras más relevantes del sector energético de sus 27 países miembros, para el período de 2000 a 2023.

El presente Panorama contiene además:

- i) avances de cifras de año 2024 de algunos países,
- ii) datos de inflación energética mensual de ALC,
- iii) información de los avances en materia de género y energía,
- iv) sección de eventos relevantes acaecidos en los dos últimos años en el sector energético regional,
- v) descripción de experiencias exitosas en energía de algunos países,
- vi) monitoreo de la evolución de la electromovilidad en la región y
- vii) capítulo de prospectiva donde se presentan escenarios de desarrollo energético hasta el año 2050.

Andrés Rebolledo
Secretario Ejecutivo
OLADE



ARGENTINA	Ministerio de Economía	Pablo Ronco
BARBADOS	Ministry of Energy, Small Business and Entrepreneurship	Claire Best
BELICE	Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities	Ryan Cobb Geon Hanson
BOLIVIA	Ministerio de Hidrocarburos y Energías Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético	Carlos Alberto Echazu Sebastian Carla Vanessa Reque Montealegre
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	Esdras Godinho Ramos
CHILE	Ministerio de Energía	Rubén Guzmán Quintana Haschly Bastidas
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Johanna Castellanos Iván Darío Gómez
COSTA RICA	Ministerio de Energía y Ambiente Sistemas de Información Sectorial Secretaría de Planificación Sector Ambiente y Energía Ministerio de Energía y Ambiente	Francine Solera Jorge Pérez
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Ministerio de Energía y Minas	Alvaro Vega Cristian Ligña Gina Moreta
EL SALVADOR	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Mario Salvador Ramírez
GRENADA	Ministry of Infrastructure Development Public Utilities, Energy, Transport & Implementation	Terah Antoine
GUATEMALA	Unidad de Planeación Energético Minero Ministerio de Energía y Minas	Gabriel Armando Velásquez
GUYANA	Guyana Energy Agency	Mahender Sharma Rosshanda Bagot
HAITÍ	Ministry of Public Works, Transport and Communication	Robert Altidor

HONDURAS

Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES)

Jorge Cárcamo
Lesvi Montoya de Izcano
Angela Gabriela Diaz Rios

Secretaría de Energía

JAMAICA

Ministry of Science Energy & Technology

Denise Tulloch
Kemmehi Lozer

MÉXICO

Secretaría de Energía (SENER)

Velvet Rosemberg Fuentes

NICARAGUA

Ministerio de Energía y Minas

Manuel Flores
Douglas Lechado
Indiana León
Carlos Sánchez

PANAMÁ

Secretaría de Energía

Rosilena Lindo
Stella Escala
Carlos Iglesias
Abdiel A. Pérez Tejedor

PARAGUAY

Viceministerio de Minas y Energía,
Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
(VMME-MOPC)

Gustavo Cazal
Tamatia Coronel
Daniel Puentes
Hugo Ramirez

PERÚ

Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

Alan Campos
Daniel Paz
Luis Vilchez

REPÚBLICA DOMINICANA

Ministerio de Energía y Minas

Peter Agustin Santana Ciprian
Yamilet Mejia Soto

SURINAME

Ministry of Natural Resources

Valerie Lalji

TRINIDAD Y TOBAGO

Ministry of Energy and Energy Industries

Timmy Baksh
Adaffi Edwards

URUGUAY

Dirección Nacional de Energía
Ministerio de Industria, Energía y Minería

Ignacio Casas
Alejandra Reyes

VENEZUELA

Ministerio del Poder Popular de Petróleo

Ronny Romero
Luis José Olivares Ramírez
Joelmi F. Pérez Ramírez



1. EVENTOS RELEVANTES 2023



1. INSTITUCIONAL

La Secretaría de Energía de **Argentina** aprobó el primer Plan Nacional de Transición Energética al 2030, en el que se profundiza la importancia de impulsar un sector hidrocarburífero más limpio y eficiente, abastecedor de energía, vector de empleo y generador de divisas, que aporte a la transición energética regional y global por medio de la exportación de recursos menos intensivos en emisiones, como el gas natural. Entre las metas cuantitativas al 2030 se establecen: la disminución de las emisiones del sector energético para no exceder la emisión neta de 349 millones de toneladas de CO₂ equivalente para toda la economía como establece la Contribución Nacional Determinada (NDC por sus siglas en inglés) presentada por Argentina en octubre de 2021 en el marco del Acuerdo de París; reducir mediante medidas de Eficiencia Energética y uso responsable de la energía al menos un 8% la demanda energética; superar el 50% de renovables en la generación eléctrica, alcanzar una penetración de autos eléctricos del 2% del parque de vehículos; alcanzar los 1,000 MW de generación distribuida renovable; aumentar la Red de transmisión eléctrica de alta tensión en 5,000 km de nuevas líneas, entre otras. Adicionalmente, como parte del Plan Nacional de Expansión del Transporte Eléctrico al 2035, se aprobó el lanzamiento de los siguientes planes: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión, Plan de Readecuación de Estaciones Existentes del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, Plan de Readecuación de Estaciones Transformadoras Existentes de 132 kV, Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

En el marco del Plan de Trabajo Trienal 2023-2025 **Brasil** lanzó el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) que incluye 65 acciones, para los próximos tres años, de las cuales 32 ya están en marcha. Una de las prioridades del plan se centra en definir un marco jurídico-regulatorio nacional para este tema.

El Ministerio de Energía de **Chile** presentó la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética, documento que considera una serie de acciones dirigidas a habilitar la descarbonización acelerada del sector eléctrico en sintonía con los objetivos de largo plazo trazados y consensuados a través de la Política Energética Nacional y la Ley Marco de Cambio Climático. Para el despliegue de las primeras 10 medidas se consideran los siguientes cuatro ámbitos de acción: Promoción del almacenamiento; Mitigación de riesgos a suministradores; Flexibilidad operacional; y Acciones Políticas, Regulatorias y Obras Urgentes.

La Secretaría de Energía de **Honduras**, presentó la Guía de Relacionamiento Comunitario para Proyectos de Energía, documento con el que se busca mejorar el fortalecimiento de las relaciones con la comunidad, el bienestar de las personas y el ambiente en proyectos energéticos. Este nuevo instrumento enumera los pasos a seguir para establecer canales de comunicación horizontales asertivos, y lograr consensos entre las partes involucradas en proyectos de energía. Asimismo, establece e implementa lineamientos y mecanismos que permiten una relación anticipada y continua entre múltiples actores, para garantizar que los proyectos de energía en el país se sustenten en el marco de las normas y estándares nacionales e internacionales, pero especialmente, bajo acciones participativas y consensuadas; en atención a los derechos, deberes e intereses comunes de todas las personas y sectores interesados. El documento de uso público será de obligatorio cumplimiento para las autoridades, desarrolladores de proyectos, comunidades y todas las personas naturales y/o jurídicas que se vean involucradas en un proyecto de energía en el territorio nacional. Adicionalmente, la Secretaría de Energía presentó, ante diferentes sectores de la sociedad, el Programa de Autosostenibilidad Mediante Usos Productivos de la Electricidad (PAMUPE), centrado en articular los proyectos productivos con soluciones de electrificación eficientes que generen bienestar social y agreguen valor, fomenten los encadenamientos y respondan a las demandas de los mercados locales, regionales, nacionales y /o internacionales, incrementando la gobernanza en el sector energético.

2. HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

En enero de 2023 **Argentina** alcanzó el mayor volumen de producción de petróleo registrado desde 2008 con un total de 626.6 Mbbl / día, lo que representó un incremento de 9.9% en relación al mismo mes del año 2022. En particular, el petróleo no convencional logró la marca de los 289.8 kbbl / día, se trata de una producción un 29.9%



superior al volumen del mismo mes del 2022. Los pozos no convencionales suministraron el 45% de la producción total de petróleo y el 39% de la producción total del gas. En el caso del petróleo se produjeron 284.4 kbbl /día, esto es un incremento del 30.8% respecto al mismo período del año anterior. Para el caso del gas no convencional extraído, enero 2023 generó 50.2 Mm³, una cifra 11% por encima de la de enero del 2022. La producción de petróleo fue récord durante todo el 2023. En octubre de 2023 se volvió a marcar un nuevo hito de producción de petróleo, siendo la más alta de los últimos 17 años. Se produjeron en todo el país 662 kbbl / día con un aumento del 22% si se lo compara con los valores de 2021. Por su parte Vaca Muerta continuó batiendo récords históricos de producción, en septiembre de 2023 con 305,000 barriles diarios registró la mayor producción de petróleo en la formación. El petróleo no convencional de la formación representó un aporte decisivo para redondear una producción de petróleo total para la provincia de Neuquén del orden de los 336,000 barriles diarios. Por su parte, en materia de gas natural, el mes de agosto de 2023 registró un nuevo récord de producción para Vaca Muerta con 67.8 Mm³/día. Además, en el mismo mes se verificó otro récord para la producción total de gas, que fue de 144.4 Mm³/día, el mayor volumen de producción mensual de gas desde julio de 2019.

La Agencia Nacional de Petróleo (ANP) informó que la producción media de petróleo y gas natural de **Brasil** alcanzó en 2023 el récord de 4,344 Mbep / día, un 11.69% más que en 2022, llegando por primera vez a una producción media superior a los cuatro millones de barriles diarios. La producción brasileña de petróleo en 2023 fue de 3,402 millones de barriles por día (Mbbl / día), un 12.57 % superior a la de 2022 (3,022 millones de barriles diarios), mientras que la de gas natural alcanzó los 150 Mm³ / día, cerca de un 8.7% superior a la del año anterior (138 millones de metros cúbicos diarios). En este contexto se alcanzó en 2023 el mayor volumen de reservas probadas de petróleo desde 2015, como resultado de los nuevos descubrimientos en el Presal, con un total de 15,900 millones de barriles probados, un 7% más que en 2022. Se trata del mayor volumen de reservas de petróleo en Brasil desde los 16,200 millones de barriles calculados en 2014. La ANP, reportó que el volumen de reservas actuales garantiza el nivel de producción nacional para los próximos 13 años. También se informó que, en el 4o ciclo de la OPC, se adjudicaron 192 bloques exploratorios, en todas las nueve cuencas que tenían áreas en oferta, lo que constituye un número récord en las licitaciones realizadas hasta la fecha en esta modalidad. El récord anterior se registró en el 3er Ciclo, cuando fueron rematados 59 bloques. Además, en 2023 entraron en operación cuatro FPSOs (Unidades Fluctuantes de Producción, Almacenamiento y Transferencia) todas operadas por Petrobras: Alte. Barroso con capacidad de 150 bbl / día y 6 Mm³ de GN/día Offshore en el Campo de Búzios e Tambuatá, Anita Garibaldi con capacidad de 80 kbbl / día y 7 Mm³ de GN/día Offshore Campo de Marlim y Voador, Anna Nery con capacidad de 70 kbbl / día y 4 Mm³ de GN/día, y Sepetiba con capacidad de 180 kbbl / día y 12 Mm³ de GN/día Offshore Campo de Mero.

Perú informó el inicio de operaciones plenas de la Nueva Refinería de Talara (NRT) que procesará hasta 95 mil barriles de petróleo por día para abastecer al país de gasolinas, diésel de bajo azufre y GLP. Este megaproyecto cuenta con 16 unidades de procesamiento completamente nuevas, entre ellas las de Craqueo Catalítico Fluidizado y Flexicoking, que permitirán aprovechar los residuos para producir combustibles y productos de alto valor en el mercado. Adicionalmente se inició en la NRT la producción de biodiésel B5 menor a 50 ppm (partes por millón) de azufre, la que se incrementará gradualmente hasta alcanzar su máxima capacidad de 41,000 barriles por día. La planta HTD es una de las tres nuevas unidades de hidrot ratamiento con las que cuenta el nuevo complejo de refino para producir diésel con menos de 50 partes por millón de azufre, en línea a la normativa legal vigente para preservar la calidad del aire y la salud de la población.

2.2 Petróleo y derivados

Bolivia anunció dos nuevos descubrimientos de gas y petróleo en Santa Cruz, Yarárá X2 y Remanso - X1, ambos frutos del plan de exploración en los pozos Yarárá. En el proceso de perforación se atravesó la Formación Petaca B con resultados exitosos confirmando la acumulación de hidrocarburos, de un nuevo campo con recursos estimados en 0.7 trillones de pies cúbicos de gas y 52 millones de barriles de líquidos.

En **Brasil**, Petrobras anunció la decisión de ajustar su estrategia comercial para la fijación de los precios del gasóleo y la gasolina, sustituyendo la actual política de precios de los combustibles comercializados por sus refinerías. Desde entonces, la estrategia comercial de la empresa utiliza referencias de mercado como: el costo alternativo del cliente, como valor a ser priorizado en la fijación de precios a priorizar y el valor marginal para la empresa. El costo alternativo del cliente contempla las principales alternativas de suministro, ya sean de proveedores del mismo producto o de productos sustitutos, mientras que el valor marginal para Petrobras se basa en el costo de

oportunidad dadas las diversas alternativas de la empresa, incluyendo la producción, importación y exportación del producto en cuestión y/o del petróleo utilizado en la refinación. El cambio fue motivado por la necesidad de proporcionar una mayor previsibilidad y estabilidad en los precios de los combustibles, alineando los intereses económicos de la empresa con las expectativas sociales y económicas de Brasil. La nueva política pretende reducir la frecuencia de los ajustes de precios, que antes se hacían casi instantáneamente en respuesta a las variaciones del mercado internacional. Con la revisión, los ajustes son más espaciados y menos sensibles a las fluctuaciones bruscas del precio del petróleo en el mercado exterior y del tipo de cambio.

Perú informó la suscripción del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, realizada entre Petroperú y Perupetro, hito que representa el retorno de la empresa estatal al upstream. El proyecto contará con una producción inicial de 10 mil barriles diarios de crudo que serán procesados en la Nueva Refinería de Talara. Petroperú será operadora del Lote 192 durante 30 años, con la meta de restablecer la actividad petrolera e invertir en nuevos proyectos que permitan incrementar la producción, a tales efectos se espera una inversión mínima de US\$ 638 millones en 20 Pozos de Desarrollo más 1 Pozo Exploratorio en el mediano plazo. Cabe señalar que el Lote 192 es el de mayores reservas probadas en la selva peruana.

2.3 Gas natural

En **Argentina** en mayo de 2023 el volumen de gas no convencional de la formación Vaca Muerta alcanzó los 57.3 millones de metros cúbicos diarios, lo que representó un incremento interanual del 10.7% y un crecimiento del 11.1% respecto del mes de abril marcando un nuevo récord de producción. En agosto de 2023 se produjeron en todo el país 144 Mm³/día de gas alcanzando valores de agosto de 2019. Con una producción de 89 Mm³/día, que implicó un aumento intermensual del 7%, y una variación positiva interanual e interbiana del 10% y el 30% respectivamente, se logró la mayor participación histórica de producción no convencional de gas natural sobre la producción total del país (62%), impulsada por la puesta en operación del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, que permitió aumentar la capacidad del transporte desde la cuenca Neuquina. En este contexto se inauguró en la Provincia de Neuquén, el nuevo oleoducto Sierras Blancas – Allen que amplía la capacidad de transporte desde Vaca Muerta a refinerías y puntos de exportación. La obra de 100 millones de dólares, 105 km de extensión y 16 pulgadas de diámetro permitirá incrementar en 125 mil barriles diarios la evacuación de crudo desde la formación. El oleoducto constituye la primera inversión financiada en su totalidad por capitales privados en materia de midstream en la cuenca. A partir de esta obra todas las operadoras activas en Vaca Muerta podrán transportar su producción hasta la red del oleoducto Oldelval, lo que viabilizará la ampliación en la escala de los proyectos de extracción de crudo no convencional. También se inauguró la Primera Etapa del Gasoducto Productivo, que cuenta con una extensión de 320 km (Casa de Piedra- Patquía- Chilecito) y beneficiará a 14.8 mil personas. Además, se inauguró el nuevo Gasoducto América en la provincia de Buenos Aires que, con una extensión de 72 km, une las localidades de Trenque Lauquen y América en el partido de Rivadavia. Adicionalmente en el marco de la ampliación del Gasoducto de la Costa se inauguraron los tramos Mar del Plata y Balcarce, lo que permitirá sumar a 13,000 nuevos usuarios al servicio de gas natural. La obra de ampliación se complementará con el montaje de una planta de compresión que permitirá potenciar la capacidad de transporte del ducto de la Costa.

YPFB de **Bolivia** anunció el hallazgo de 230 billones de pies cúbicos de gas (BCF) en el pozo Churumas-X2 en Tariquía, Tarija. Con este descubrimiento YPFB Chaco S.A. solicitó la declaratoria de comercialidad para el campo Churumas e inició la elaboración de un Plan de Desarrollo que contemplaría la intervención del pozo CHU-X2 con el fin de incrementar el intervalo productivo, la perforación de por los menos dos pozos delineadores del yacimiento y la construcción de infraestructura de producción y procesamiento de gas.

Brasil informó que están en marcha tres grandes proyectos que aumentarán el suministro de gas natural al mercado en los próximos años: la Unidad de Procesamiento de Gas Natural de la Ruta 3 (UPGN), proyecto de Petrobras con capacidad para procesar hasta 21 Mm³/día de gas rico, que incluye el gasoducto de salida de la Ruta 3 para transportar el gas natural producido en la zona presalina de la Cuenca de Santos; los proyectos Raia Manta y Raia Pintada del consorcio conformado por Equinor (operador), Repsol Sinopec Brasil y Petrobras, en el área de desarrollo de la concesión BM-C-33, ubicada en el área Presal de la Cuenca de Campos, que prevé producir gas natural y condensados (la FPSO tendrá una capacidad de producción de 16 Mm³/día de gas natural y el gasoducto asociado tendrá una capacidad de 14 Mm³/día, se destaca la solución tecnológica del proyecto, que cuenta con una estructura para procesar el gas natural en la propia FPSO, y el gas especificado fluye hacia tierra firme, a 200 km



de distancia); Proyecto de aguas profundas de Sergipe (SEAP) para la producción de petróleo y gas natural de la cuenca Sergipe-Alagoas que incluye dos FPSO cada uno con una capacidad de 120,000 barriles de petróleo al día, en cuanto al gas natural, un FPSO tendrá una capacidad de 10 millones de m³/día y el otro, 12 millones de m³/día, el flujo se realizará a través de un gasoducto de 134 kilómetros con una capacidad de 18 millones de m³/día. También se inauguró la primera termoeléctrica que utiliza gas natural extraído en el Presal. Con una potencia de 565,5 MW, la CTE Marlim Azul es capaz de suministrar electricidad a más de 2 millones de hogares. El proyecto está ubicado en el Complejo Logístico e Industrial de la ciudad de Macaé, en Río de Janeiro. Por otra parte, la ANP aprobó la creación del programa Estudios Geocientíficos para el Almacenamiento de Gas (PAG) que tratará de la actividad de almacenamiento subterráneo de gas natural (ESGN) para identificar y mapear oportunidades geológicas en áreas no contratadas propensas al almacenamiento subterráneo de gas natural. Tales estudios servirán como insumos para que la ANP pueda otorgar autorizaciones a los agentes regulados interesados en la realización de actividad de ESGN en estas áreas.

Perú informó que el Ministerio de Energía y Minas, a través del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), construyó más de 1,100 Km de redes de distribución de gas natural, permitiendo la conexión de 274,357 familias, en las regiones de Piura, Lambayeque, La Libertad, Cajamarca, Áncash, Lima, Callao e Ica. También en el marco de la implementación del Plan con Punche Perú, se reactivó la masificación de gas en la concesión Sur Oeste, mediante el programa Bonogas, lo que permitirá que 22,061 nuevos beneficiarios en las ciudades de Arequipa, Tacna, Moquegua e Ilo accedan al gas natural residencial. Además, durante el 2023, el programa BonoGas (que financia las conexiones internas de gas natural en hogares, comercios e instituciones de apoyo social) benefició a 80 mil hogares e inició su implementación en hospitales. Adicionalmente, en el ámbito vehicular, el programa Ahorro GNV, realizó la reconvención de 109,300 vehículos, superando la meta trazada para el 2023, en 9 regiones del país. Por otro lado, el programa Vale de Descuento FISE, benefició a 1,110,299 personas. En este escenario se realizó la primera conexión al gas natural del primer hogar, financiado por recursos del plan de reactivación Con Punche Perú, a través del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), en el sector Nuevo Horizonte del distrito La Esperanza, en la ciudad de Trujillo. Esta iniciativa tiene como objetivo concretar el tendido de 600 km de ductos para conectar al servicio de gas natural a cerca de 35,000 nuevas familias.

Con una inversión privada de 225 millones de dólares, se inauguró en República Dominicana, SIBA Energy, central termoeléctrica a gas natural ubicada en Boca Chica, provincia de Santo Domingo. Esta moderna planta inyectará energía al sistema mediante contratos a largo plazo con las empresas distribuidoras EDENORTE, EDESUR, y EDEESTE. La primera fase de la central termoeléctrica a gas natural está compuesta por 12 turbinas Titán con una capacidad nominal de 210 MW en su primera etapa de operación de ciclo abierto. Con el desarrollo del ciclo combinado alcanzará una capacidad de hasta 280 MW. Su alta disponibilidad, modularidad y rápida toma de carga permite a las unidades entrar en el sistema eléctrico en apenas 3 ó 4 minutos, lo que la habilita para atender los picos de demanda y falla de mantenimientos programados.

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo de Venezuela otorgó una licencia a la Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago (NGC por sus siglas en inglés) para la exploración y explotación de gas no asociado en el campo Dragón, ubicado en la península de Paria, estado Sucre. La referida licencia permitirá potenciar a Venezuela como exportador de gas, y en el desarrollo del parque petroquímico y del GNL a nivel mundial.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

En Argentina, con una inversión de 250 millones de dólares se puso en funcionamiento el ciclo combinado de la Central Térmica Ensenada de Barragán, que tendrá la capacidad de abastecer con 847 MW a la zona sur bonaerense. Asimismo, se inauguraron en Tucumán las Estaciones Transformadoras Los Nogales y El Manantial, que beneficiarán a 80,000 familias. Estas obras se complementarán con la construcción de una línea de Alta Tensión y la ET Leales, con una inversión total de más de 50 millones de dólares. También se inauguró la Línea de Alta Tensión Chamental-Olpas. La línea de simple Terna 132 KV requirió una inversión de USD 5,550,000 y con una extensión de 55 km beneficiará a 17,000 usuarios. Por otra parte, se inauguró la Estación Transformadora (ET)

25 de Mayo, obra estratégica para el transporte eléctrico de la provincia de Buenos Aires de 500/132/kV con una potencia instalada de 600 MVA que optimizará el suministro eléctrico y abastecerá la creciente demanda industrial de un total de 39 localidades, beneficiando a un millón de usuarios industriales, residenciales y comerciales de la región. Como obra complementaria también se construyó una nueva línea de 132 kV de 70 km de extensión entre 25 de Mayo y la localidad de Chivilcoy. Además, se activó la línea de Extra Alta Tensión en 500 kV Bahía Blanca – ET 500 kV Mar del Plata (Vivoratá), con 444 km de línea Extra Alta Tensión y la Estación Transformadora (E.T) de 500/132 kV en Vivoratá, que aporta 900 MVA de potencia de transformación al sistema. Esta obra también incluyó la construcción de 185 km en Doble Terna hacia la costa de Buenos Aires en 132 kV y la ampliación en Estación 500 kV Bahía Blanca. La obra beneficiará en forma directa a más de 1 millón de personas, incidiendo directamente en la mejora y confiabilidad del servicio eléctrico en las principales localidades de la costa atlántica.

En 2023, fueron adicionados 5,961 km de líneas de transmisión al sistema eléctrico de **Brasil**. Al SIN se le agregaron 15,695 MVA de capacidad de transformación, aumentando la seguridad y confiabilidad del sistema. En este contexto, en diciembre del 2023 el Sistema Eléctrico Brasileño alcanzó 185.129 km de líneas de transmisión, de las cuales cerca de 38% del total corresponden a clase de tensión de 230 kV y 39% a 500 kV. El Sistema Eléctrico Brasileño también alcanzó cerca de 453.5 GVA de capacidad de transformación instalada en las subestaciones de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, siendo adicionados 17,3 GVA en 2023. En la Red Básica se destacó la entrada en operación de LT 500 kV Xingu-Serra Pelada, circuitos 1 y 2, emprendimiento localizado en los estados de Pará e Tocantins, con 886 km de extensión, para reforzar el flujo de las hidroeléctricas de la Región Norte. También es importante destacar la interconexión de los sistemas aislados de Juriti/PA y Parintins/AM al SIN, lo que implica la reducción del consumo de diésel oil como combustible para centrales termoeléctricas. Al cierre de 2023, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica llegó a más de 225.2 GW lo que implicó un crecimiento de 9.6% en relación al 2022. Este incremento se dio básicamente por medio de fuentes eólica y solar, manteniéndose así una matriz eléctrica con predominancia de las fuentes renovables las que representan más del 85% del total. En el año 2023 se verificó una expansión récord de 10,324 MW en la generación de energía eléctrica centralizada, siendo 3,349 MW en el ambiente de contratación regulada (ACR) y 6,975 MW en el ambiente de contratación libre (ACL). De este total, cerca de 90% (9,332 MW) fue a partir de fuentes renovables (eólica, solar, biomasa e hídricas). El hito de expansión centralizada de 2023 fue para las fuentes eólica y solar en la Región Nordeste del país, las que juntas adicionaron 6,919 MW al sistema, aproximadamente el 67% del total de la expansión. Con relación a la fuente térmica, se destacó la conclusión de la UTE Marlim Azul, con 565.5 MW, a gas natural, en la ciudad de Rio de Janeiro, lo que representó el 46.5% del total de la expansión de esta fuente. El récord se alcanzó tras el inicio de operaciones comerciales de 51 unidades generadoras, que sumaron 1.9 GW a la capacidad instalada del país. En total, en 2023 entraron en operación 291 proyectos; la mayor cantidad (140) corresponde a parques eólicos, que produjeron 4,919 MW, siendo responsables del 47.65% de la expansión de la matriz. En segundo lugar, se sitúan las 104 nuevas plantas solares fotovoltaicas, que generaron 4,070.9 MW. Sumado a estas, 33 termoeléctricas, 11 pequeñas centrales hidroeléctricas y 3 centrales hidroeléctricas.

En **Chile** se inauguró la segunda fase de la Red Eléctrica del Norte (REDENOR), iniciativa que conecta la Región de Arica y Parinacota con la de Tarapacá, y es clave para la transmisión de energías limpias en la zona. Esta segunda etapa, contempla una nueva línea 2x220 kV entre subestación NPA - Pozo Almonte, una nueva línea de 2x200 kV entre subestación Nueva Pozo Almonte - Cóncores y una nueva línea 2x220 kV entre subestación Estación Nueva Pozo Almonte- Parinacota. El proyecto, que se encuentra 100% operativo, considera 276.5 Kilómetros de línea 220 kV, 610 torres, 5,000 toneladas de estructura de acero, 2,000 km de cable conductor, y se compone de una Subestación con tecnología HIS.

En **Colombia**, fueron declarados en operación comercial los siguientes proyectos: la Subestación La Loma 110 kV y las líneas de transmisión La Loma - El Paso y La Loma - La Jagua, obras que permiten mejorar la continuidad en la prestación del servicio, ya que eliminan la condición radial de la red en esta zona, quedando con dos vías de suministro en cada caso (adicionalmente, viabilizan capacidad de transporte para la conexión de generación, en este caso con renovables); el proyecto Atlántico STR que comprende obras en las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio y líneas asociadas a 110 kV, permitiendo reducir la programación de generación de seguridad de manera local y mejorar la confiabilidad y seguridad en el departamento del Atlántico; la etapa 1 del proyecto La Marina STR, que comprende la subestación La Marina y la reconfiguración de la línea El Bosque - Chambacú para ingresar a subestación La Marina, ubicada en Bocagrande, Cartagena, lo que permite mejorar la confiabilidad y seguridad en Cartagena, y reducir los sobrecostos debido a restricciones de red; y la



línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 kV y el segundo transformador 500 / 220 kV – 450 MVA en la subestación Bolívar.

El Salvador informó que la capacidad instalada en el mercado eléctrico nacional al 31 de diciembre del 2023 ascendió a 3,007.16 MW, significando un 5.53% superior a la capacidad instalada a la misma fecha de 2022. La generación de energía eléctrica neta nacional durante el año 2023 (8.16 TWh) se incrementó en un 15.48% con respecto a la generación del 2022 (7.07 TWh). El 60.87% de esa generación fue con recursos renovables.

En **México** se inauguró la subestación eléctrica de potencia del Proyecto Metro-Energía, que moderniza el sistema que suministra energía eléctrica a las Líneas 1, 2 y 3 del Metro. La obra implicó la construcción de tres edificios (en 5,505 m²) para albergar cuatro transformadores de potencia, una subestación encapsulada (GIS) de 230 kV, interruptores de 15 kV y tableros de protección, control y medición. Además, se construyó un Edificio de Control de Energía para supervisar las líneas 1, 2 y 3. También se erigió una subestación aislada en gas SF6 con siete bahías, interconectando cuatro transformadores de potencia de 60 MVA con la Red Nacional de Transmisión, con una capacidad total de 240 MVA. Se añadieron 75 interruptores de 15 kV para servicio de alumbrado y potencia para trenes, junto con subestaciones rectificadoras para las líneas 1, 2 y 3 del Metro.

Se inauguró en **Perú**, en la región de Junín el proyecto de transmisión eléctrica Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y Subestaciones Asociadas, importante iniciativa, que atenderá la creciente demanda doméstica e industrial en las regiones de Lima, Junín y Huancavelica y permitirá fortalecer la transmisión de energía eléctrica en beneficio de más de 12 millones de personas. Este proyecto, a más de viabilizar el crecimiento y fortalecimiento de la red de transmisión de 500 kV del Sistema Energético Integrado Nacional (SEIN), posibilitará la conexión de nuevas líneas del Plan de Transmisión, robusteciendo la red para proyectar futuras interconexiones internacionales hacia el eje Ecuador, Colombia, Brasil, Chile y Bolivia.

Con la inauguración del medidor inteligente un millón, en una casa del barrio Malvín de Montevideo, **Uruguay** llegó a dos tercios de los hogares beneficiados con este avance de tecnología digital para la medición del consumo eléctrico que prevé alcanzar la totalidad a fines de 2024.

3.2 Universalización de la energía

En el marco del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), la Secretaría de Energía de **Argentina** finalizó las obras correspondientes a tres mini redes de generación fotovoltaica en la provincia de Jujuy con una inversión de más de 4 millones de dólares. Las obras corresponden a los parajes rurales de Catua, El Toro y San Juan Quillaques, que se encuentran habitados por comunidades originarias del pueblo Atacama en la puna jujeña y aislados del interconectado eléctrico. Estas plantas de generación renovable, que abastecerán de energía eléctrica de forma ininterrumpida a parajes aislados, cuentan con acumulación en banco de baterías de litio hierro fosfato, lo que permite abastecer de suministro eléctrico por las noches. A su vez, cuenta con un respaldo a diésel para cubrir la demanda en caso de condiciones desfavorables para la producción de energía. La distribución cuenta con alumbrado público y un medidor para cada usuario. Su diseño cubre una demanda eléctrica similar a la de un usuario urbano, consistiendo en promedio por día en 426 kWh para Catua, 443 kWh para El Toro, y 182 kWh para San Juan Quillaques.

Brasil reanudó Luz para Todos, programa de acceso universal a la electricidad que en 2023 alcanzó la meta de 64.5 mil familias atendidas y cumplió 20 años llevando energía a 18 millones de personas. También se inauguró, la Línea Tucuruí, que interconecta ciudades de Amazonas y Pará al Sistema Interconectado Nacional (SIN) brindando acceso a energía eléctrica generada por fuentes limpias y renovables. Las líneas tienen una longitud de 480 km – 3.8 km cruzan el río Amazonas y 4.5 kilómetros cruzan canales en Parintins - partiendo de Oriximiná (PA). Adicionalmente se firmó la orden de servicio que finalmente conectará Roraima al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con esta medida se reemplazarán plantas termoeléctricas y se garantizará energía confiable, limpia y renovable. Actualmente, Roraima es la única, entre las 27 unidades de la federación, que está aislada del sistema. En este escenario la Comunidad Yanomami recibió kits de paneles fotovoltaicos con baterías para el suministro de electricidad a las unidades de atención médica.

En 2023, **Guatemala** electrificó a aproximadamente, 19,000 nuevos hogares, con lo que se alcanzó un 90.39% de cobertura eléctrica a nivel nacional.

En el marco del cumplimiento de la Política de Acceso Universal a la Electricidad en **Honduras** (PAUEH), se inauguró el proyecto de cooperación trilateral (GIZ, Brasil, Unión Europea), Energía y Luz para la Vida—Yu Raya, con el que se impulsará la electrificación en una zona focalizada de más de 100 viviendas en La Mosquitia hondureña. El proyecto tiene como objetivo mejorar la sostenibilidad en los proyectos de electrificación social en el país y será implementado en la comunidad de Sirsirtara, Puerto Lempira. También en el pueblo Misquito del municipio Brus Laguna, Departamento Gracias a Dios, se inauguró una planta de generación de energía solar que beneficiará a más de 14 mil habitantes con subsidio total para la factura eléctrica. El proyecto cuenta con 741 paneles solares, con un sistema fotovoltaico de 400 kW y una capacidad de almacenamiento de energía de 420 kW, que garantiza el servicio a la comunidad. Esta obra social fue ejecutada a través del Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados (PERLA) que, impulsa la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Adicionalmente en Copán, se inauguró un proyecto de electrificación en el municipio de San Antonio, Dolores, como parte del paquete de 9 proyectos de electrificación para 2023 en ese departamento, que beneficiará a 20 mil personas de la zona.

Nicaragua alcanzó el 99.37% de cobertura eléctrica, como resultado de la implementación de gran cantidad de proyectos de electrificación. Específicamente en el mes de octubre se inauguraron 22 proyectos, atendiendo 31,820 habitantes de 6,094 viviendas, y se construyeron 84.61 km de redes de distribución.

Perú informó que, en el 2023, se concluyó la ejecución física de 18 proyectos de electrificación rural, que permitieron electrificar 607 localidades y beneficiar a más de 64 mil habitantes de las regiones de Áncash, Ayacucho, Cajamarca, Cusco, Huánuco, Junín, La Libertad, Loreto, Pasco, Piura y San Martín. Entre las obras concluidas, destacan la Ampliación de redes de distribución eléctrica en la provincia de Ayabaca, en Piura, y la Electrificación integral de la provincia de Santiago de Chuco. Adicionalmente con el fin de cerrar las brechas de electrificación rural, se implementó el aplicativo informático DGER + Electrificación rural, con el que, a través de los Gobiernos Subnacionales, se identificaran las vivienda que no cuentan con servicio de electricidad para que posteriormente la DGER formule, financie y ejecute proyectos de electrificación rural.

República Dominicana informó la implementación del proyecto de extensión de redes convencionales en el sector Los Pajones, del municipio El Factor de la provincia María Trinidad Sánchez, que beneficiará con la mejora del servicio eléctrico a 57 familias de escasos recursos de esta comunidad. La obra, cuenta con una extensión de redes de mil 940 metros de media y baja tensión de línea, 37 postes de luz, 18 lámparas tipo led de 250 W y 40 acometidas eléctricas para viviendas; obra de electrificación rural en beneficio de 86 familias de Piedra Grande, en El Seibo. El proyecto cuenta con una extensión de 5,300 metros de mediana tensión y baja tensión de línea, 72 postes, 25 lámparas LED de 250 W, 58 acometidas eléctricas para las viviendas y una potencia instalada de 142.5 KVA. También se inauguró en La Culebra, distrito municipal Vicentillo de la provincia El Seibo un proyecto de electrificación que consta de 4,500 metros de redes, 58 postes, tres transformadores y 14 lámparas para alumbrado público instalados en beneficio de 25 familias que habitan la zona. Además, se dotó de energía eléctrica estable y de calidad a la comunidad Batey 1 Don López en Hato Mayor, beneficiando a 47 familias de una población de 235 habitantes. El proyecto de electrificación cuenta con una extensión de 2,550 metros de línea de mediana y baja tensión, 40 postes de luz, 8 lámparas tipo LED de 250 W, 38 acometidas eléctricas para viviendas y una potencia instalada de 37.5 KVA. Asimismo, en la comunidad de Sabana Real, provincia Independencia, se inauguró un proyecto de electrificación rural en beneficio de más de 81 viviendas y 11 comercios, mediante la instalación de una nueva planta de energía solar. La microcentral solar tiene una potencia máxima de 55.2 kWp y una capacidad de almacenamiento de 245.7 kWh en baterías de litio, lo que asegura que puede proporcionar electricidad durante dos días sin depender de fuentes externas. La electricidad se distribuye a través de 1,800 metros de cables con diferentes voltajes y cinco transformadores que ajustan los niveles de voltaje según las necesidades de los usuarios. Por otra parte, en el municipio de Higüey, provincia La Altagracia, se implementaron proyectos de electrificación de viviendas y bombas sumergibles alimentadas por paneles solares que proporcionarán energía limpia para las actividades esenciales y productivas de 1000 habitantes comunitarios. Se instalaron paneles fotovoltaicos con una potencia total de 10,395 kWp para 27 viviendas en El Aguacate y El Valle de los Algarrobos, junto con 27 inversores, baterías, reguladores y lámparas solares fotovoltaicas. En Chacaro, se instaló una potencia de 9,625 kWp para 25 viviendas, con la misma cantidad de paneles solares, baterías, inversores, reguladores y lámparas solares fotovoltaicas. Además, nueve pozos fueron electrificados con energía verde, con una capacidad total de 29.26 kWp en localidades como Jina



Jaragua, Chinchin, Amacey I, Casa Sombra, La Cruz y El Aguacate, beneficiando a 775 residentes. También se inauguró una extensión de redes eléctricas en Andrés Boca Chica, incluyendo la rehabilitación y extensión de redes en La Altagracia y Los Tanquecitos. Esta extensión consta de cinco postes de 1,500 metros de media tensión, con un transformador de 37.5 KVA. Se instalaron 52 acometidas y siete lámparas LED de 250 W.

3.3 Movilidad Sostenible

Se inauguró en **Brasil** el Laboratorio de Hidrógeno y Combustibles Avanzados (H2CA), primera planta piloto instalada en el país para producir combustible de aviación sostenible (SAF, acrónimo en inglés de Sustainable Aviation Fuels). Las instalaciones forman parte de la cooperación Brasil-Alemania para el Desarrollo Sostenible, a través del Proyecto H2Brasil, en conjunto con el Instituto SENAI de Innovación en Energías Renovables (ISI-ER). La expectativa se centra en aumentar la producción de Syncrude, aceite sintético desarrollado en el Instituto SENAI de Innovación en Energías Renovables, de 200 ml/día hasta 5 litros/día para ser transformado en SAF. El SAF se obtendrá a partir de la glicerina, un coproducto de la industria del biodiesel con alto valor energético, pero actualmente infrautilizado en Brasil o exportado a bajo precio de mercado. Además de apoyar la producción y aplicación de combustibles sostenibles para la Aviación en el país, el objetivo es estudiar y evaluar parámetros operativos en la obtención de Queroseno Sintético. También se espera que el laboratorio funcione como unidad de pruebas para la industria aeronáutica brasileña. El QAV producido, según las instituciones involucradas, será certificado por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) y tendrá sus procesos optimizados en el tiempo para satisfacer las necesidades de la industria.

Chile presentó la Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad, documento que contiene las medidas para dar impulso al uso de esta tecnología, pilar fundamental para alcanzar la carbono neutralidad a 2050. El referido instrumento plantea propuestas concretas al 2026 para masificar el uso de la movilidad eléctrica en el corto y mediano plazo, incluyendo entre sus ejes el impulso del transporte público, y la infraestructura de carga para que las empresas migren hacia esta tecnología. Por otra parte, más de 156 instituciones se adhirieron a la sexta versión del Acuerdo Público Privado por la Electromovilidad 2023-2024, en el contexto de la Feria Experiencia E, en el Espacio Riesco.

Como parte de las acciones desarrolladas para seguir impulsando la movilidad eléctrica, la Secretaría Nacional de Energía de **Panamá** lanzó una novedosa herramienta que ayuda a usuarios a realizar la transición de vehículos hacia modelos eléctricos. La herramienta disponible vía web facilita la decisión de compra de vehículos eléctricos a partir de criterios técnicos y económicos.

Paraguay presentó su Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico (PMME), propuesta que cuenta con una amplia solvencia técnica y recoge importante información del sector transporte.

Se inauguró en **Perú** la segunda electrolinera de carga rápida, ubicada la estación de servicio San Pedro, en el distrito de Mala, provincia de Cañete, afiliada a la red de Petroperú. El cargador eléctrico, implementado por la empresa Enel X Way, ofrece hasta 60 kW de potencia para una carga rápida (no más de 30 minutos) y simultánea, permitiendo que dos vehículos sean cargados al mismo tiempo.

Uruguay informó que, en el marco del programa Subite Buses, dirigido a promover la electromovilidad mediante el otorgamiento de beneficios no reembolsables para la incorporación de minibuses u ómnibus 100% eléctricos en todo el país, se entregaron unidades a cuatro intendencias del interior: Maldonado, Salto, Tacuarembó y Flores.

3.4 Energía nuclear

Nucloeléctrica **Argentina** S.A. (NASA), llevó adelante la reparación del reactor de la Central Nuclear de Atucha II, el que retornó a servicio el lunes 28 de agosto de 2023, volviendo a entregar energía a la red eléctrica, tras finalizar con éxito su proceso de reparación. La intervención en el reactor se llevó a cabo utilizando herramientas y procedimientos de ingeniería diseñados y fabricado íntegramente en el país.

En la Sexagésima Séptima Reunión Ordinaria de la Conferencia General del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), **Bolivia** presentó los avances del Programa Nuclear Boliviano, alcanzados como resultado del

Programa de Cooperación Técnica mediante el cual la OIEA ha brindado soporte en diferentes áreas. El gobierno de Bolivia en su informe enfatizó su objetivo de promover, dirigir, ejecutar proyectos y difundir el uso pacífico y apoyar a los sectores de la industria, la salud, agricultura, alimentación, agua y cualquier otro sector que así lo requiera. En ese contexto, se informó sobre la construcción del primer Reactor Nuclear de Investigación, que será el reactor nuclear más alto del mundo ya que estará ubicado sobre los 4,000 metros sobre el nivel del mar, en la ciudad de El Alto. Con el acompañamiento del Organismo Internacional de Energía Atómica y la participación de **Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, Jamaica, México y Perú**, se realizó en Lima la “Reunión regional para debatir una metodología para elaborar un plan regional para satisfacer la demanda de productos de reactores nucleares de investigación”. Los 9 Estados participantes en este encuentro conforman la red regional para promover un mejor aprovechamiento de la utilización de sus reactores y mejorar el acceso y la satisfacción de la demanda regional, en virtud de los productos y servicios que generan.

4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Brasil lanzó el Portal de Eficiencia Energética del MME, dedicado a recopilar información sobre acciones, proyectos y políticas en materia de eficiencia energética, que contribuyan a mejorar la transparencia y estimulen sinergias entre acciones de diferentes agentes vinculados al tema. También se iniciaron dos nuevos proyectos piloto de Redes de Aprendizaje en Eficiencia Energética (RedEE). En el sector industrial, con más de 300 proyectos en desarrollo y más de mil industrias registradas, se lograron significativos avances en la implementación del Programa PotencializEE, que provee apoyo técnico a pequeñas y medianas empresas industriales para mejorar la eficiencia energética. Adicionalmente, en el ámbito de los trabajos del Comité de Gestión de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética, con el apoyo de la iniciativa Unidos por la Eficiencia (U4E/PNUMA), se completó el Proyecto “Marco Nacional para Acelerar la Eficiencia Energética y Reducir las Emisiones en Refrigeradores Comerciales en Brasil”.

El Ministerio de Energía de **Chile** lanzó la campaña de eficiencia energética “Está en tus manos” que busca fomentar la eficiencia energética y el uso de energía más limpia, como parte del esfuerzo que está realizando el país para combatir el cambio climático.

Ecuador informó que, en el marco del Proyecto “Sustitución de Acondicionadores de Aire de Consumo Energético Ineficiente en la Provincia de Galápagos – PAAG”, cuyo objetivo principal, es reducir el consumo de energía en el sector residencial del archipiélago, mediante la sustitución de acondicionadores de aire ineficientes, por equipos nuevos y más eficientes, se prevé la instalación de 2,500 equipos tipo Split de 12,000 BTU de capacidad, tecnología INVERTER, hasta diciembre del 2025, en los tres cantones de la provincia de Galápagos. La comercialización a cargo de un proveedor calificado contemplará; la entrega, instalación y configuración de los nuevos acondicionadores, así como, el retiro de los equipos obsoletos a través de un gestor ambiental, mismo que se encargará de su correcto manejo. La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, por su parte, realizará el cobro a través de las planillas de consumo eléctrico a los beneficiarios del Proyecto PAAG, considerando plazos de financiamiento de 12, 24 y 36 meses y/ o pagos al contado.

La Secretaría de Energía de **Honduras** realizó la sustitución de cientos de bombillos LED en el municipio de Danlí, Departamento El Paraíso y en el Municipio de Nueva Arcadia, Departamento Copán, en el marco del Programa de Educación en Eficiencia Energética (PEEE). También se entregaron más de siete mil focos LED en el pueblo Misquito del municipio Brus Laguna, Departamento Gracias a Dios. El procedimiento empleado para el cambio de bombillos implica que el usuario entregue hasta 6 bombillos fluorescentes o incandescentes, y la factura de energía como abonado para obtener la lámpara ahorrativa. El PEEE estará llegando a aproximadamente 1.3 millones de hogares en el país con el cambio de 5.2 millones de focos.

Jamaica informó que el Programa de Gestión y Eficiencia Energética (EMEP) cerró el 2023 con los siguientes avances: conclusión del estudio técnico número dos para apoyar la planificación de energía/electricidad, finalización del estudio técnico número tres sobre las revisiones del plan nacional de energía; conclusión de la ingeniería y supervisión de la evaluación de impacto estructural, así como la instalación del equipo del Sistema de Gestión de Tráfico Urbano. Además, comenzaron los trabajos de modernización profunda en el Hospital Universitario de las Indias Occidentales (UHWI). La financiación para el proyecto está a cargo de la Unión Europea (UE), el BID y la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA).



Se inauguró en **Perú** en la ciudad de Trujillo, región La Libertad, la obra denominada “Modernización del Alumbrado Público de la Carretera Huanchaco”, que consistió en la instalación de 343 luminarias LED de 200 W a lo largo de esta importante vía, en reemplazo de las antiguas de vapor de sodio de alta presión, en beneficio de más de 16,600 usuarios, y en mejora de las condiciones de seguridad de la población que visita el balneario norteño.

Uruguay informó que el Programa Renovate, iniciativa lanzada en 2023 con el objetivo de garantizar que, mediante el incentivo del reintegro de una parte del gasto realizado, todos los hogares empiecen a renovar su equipamiento de electrodomésticos hacia opciones eficientes, completó los 6,000 cupos de hogares que recibieron un apoyo económico para adquirir calefones y aires acondicionados inverter etiquetados como clase A. Este nuevo incentivo se suma a otras iniciativas dirigidas a continuar avanzando en materia de Eficiencia Energética considerada uno de los pilares de la segunda transición energética tales como: el Etiquetado de eficiencia energética en vehículos livianos, reglamentado en 2023, cuya obligatoriedad comenzará a regir para los vehículos livianos a combustión a partir de septiembre de 2024, y que contiene la información sobre el rendimiento en km/l en ciudad, carretera y ciclo mixto, y abarca automóviles y vehículos de transporte de carga (categoría M1 y N1) y además cuenta con la información de las emisiones de CO₂ g/km; el programa Apoyo a Mipymes Eficientes, reimpulsado en 2023 que provee apoyo técnico y financiero a las mipymes para la inversión en medidas de eficiencia energética; los Certificados de Eficiencia Energética (CEE) que otorgan un reconocimiento económico a las medidas de eficiencia energética implementadas exitosamente en todos los sectores de actividad productiva y en hogares; la Línea de Asistencia para Eficiencia Energética (instrumento que reembolsa hasta el 85% del costo de la realización de un diagnóstico de eficiencia energética); y el Premio Nacional de Eficiencia Energética. Adicionalmente en el marco del programa Localidades Eficientes Turísticas, la Alcaldía de Solís y la DNE llevaron a cabo un proyecto de Eficiencia Energética e iluminación en el Castillo Pittamiglio de Las Flores, departamento de Maldonado, con el que se logró iluminar de manera eficiente caminos, fachadas, parque interior entre otros espacios.

5. FUENTES RENOVABLES

En **Argentina**, a poco más de cuatro años de su puesta en vigencia, el Régimen de Generación Distribuida de Energías Renovables alcanzó los 21.228 kW de potencia instalada, aportados por 1,167 usuarios generadores (UG) en 13 provincias. Estos 21.2 MW equivalen a la demanda eléctrica anual de 14.000 hogares y representan un total de 16.000 toneladas de emisiones de dióxido de carbono (tCO₂) evitadas. Gracias a la habilitación comercial de 7 proyectos de fuentes renovables a gran escala en los meses de abril, mayo y junio, pudieron añadirse 173.12 MW de potencia instalada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), continuando con el avance del sector en el país. En el segundo trimestre del año se habilitaron 2 parques eólicos en la provincia de Buenos Aires, 2 parques solares fotovoltaicos en la provincia de Córdoba, 2 parques solares fotovoltaicos en la provincia de San Juan y 1 central térmica a biogás de relleno sanitario en la Provincia de Santa Fe. En detalle, los flamantes proyectos son: Parque Solar Zonda I (en la provincia de San Juan, que aportó 68.11 MW); Parque Solar Zonda I-B (en la provincia de San Juan, que sumó 31.89 MW), Parque Eólico Pampa Energía III (en la provincia de Buenos Aires, que añadió 27 MW), Parque Eólico El Mataco III (en la provincia de Buenos Aires, que agregó 18 MW), Parque Solar Cura Brochero (en la provincia de Córdoba, que aportó 17 MW), Parque Solar Cura Brochero –Ampliación (en la provincia de Córdoba, que sumó 8 MW) y la Central Térmica a Biogás de Relleno Sanitario San Martín Norte III D I (en la provincia de Santa Fe, que añadió 3,12 MW). En agosto de 2023 se batió la marca histórica de generación de energías renovables a lo largo de un mes, con 1.909,1 GWh. De acuerdo con los datos brindados por CAMMESA, en agosto de este año se generaron 1,441.8 GWh (75.6% del total renovable) con tecnología eólica, 256,3 GWh (13,4%) mediante tecnología solar, 93.2 GWh (4.8%) a través de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), 76,6 GWh (4%) mediante biomasa y 41.2 GWh (2.2%) a través de biogás. A su vez, durante agosto se dio otro récord para el año 2023, siendo este mes en el que hubo una mayor cobertura de la demanda eléctrica a través de energías renovables con un 16.2%. Gracias a la habilitación comercial de tres proyectos de fuentes renovables a gran escala en los meses de julio, agosto y septiembre, pudieron añadirse 74.6 MW de potencia instalada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Adicionalmente se inauguró la primera etapa del Parque Eólico Arauco III, son 19 aerogeneradores que ya están inyectando energía limpia para la provincia de La Rioja lo que significa una potencia de 64.6 MW al Sistema Energético Nacional. El Parque Eólico Arauco se convertirá en el principal generador de energía renovable del NOA, NEA y Cuyo. Por otra parte, en la provincia de Buenos Aires, se inauguró una planta de biogás de la empresa BioDes, que incorpora más generación renovable para brindar electricidad a localidades del interior utilizando los residuos de la producción ganadera.

Entró en funcionamiento, el Complejo Solar Janaúba, ubicado en el norte de Minas Gerais y considerada la mayor planta de producción de energía solar de **Brasil** con 20 parques solares en un área de 3 mil hectáreas; su capacidad de generación es de 1.2 GWp, equivalente a abastecer a más de 1 millón de hogares. Se estima que gracias a esta iniciativa se reducirá la emisión de aproximadamente 4.3 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera. Adicionalmente se inauguró en las ciudades de Caetité y Tanque Novo en el Estado de Bahía, el Complejo Eólico Tanque Novo, que cuenta con 40 turbinas eólicas y es el segundo proyecto totalmente nuevo de CGN en Brasil. El complejo está subdividido en siete Parques Eólicos, que en conjunto tienen una capacidad de generación de 180 MW y pueden abastecer con energía limpia hasta 430 mil hogares. También se inauguró el Complejo Solar Hélio Valgas, ubicado en Várzea da Palma, Minas Gerais, instalada en una superficie de 1,154 hectáreas y considerada la quinta central fotovoltaica más grande del país, con 662 MWp de capacidad instalada, energía suficiente para abastecer a 800,000 hogares o alrededor de 3 millones de personas. En este contexto la expansión de la generación eléctrica superó en un 24.6% la meta del Nuevo Programa de Aceleración del Crecimiento (PAC) para el año 2023. La cartera de generación de energía preveía una expansión de 951.5 MW, pero se sumaron 1,186 MW de potencia al Sistema Interconectado (SIN). El crecimiento fue 100% debido a fuentes renovables, con 630 MW provenientes de plantas eólicas (53%) y 556 MW de fuentes fotovoltaicas (47%). Considerando también proyectos fuera del Nuevo PAC, la expansión de la generación de energía alcanzó los 10,226 MW en 2023. Las plantas solares y eólicas entregadas totalizaron 1,186 MW, superando en un 24.6% los objetivos anuales. La energía eólica y solar representaron el 86,6% de este aumento. Con tales antecedentes se batió el récord de expansión de la energía solar en 2023, producto de la construcción de plantas fotovoltaicas y eólicas, que le permitieron a la matriz eléctrica brasileña alcanzar el 83.79% de fuentes renovables. En 2023 Brasil, incrementó la renovabilidad de su matriz energética al 49.1%. El porcentaje de renovables en la matriz eléctrica también aumentó, al elevarse al 89%. La energía renovable en el sector del transporte alcanzó el 22.5% en 2023. En los últimos diez años, la energía renovable en el sector del transporte ha crecido cinco puntos porcentuales. Entre lo más destacado del balance del sector de los biocombustibles está el aumento del consumo de Etanol, que creció un 6.3%, y de biodiésel, que subió un 19.2% en 2023, respecto al año anterior. Durante 2023, el mandato de agregar biodiésel al diésel fósil fue del 12% en volumen (B12) desde abril.

Se inauguró en **Chile** un moderno sistema de almacenamiento de energía en el Desierto de Atacama; se trata de un sistema de baterías BESS (Battery Energy Storage System) que implicó una inversión de USD 75 millones. El proyecto se encuentra instalado en la central solar fotovoltaica PV Salvador, ubicada a 18 km al noroeste de la comuna de Diego de Almagro. El sistema está compuesto por 116 contenedores de baterías y 4 contenedores de equipos auxiliares, lo que agrega una capacidad de almacenamiento de 50 MWp por 5 horas, equivalente a 250 MWh, que se suma a los 68 MW del parque solar Salvador. El proyecto BESS abarca una superficie de 1.74 hectáreas, que incluye la extensión del edificio de interconexión y 600 metros de canalizaciones, todo ubicado en las 122 hectáreas del parque solar Salvador. Por otra parte, en el marco de los compromisos de la Agenda de Segundo Tiempo para la Transición Energética y el compromiso de fomentar el almacenamiento, se presentó un plan para la asignación de terrenos fiscales con miras a poner en marcha proyectos de almacenamiento de energía. La iniciativa busca, por única oportunidad, un proceso de asignación directa de un número acotado de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos de almacenamiento del tipo stand alone, en zonas geográficas definidas con el Coordinador Eléctrico Nacional. También se inauguró el parque solar fotovoltaico flotante Quilamuta, emplazado sobre un tanque de regadío en la comuna de Las Cabras, Región de O'Higgins. El proyecto que cuenta con una capacidad instalada de 1,090 kWp y con 1.998 paneles solares, compatibiliza la actividad agrícola y la generación eléctrica con fuentes limpias, y constituye el proyecto de mayor amplitud con estas características en el Cono Sur. Adicionalmente se inauguró el parque eólico Punta de Talca, proyecto de la empresa EDP Renewables ubicado en la comuna de Ovalle, que aportará con generación renovable al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El proyecto, con una capacidad instalada de 83 MW y una generación eléctrica estimada anual de 197 GWh, equivalente al consumo de 95 mil hogares, está compuesto por 14 aerogeneradores de 5.9 MW de potencia, una subestación elevadora y una línea de transmisión de aproximadamente 4 kilómetros de extensión. Con la incorporación de esta iniciativa al Sistema Eléctrico Nacional, la Región de Coquimbo suma 12 proyectos eólicos con una capacidad instalada de 777 MW. Asimismo, se inauguró la primera planta solar de Grenergy en la región de Arica y Parinacota, iniciativa que proporcionará energías verdes a 7,913 hogares en el norte del país. El parque fotovoltaico de 9 MW ocupa una superficie de 25 hectáreas en la que alberga 20,088 paneles solares de 540 vatios de potencia cada uno, con los que se prevé una reducción de 8,504 toneladas de CO₂ anuales a la atmósfera. Además, se inauguró la Planta Solar Capricornio ubicada a 35 km de Antofagasta, que cuenta con una capacidad de generación de 87.9 MW gracias a sus 249,210 paneles fotovoltaicos, los que suministran energía renovable a 36 mil hogares del norte del país, significando una reducción de 152,015 toneladas de CO₂ de contaminación.



El Gobierno de **Colombia**, firmó un pacto por la transición energética en La Guajira con el sector de las energías renovables y la comunidad Wayuú, que podría destrabar el 13 % de la generación eólica en esta región. La apuesta de las empresas es viabilizar alrededor de 2,500 MW con combustibles más eficientes y limpios. En el documento se establece una alianza para el beneficio de las comunidades enmarcada en la transición justa como eje central.

Siguiendo la tendencia marcada, por octavo año consecutivo, **Costa Rica** inició el 2023 con 100% de participación renovable en la generación de electricidad. La hidroeléctrica fue la tecnología que más energía aportó al sistema con más del 50% en los tres primeros días del año. El complejo ArDeSa fue el proyecto que más energía hidroeléctrica brindó al SEN, seguido de las plantas de embalse estacional Cachí, Angostura, Pirrís y Reventazón. Por su parte, la eólica tuvo una contribución del 13.0% el día 1 (con una potencia máxima de 195.29 MW a las 14:45 horas), 15.8% el día 2 (con una potencia máxima de 259.96 MW a las 19:30 horas), 18.3% el día 3 (con una potencia máxima de 273 MW a las 21:15 horas). Posteriormente se destacó el suministro eléctrico proveniente de la geotérmica, con el 11.6% de la producción total del sistema el día 1, 11.7% el día 2 y 11.2% el día 3. Finalmente se cerró el porcentaje restante con otras fuentes de generación como hidro al filo de agua de ICE.

Con su ingreso al Sistema Nacional Interconectado, entró en operaciones el Parque eólico Huascachaca, el más grande del **Ecuador**. El Parque está ubicado en la parroquia San Sebastian de Yuluc, cantón Saraguro, provincia de Loja, y consta de 14 aerogeneradores de 3,5 MW cada uno, que suministrará 130 GWh de energía anual, a través de la línea Cuenca - Loja de 138 kV. Con una inversión de 90 millones de dólares y 50 MW de potencia, esta infraestructura proveerá de energía limpia y renovable a más de 90,000 hogares. Con la puesta en operación de este proyecto se reducirá la emisión de 76,000 toneladas de CO₂ y se ahorrarán 10 millones de combustibles fósiles por año.

El Salvador se iniciaron las operaciones de la planta hidroeléctrica 3 de febrero, en el Mercado Mayorista con una capacidad instalada de 66 MW, y de la planta geotérmica San Vicente, en el Mercado Minorista con una capacidad instalada de 5 MW. La generación del recurso de biogás se incrementó en un 27.36%, el de viento un 23.66%, el recurso solar un 6.42% y el geotérmico 1%. La generación de energía eléctrica con fuentes renovables (sol, agua, biogás y biomasa) en el mercado minorista tuvo un incremento del 12.17% (775,318.68 MWh) con respecto al 2022 (691,211.48 MWh).

Honduras puso en marcha la Iniciativa Nacaome, dirigida a explorar el potencial de esa comunidad en el campo de la geotermia, y una vez conocidos los datos permitir que sus pobladores decidan si están de acuerdo con la instalación de un proyecto de generación de energía o el aprovechamiento del recurso en otra vía. En la primera jornada de socialización se expuso cómo se desarrollará la investigación mediante estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos, para conocer la data. Esta iniciativa cuenta con la asistencia técnica del proyecto Yacimiento-II, impulsado por el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales (BGR) a través del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), con el apoyo de la Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

En **México**, se inauguró la primera etapa de la planta fotovoltaica de Puerto Peñasco en Sonora, que producirá 120 MW para su incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN), sumando un respaldo de 12 MW en baterías, para beneficiar en promedio a 64,300 hogares. La segunda etapa entrará en operaciones en junio de 2024. El parque fotovoltaico consta de 278,000 paneles solares de alta eficiencia, instalados sobre un sistema integrado por más de 2,500 seguidores solares que maximizan la producción de energía. Por su tecnología, es la primera de su tipo en México, la más grande de América por su capacidad de generación y la quinta a nivel mundial al considerar la aportación del sistema de almacenamiento. En su etapa final producirá 1,000 MW en condiciones estándar de energía limpia, con un almacenamiento total a base de baterías de 190 MW, y beneficiará a 1.6 millones de personas. El proyecto final contará con una red de transmisión de 290 km, que será la segunda más importante de la Red Nacional de Transmisión (RNT), ya que integrará al sistema eléctrico aislado de Baja California con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La central evitará la emisión de 1.4 millones de toneladas de CO₂, y ocupará un terreno de 2,000 hectáreas.

En el marco de la COP28 en Dubai se anunció el ingreso oficial de **Panamá** a la Alianza Mundial de Energía Eólica Marina (GOWA), iniciativa que reúne a gobiernos, sector privado y organizaciones internacionales para acelerar el

despliegue global de tecnologías eólicas marinas, previendo como meta contribuir al incremento de una capacidad eólica marina global total en un mínimo de 380 GW para 2030, con una media de 35 GW cada año durante la década de 2020 y un mínimo de 70 GW cada año a partir de 2030.

En **Perú** la generación eléctrica nacional con recursos energéticos renovables (RER) no convencionales (solar, eólico, bagazo y biogás), a noviembre de 2023, acumuló una producción de 418 GWh, un 52% más que lo registrado en similar periodo de 2022. En este escenario se inauguró la Central Eólica Punta Lomitas, el parque eólico más grande del país, con una capacidad total de 296.4 MW, la producción de esta central permitirá respaldar con fuentes de energía renovable la demanda eléctrica en las regiones del sur del país y de manera especial a Quellaveco, proyecto de cobre en Moquegua, que se convertirá en la primera gran mina del Perú en usar 100% energía verde para sus operaciones. Punta Lomitas cuenta con 57 aerogeneradores, dos subestaciones eléctricas, y 60 km de líneas de transmisión que conectan la central con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), permitiendo una reducción de 230,000 toneladas de CO₂ por año. También se inauguró en la región Loreto la entrada en operaciones de la moderna Central Solar San Lorenzo, iniciativa que constituye un hito histórico en la electrificación de la Amazonía peruana, y beneficiará a más de 17 mil usuarios con suministro ininterrumpido y seguro de energía, evitando la emisión de más de 70 mil toneladas de CO₂ durante su vida útil. La central cuenta con una potencia solar instalada de 3 MWp y un almacenamiento de energía en baterías de 2 MWh, que permitirá reemplazar la mayor parte de la generación térmica actual por energía renovable, asegurando el suministro las 24 horas del día en lugar de las 14 horas de energía que la población recibía hasta el año anterior. Además, se inauguraron Sistemas de Generación Fotovoltaica (SGFV) y Banco de Baterías (BESS) en el Centro de Salud de Quichuas, provincia de Tayacaja (Huancavelica), que permitirán garantizar un suministro continuo de energía eléctrica a 13 centros de salud en Huancavelica.

Como resultado de la estrategia emprendida para impulsar la transición energética, **República Dominicana** pasó de una capacidad de generación eléctrica con fuentes renovables de 555.5 MW en 2020 a una de 1,126.25 a finales de 2023, lo que representa un crecimiento de más de un 103% en tres años. En este contexto, se inauguró en Puerto Plata, la segunda etapa del Parque eólico Los Guzmancitos que, con una inversión de 258 millones de dólares, cuenta con 29 turbinas que añadieron 100 MWh al parque eólico. En una tercera etapa, se instalarán otros 70 MWh fotovoltaicos. Se estima que con el parque se evitará la emisión de 210,000 toneladas de CO₂ a la atmósfera. Adicionalmente en el municipio Esperanza, provincia Valverde se inauguró el Parque Solar Esperanza con una capacidad instalada de 90 MW. Con una inversión aproximada de USD 94 millones de dólares, este parque fotovoltaico está compuesto de un total de 165,320 paneles solares bifaciales, extendidos sobre un terreno de 180 hectáreas, posee un sistema de seguidores de posición solar que giran 104 grados en función del desplazamiento del sol, lo que garantiza un mayor aprovechamiento de la irradiación de la zona. La generación de energía de esta central, evitará la importación de aproximadamente 250,000 barriles de petróleo y la emisión a la atmósfera de 125,000 toneladas de CO₂. Además, alberga una subestación digital, una línea de transmisión de 13.1 km de longitud a 138 kV y la adecuación de un campo de línea en la subestación de Navarrete. Por otra parte, en el municipio Sabaneta, provincia Santiago Rodríguez, se inauguró una micro-hidroeléctrica, un proyecto de extensión de redes y otro fotovoltaico, que beneficiará a más de 1,750 comunitarios del municipio Sabaneta; con una extensión de 30,050 metros de redes eléctricas, el proyecto cuenta con 436 postes, 98 lámparas tipo secador de 65 watts y alta precisión de sodio de 240 W, 306 acometidas eléctricas para las viviendas y una potencia instalada de 527.5 K.V.A. La tubería de conducción de la micro hidroeléctrica tiene 2,300 metros y la potencia del generador es de 100 kW. Adicionalmente mediante el Programa Techos Solares se electrificaron con paneles solar, 31 viviendas en la provincia de Santiago Rodríguez y 32 hogares de la comunidad Las Albahacas, municipio Higüey, provincia La Altagracia. También, en el marco del programa CAHD (Conectar Asentamientos Humanos al Desarrollo), que forma parte de la dimensión social de la Estrategia de Desarrollo para la Zona Fronteriza (MiFronteraRD), un instrumento del Gobierno diseñado para orientar el desarrollo de las provincias de la frontera, se puso en funcionamiento la primera fase del proyecto de electrificación, que incluye la instalación de cuatro centrales fotovoltaicas con una capacidad de 13.2 kW, conectadas a las viviendas a través de cuatro microrredes de distribución soterradas, garantizando así el acceso a la energía eléctrica a 14 familias y tres centros de interés social la comunidad Billiguín, provincia Elías Piña.

En **Uruguay**, el MIEM y la ONU aprobaron los primeros proyectos en el marco del Fondo de Innovación de Energías Renovables (REIF), programa que implica el otorgamiento de líneas de crédito de la banca privada, a proyectos que desarrollen e implementen tecnologías que transformen la industria y el transporte. También se informó que Coca-Cola Femsa Uruguay se posicionó como la primera compañía de consumo masivo del país en autoabastecerse



100% con energías renovables para el desarrollo de sus operaciones, en este contexto también se anunció que, el contrato entre esta empresa y Antlántica es el primero de compra y venta de energía entre privados que se firma en el país. Adicionalmente, dentro del programa Localidades Eficientes Ambientales, se inauguró un biodigestor en la reserva de fauna del cerro Pan de Azúcar, donde se aprovecha el estiércol de ciervos para generar gas que se utiliza en la cocción de la alimentación de los animales y en otras necesidades del personal. Por otra parte, en el marco de Localidades Eficientes, programa que ofrece apoyo financiero no reembolsable a cargo del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (Fudae), se inauguraron 10 plantas fotovoltaicas, como parte del proyecto Energías Renovables, y bombas de calor en el Centro Deportivo de San Carlos en Maldonado, de esta forma la institución deportiva municipal dejará de utilizar fueloil para el calentamiento de agua en piscina y vestuarios.

5.1 Generación Distribuida

En **Argentina** desde abril hasta octubre de 2023, el régimen nacional de Generación Distribuida sumó 298 nuevos Usuarios Generadores con una potencia total instalada de 6,362 kW. En el acumulado desde su implementación hasta octubre de 2023, la Ley N° 27.424 suma un total de 16 provincias adheridas con 295 distribuidoras y cooperativas inscritas, 1,506 usuarios se convirtieron en Usuarios Generadores, contabilizando un total de 28.28 MW de potencia instalada.

Se lanzó en **Chile** la segunda edición del concurso Ponle Energía a tu Empresa, iniciativa impulsada por el Ministerio de Energía, y financiada por la Unión Europea a través de la Mitigation Action Facility, que entrega cofinanciamiento a empresas que adopten soluciones energéticas con energías renovables para su autoconsumo.

5.2 Hidrógeno

Argentina publicó la Estrategia Nacional del Hidrógeno, dirigida a alcanzar para el año 2050 el establecimiento de 5 polos productivos con una producción doméstica de al menos 5 millones de toneladas anuales de hidrógeno de bajas emisiones y la construcción 2 a 5 puertos para exportación de hidrógeno los que implicarán una inversión de 90,000 millones de dólares. Se estima que el 20% de la producción estará destinada al mercado local, tanto para la descarbonización de los usos actuales (acero, petroquímica y refinación) como para atender los nuevos usos (combustibles sintéticos). El 80% restante estará destinado a la exportación con un costo competitivo de 1.4 USD/kg de hidrógeno verde, para atender el mercado internacional de vectores energéticos de bajas emisiones, como el amoníaco y el metanol.

En 2023, el Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil** adelantó importantes acciones para acelerar la economía del hidrógeno bajo en carbono en el país, aprovechar oportunidades globales y fortalecer la transición energética. Uno de los principales hitos fue la publicación, en agosto, del Plan de Trabajo Trienal 2023-2025 del Programa Nacional de Hidrógeno (PNH₂), que propone metas, inversiones y un marco regulatorio para acelerar la economía baja en carbono del hidrógeno en el país y aprovechar las oportunidades del mercado global. Para 2025, el objetivo es difundir plantas piloto de hidrógeno bajo en carbono en todas las regiones del país, para 2030, se espera consolidar a Brasil como productor, y para 2035 consolidar hubs de hidrógeno bajo en carbono. Según estimaciones del MME, el país tiene potencial técnico para producir 1.8 gigatoneladas de hidrógeno al año. En la COP 28, Brasil firmó la Declaración para el reconocimiento mutuo de los esquemas de certificación, en la que los países se comprometen a reconocer las certificaciones definidas a nivel nacional. También se firmó la declaración que establece acciones público-privadas para el comercio internacional del hidrógeno. En este contexto en 2023, el MME, en colaboración con el Ministerio de Hacienda y con el apoyo del BID y del Banco Mundial, propuso el plan de inversiones de Brasil para el Fondo de Inversión Climática, con el tema de Integración de Energías Renovables (REI - CIF, en el Acrónimo en inglés). El Plan, aprobado en junio de este año, estableció un valor de USD 35 millones para el desarrollo del polo de hidrógeno de Pecém, en Ceará, incluyendo inversiones en infraestructura. En la COP 28 también se firmó una asociación entre BNDES y el Banco Mundial para desarrollar mecanismos de financiación en toda la cadena de valor del hidrógeno bajo en carbono. El documento abarca proyectos de captura de carbono; electrolizadores y equipos asociados; logística e infraestructura compartida en hubs enfocados a esta tecnología; combustibles sintéticos; y la descarbonización industrial. También se firmó un acuerdo de cooperación con el gobierno británico para el desarrollo de hubs de hidrógeno en Brasil.

Con el objetivo de generar instancias de colaboración, investigación y desarrollo en materia energética, la Subsecretaría de Energía de **Chile** suscribió un convenio con un grupo de 22 instituciones para impulsar soluciones innovadoras

que permitan integrar, de manera descentralizada, las energías renovables y la industria emergente del hidrógeno verde. La iniciativa, conlleva la creación del Centro Nacional de Soluciones Energéticas Descentralizadas Avanzadas (SEDA), compuesto por un grupo de actores del sector energía encabezado por la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM) de la Universidad de Chile, en la que participarán 19 universidades, instituciones de investigación y el sector privado. Por otra parte, se lanzó el Plan de Desarrollo Logístico para la región de Magallanes, que impulsará el desarrollo de la infraestructura logístico-portuaria estratégica y de uso público en la zona, buscando dar respuesta al desafío del potencial desarrollo de la industria del hidrógeno verde y orientar la toma de decisiones del Estado respecto a infraestructura habilitante para esta industria en la región. Adicionalmente el Gobierno de Chile con aportes del BID, Banco Mundial, el Banco de Desarrollo de Alemania y la Unión Europea, presentó el Fondo para el Desarrollo del Hidrógeno Verde (H2V) y sus derivados con USD 1,000 millones para el desarrollo de este vector, dirigidos a catalizar inversiones privadas en proyectos de producción y demanda, mitigando riesgos y disminuyendo costos. Este Fondo busca apoyar el desarrollo de la demanda local para la creación de un mercado de consumo interno, además de generar las capacidades de producción nacional para convertir al país en un exportador de Hidrógeno Verde, dadas sus ventajas competitivas. También se firmaron con la Unión Europea acuerdos de cooperación para el desarrollo de esta industria: la primera firma constituye un acuerdo por el Proyecto Team Europe para el Desarrollo de Hidrógeno Renovable en Chile, un programa de asistencia técnica que fortalecerá las condiciones para el fomento de la economía del hidrógeno renovable y sostenible; y la segunda, una declaración de intenciones sobre el Fondo Team Europe de Hidrógeno Renovable en Chile, una iniciativa conjunta del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Banco de Desarrollo Alemán (KfW), liderada por la Delegación de la Unión Europea en Chile- que financiará proyectos de producción y uso de Hidrógeno Renovable. Además, se suscribió con Francia una declaración conjunta para la creación de un grupo de trabajo bilateral para el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono.

Con el apoyo del BID se realizó el lanzamiento de la iniciativa Desarrollo de una Estrategia Nacional para la Economía de Hidrógeno Verde en **Paraguay**, dirigida a posicionar al país, en la región y el mundo, en el desarrollo de la cadena productiva del H₂, como productor y exportador.

Uruguay informó que el proyecto H24U resultó seleccionado por el Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde, para recibir el apoyo económico para la implementación del primer emprendimiento comercial de transporte de carga que utilizará el hidrógeno verde como energético. Este proyecto, presentado por el consorcio integrado por Saceem y CIR, accederá a 10 millones de dólares no reembolsables, a otorgar en un periodo de 10 años, para desarrollar acciones dirigidas a incorporar la tecnología de desarrollo y producción del hidrógeno verde en distintas dimensiones y áreas productivas. El proyecto prevé una inversión de 43.5 millones de dólares. La primera área de abordaje será el transporte de carga pesada, responsable de aproximadamente el 28% de la demanda energética del país (según Balance Energético Nacional 2021) y que en la actualidad se abastece casi en su totalidad de derivados del petróleo. El proyecto prevé el desarrollo, ingeniería y producción de hidrógeno verde, que se utilizará en camiones que serán especialmente adaptados, y tendrán como destino el transporte forestal. Por otro lado, en etapas posteriores, en conjunto con la empresa Conecta, el proyecto podría inyectar hidrógeno verde en la red existente de Gas Natural de Paysandú. Esta iniciativa sería un primer piloto que permitirá evaluar su posterior incorporación en mayor escala en la progresiva descarbonización de las redes de gas natural. La iniciativa facilitará el desarrollo de normativas y conocimiento, que posteriormente permitirán escalar la tecnología a otras actividades a nivel nacional, generando experiencia e insumos para el desarrollo de políticas públicas enfocadas en el desarrollo sostenible.

5.3 Biocombustibles

En octubre de 2023, **Belice** anunció el desarrollo un proyecto piloto para convertir las masas de algas de sargazo, que inundan sus playas vírgenes, en biocombustibles. Este proyecto, resultado de una asociación público-privada con la empresa alemana Variodin, convertiría los residuos sólidos municipales y el sargazo en sustitutos del combustible diésel.

Brasil reportó en septiembre de 2023, un aumento del 16.3% en la producción de biodiésel como consecuencia del aumento hasta el 12% el contenido obligatorio de mezcla de biodiésel en el gasóleo vendido al consumidor final. Durante este año se mejoró la modelación económica de las metas de RenovaBio, mediante la elaboración y ejecución de un Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), que tuvo como objetivo definir la mejor estrategia para proponer metas de descarbonización para los siguientes años, en particular para la década 2024-2033. En este contexto el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) aprobó en diciembre la anticipación del mandato del



14% (B14) de la mezcla de biodiesel con diésel, vendida a los consumidores hasta marzo de 2024. En el marco de la transición energética, esta medida está dirigida a evitar la emisión de cinco millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, y a reducir los gastos vinculados a la importación de diésel fósil, contribuyendo así a la descarbonización del sector transporte en el país. El B15, previamente previsto para 2026, también se adelantará a marzo de 2025. En este escenario también se aprobó la suspensión temporal de las importaciones de biodiesel, a efectos de preservar el interés nacional, aumentar la participación de los biocombustibles en la matriz energética; y garantizar el suministro de biocombustibles en todo el territorio nacional ante los nuevos aspectos cíclicos de la Política Energética Nacional. También se creó un grupo de trabajo para estudiar el aumento del contenido de etanol en las gasolinas. Adicionalmente se reportó en el mes de abril un crecimiento del 73.5% de la producción de etanol anhidro como resultado de un mejor ritmo de producción de la cosecha de caña de azúcar. La producción de energía eléctrica a partir de biomasa en 2023 aumentó alrededor de un 9.5% respecto al año anterior. La generación pasó de alrededor de 22 mil GWh, en 2022, al nivel de 24 mil GWh, en 2023, según datos del Operador del Sistema Nacional (ONS).

Se inauguró en **Chile** la planta de pellet ANChile en La Unión que espera producir cerca de 10 mil toneladas este año. Actualmente la empresa cuenta con una capacidad productiva instalada de 800 t/mes y se espera que llegue a las 9,600 t en 2023. Por otro lado, su capacidad de secado es de 1,800 t /mes llegando a las 10,800 t/año en 2022, esperando poder ampliar esta capacidad en 2023 a 57,800 t/año. Para la elaboración del pellet se utiliza aserrín húmedo de pino radiata y chip o astillas de Eucaliptus Nitens. El producto de Anchile es vendido en su propia planta.

Honduras realizó el lanzamiento de la hoja de ruta del biogás, documento que servirá para la promoción del aprovechamiento del biogás en pequeña y mediana escala en sectores priorizados. El fomento a la producción y utilización del biogás, principalmente generado a partir de residuos orgánicos, forma parte de las medidas identificadas por el gobierno para el cumplimiento de sus metas energéticas, climáticas y de desarrollo rural hacia el mejoramiento de la calidad ambiental y humana. En el marco del evento de lanzamiento, autoridades de la Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG) y de la Secretaría de Recurso Naturales y Ambiente (Serna—Mi Ambiente), firmaron un convenio de cooperación interinstitucional para la implementación de la Hoja de Ruta y la promoción del aprovechamiento del biogás.

6. MINERALES CRÍTICOS

Bolivia inauguró su primera Planta Industrial de Carbonato de Litio en el país, ubicada en Llipi, municipio de Colcha K, Potosí. Esta infraestructura, con capacidad de producción de 15 mil toneladas métricas anuales, gestionada por Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB), concreta la industrialización del litio boliviano. Inicialmente la producción del complejo alcanzará un 30% de la capacidad total que ha sido proyectada, y progresivamente la producción se incrementará hasta alcanzar las 15 mil toneladas en 2025.

Se lanzó en Minas Gerais, **Brasil**, el proyecto Valle del Litio, enfocado en garantizar, mediante la minería y la cadena productiva del litio, el desarrollo de ciudades en el Valle de Jequitinhonha, y en el noreste y norte de Minas Gerais. En este contexto, Brasil exportó a China su primer cargamento de litio verde de estándar triple cero, sin carbono, residuos ni químicos nocivos, proveniente del valle de Jequitinhonha, en Minas Gerais, que será utilizado en baterías eléctricas en industrias de todo el mundo. Este primer envío contó con 15 mil toneladas de litio verde triple cero y otras 15 mil toneladas de subproductos ultrafinos de alta pureza. Cabe destacar, que Brasil es el séptimo poseedor de reservas de litio en el mundo, con 1.23 millones de toneladas y actualmente es el quinto productor del mineral a nivel mundial.

7. ENERGÍA Y AMBIENTE

Brasil anunció la emisión de más de 102 millones de Créditos de Descarbonización (CBIO), lo que significa que se evitaron 102 millones de toneladas de CO₂. La cifra alcanzada es producto de la implementación de la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio), que tiene como objetivo promover la expansión de la producción y uso de biocombustibles más competitivos en la matriz energética nacional, contribuyendo así al cumplimiento de los

compromisos del país en virtud del Acuerdo de París, mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción, comercialización y uso de biocombustibles, incluidos mecanismos de evaluación del ciclo de vida.

En **Chile** se produjo el cese de las operaciones de la Central Termoeléctrica Renca fundada en 1962, hito destacado en el marco del proceso de descarbonización de la matriz energética que lleva a cabo el país. La desconexión de esta planta termoeléctrica no implica riesgo de desabastecimiento para la Región Metropolitana, lo que da cuenta de la resiliencia alcanzada por el sistema eléctrico nacional.

Colombia y Panamá se unieron a la Powering Past Coal Alliance (PPCA), coalición de gobiernos, empresas y organizaciones nacionales y subnacionales que trabajan para fomentar la transición de la generación de energía con carbón a la energía limpia. Ambos países se comprometieron a frenar el desarrollo de nuevas plantas de energía de carbón, así como a eliminar gradualmente las plantas existentes para mantener al alcance el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 grados. Como sexto mayor exportador del mundo, la decisión de Colombia de unirse a la PPCA representa un momento clave en el alejamiento mundial del carbón. El gobierno de Colombia trabajará con la PPCA para desarrollar un plan para eliminar gradualmente la generación de energía con carbón y al mismo tiempo proteger a las comunidades mineras. Por su parte Panamá ya es un país carbono negativo, pero busca acelerar más su transición a la energía limpia mediante la eliminación gradual de la generación de energía con carbón para finales de este año.

En julio de 2023, el Banco Mundial aprobó un Crédito de USD 30 millones para Políticas de Desarrollo (CPD) dirigido a apoyar la recuperación económica de **Grenada** y mejorar su resiliencia al cambio climático. Este crédito, es el segundo de una serie de dos operaciones de la Asociación Internacional de Fomento (AIF) destinadas a promover una economía más ecológica y resiliente al clima, y a mejorar la sostenibilidad, la inclusión y la rendición de cuentas de la gestión fiscal. Los objetivos del Crédito de la Política de Desarrollo, están dirigidos a: promover una economía más verde y resiliente al clima, mediante la aprobación de reformas que mejoren la gestión del riesgo de desastres y mejoren la eficiencia energética, ayudando al país a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y a desarrollar resiliencia contra los choques externos y los impactos del cambio climático; y a mejorar la sostenibilidad, la inclusión y la rendición de cuentas de la gestión fiscal. Las acciones incluirán, la implementación de gravámenes ambientales e impuestos relacionados con la salud, la incorporación de consideraciones de género y resiliencia climática en el proceso presupuestario, el establecimiento de un seguro de desempleo, el fortalecimiento de la capacidad estadística y la transparencia fiscal.

8. GÉNERO Y ENERGÍA

En materia de género y energía, se desarrolló un estudio elaborado por WEC **Chile**, Deloitte Chile, con la colaboración del Ministerio de Energía que examinó las percepciones y vivencias laborales de más de 1,100 mujeres vinculadas al sector energético en el país. Uno de los principales hallazgos del informe fue que, un 55% de las mujeres considera que existen diferencias en oportunidades laborales en el sector. Esta investigación, compuesta por una encuesta de 25 preguntas y la realización de 4 grupos focales, tuvo como objetivo principal entender la realidad laboral de las mujeres en este ámbito y proponer mejoras significativas para su entorno de trabajo. Este estudio se suma al esfuerzo que está haciendo el Ministerio de Energía mediante el Plan Energía + Mujeres, que actualmente cuenta con 100 empresas y gremios de energía, esfuerzo colectivo público-privado, que busca incrementar la participación de mujeres en cargos directivos con miras a 2030. Por otra parte, el programa de liderazgo femenino Women in Energy WEC Chile, celebró un encuentro con más de 100 integrantes de las cinco generaciones que han participado de la iniciativa, espacio en el que se destacó la importancia de apoyar la diversidad dentro de la industria, en la búsqueda de soluciones integrales para el sistema energético local y global. Asimismo, en el marco de la quinta versión del Green Hydrogen Summit Chile LAC 2023, se lanzó la primera Red de Mujeres en Hidrógeno Verde de Chile. La iniciativa es parte de la estrategia de transversalización de género del Plan de Acción de Hidrógeno Verde impulsada por el Ministerio de Energía. Este movimiento busca promover la inclusión de género y la igualdad de oportunidades en la industria del hidrógeno verde, creando un espacio de diálogo e intercambio de ideas entre las mujeres del sector. A través de la Red de Mujeres en Hidrógeno Verde, se espera que se generen nuevos proyectos, alianzas estratégicas y soluciones innovadoras que contribuyan al desarrollo sostenible con una mayor equidad de



género. También se realizó una nueva edición de la Feria Laboral Energía + Mujer, que desde el 2019 se realiza, como un encuentro enfocado en abrir espacios para más mujeres en el sector. En esta ocasión se propusieron más de 100 ofertas de trabajo, charlas y talleres totalmente gratuitos. Además, se presentó la Campaña #LasMujeresSuman dirigida a incentivar paneles de discusión más inclusivos y vocerías de liderazgos femeninos en sectores altamente masculinizados como el de la energía. La iniciativa nace de los Ministerios de Energía y Economía, y cuenta con los patrocinios GIZ, el capítulo chileno del World Energy Council y la recientemente creada agrupación gremial de Mujeres en Energía.

Costa Rica lanzó el Plan de Acción Nacional sobre Igualdad de Género en la Acción por el Clima, reafirmando su compromiso en favor de la igualdad de oportunidades, derechos humanos para las mujeres, el ambiente y la protección de los ecosistemas, que parte de las necesidades, prioridades, contribuciones y propuestas de las mujeres que habitan el país. Esta apuesta es el resultado del esfuerzo compartido e inédito entre el Instituto Nacional de las Mujeres (INAMU), el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y la Ministra de la Condición de la Mujer para tomar acciones en mitigación y adaptación al cambio climático desde la perspectiva de las mujeres, y responde a la actualización de los Compromisos Nacionalmente Determinados de Costa Rica ante el Acuerdo París, razón por la cual fue declarado de interés público nacional mediante Decreto Ejecutivo aprobado en 2023. El plan cuenta con 5 ejes de trabajo estratégicos vinculados a las acciones que debe emprender la institucionalidad en materia de igualdad y sostenibilidad, el empoderamiento y autonomía económica de las mujeres, la generación de capacidades e innovación, la gestión del riesgo climático y la generación de datos e información sobre la situación de las mujeres en su diversidad en relación con el ambiente. Adicionalmente, establece un modelo de gobernanza y gestión compartido entre INAMU y MINAE, a cargo de la coordinación interinstitucional e intersectorial para la implementación, seguimiento y reporte de las 40 acciones prioritarias inscritas por diversas instituciones, organizaciones y gobiernos locales, quienes constituyen una red de trabajo a favor de la igualdad de género en la acción climática y la conservación de la biodiversidad.

El gobierno de **Panamá**, a través de la Secretaría Nacional de Energía se sumó al Pacto de Género y Energía que impulsa la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO), la Red Internacional ENERGIA sobre Género y Energía Sostenible (ENERGIA) y la Red Mundial de Mujeres para la Transición Energética (GWNET), con el apoyo de los Gobiernos de Canadá, Ecuador, Islandia, Kenia, Nepal y Suecia. La coalición que reúne a gobiernos, sector privado, academia, sociedad civil, jóvenes y organizaciones internacionales, bajo el objetivo general de promover una transición energética justa, inclusiva y con perspectiva de género está comprometida a apoyar y acelerar la acción para dos objetivos principales: que las mujeres tengan igualdad de oportunidades para liderar, participar y beneficiarse de una transición energética justa, sostenible e inclusiva; y que las mujeres tengan igualdad de acceso y control sobre los productos y servicios energéticos sostenibles. Por otra parte, el programa Campeonas Solares, ganó el primer lugar en la categoría Premio de Innovación en Género en el Sector Energético de América Latina y el Caribe, otorgado por el BID en el marco de la VIII Semana de la Energía de OLADE realizada en Montevideo, Uruguay. Algunos de los criterios evaluados en este concurso fueron: Innovación y creatividad en políticas de igualdad de género, impacto tangible y medible en la mejora de la equidad de género, compromiso a largo plazo con el avance de la mujer en el sector, entre otros. Este programa de capacitación, tiene como objetivo formar a mujeres de la comarca Ngäbe Buglé en electricidad y energía solar, instalación de sistemas fotovoltaicos y mantenimiento preventivo y correctivo de sistemas fotovoltaicos, y como parte del proceso final del curso cada una de las participantes instala un sistema solar en su casa.

9. INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

Tras la firma de dos contratos de suministro de gas, desde el 1 de octubre se autorizaron nuevas exportaciones en firme desde **Argentina** a **Chile** por 400,000 m³ por día hasta abril del 2024. Los cupos correspondientes a la Cuenca Austral son utilizados a través del ducto disponible en la provincia de Salta. A través del Gasoducto Norandino, los envíos se concretan bajo la modalidad en firme y son los primeros que se realizan hacia el país vecino desde la provincia de Salta en 13 años. Asimismo, después de 17 años sin envíos, la empresa YPF retomó la exportación de petróleo crudo a través del Oleoducto Trasandino.

Se inauguró, en la comunidad de Yaguacua, del municipio tarijeño de Yacuiba, la Línea de Interconexión Internacional **Bolivia - Argentina** Juana Azurduy de Padilla, de 132 kV, lo que representa un hito histórico en la integración energética de ambos países. Con la puesta en marcha de este proyecto se consolida la exportación de excedentes de energía eléctrica al territorio argentino, con un máximo de 120 MW, sin afectar la confiabilidad ni calidad de suministro eléctrico en el lado boliviano. El proyecto, que contempla 120 km de líneas eléctricas, desde la Subestación Yaguacua hasta la subestación Tartagal, en la provincia argentina de Salta, también implicó la ampliación de la subestación Yaguacua, la instalación de un banco de autotransformadores de 150 MVA 230 /132 kV y la ampliación de la subestación Tartagal 132/33/13.2 kV para la entrada de la línea procedente de Bolivia.

Gracias a la disponibilidad existente en las generadoras eléctricas brasileñas, **Brasil** pudo garantizar el suministro de energía eléctrica a **Argentina** en el segundo semestre de 2023, el 65% de la energía eléctrica que Argentina importó de Brasil en el 2023 provino de fuente hidroeléctrica.

Brasil recaudó gran cantidad de recursos financieros durante el 2023 producto de la venta de electricidad a países vecinos, destacándose la exportación de energía eléctrica a **Argentina** y **Uruguay**. En este punto es importante destacar que, el Decreto N° 11.629, del 4 de agosto de 2023, permitió la posibilidad de reducir los costos de la Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC) en Sistemas Aislados y la compra de energía de **Venezuela**. La importación de energía con el objetivo de reducir la CCC, benefició al Norte del país, especialmente al estado de Roraima, que es el único estado completamente aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Según datos de ANEEL, considerando la importación de hasta 15 MW, límite estimado por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), importar energía de Venezuela promovería una importante reducción en los costos de operación del sistema eléctrico aislado de Roraima. Por otra parte, se formalizó con Reino Unido un importante acuerdo bilateral para el desarrollo y generación de energía limpia y renovable: el Eje de Hidrógeno Brasil-Reino Unido. El Centro de Hidrógeno Brasil-Reino Unido será una plataforma multilateral codirigida para la cooperación en el desarrollo del hidrógeno a través de una oferta internacional coordinada, holística y específica. La declaración conjunta firmada, permitirá a Brasil desarrollar tecnología, investigación y diseñar ecosistemas de innovación para catalizar inversiones en hidrógeno bajo en carbono. También se firmó con Arabia Saudita, un memorando de entendimiento para fortalecer la cooperación bilateral en materia de energía. El documento cubre asociaciones en los campos de energías renovables, petróleo y gas, entre otras asociaciones estratégicas para el desarrollo de los sectores. El memorando abarca varios sectores, como el petróleo, el gas, la electricidad, las energías renovables, la eficiencia energética, la petroquímica y el hidrógeno, entre otros. En el documento, también se destacaron la Economía Circular del Carbono y las tecnologías para reducir los efectos del cambio climático, como la captura, reutilización, transferencia y almacenamiento de carbono. El memorando, también estableció asociaciones cualitativas entre las partes para localizar materiales, productos y servicios en todos los sectores energéticos, cadenas de suministro y sus tecnologías asociadas, fortaleciendo la cooperación con empresas especializadas en el campo energético. Además, se fomentarán los estudios conjuntos en el campo de la energía con universidades y centros de investigación. Además, se firmó un acuerdo de cooperación en el campo de las energías renovables con los Emiratos Árabes Unidos. El Memorando prevé la prospección de nuevos negocios y establece el compromiso de los dos países de colaborar en el campo de las energías renovables, el hidrógeno verde y bajo en carbono, las tecnologías de conversión y descarbonización de energía y los biocombustibles, además de intercambiar y crear redes de información y compartir experiencias en temas relacionados con la regulación.

Chile firmó un acuerdo con el Banco Europeo de Inversiones, enfocado en el despliegue de acciones conjuntas para apoyar el proceso de transición energética que está llevando a cabo el país. La firma del acuerdo, posibilitará acciones conjuntas de cooperación para el desarrollo de proyectos en ámbitos de almacenamiento de energía, hidrógeno verde y sus derivados, electromovilidad y de eficiencia energética con programas como Mejor Escuela y Ponle Energía a tu Pyme. También se firmó acuerdo con Estados Unidos, para facilitar la cooperación bilateral en materia energética con énfasis en facilitar la asistencia técnica e intercambios de información para abordar el proceso de transición energética. El compromiso se da en el contexto de conmemoración de los 200 años de relaciones diplomáticas y los 20 años desde la firma del Tratado de Libre Comercio (TLC) entre ambos países. Adicionalmente, el Ministerio de Energía de Chile firmó un MoU con el Banco Japonés para la Cooperación Internacional con el objetivo de promover la cooperación en sectores que utilizan hidrógeno y amoníaco como fuente de combustible.

El gobierno de **Ecuador** y la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA) para Ecuador, suscribieron el Registro de Discusiones para la ejecución de la Hoja de Ruta del Proyecto Cero Combustibles Fósiles para las islas



Galápagos, dirigido a erradicar el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica del archipiélago. Entre los componentes previstos para el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos se encuentran la geotermia, un sistema híbrido de generación de energía optimizada y la Eficiencia energética. El Estado ecuatoriano con apoyo de la cooperación internacional ha invertido más de USD 72 millones en la construcción de proyectos de energías renovables para la generación eléctrica en la provincia de Galápagos (Santa Cruz, Baltra, San Cristóbal, Isabela y Floreana), con la finalidad de reemplazar el uso de combustibles fósiles, beneficiando a más de 25 mil habitantes del Archipiélago. Por otra parte, Ecuador suscribió con Hungría, un memorando de entendimiento para el fortalecimiento de proyectos relacionados con la exploración, desarrollo y uso de los recursos hidrocarburíferos, así como, la mejora de procesos de refinación y el impulso de la petroquímica. El Memorando con vigencia de dos años, establece, además, la participación equitativa de compañías petroleras húngaras en licitaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en Ecuador, así como la posibilidad de desarrollar proyectos para la industrialización, transporte y comercialización de petróleo crudo y sus derivados. También se prevé el intercambio de experiencias e información en relación a exploración y producción (upstream) y transporte y comercialización al por mayor (instream).

Se suscribieron los contratos de concesión, seguridades y garantías del proyecto Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera, que posibilitará la interconexión eléctrica entre **Perú** y **Ecuador** con eficiencia y calidad durante 30 años, con una inversión estimada de USD 233 millones. Este importante proyecto permitirá un intercambio energético, en tensión de hasta 500 kV, que reforzará la atención a la demanda de energía en el norte del Perú, y será un soporte en caso de eventos de fuerza mayor. El proyecto permitirá aprovechar la complementariedad hidrológica y energética que existe entre ambos países, ya que cuando hay periodo de sequía en Perú y baja producción hidroeléctrica, en Ecuador es temporada de lluvias y de mayor generación hidráulica. El impacto de esta iniciativa es muy importante para el desarrollo social y económico de ambos países.

Los Gobiernos de **Honduras** y **México** profundizaron su relación de cooperación estratégica en materia energética, con la suscripción de una serie de acuerdos entre los que cabe destacar: el Memorándum de Entendimiento firmado entre la SEN de Honduras y la empresa Petróleos Mexicanos (Pemex), que contempla la asistencia en el marco jurídico hondureño sobre hidrocarburos, asistencia técnica, transferencia de conocimientos y tecnología en toda la cadena de valor, lo que implica el posible descubrimiento de hallazgos petrolíferos comercializables en Honduras; el Memorándum de Entendimiento que Honduras firmó con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), órgano de alto prestigio académico y tecnológico a nivel latinoamericano, con miras a establecer un marco de colaboración que permita el fortalecimiento de las capacidades técnicas del personal de la SEN y su especialización en temas de investigación en hallazgos petroleros (este acuerdo propiciará la producción de fuerza de trabajo calificada para potenciar el sector energético de ambas naciones, generando conocimientos e información); y el Memorándum de Entendimiento rubricado, entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que servirá para realizar un diagnóstico integral de las redes de transporte del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y el apoyo con consultores especializados en materia de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, así como en potenciación de centrales hidroeléctricas.

República Dominicana y **Suriname**, suscribieron cuatro memorandos de entendimiento dirigidos a fomentar una colaboración bilateral y aumentar el comercio mutuo en materia de energía e hidrocarburos. Estos acuerdos marcan un hito en las relaciones bilaterales, especialmente en el sector de hidrocarburos, donde se promoverá la cooperación en exploración, producción y desarrollo de recursos energéticos, así como en la implementación de tecnologías avanzadas y sostenibles.

Los Gobiernos de la **República Dominicana** y la República Cooperativa de **Guyana** firmaron un Memorándum de Entendimiento (MdE) histórico centrado en la cooperación en materia energética. Con un objetivo compartido de avanzar en sus respectivos panoramas energéticos en una base igualitaria y mutuamente beneficiosa, el MdE proporciona un marco integral que abarca cada faceta de la cadena de valor de los hidrocarburos. La cooperación puede abarcar la promoción de inversiones, la transferencia de tecnología, la investigación y el desarrollo y la capacitación de recursos humanos. El amplio alcance del Memorándum incluye, pero no se limita, al establecimiento de comercio bilateral en productos petroleros y a la participación de las empresas de la República Dominicana en actividades de exploración y producción en Guyana. Asimismo, la colaboración en el sector del gas natural y la inversión de la República Dominicana en una refinería de crudo, con posibles acuerdos de toma de posesión para productos petroleros refinados aguas abajo. Para agilizar e implementar las iniciativas de cooperación, el MdE prevé la formación de un Grupo de Trabajo Conjunto (GTC) compuesto por representantes de ambas naciones.

Uruguay y la Unión Europea (UE), firmaron en Bruselas, un memorándum de entendimiento (MOU) que establece líneas de cooperación en hidrógeno verde, energías renovables y Eficiencia Energética. En el documento, ambas partes coinciden en remarcar la relevancia de la Eficiencia Energética para avanzar hacia la neutralidad climática, cumpliendo así con lo pactado en el Acuerdo de París. Para ello, promoverán el desarrollo de la Eficiencia Energética, que constituye uno de los pilares de la segunda transición energética que lleva adelante el gobierno uruguayo. Las partes también prevén colaborar en materia de investigación e innovación, y en el despliegue de tecnologías energéticas innovadoras, a nivel del sector transporte. Adicionalmente se firmó un memorándum de entendimiento con el Puerto de Róterdam para explorar oportunidades de cooperación dirigidas a concretar proyectos viables en materia de hidrógeno verde y derivados. También se firmó en Berlín, un acuerdo energético que establece un marco de cooperación técnica e intercambio de conocimientos entre ambos países, para implementar acciones conjuntas en el desarrollo de fuentes renovables y combustibles alternativos. El acuerdo, permitirá la creación de un comité directivo integrado por los ministros de ambos países y la estructuración de grupos de trabajo técnicos para promover el intercambio y las acciones en temas como el hidrógeno verde, eficiencia energética, movilidad eléctrica y almacenamiento en baterías.

Se firmó en Caracas el Memorándum de Entendimiento entre el Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), impulsado por **Venezuela** durante el ejercicio de la presidencia pro tempore de los órganos de gobernanza de OLADE. El referido instrumento determina las bases para la cooperación conjunta entre ambos organismos, en lo que respecta al intercambio de información, experiencias y buenas prácticas, entre otros elementos de interés recíproco dirigidos a fomentar un uso más eficiente y responsable de los recursos naturales, promoviendo firmeza, estabilidad y equilibrio a los mercados energéticos.

Petróleos de **Venezuela** S.A. (PDVSA) suscribió con Repsol un Acuerdo Marco para la administración de la Empresa Mixta Petroquiriquire conformada por la filial PDVSA CVP con un 60% y Repsol con un 40% de participación, con un alcance geográfico que incluye las regiones del oriente y occidente de Venezuela. Por otra parte, PDVSA firmó con la empresa francesa Maurel & Prom un acuerdo para la reanudación de actividades en la Empresa Mixta Petroregional del Lago, con operaciones en el campo Urdaneta del Lago de Maracaibo, estado Zulia, a los fines de potenciar las capacidades de la industria e incrementar la producción.

10. RECONOCIMIENTOS, EVENTOS Y CONVENCIONES

Del 30 de noviembre al 12 de diciembre se realizó en Dubái la 28.^a Cumbre de Cambio Climático **COP28**, que concluyó con la aprobación del Acuerdo de Dubai, una hoja de ruta para la transición energética que propone los siguientes puntos claves: triplicar al 2030 la capacidad global de energías renovables y duplicar la tasa media anual mundial de mejora de la eficiencia energética; acelerar la disminución progresiva del uso de energía basada en carbón; avanzar hacia sistemas energéticos con emisiones netas cero a nivel mundial, utilizando combustibles de baja o nula emisión de carbono antes o alrededor de mediados de siglo; dejar de utilizar combustibles fósiles en sistemas energéticos de manera justa y ordenada, acelerando la acción en la década actual para lograr cero emisiones netas en 2050; acelerar el desarrollo de tecnologías de emisiones cero y bajas, como energías renovables, energía nuclear, y tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, especialmente en sectores difíciles de reducir; reducir sustancialmente las emisiones de gases distintos al dióxido de carbono a nivel mundial, con un enfoque en la reducción de las emisiones de metano para 2030; acelerar la reducción de emisiones en el transporte por carretera mediante el desarrollo de infraestructuras y la rápida adopción de vehículos con cero o bajas emisiones; y eliminar las subvenciones ineficientes a los combustibles fósiles que no aborden la pobreza energética ni las transiciones justas.

Brasil se posicionó como el octavo país en términos de capacidad instalada para generar energía a partir de fuentes solares. Según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena), esta es la primera vez que el país entra en el ranking de los diez mayores generadores de energía solar del mundo. El informe señala que, en 2022, Brasil superó los 24 GW de potencia operativa. Los datos tienen en cuenta la suma de grandes plantas solares y sistemas de generación solar de pequeño y mediano tamaño. En enero de 2023, la fuente solar se convirtió en la segunda mayor en capacidad instalada de Brasil. Según la Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica (Absolar), desde julio del año anterior su potencia ha crecido alrededor de 1 GW mensual, en promedio. Adicionalmente, según



el informe Energy Transition Investment Trends 2024 de BloombergNEF, Brasil es el sexto país del mundo que más invierte en transición energética lo que lo posiciona como el líder en América Latina. El documento destacó que el país invirtió en la transición, sólo en 2023, alrededor de USD 34,800 millones. Por otro lado, en octubre de 2023 en el marco de la reunión del G20, se produjo el lanzamiento oficial de la Global Biofuels Alliance, iniciativa conjunta de los gobiernos de Brasil, India y Estados Unidos. La iniciativa que ya cuenta con la promesa de adhesión de otros 16 países y 12 organizaciones internacionales, se centra en la difusión de la producción y uso de biocombustibles sostenibles como parte de la estrategia de descarbonización de la matriz energética global.

En el marco de la reunión Ministerial de Energía Limpia (CEM) realizada en la India, **Brasil, Chile y Uruguay** firmaron una declaración internacional conjunta adoptada entre 15 países para el comercio internacional de hidrógeno renovable y bajo en carbono, instrumento que le permitirá a estos países contribuir activamente a la construcción de las reglas dirigidas a desbloquear inversiones de gran escala, las que deberán estar alineadas con las reglas de la Organización Mundial del Comercio (OMC). En el evento también se puso en marcha el Foro Internacional de Comercio de Hidrógeno, que reunirá a países importadores y exportadores para promover el diálogo sobre el comercio de hidrógeno.

Según datos del Foro Económico Mundial, **Costa Rica** se posicionó en el tercer lugar de Latinoamérica en el Índice de Transición Energética 2023 con un 63.5 de puntaje general, siendo el promedio global de 56.3, lo que la posiciona en el lugar 25 a nivel mundial, entre 120 países analizados. El Índice de Transición Energética compara cada nación en función del desempeño actual de sus sistemas energéticos y de la preparación de su entorno. En este sentido, Costa Rica obtuvo 74.5 en rendimiento del sistema y 46.9 en preparación para la transición. **Brasil y Uruguay** completan el top 3 latinoamericano con 65.9 y 63.6 de puntuación, respectivamente, y se ubican en la posición 14 y 23 a nivel global. A pesar de los desafíos provocados por el fenómeno de El Niño, Costa Rica mantuvo su perfil de generación de electricidad a partir de fuentes renovables en 2023. Según estadísticas proporcionadas por la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el 94,91% de la producción del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante el año se originó en fuentes limpias dentro del país; y la producción total alcanzó los 11,939.72 GWh. A pesar de las condiciones de sequía y la disminución de los caudales, la energía hidroeléctrica, que constituye la fuente principal, representó el 69.74% de la electricidad generada. La geotermia y la energía eólica contribuyeron con el 12.39% y el 12.24%, respectivamente, mientras que la biomasa y la energía solar representaron el 0,53%. El Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, con una generación de 923,17 GWh, fue la planta más importante, contribuyendo con el 7.73% de la producción total del SEN. En cuanto a la demanda nacional, que alcanzó los 12,291.12 GWh, el 91.29% fue cubierto mediante fuentes renovables. Este cálculo incluye la suma de importaciones y la resta de exportaciones realizadas por Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

República Dominicana continuó consolidándose como uno de los destinos más atractivos para la inversión en energías renovables, posicionándose en el puesto número 6 en América Latina y escalando hasta la posición 43 a nivel mundial, según revela el informe Climatescope 2023, elaborado por BloombergNEF, entidad líder en el análisis de tendencias para la transición hacia una economía de bajas emisiones de carbono. Durante el período comprendido entre 2021 y 2023, el país caribeño logró mejorar significativamente su clasificación global, avanzando desde el puesto 46 hasta el puesto 43, con un desempeño destacado que lo coloca como uno de los líderes regionales en el impulso de energías limpias y renovables. Asimismo, las inversiones en el sector energético se han triplicado, pasando de 278.2 millones de dólares a 1,071.1 millones de dólares, según los registros del Banco Central (BCRD). En particular, se destaca el incremento en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, que ha pasado del 6.33% en 2021 al 11.9% en 2023, según el reporte anual del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC). Además, se resaltan las políticas implementadas en el sector del transporte, incluyendo la adopción de sistemas más limpios y la reducción o eliminación de impuestos a la importación de vehículos eléctricos.



2. PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES Y FUENTES DE INFORMACIÓN



Para el cálculo de los indicadores y la presentación de los gráficos de este Panorama Energético se cuenta con dos tipos de fuentes de información correspondientes a la escala de trabajo de los productores o compiladores que reportan estadísticas e indicadores. Por lo general, cada tipo de fuente de información responde a necesidades de usuarios distintos, de diferente escala, y presenta ventajas y desventajas específicas para los fines analíticos.

Fuentes regionales

Se trata de bases de datos e información estadística proveniente de organismos regionales y que, como la OLADE, presentan una cobertura parcial de países que abarcan la región de América Latina y el Caribe. En este caso, los procesamientos estadísticos empleados permiten la comparabilidad regional a partir de los datos nacionales que estos organismos compilan de sus Países Miembros. Para este Panorama Energético se ha utilizado la base de datos de la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL, ONU) denominada CEPALSTAT de donde se obtuvo la información económica referente al PIB Nominal a Precios Constantes, a partir de la base de datos publicada el 8 de agosto de 2024.

La información energética de los países de América Latina y el Caribe contenida en el Panorama Energético proviene del sieLAC, <https://sielac.olade.org/>, (Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe) y es la plataforma en la cual se administra, gestiona y actualiza la información que suministran de manera oficial nuestros países miembros. Las estadísticas energéticas presentadas y graficadas en la presente publicación, provienen de la más reciente actualización de la información solicitada a los Países Miembros de OLADE a través de los Asesores de OLADE en los países, quienes actúan como enlace entre las autoridades energéticas en cada país y la OLADE y facilitan oficialmente la información. En tal sentido, es importante destacar que para la realización de este documento se ha actuado en calidad de usuarios de estadísticas y no se constituye en fuente productora o primaria de información del sector energía. Son las autoridades energéticas en cada país las que proveen esta información y disponen de los recursos y conocimientos necesarios para recopilar y procesar los datos con los que se realizó este Panorama Energético, a partir de metodologías previamente acordadas. Asimismo, conscientes de que la información utilizada podría tener alguna discrepancia con las fuentes de datos nacionales, particularmente en los primeros años registrados en las series temporales, invitamos a la comunidad energética de los Países Miembros a enviarnos sus comentarios y sugerencias sobre la información suministrada y el contenido del Panorama Energético a la dirección de correo electrónica: sielac@olade.org

Fuentes nacionales

En la mayoría de los casos se utilizó información oficial provista por los Asesores sieLAC de cada país. Cuando no se dispone de la información correspondiente a los Balances de Energía de un país dado, se recurrió a realizar estimaciones con información parcial que suele obtenerse de instituciones oficiales (Ministerios, Secretarías y Direcciones Nacionales de Energía, Agencias de Regulación del Sector, Comisiones Nacionales de Energía, etc.). Los datos provenientes de estas fuentes suelen tener menor cobertura y no siempre son comparables con otros datos de la región por lo que se los utiliza para estimar las tendencias, particularmente, del último año de referencia, en este caso el 2023.

Dado el carácter dinámico de la información estadística presentada en este Panorama Energético, las series contenidas podrían no coincidir con consultas ulteriores a las bases de datos utilizadas.

Período de análisis y año base

El Panorama Energético presenta información acerca de la evolución y tendencias de numerosas estadísticas e indicadores que combinan información energética, económica y social. Se ha intentado aprovechar al máximo el espacio visual en cada gráfico, por lo que, en algunos casos, en el eje derecho se presenta información adicional referida al mismo. La información se despliega en forma de gráficos que cubren un período comprendido entre el año 2000 y el 2023. La información económica está referida al año base 2017 en el caso del PIB de Paridad del Poder Adquisitivo y base 2018 para el PIB Nominal precios constantes.



Cobertura de países

La información presentada abarca a los 27 Países Miembros de la OLADE, cuando los datos disponibles así lo permiten. Estos son: la República Argentina, Barbados, Belice, el Estado Plurinacional de Bolivia, la República Federativa de Brasil, la República de Chile, la República de Colombia, la República de Costa Rica, la República de Cuba, la República del Ecuador, la República de El Salvador, Granada, la República de Guatemala, la República Cooperativa de Guyana, la República de Haití, la República de Honduras, Jamaica, los Estados Unidos Mexicanos, la República de Nicaragua, la República de Panamá, la República del Paraguay, la República del Perú, República Dominicana, la República de Surinam, la República de Trinidad y Tobago, la República Oriental del Uruguay y la República Bolivariana de Venezuela. Para que la presentación de los indicadores sea lo más amigable posible se empleó el nombre corto de cada país y se realiza su presentación en orden alfabético.

Discrepancias y conciliación estadística

Es posible que, al comparar indicadores presentados en este Panorama Energético con los publicados en otros documentos, existan discrepancias estadísticas debidas a diferencias en los sistemas de unidades empleados y sus factores de conversión, en las definiciones conceptuales y en las opciones metodológicas utilizadas. Estas diferencias pueden ser simples, como las diferencias en los años comprendidos o los países incluidos, o más complejas, como la utilización de indicadores aproximados (proxies) o estimaciones de diversa naturaleza, la distinta cobertura geográfica (regional, nacional, local), las diferencias en los períodos de actualización de las bases de datos consultadas o la utilización de denominadores de población y/o del PIB diferentes. En el presente Panorama Energético se ha procurado conciliar los datos estadísticos, presentando en forma lo más explícita y exhaustivamente posible las definiciones conceptuales y metodológicas utilizadas.

Sobre los denominadores de población y PIB

Para los indicadores per cápita utilizados en el Panorama Energético se empleó la información suministrada por los países así como la proveniente del Banco Mundial, <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=H>, a partir de los datos publicados el 28 de junio de 2024.

Por otra parte, con referencia al PIB, para que la comparabilidad entre los países capture de la manera más veraz posible los efectos reales de la actividad económica y poder aislar, tanto como se pueda, los efectos cambiarios, los valores de PIB utilizados en el Panorama Energético corresponden a las series estadísticas anuales de cuentas nacionales expresadas en Paridad del Poder Adquisitivo (PPA) y publicadas por el Banco Mundial al año base 2017 <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.PP.KD>, a partir de la base datos publicada el 28 de junio de 2024.

Con respecto al caso de los PIB sectoriales a partir de los cuales se calculan las intensidades y emisiones de CO₂, corresponde a estimaciones propias realizadas por OLADE a partir de la construcción de las series de tiempo referentes al PIB Nominal y el PIB PPA a precios constantes, por lo que los valores presentados pueden diferir de la publicada por cada uno de los países.



3. METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES



Oferta total de energía

Corresponde a cantidad total de energía, destinada a cubrir la demanda interna de un país o región, tanto de las fuentes primarias como secundarias, que incluye, insumos a transformación, consumo final, consumo propio del sector energético y pérdidas. La oferta total interna en el año t se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$OT_t = PP_t + IM_t - EX_t + VI_t - NA_t - BK_t$$

donde:

OT_t = Oferta total interna en t

PP_t = Producción de fuentes primarias en t

IM_t = Importaciones de energías primarias y secundarias en t

EX_t = Exportaciones de energías primarias y secundarias en t

VI_t = Variaciones de inventarios (positivo o negativo) en t

NA_t = Energía no Aprovechada en t

BK_t = Búnker en t

Nota: En el caso de la Producción total (PPt), solo se considera las fuentes de energía primarias para evitar doble contabilidad, debido a que las fuentes secundarias provienen de las primarias o de otras secundarias.

Oferta total de energía por fuente

Corresponde a la cantidad de energía de cada fuente, que está disponible para cubrir la demanda interna de dicha fuente en un país o región. La oferta total interna en el año t de la fuente i se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$OT_{ti} = PP_{ti} + IM_{ti} - EX_{ti} + VI_{ti} - NA_{ti} - BK_{ti}$$

donde:

OT_{ti} = Oferta total interna en t de la fuente de i

PP_{ti} = Producción en el año de t de la fuente de i

IM_{ti} = Importación en el año de t de la fuente de i

EX_{ti} = Exportación en el año de t de la fuente de i

VI_{ti} = Variaciones de inventarios (positivo o negativo) en el año t de la fuente de i

NA_{ti} = Energía no Aprovechada en el año t de la fuente de i

BK_{ti} = Búnker en el año t de la fuente de i

Nota: en el caso de las fuentes de energía secundaria, la producción es la sumatoria de todos los flujos de salida de los centros de transformación de cada fuente. Por ejemplo, la producción de gasolina sería la suma de la salida de gasolina de refinería y la salida de gasolina de los centros de tratamiento de gas natural.

Oferta total de energía primaria

La oferta total de energía primaria es la sumatoria de la oferta total en el año t de todas las fuentes de energía primaria incluidas en el Balance Energético Nacional (BEN) del país o región:

$$OTEPT = \sum_{i=0}^{i=n} OT_{ti}$$

donde:

$OTEPT$ = Oferta Total de Energía Primaria en t

OT_{ti} = Producción de Primarias en t



Las principales fuentes primarias consideradas por los balances energéticos de los países de América Latina y el Caribe son: petróleo, gas natural, carbón mineral, nuclear, hidroenergía, geotermia, eólica, solar, leña, bagazo de caña, biogás, bioetanol, biodiesel, otra biomasa y otras primarias.

Capacidad instalada de generación eléctrica

Es la capacidad nominal de suministro de una central de generación (en bornes de generador) por cada tipo de tecnología. Se expresa en Megavatio (MW) o Gigavatio (GW).

Generación de electricidad

Se define como la producción de electricidad de los generadores locales, incluyendo a los autoprodutores. Se expresa en Megavatio hora (MWh) o Gigavatio hora (GWh).

Tasa de electrificación

Es el porcentaje de habitantes que cuentan con servicio eléctrico frente al número total. Se obtiene dividiendo el total de habitantes servidos por la población total del país, expresando el valor en porcentaje.

Población sin acceso a servicio eléctrico

Es una estimación de la cantidad de personas que no acceden a servicios de electricidad. Se define mediante la expresión:

$$PSAE = Población\ total\ (1 - Tasa\ de\ electrificación)$$

Consumo final de energía

Se refiere a toda la energía que se entrega a los sectores de consumo final (Transporte, Industrial, Residencial, Comercial y servicios, Agro pesca y minería, Construcción y otros) para su aprovechamiento como energía útil. Se excluyen de este concepto a las fuentes utilizadas como insumos o materias primas para producir otros productos energéticos, ya que esto corresponde a la actividad de “transformación”.

AGREGADOS MACROECONÓMICOS E INDICADORES SOCIALES

Valor agregado

Es la macro magnitud económica que mide el valor añadido generado por el conjunto de productores de la economía de un país. El Valor Agregado Bruto (VAB) es Valor Bruto de la Producción (VBP) (o sea el valor de todo lo producido de bienes y servicios en un país) menos el Consumo Intermedio (CI) (o sea el valor de los insumos utilizados en la producción de bienes no duraderos y servicios). El VAB en un período dado a precios constantes de un año base dado, se estima valorizando las cantidades producidas en ese período a los precios del año base considerado. Para más detalles técnicos se recomienda consultar el Sistema de Cuentas Nacional (ONU, 2008).

Producto interno bruto a precios constantes

El Producto Interno Bruto (PIB) es la magnitud macroeconómica que expresa el valor monetario del conjunto de bienes y servicios de demanda final de un país durante un período de tiempo específico. Se publica en forma

trimestral o anual. En este documento se utilizan valores anuales. La suma de los Valores Agregados Brutos (VAB) de todos los sectores económicos más los impuestos netos de subvenciones sobre los productos, conforman el Producto Interno Bruto (PIB) de un país. Dado que las cuentas nacionales se calculan en moneda local, para realizar comparaciones internacionales, se convierten los valores del PIB a dólares o se expresan en Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) o PPP (Purchasing Power Parity). El PIB puede estar expresado en precios corrientes o constantes. En el primer caso, el valor se expresa a los precios de mercado vigentes en el año de su cálculo. Para que el indicador del PIB exprese la evolución de los niveles de actividad económica en términos reales se elimina la distorsión de las variaciones en los precios y se toman los precios de un año base como referencia. En este caso, el PIB queda expresado a precios constantes. Para ello, se contabiliza al PIB tomando como referencia una canasta de precios (defactor) que se refiere al año base considerado.

El PIB expresado en dólares constantes PPA es un indicador que transforma el valor nominal del PIB local a una valorización que se realiza en relación a una canasta de precios estandarizada ponderada y que toma a los Estados Unidos de Norteamérica como referencia para las comparaciones. La valorización del PIB y de otros agregados macroeconómicos a PPA, permite desacoplar los resultados de las variaciones que puedan existir en el tipo de cambio entre la moneda local y el dólar de un año a otro. Al eliminar la ilusión monetaria ligada al valor del dólar en cada país y reflejar el poder adquisitivo que esta moneda tiene en cada uno de ellos, esta metodología de valorización, al usarse para comparar el desempeño de los países, refleja más fielmente la actividad real en el consumo y producción de bienes y servicios y, por lo tanto, de la demanda final de la economía.

Consumo privado

El Gasto de consumo de los hogares, comúnmente denominado como Consumo privado, es el gasto efectivo e imputado de los hogares más transferencias sociales en especie de las instituciones sin fin de lucro que sirven a los hogares.

Emisiones de gases de efecto invernadero

El cálculo de emisiones de GEI del sector energético responde a la metodología desarrollada por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático versión 2006, Volumen 2 y la Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero publicada en el año 2000.

INDICADORES ENERGÉTICOS

Intensidad energética (de la energía final)

Se define como la relación entre el Consumo Final de Energía y el PIB PPA. Se vincula a los usos finales, es decir que se evalúa a nivel del consumo final (excluyendo a los centros de producción) y se puede calcular a nivel sectorial tomando valores provenientes de los balances de energía y de las variables que componen el PIB PPA.

Intensidades energéticas sectoriales

Es la relación entre el Consumo Final de Energía de cada sector y el Valor Agregado Sectorial expresado en PPA a valor constante del año 2011, correspondiente a ese mismo sector. Para el caso específico del sector Residencial, la intensidad energética se define como la relación entre el consumo final del sector y el consumo privado PPA a valor constante.

$$IE_{it} = \frac{CE_{it}}{VAB_{it}}$$



donde:

$$\begin{aligned}
 IE_{it} &= \text{Intensidad Energética del sector } i \text{ en el instante } t \\
 CE_{it} &= \text{Consumo Final de Energía de sector } i \text{ en el instante } t \\
 VAB_{it} &= \text{Valor Agregado Bruto del sector } i \text{ en el instante } t \\
 i &= \text{ Sectores Industrial, Terciario, Transporte, Residencial u otros}
 \end{aligned}$$

Es importante destacar que, puesto que no se dispone de información más detallada sobre el sector transporte, se ha usado como proxy del nivel de actividad, el valor agregado del sector transporte. En este caso, el nivel de actividad económica de este sector sólo computa las actividades relacionadas con el transporte de pasajeros y de carga (terrestre, aéreo y marítimo), las actividades de almacenamiento y comunicaciones. Debe tenerse en cuenta que, el transporte por cuenta propia que realizan las empresas para distribuir sus productos y los hogares no forma parte de esta definición. Por tal motivo, la intensidad energética del sector transporte tiende a estar subestimada, pues el consumo energético del sector también incluye el consumo de combustibles del sector residencial y de las empresas.

Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

Definida como la relación entre la capacidad instalada de centrales eléctricas que utilizan fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, térmica renovable y geotermia) y la población total.

Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

Definida como la relación entre generación eléctrica de centrales que utilizan fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, térmica renovable y geotermia) y la población total.

Relación pérdidas / Oferta de electricidad

Las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución de la electricidad son la suma de las ineficiencias técnicas o de origen físico y no técnicas que se producen en un período determinado.

Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde las centrales generadoras a los clientes. Conforme al segundo principio de la termodinámica, las pérdidas técnicas no pueden ser eliminadas por completo, aunque es posible reducirlas mediante mejoras en la red.

Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de energía y constituyen la energía consumida que no ha sido facturada debido a errores técnicos o administrativos, anomalías en la medición, clientes autoconectados o hurtos de energía.

Puesto que crecientes niveles de pérdidas en el sistema dan lugar a una menor disponibilidad de capacidad instalada, disminuyen a su vez los ingresos por consumos no facturados, los que pueden dar lugar a incrementos en las tarifas de electricidad debido al despilfarro de energía generado y aumentar los costos de mantenimiento de las redes de distribución. Se torna importante establecer medidas cuantitativas que permitan evaluar la evolución de los niveles de las pérdidas y, por lo tanto, de la eficiencia del sistema eléctrico. La relación entre las pérdidas y la oferta de electricidad es el indicador adecuado que permite medir y evaluar el estado de las pérdidas de electricidad a lo largo del tiempo.

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

Se define como la relación entre la oferta total de fuentes renovables (primarias y secundarias, descontando su producción de secundaria para evitar duplicidad), dividida para la oferta total de energía. En el caso de OLADE la

oferta total de renovables primarias comprende: hidroenergía, geotermia, eólica, solar, leña, bagazo de caña, biogás, bioetanol, biodiesel, otra biomasa y en el caso de las secundarias la electricidad importada y el carbón vegetal.

Este indicador mide el grado de penetración de los recursos renovables en la matriz energética del país. En combinación con factores de emisión puede evaluar también la mitigación del impacto ambiental que tiene lugar en el sector energético.

Índice de autarquía energética

Se define como la producción total de fuentes de energía primarias (petróleo, gas natural, carbón mineral, nuclear, hidroenergía, geotermia, eólica, solar, leña, bagazo de caña, biogás, bioetanol, biodiesel, otra biomasa y otras primarias) dividida para la oferta total de energía. Cuando el índice es mayor que la unidad, el país es un exportador neto de energía, si es igual a la unidad el país es autosuficiente, mientras que si es menor que la unidad, el país es importador neto de energía.

Participación de la bioenergía en el consumo residencial

Se define como la relación entre el consumo total de fuentes de origen orgánico en el sector residencial como leña, biogás y carbón vegetal, dividido para el consumo final total del sector residencial.

Participación de la hidroenergía en la oferta primaria renovable

Se define como la magnitud de dependencia a la energía producida tras la combustión de combustibles de madera como: leña, carbón vegetal, pelets, etc. Se calcula dividiendo la oferta total de leña y carbón vegetal, para la oferta primaria de las energías renovables.

INDICADORES DE EMISIONES CO₂

Las emisiones de CO₂ provenientes de la combustión de combustibles fósiles, a diferencia de otros Gases de Efecto Invernadero, pueden ser calculadas con un grado de precisión aceptable a partir del cálculo de las cantidades de carbono contenido en los combustibles, mientras que el volumen del resto de emisiones depende de las tecnologías y de las condiciones de combustión.

La fuente más importante de las emisiones de CO₂ en el Sector Energía es la oxidación del carbono que tiene lugar durante el proceso de combustión de las fuentes de energía fósiles y representa entre el 70% y el 90% del total de emisiones antropogénicas. El resto es emitido bajo la forma de monóxido de carbono (CO), metano (CH₄) y otra forma de hidrocarburos, compuestos que en el lapso comprendido entre unos pocos días hasta 10 u 11 años, se oxidan en la atmósfera para convertirse en CO₂.

En el presente Panorama Energético se aplicó el método de estimación de emisiones por tecnologías. Según IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) este método consiste en estimar las emisiones de CO₂ en función de la actividad y tecnología bajo la cual la energía es aprovechada. Se trata de cuantificar las emisiones que se producen a lo largo de las cadenas energéticas, desde el aprovechamiento de las energías primarias, pasando por los procesos de transformación, las pérdidas por transporte y distribución, hasta la utilización final de la energía. Las emisiones de CO₂ del sector *i* en el instante *t*, se calculan a partir de la expresión:

$$Emisiones_t^i = \sum_{j=1}^{Energético} FE_j^i \cdot CE_{jt}^i$$



donde:

$$FE_j^i = \text{Factor de emisión del energético } j \text{ correspondiente al sector } i$$

$$CE_{jt}^i = \text{Consumo final de energía del energético } j$$

correspondiente al sector i en t

por lo que las emisiones totales en el instante t son:

$$Emisiones\ Totales_t = \sum_{i=1}^{Sectores} Emisiones_t^i$$

En este documento además de presentar las emisiones totales de CO₂ por sectores de consumo final, se muestran las emisiones totales per cápita y por unidad de PIB en dólares del 2011 expresados en Paridad de Poder Adquisitivo.

Cabe mencionar que los valores de emisiones presentados no corresponden en rigor a los reportes nacionales de Inventario de Gases de Efecto Invernadero oficial, según las directrices del IPCC de 2006.

Los factores de emisión de dióxido de carbono utilizados como referencia para los cálculos, podrán ser consultados en siELAC en Estadística Energética - Impacto Ambiental.

Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

Se define como la relación entre las emisiones totales de CO₂ divididas por el consumo final de energía.

Índice de emisiones de CO₂ en la generación eléctrica

Se define como las emisiones de CO₂ producidas por la generación eléctrica divididas por la producción total de electricidad.

Intensidad de emisiones de CO₂

Se define como las emisiones totales de CO₂ producidas, divididas por el PIB PPA a valores constantes.

Emisiones de CO₂ per cápita

Se define como las emisiones totales de CO₂ producidas, divididas para la población.

FÓRMULAS GENÉRICAS

Tasas de variación

Se define como variación de un monto respecto a su valor anterior en términos relativos, o sea, como la razón de cambio del mismo. Se expresa como porcentaje. La tasa de variación puede ser “puntual”, cuando se comparan los datos de dos períodos o puede ser una “tasa de variación media acumulada”, cuando se calcula en función de los datos iniciales y final de una serie de valores.

Fórmula de la tasa de variación puntual:

$$TV_t = \frac{M_t - M_{t-1}}{M_{t-1}} \cdot 100$$

donde:

TV_t = Tasa de variación (porcentual) en t

t = Indica el tiempo

M_t = Monto o valor en el instante t

M_{t-1} = Monto en el instante anterior $t - 1$



4. ESTADÍSTICAS E INDICADORES ENERGÉTICOS AGREGADOS DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE Y EL MUNDO





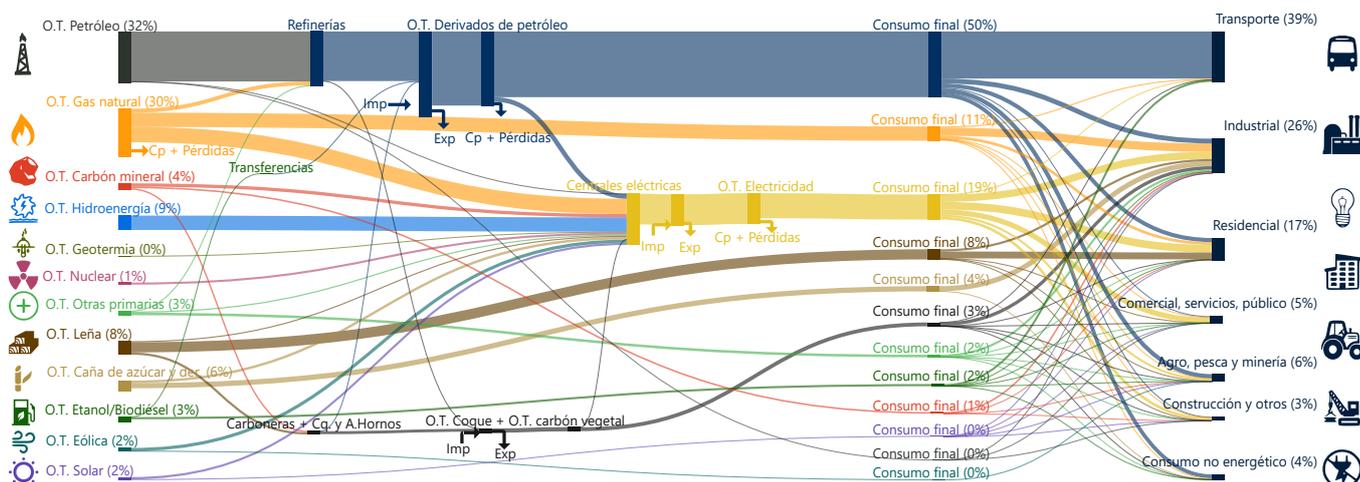
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

DATOS GENERALES 2023			
	Unidad	ALC	Mundo
Población	mil hab.	649.49	8,025.00
Participación población ALC respecto al mundo	%	8.09%	
PIB USD PPA	MUSD	12,607,135	165,803,885
Participación PIB USD respecto al mundo	%	7.60%	

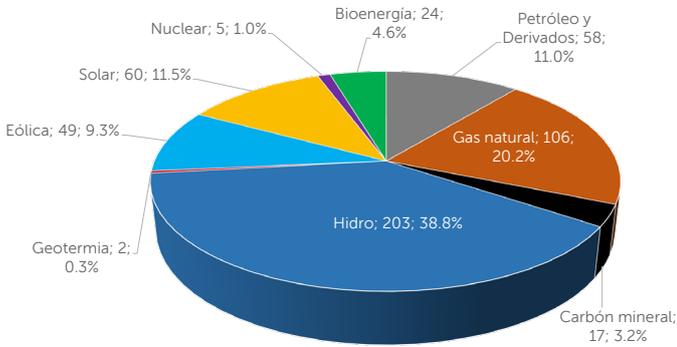
SECTOR ENERGÉTICO 2023			
Participación de renovables en la matriz de energía primaria	%	33.36%	13.57%
Participación de fuentes renovables en la generación eléctrica		63.82%	30.15%
Hidroenergía	%	44.57%	14.22%
Solar	%	5.59%	5.55%
Eólica	%	8.91%	7.78%
Biomasa	%	4.238%	2.30%
Geotérmica	%	0.53%	0.30%
IROTE	%	31.50%	13.57%
Participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica		36.18%	69.85%
Gas natural	%	24.49%	22.49%
Carbón	%	3.32%	35.57%
Petróleo y derivados	%	6.32%	2.69%
Nuclear	%	2.05%	9.10%
Participación de ALC en las emisiones totales mundial de CO ₂ e	%	8.2%	
Participación del sector energético de ALC en las emisiones totales mundiales de CO ₂ e	%	4.0%	
Consumo final (Demanda)	Mtep	652	14,996
Participación del consumo final	%	4.34%	
Consumo per capita de electricidad	kWh / hab.	2,229.91	3,682.70
Intensidad energética	tep / mil USD PPA	0.37	0.65
Tasa de electrificación	%	97.30%	91.67%
Población sin acceso a electricidad	millones hab.	18	
Reservas probadas petróleo	Mbbl	340,760	1,743,694
Participación de reservas probadas petróleo respecto al mundo	%	19.54%	
Reservas probadas gas natural	Gm ³	8,048	188,047
Participación de reservas probadas gas natural respecto al mundo	%	4.28%	
Reservas probadas carbón mineral	Mt	15,276	1,074,484
Participación de reservas probadas carbón mineral respecto al mundo	%	1.42%	

- Los diagramas Sankey que se presentan en los capítulos de ALC y por país han sido elaborados con base en las siguientes consideraciones:
 - Oferta Total (O.T.) = Producción + Importación - Exportación +/- Variación de Inventario - No Aprovechado.
 - Otras primarias incluyen: Biogás, residuos vegetales, productos de caña, leña, solar y eólica (Esto aplica a cada país dependiendo de la disponibilidad de fuentes de energía que tenga cada uno).
 - Los insumos de Otras primarias a Refinerías, hace referencia a los centros de transformación destilerías u otros centros (plantas de biodiésel), siendo las salidas etanol o biodiésel.
- La información del Cono Sur que se presenta en este capítulo no incluye Brasil dado que este país es considerado como una subregión.

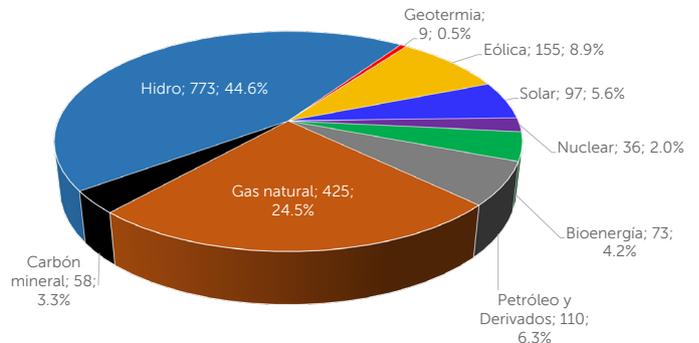
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



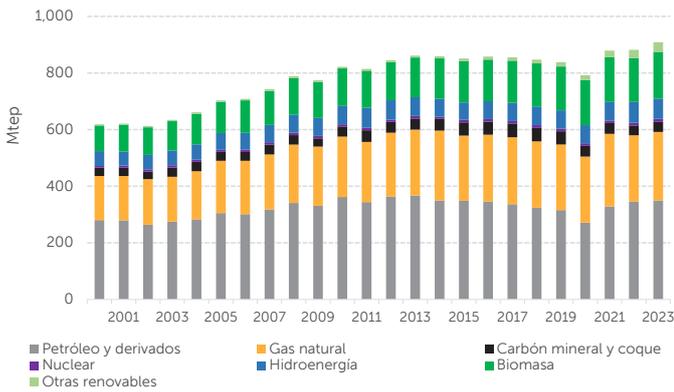
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [GW; %]
2023
Total: 523 GW



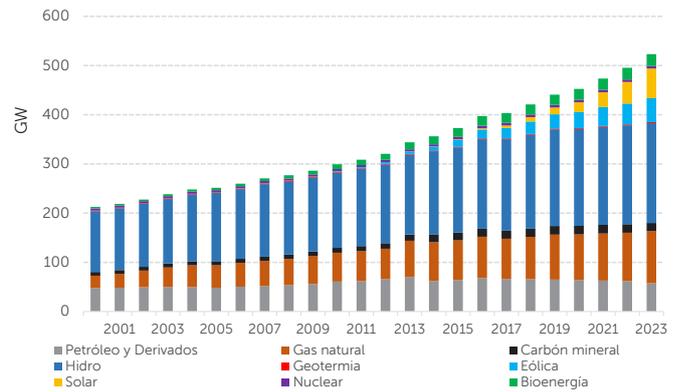
Generación eléctrica ALC por fuente [TWh; %]
2023
Total: 1,734 TWh



Oferta total por fuente LAC

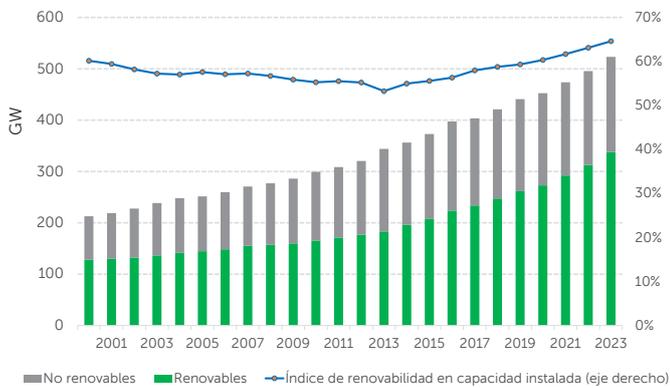


Capacidad instalada por fuente - ALC

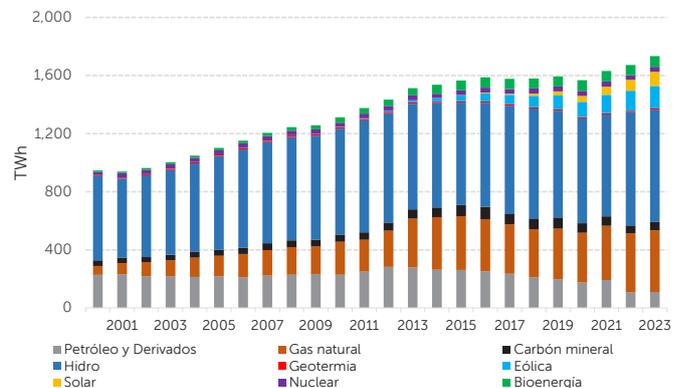


ALC

Capacidad instalada por fuente - ALC

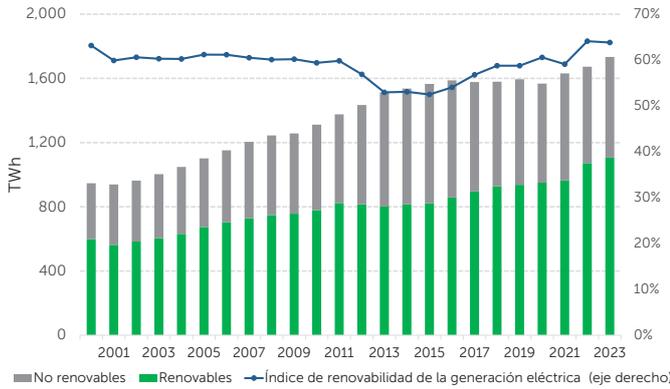


Generación eléctrica por fuente - LAC

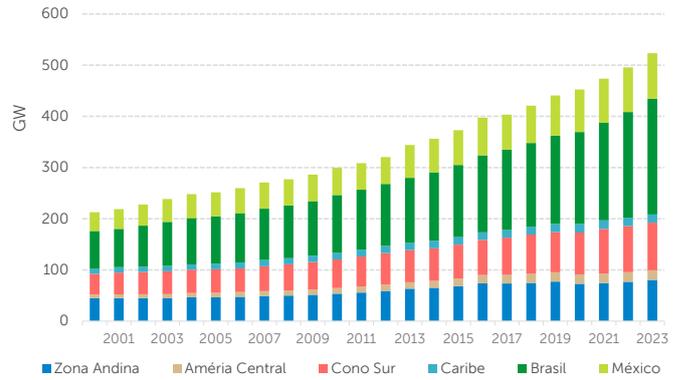




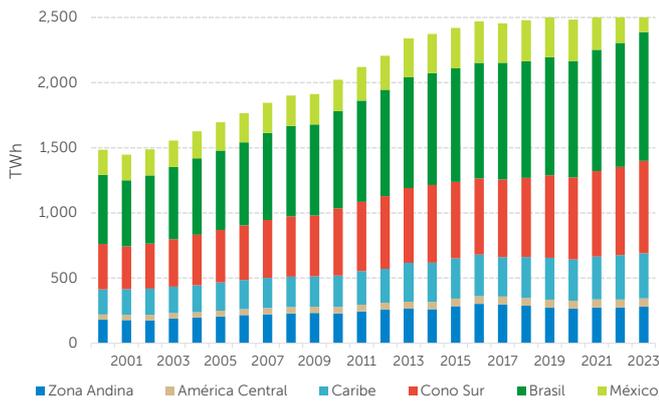
Generación eléctrica por fuente - LAC



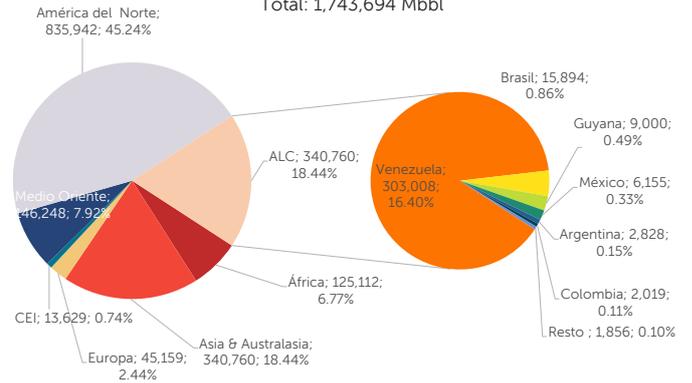
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



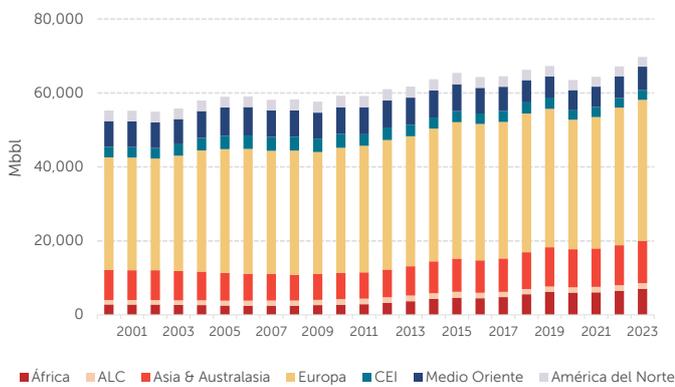
Generación eléctrica ALC por subregiones



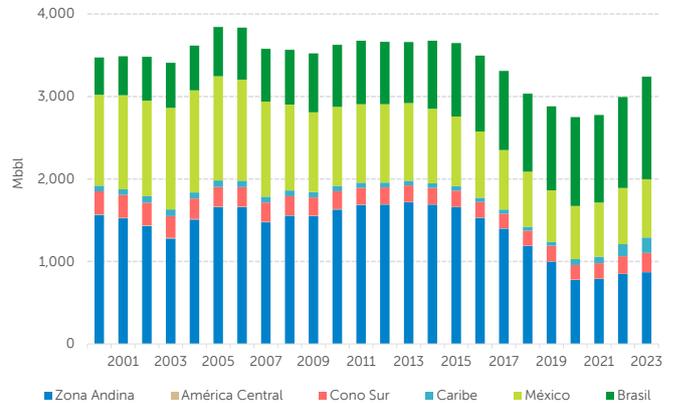
Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbbl, %]
2023
Total: 1,743,694 Mbbbl



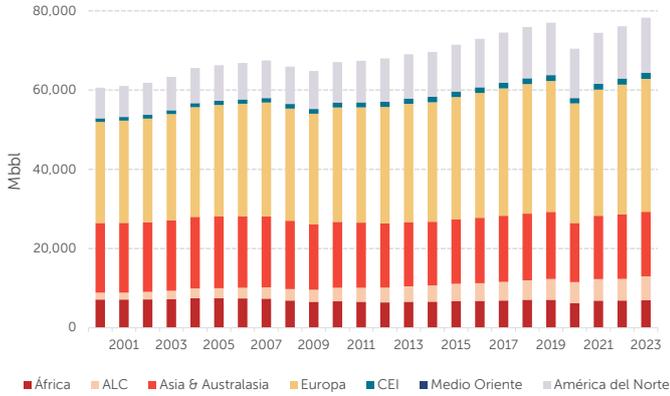
Producción mundial de petróleo por subregiones



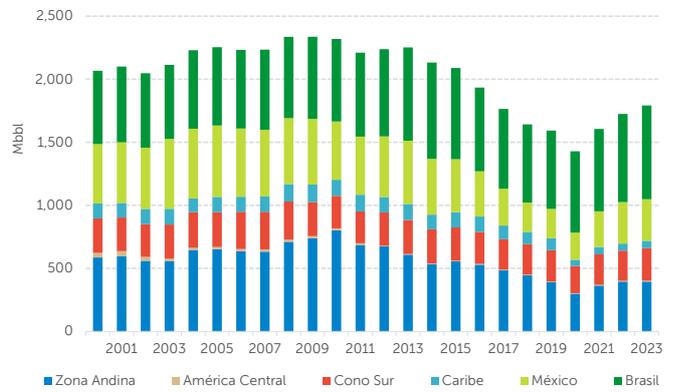
Producción de petróleo ALC por subregiones



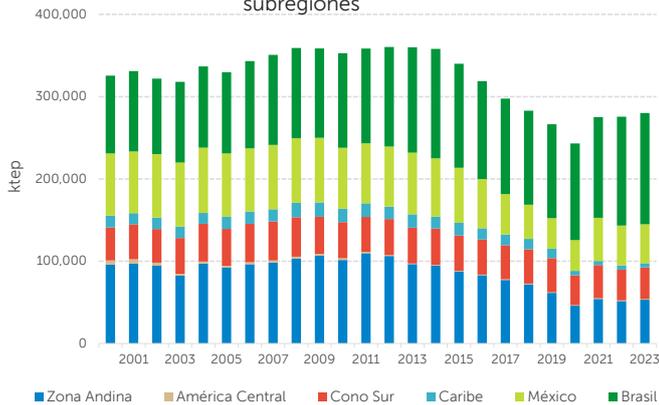
Oferta total mundial de petróleo por subregiones



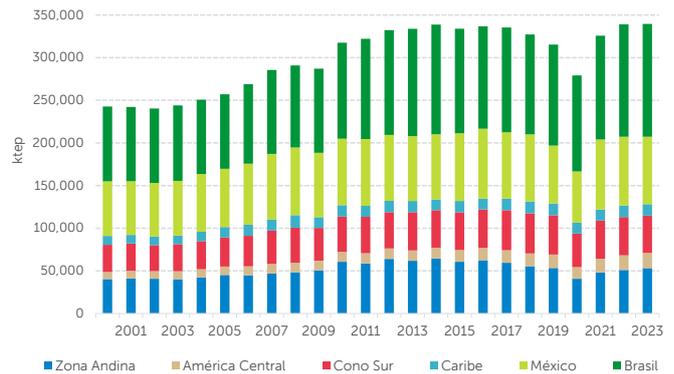
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones

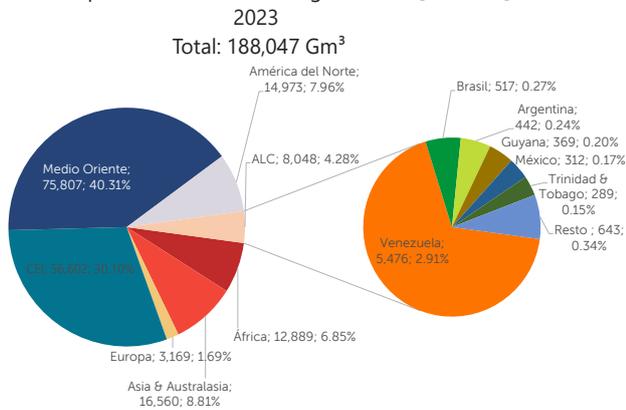


Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones

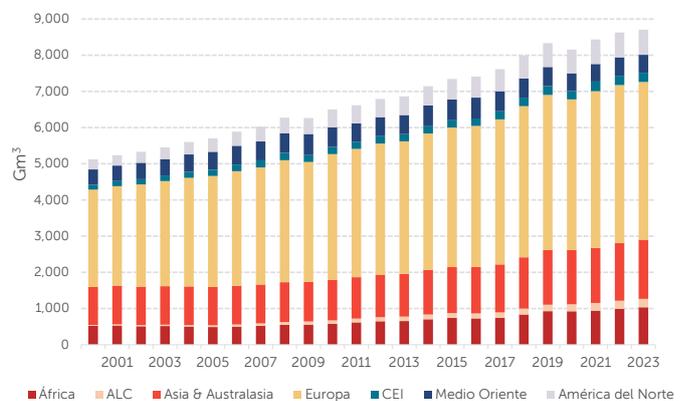


ALC

Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm³, %]

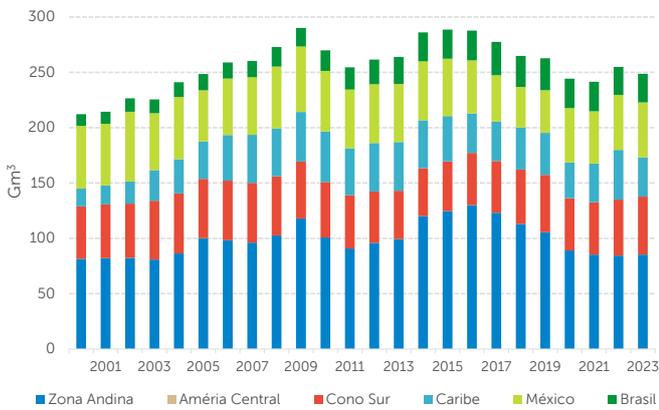


Producción mundial de gas natural

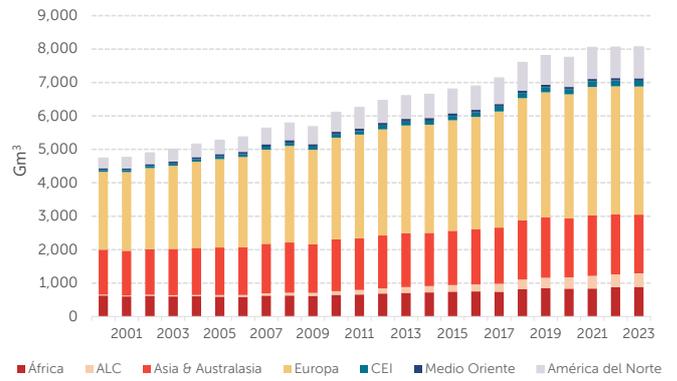




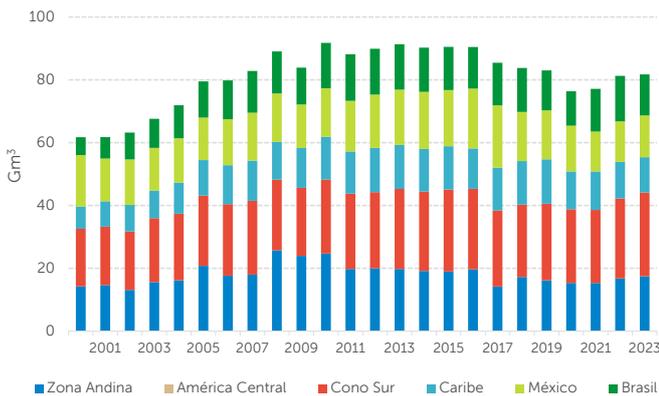
Producción de gas natural ALC por subregiones



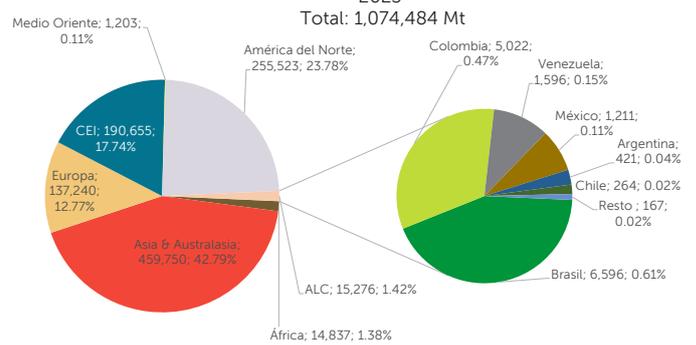
Consumo final mundial de gas natural



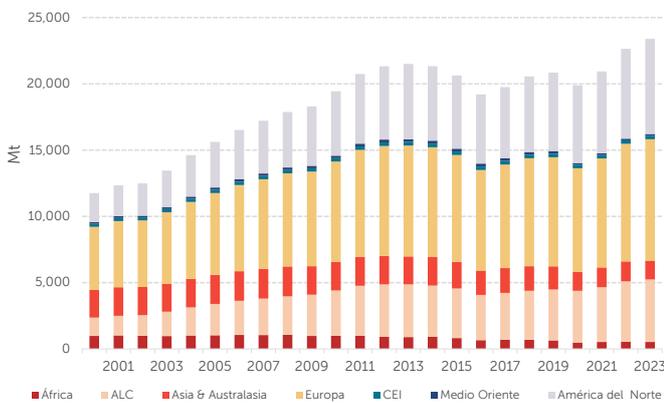
Consumo final de gas natural ALC por subregiones



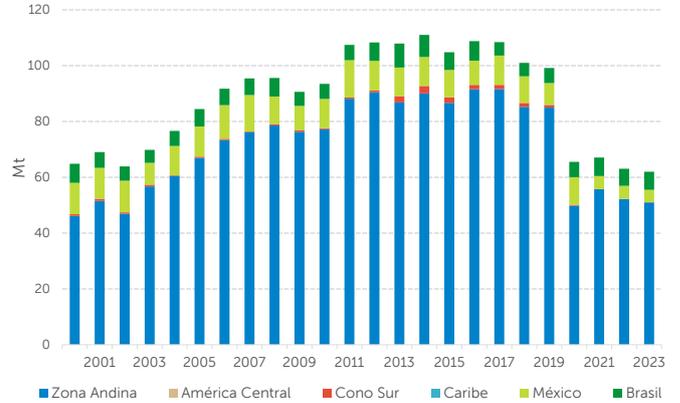
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt, %]
2023



Producción mundial de carbón mineral



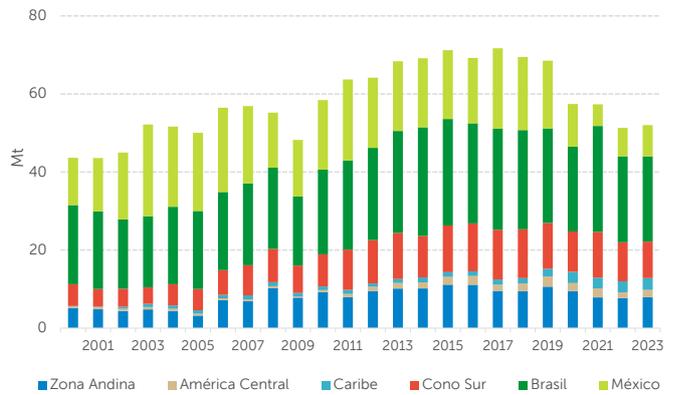
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



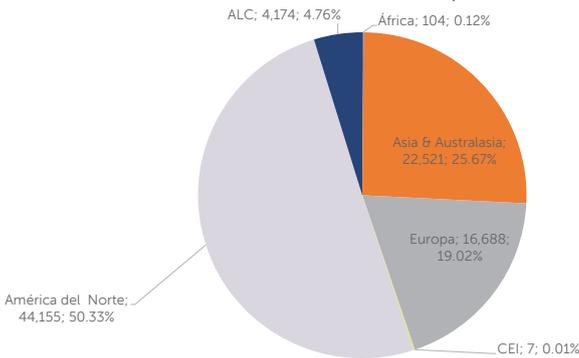
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



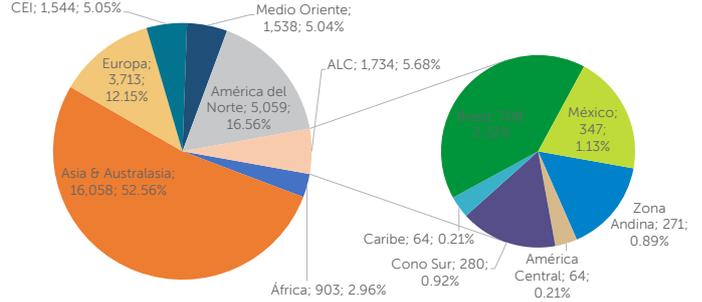
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



Producción mundial de biocombustibles [ktep]
2023
Total: 87,732 ktep

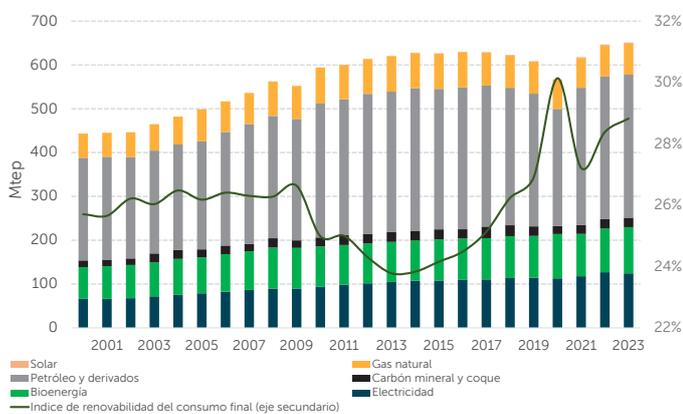


Generación eléctrica mundial por subregiones [TWh, %]
2023
Total: 30,352 TWh

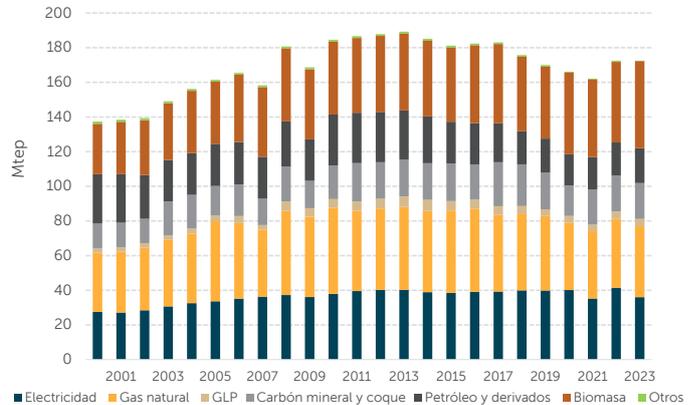


ALC

Consumo final de energía por fuente ALC

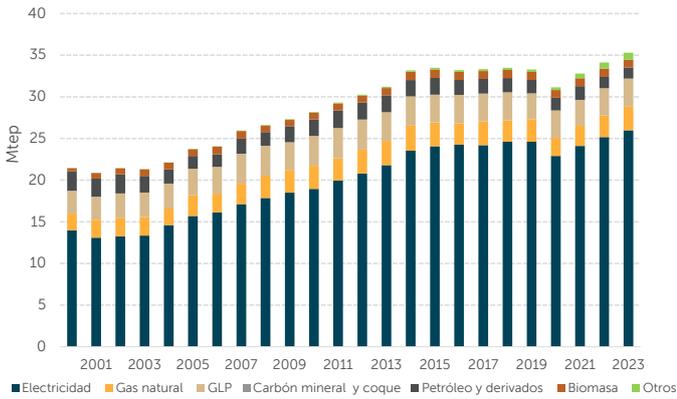


Consumo final Industrial ALC

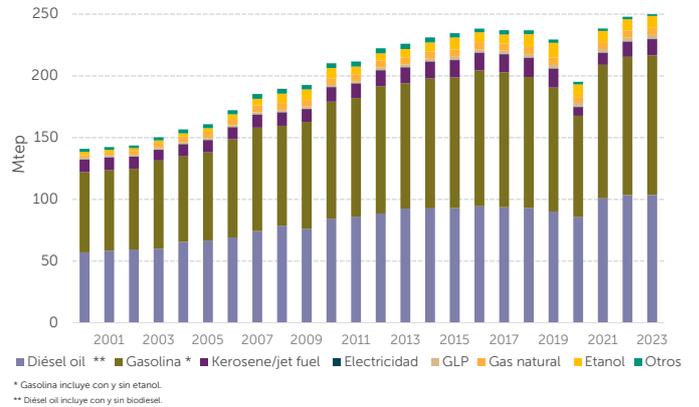




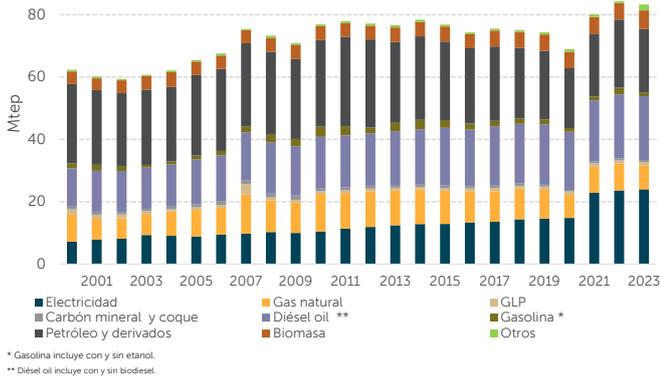
Consumo final Comercial ALC



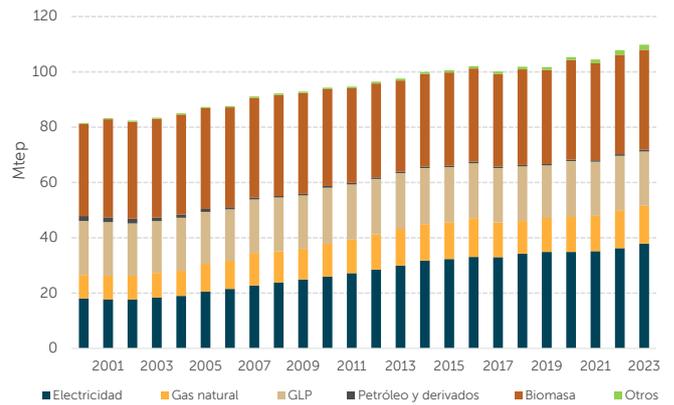
Consumo final Transporte ALC



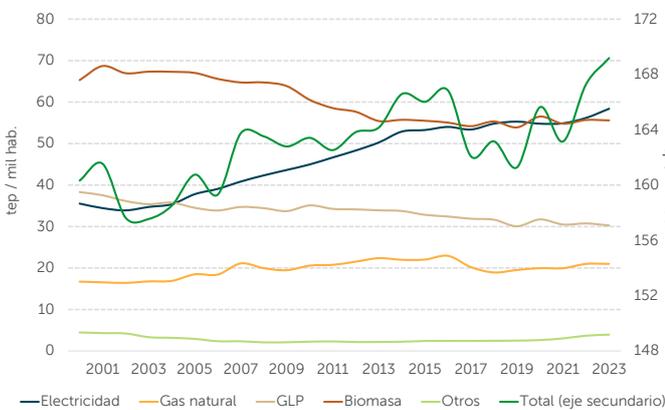
Consumo final de otros sectores ALC



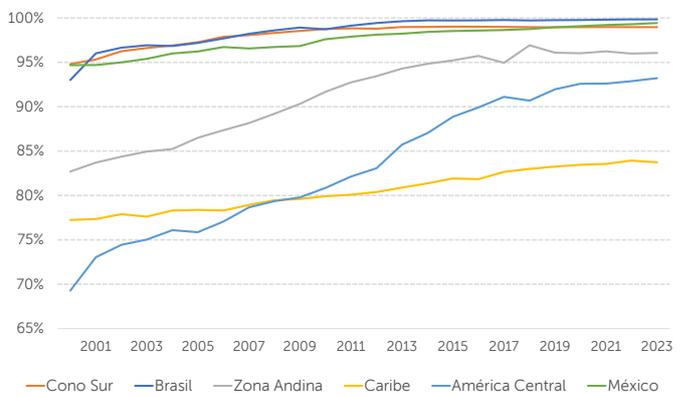
Consumo final Residencial ALC



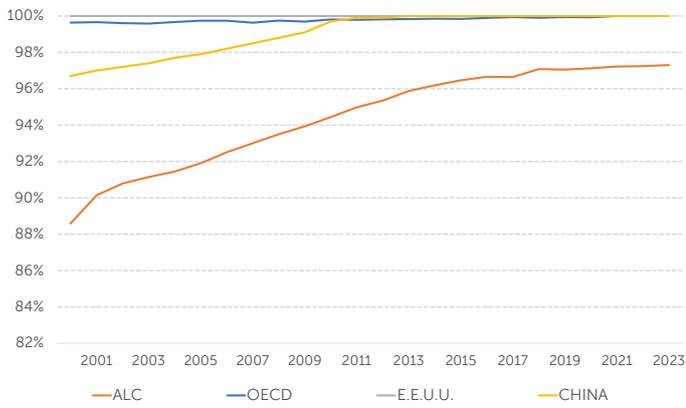
Consumo final per cápita Sector Residencial ALC



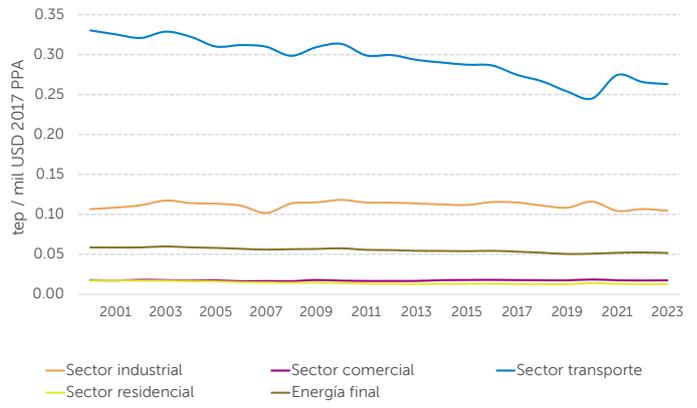
Tasa de electrificación ALC por subregiones



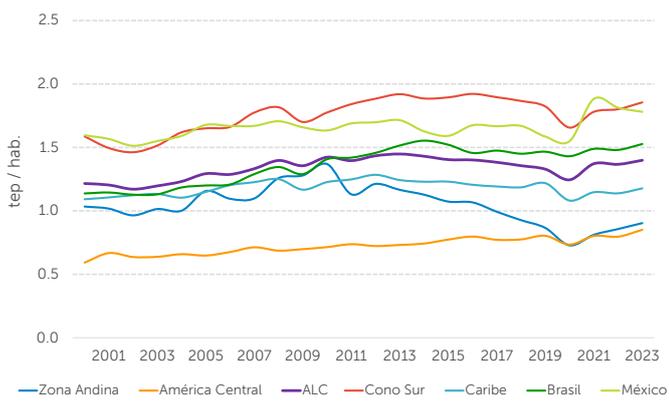
Tasa de electrificación por regiones del mundo



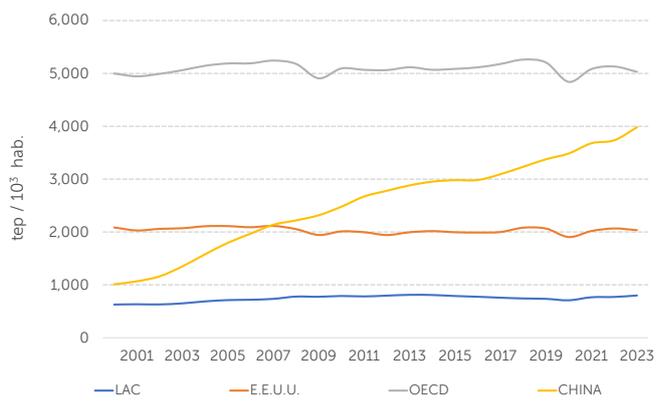
Intensidades energéticas sectoriales ALC



Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones

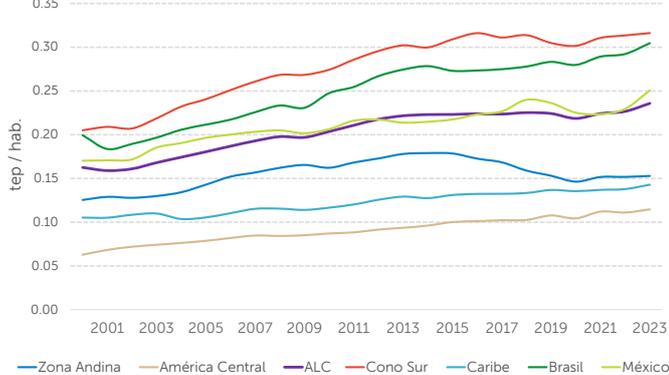


Oferta total de energía per cápita regiones mundo

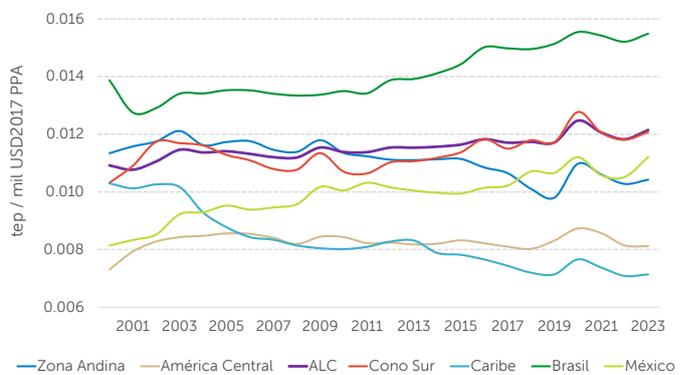


ALC

Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones

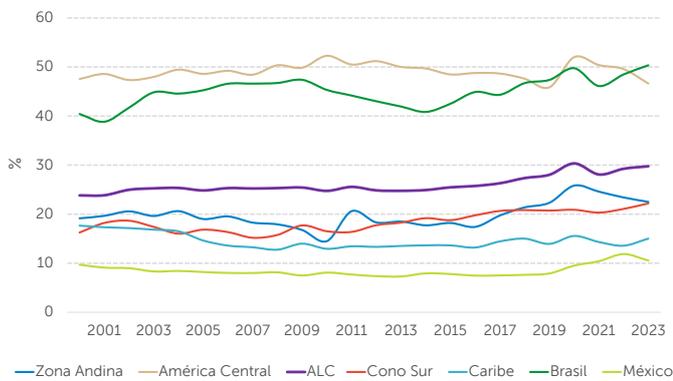


Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones

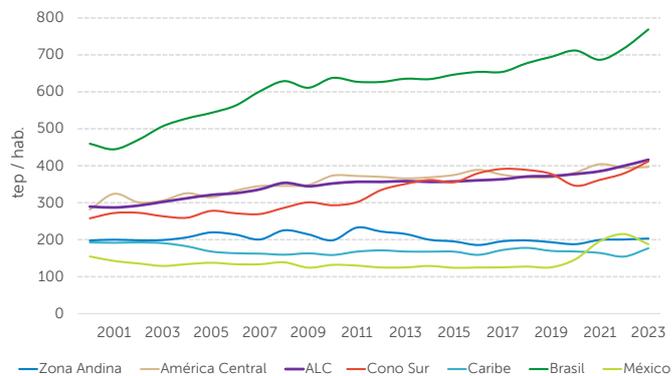




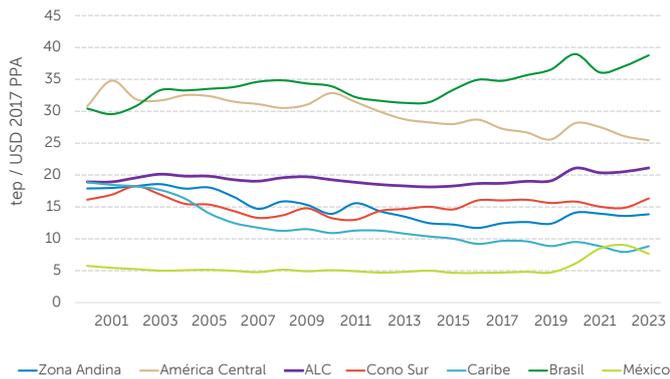
Índice de renovabilidad ALC y subregiones



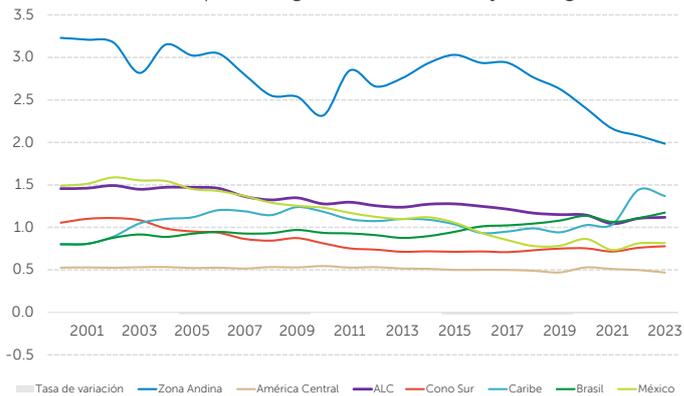
Oferta de energía renovable per cápita para ALC y subregiones



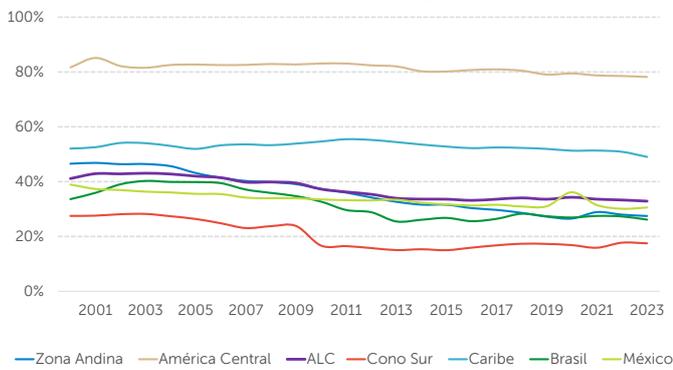
Oferta de energía renovable por unidad de PIB para ALC y subregiones



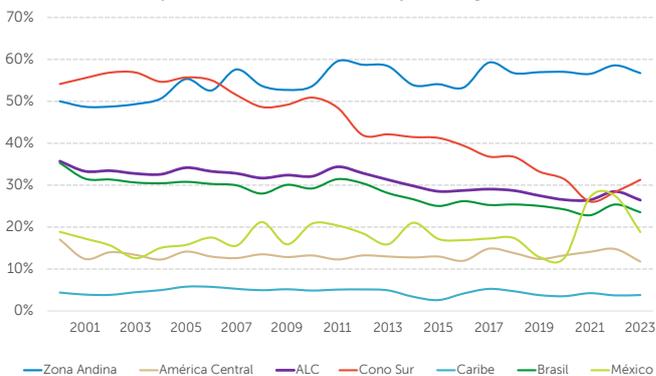
Autarquía energética total de ALC y subregiones



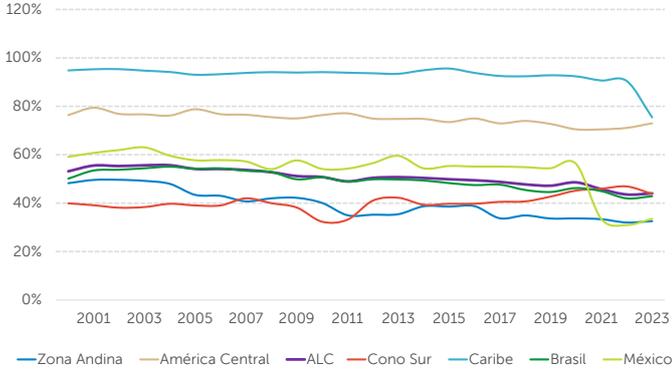
Participación de la biomasa en el consumo residencial ALC y subregiones



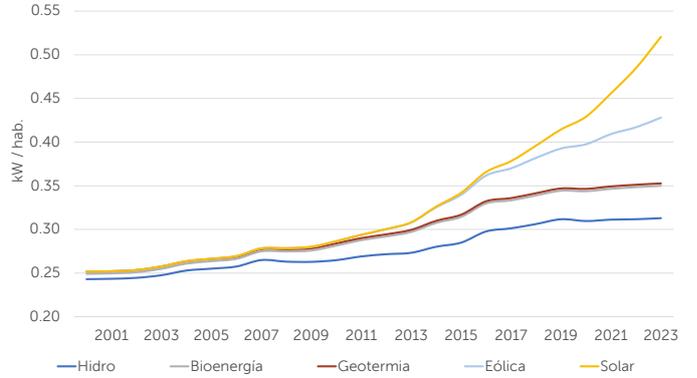
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



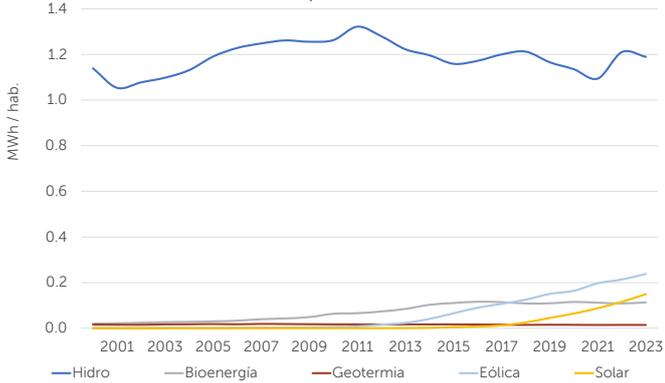
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable ALC y subregiones



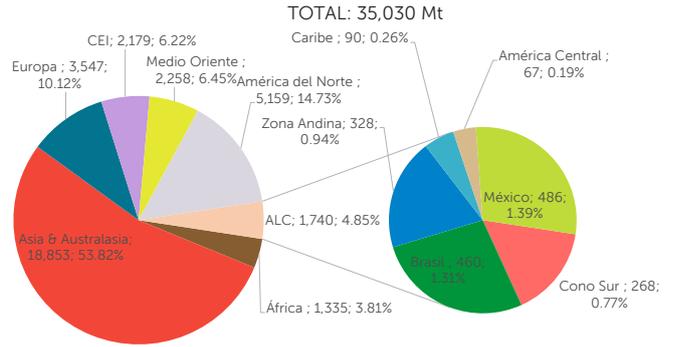
Capacidad instalada renovable no convencional per cápita ALC



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita ALC

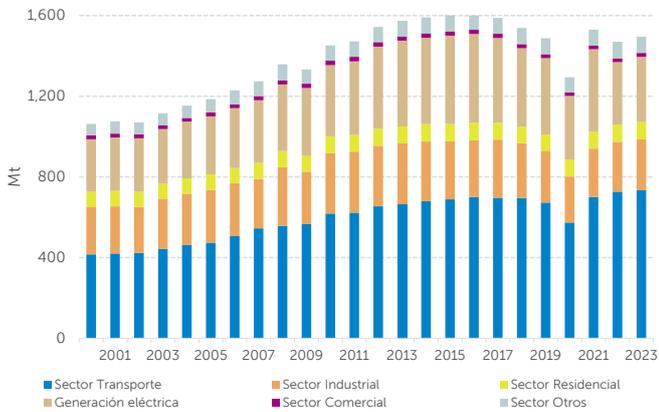


Emisiones mundiales de CO₂ por subregiones [Mt; %]

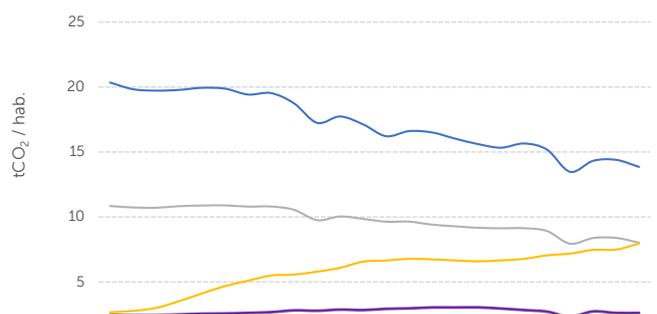


ALC

Emisiones de CO₂ por sector ALC

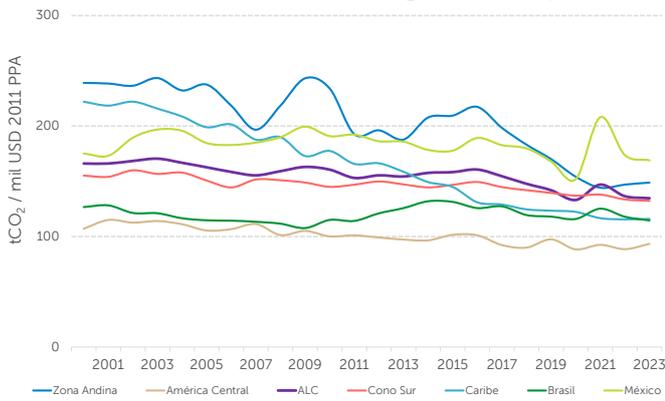


Emisiones de CO₂ per cápita mundiales

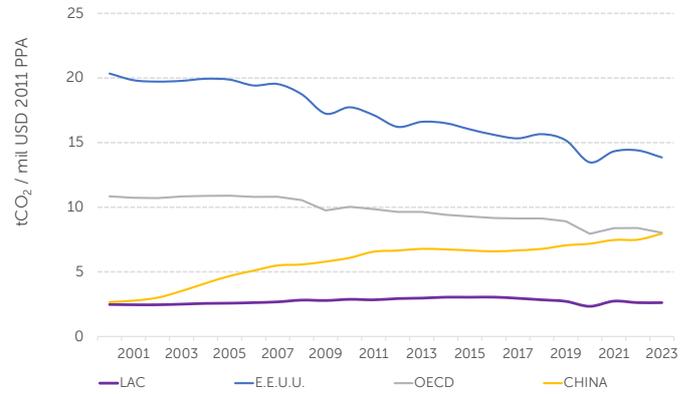




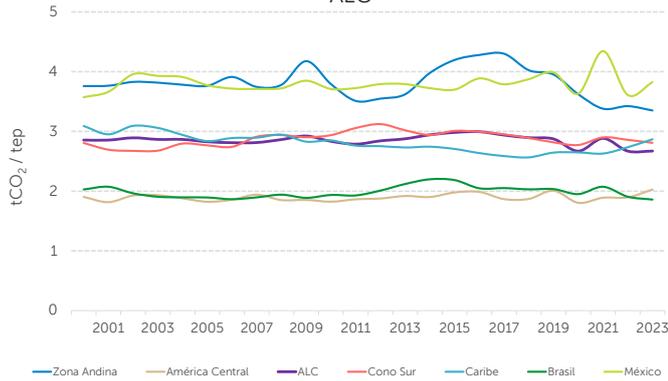
Intensidad de emisiones de CO₂ ALC y Subregiones



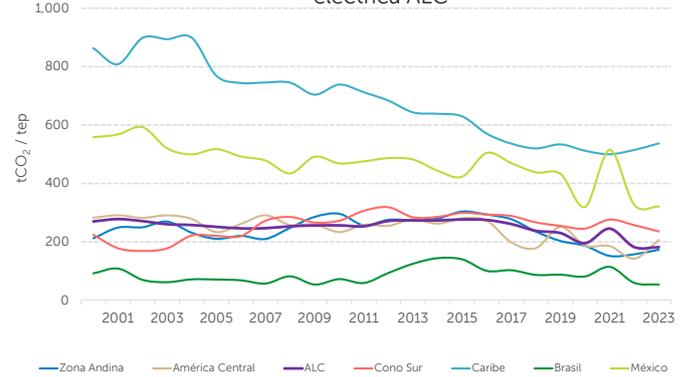
Intensidad de emisiones de CO₂ mundiales



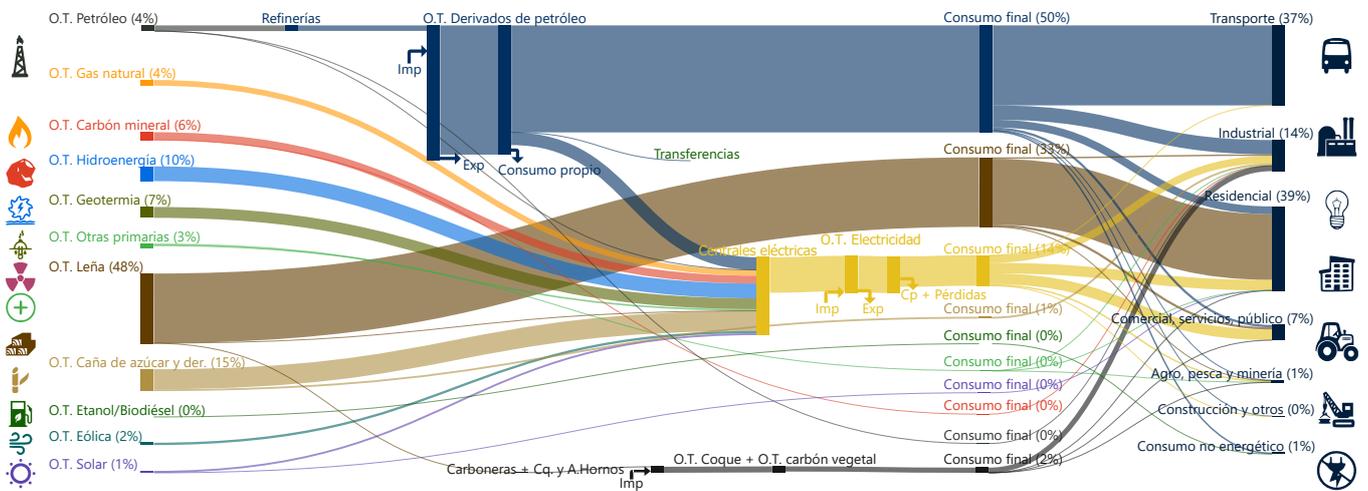
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida ALC



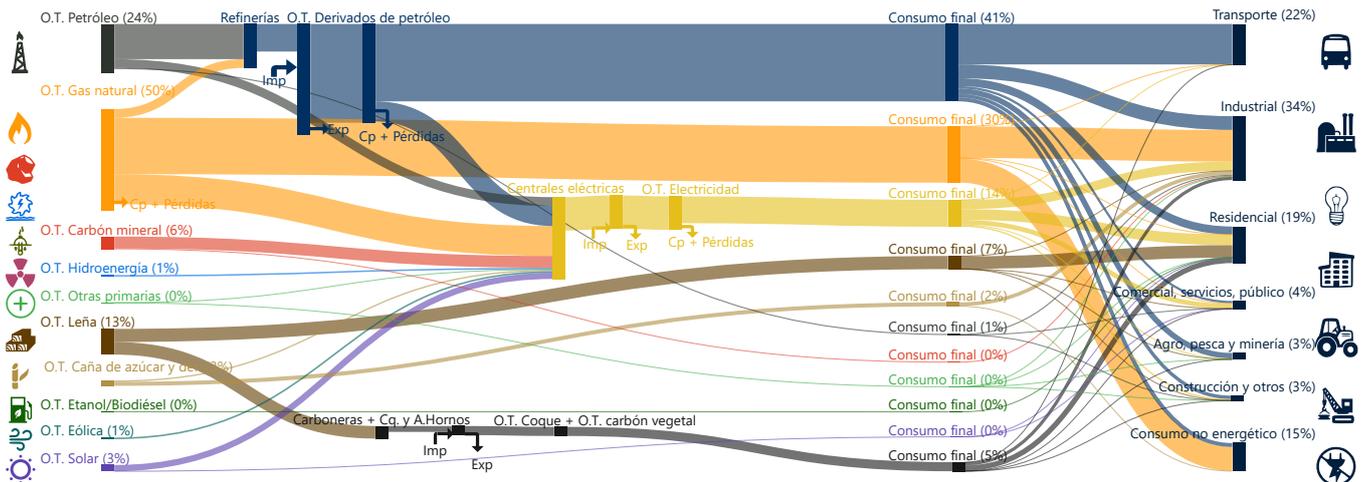
Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica ALC



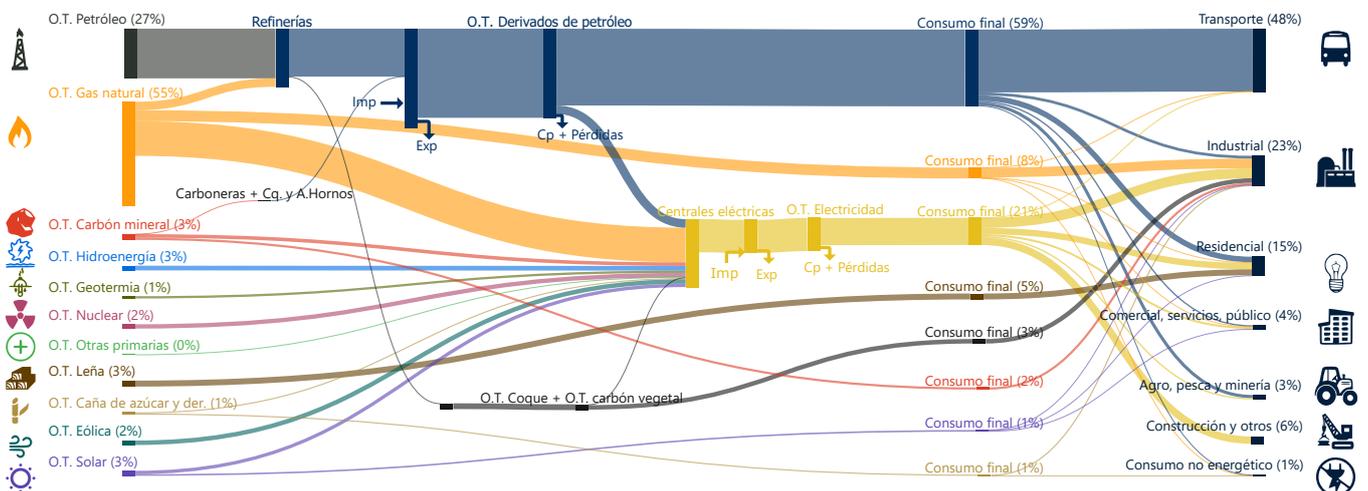
Balance energético resumido: América Central - 2023 | Oferta total de energía: 43,064 ktep



Balance energético resumido: Caribe - 2023 | Oferta total de energía: 45,644 ktep

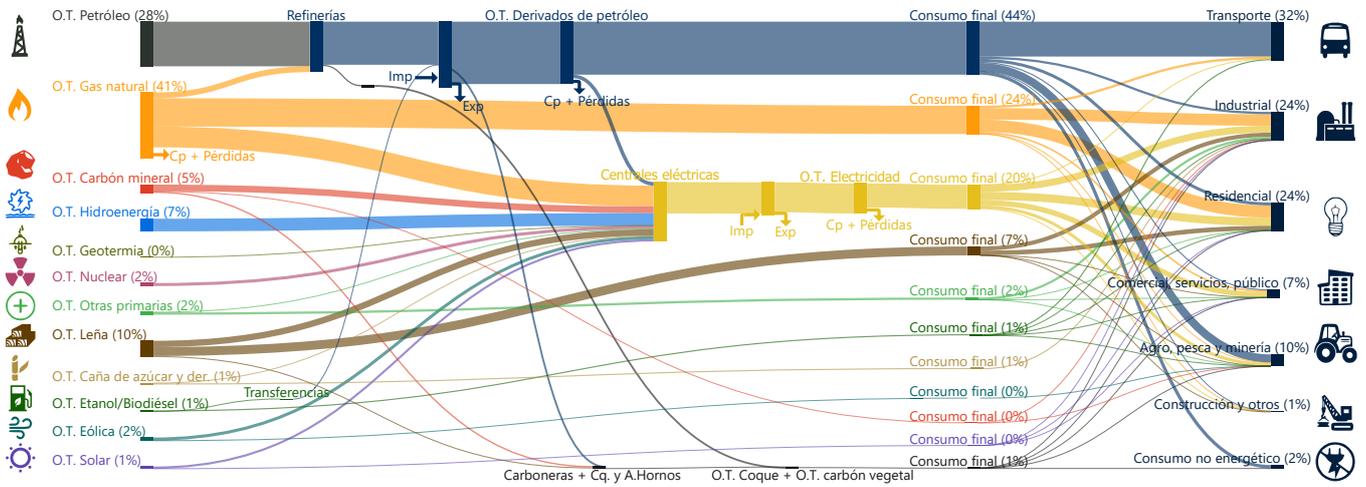


Balance energético resumido: México - 2023 | Oferta total de energía: 228,745 ktep

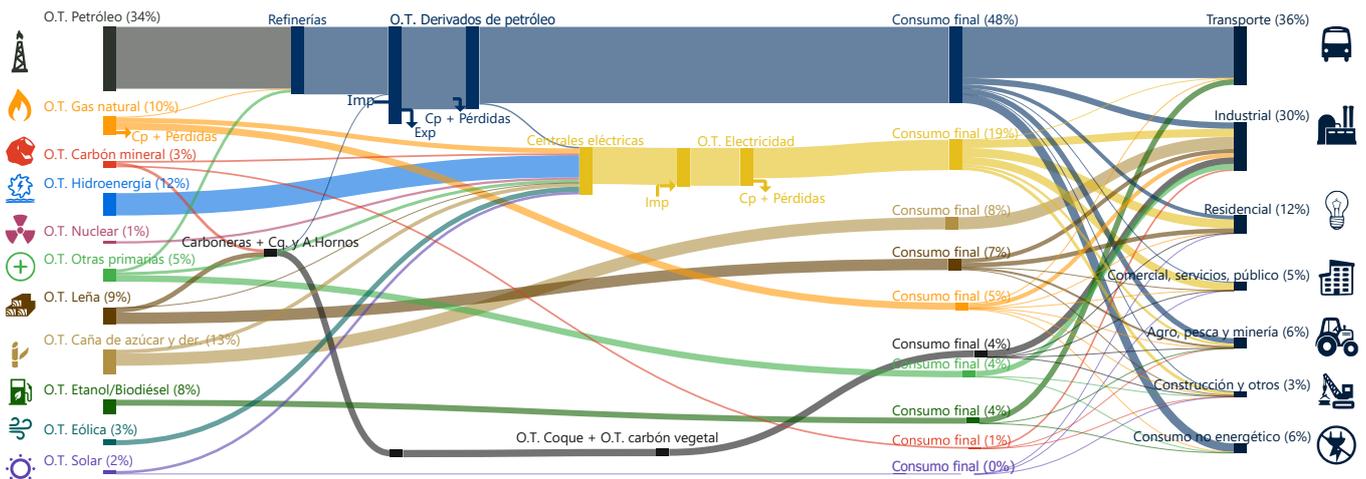




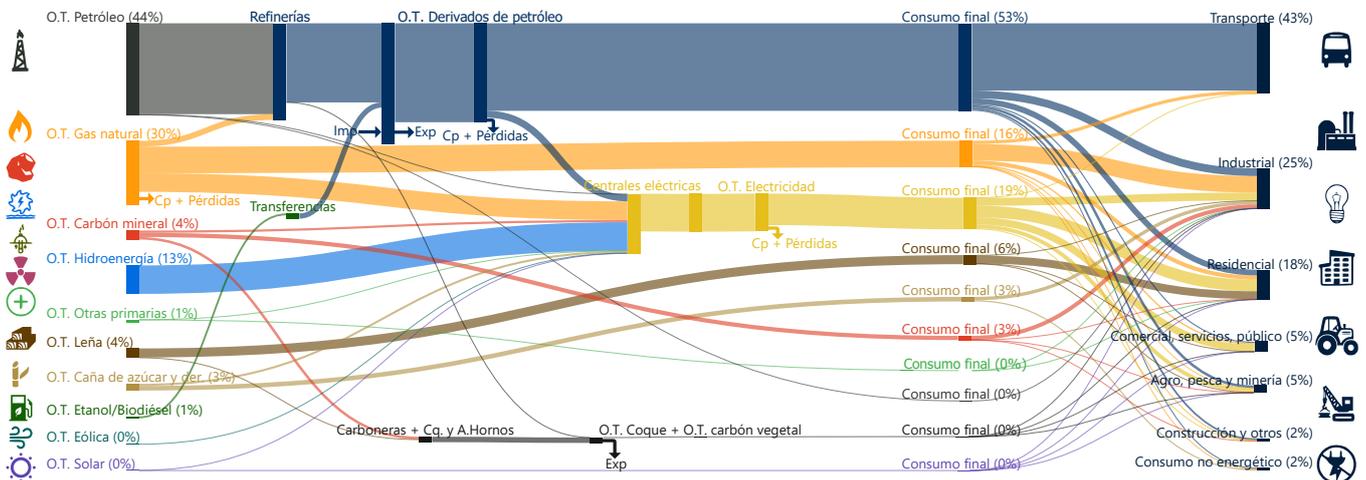
Balance energético resumido: Cono Sur - 2023 | Oferta total de energía: 143,625 ktep



Balance energético resumido: Brasil - 2023 | Oferta total de energía: 311,806 ktep



Balance energético resumido: Zona Andina - 2023 | Oferta total de energía: 135,640 ktep





5. PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS





ARGENTINA

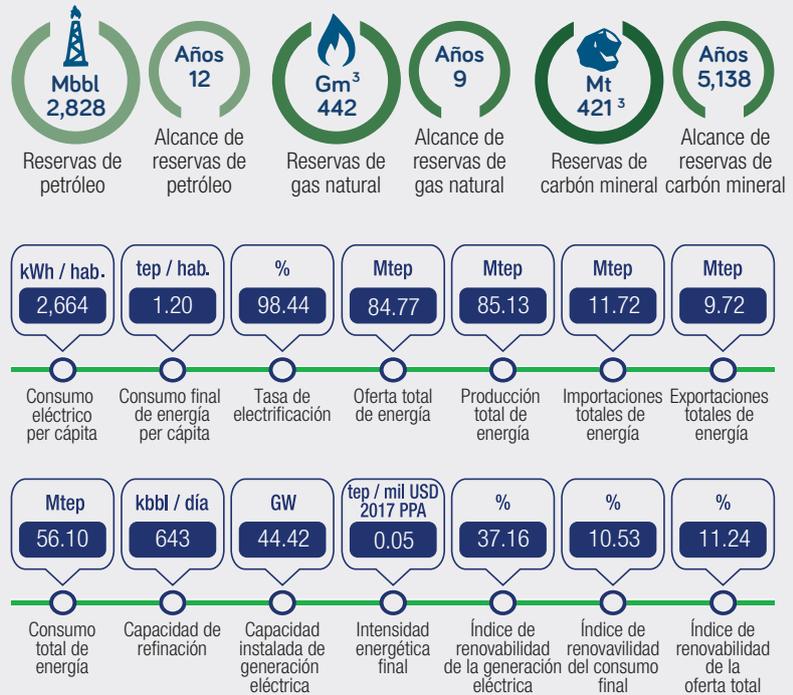
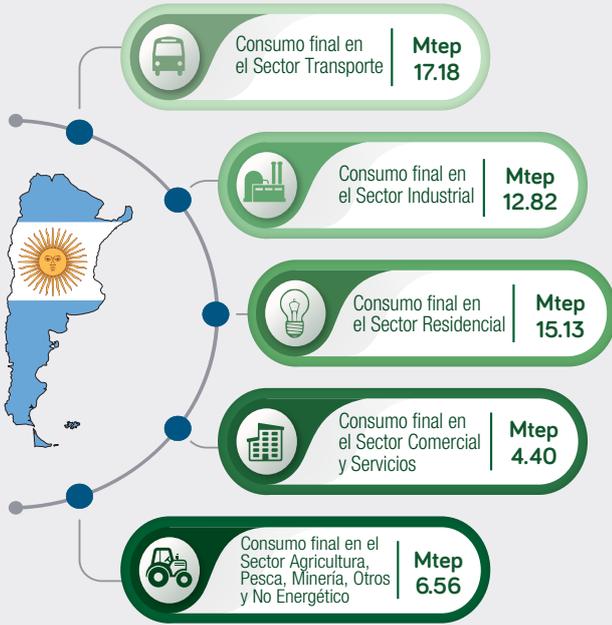
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	46,655 ¹
Superficie (km ²)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km ²)	17
Población urbana (%)	92
PIB USD 2018 (MUSD)	574,430 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,234,786 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	26

La matriz de oferta de energía primaria de Argentina se caracteriza por la predominancia del gas natural con una participación del 55%, seguida del petróleo con un 31% y cuya tendencia se mantiene. Con la finalización del primer tramo en el 2023 del Gasoducto Néstor Kirchner se amplió la capacidad de transporte del gas natural desde Vaca Muerta en 11 millones de metros cúbicos al día, lo cual permitirá explotar al máximo su potencial y aumentar la producción de gas natural de este país.

En cuanto a la generación eléctrica y la capacidad instalada está predominada por el gas natural el cual tiene una participación cercana al 50%, alcanzando la participación con fuentes de energía no renovable en el 2023 en la generación eléctrica el 59% de la generación total. En el caso de la generación a partir de fuentes renovables se destaca el crecimiento de la eólica y solar con una participación para este año del 13.2% entre ambas fuentes.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

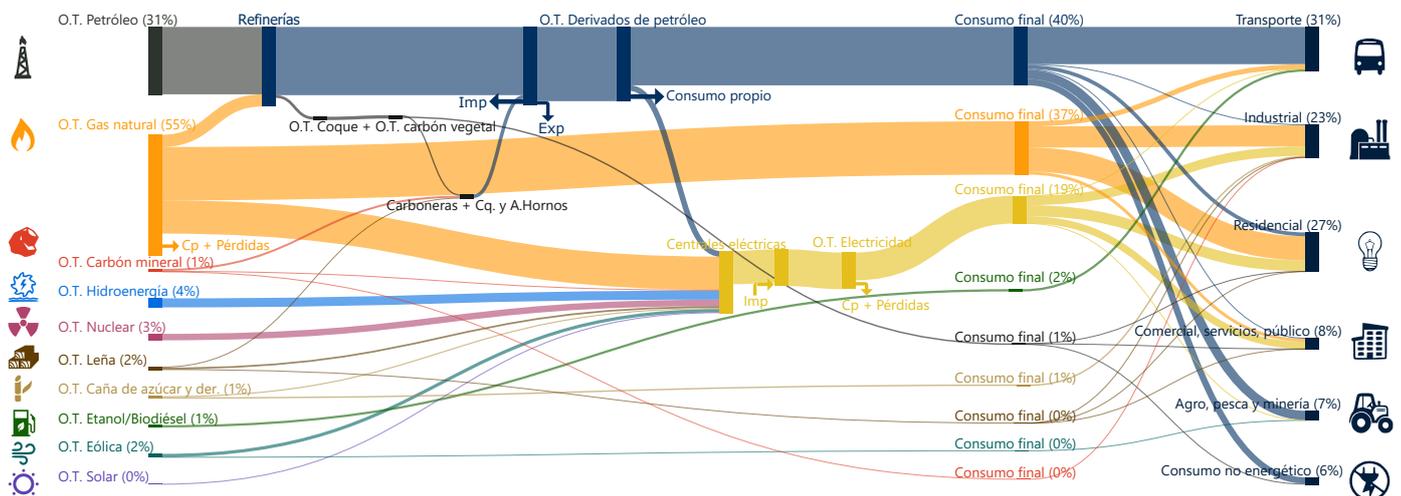


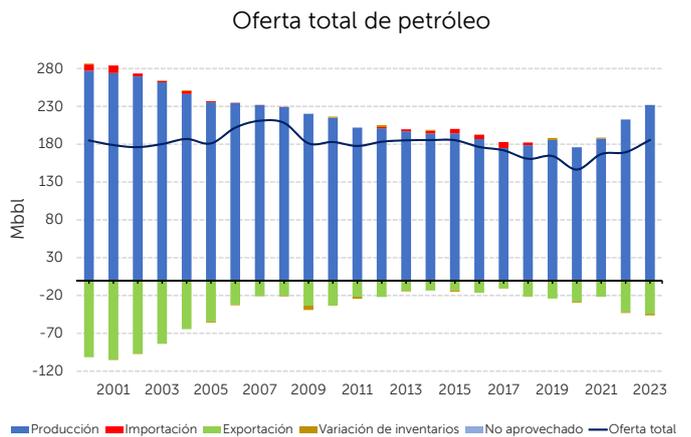
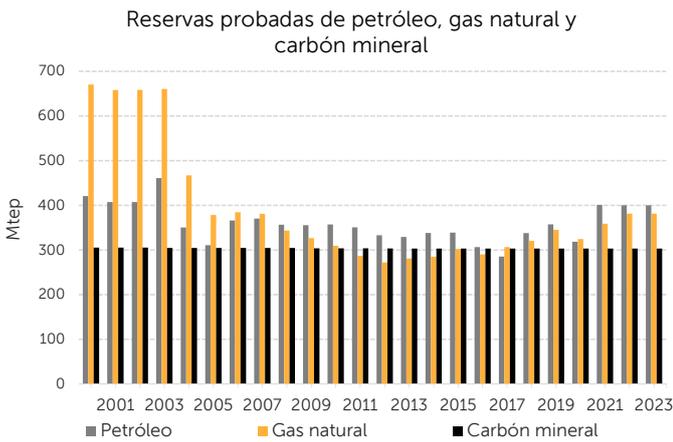
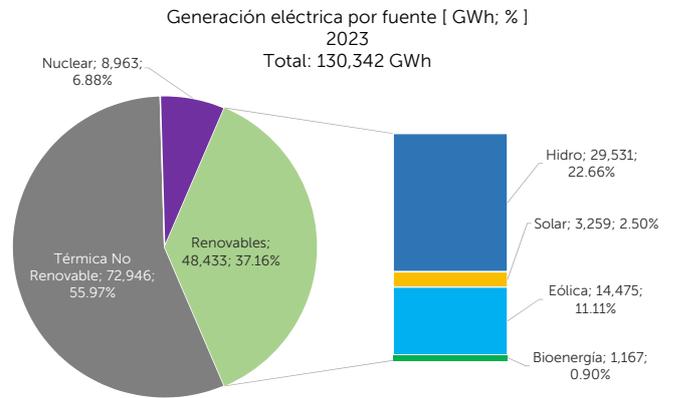
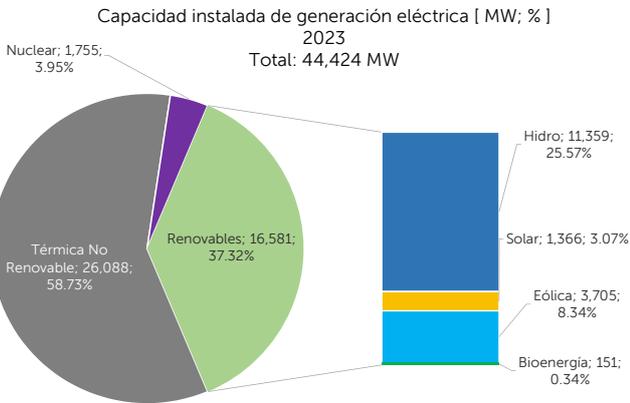
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

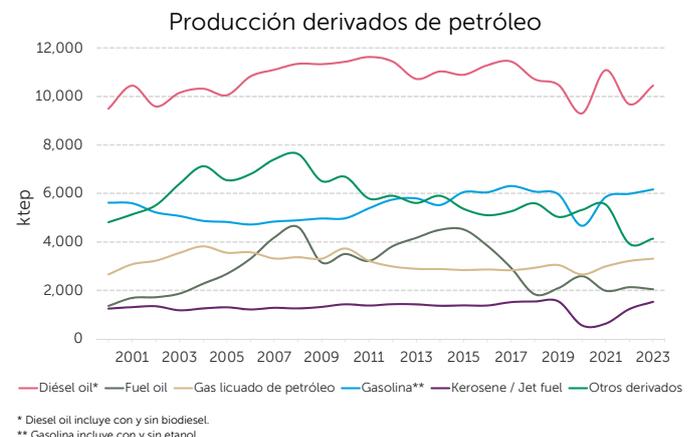
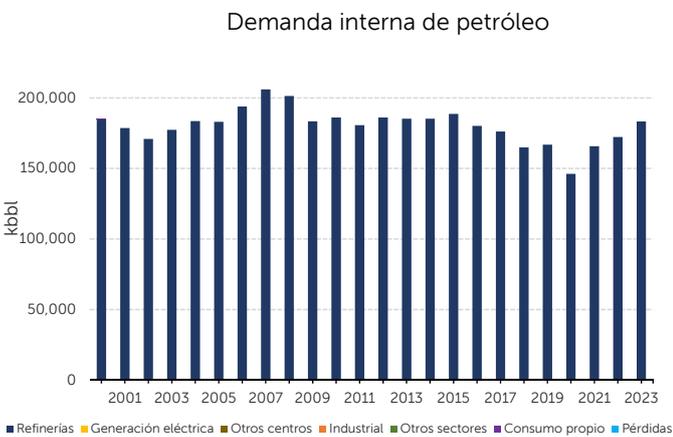
³ Dato correspondiente al año 2017.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



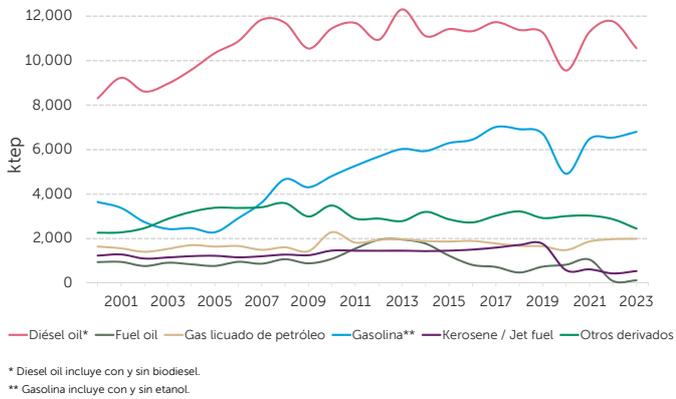


ARGENTINA

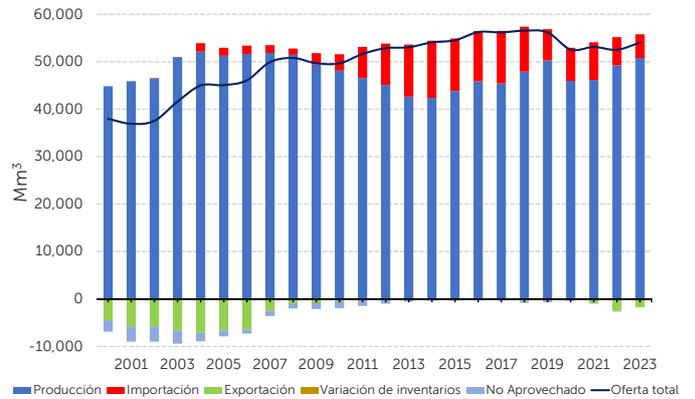




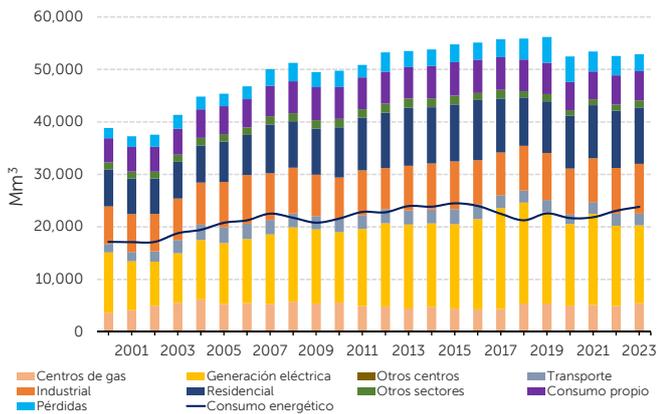
Consumo derivados de petróleo



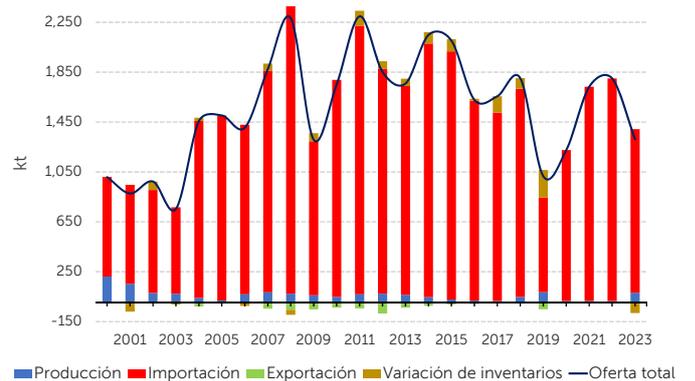
Oferta total de gas natural



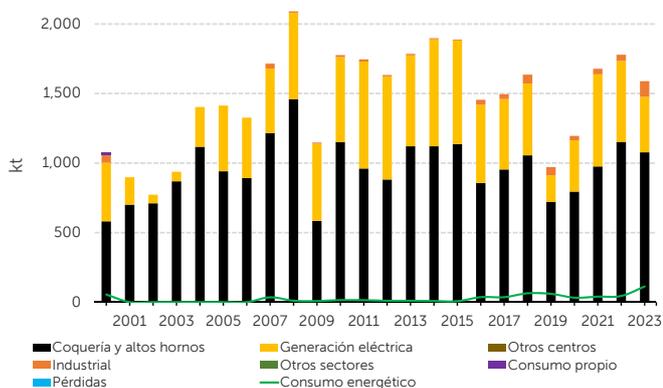
Demanda interna de gas natural



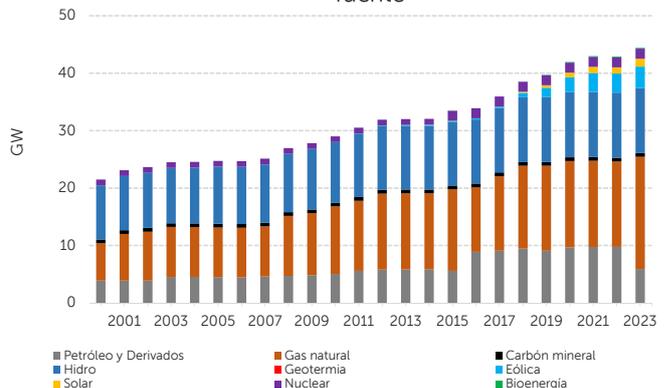
Oferta total de carbón mineral



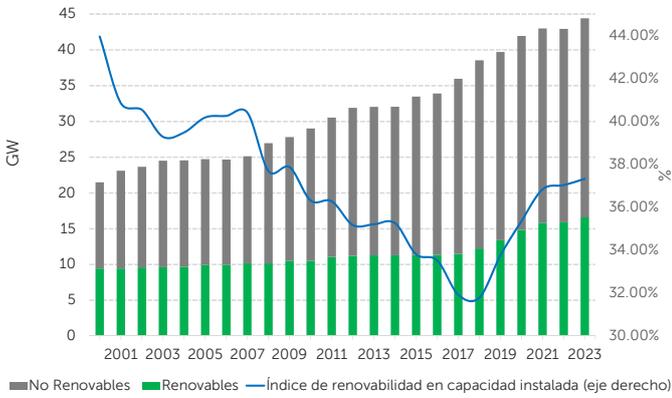
Demanda interna de carbón mineral



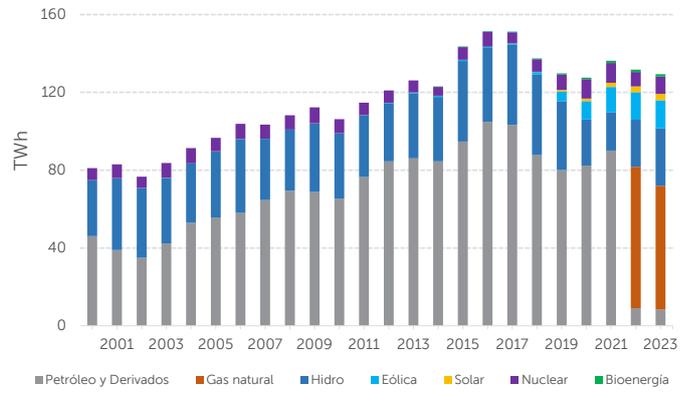
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



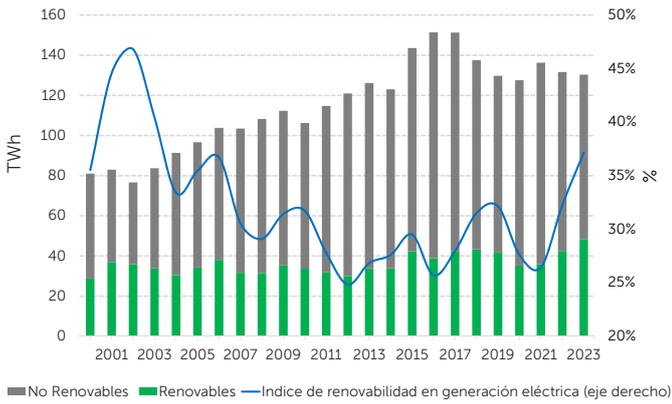
Capacidad instalada de generación eléctrica



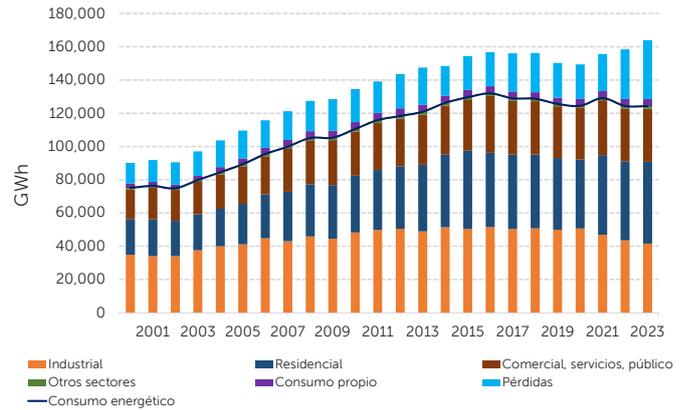
Generación eléctrica por fuente



Generación eléctrica

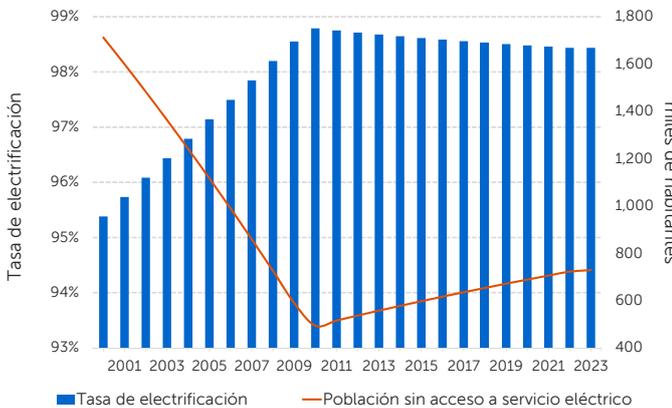


Demanda interna de electricidad

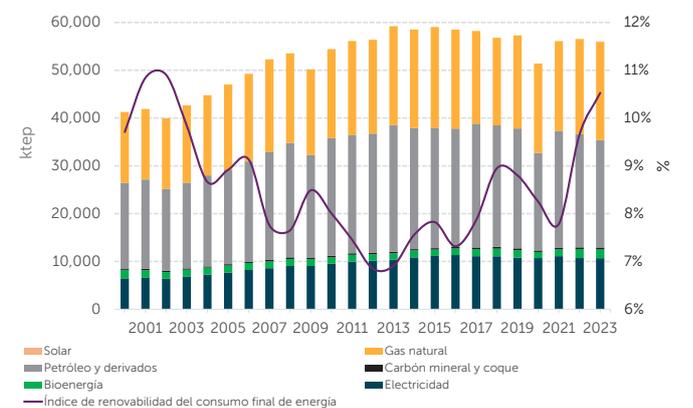


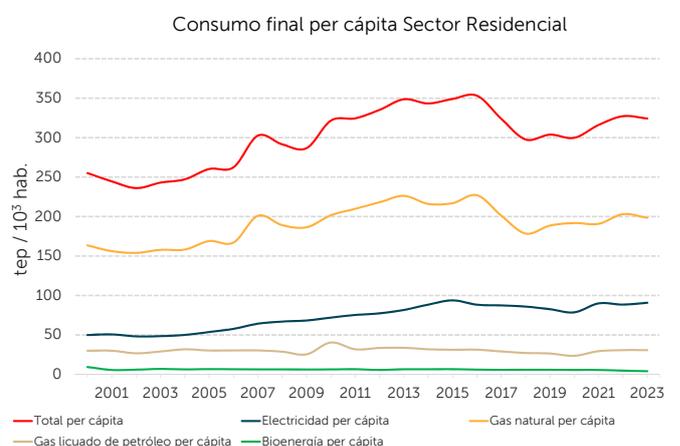
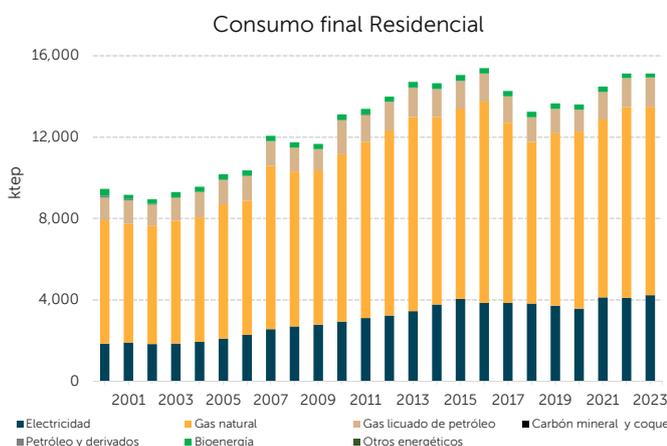
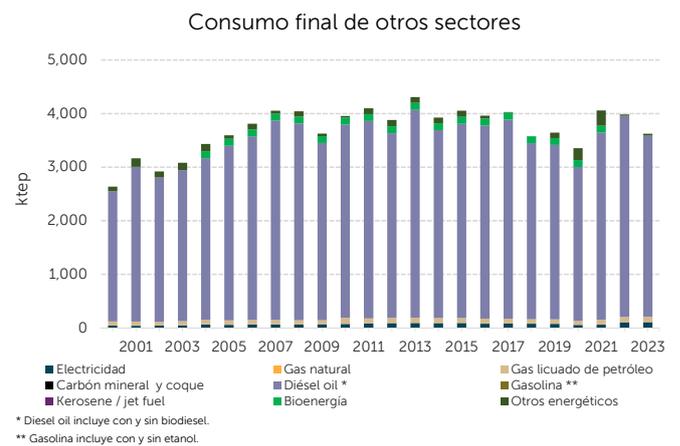
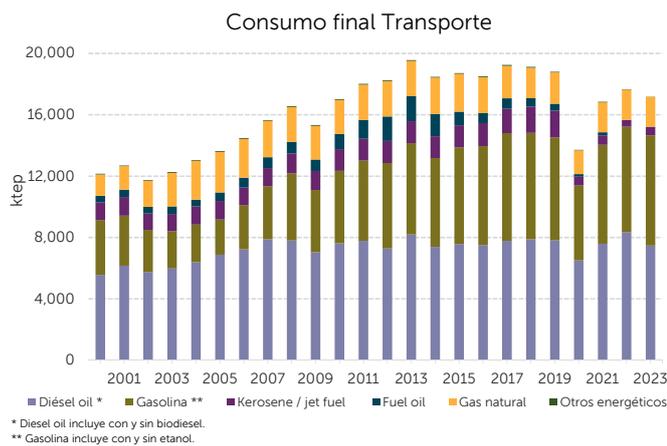
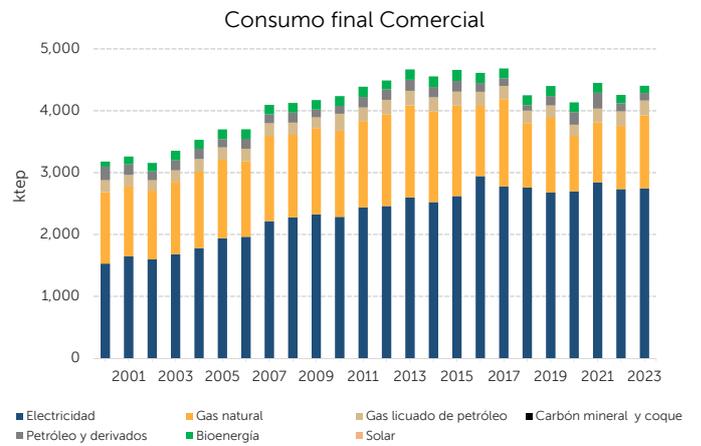
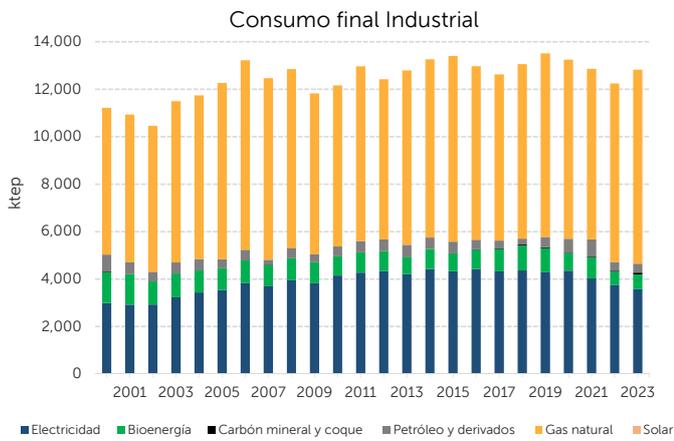
ARGENTINA

Tasa de electrificación

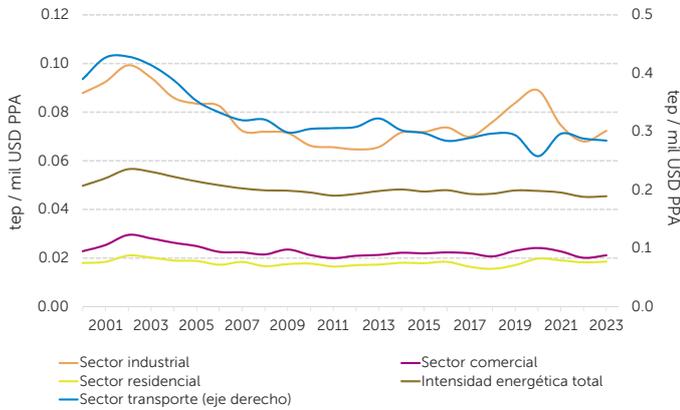


Consumo final de energía por fuente de energía

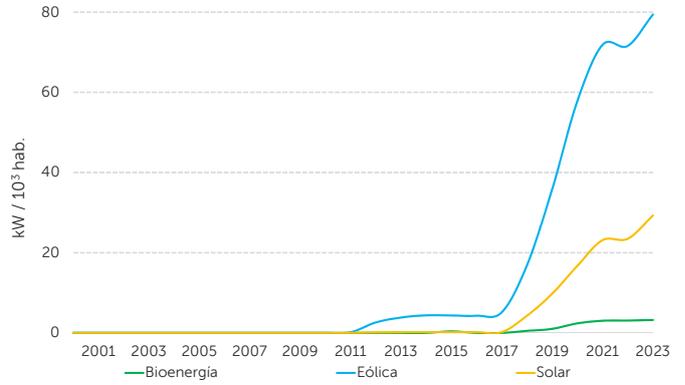




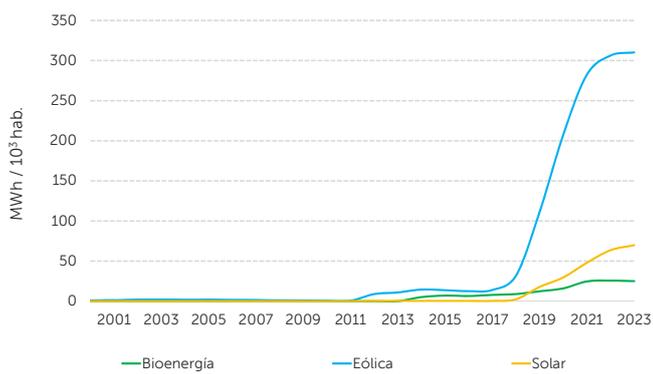
Intensidades energéticas sectoriales



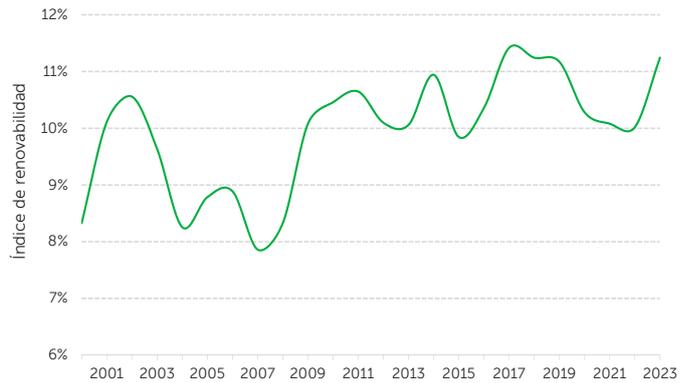
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

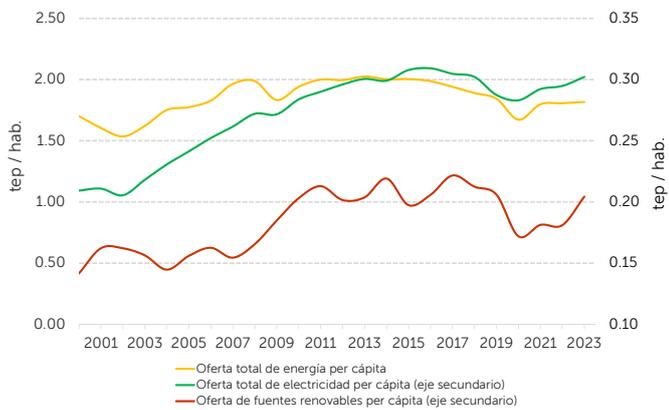


Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

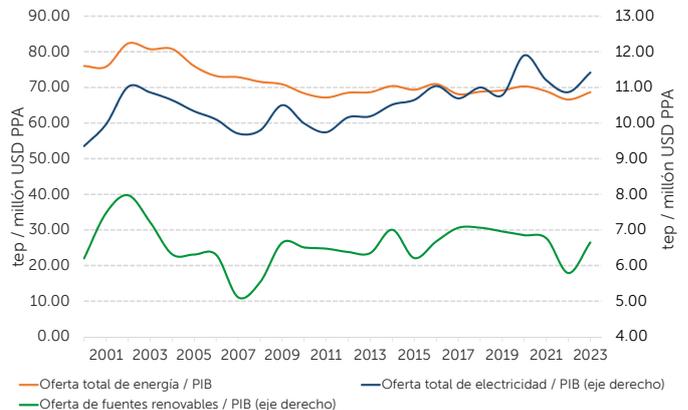


ARGENTINA

Oferta total de energía per cápita

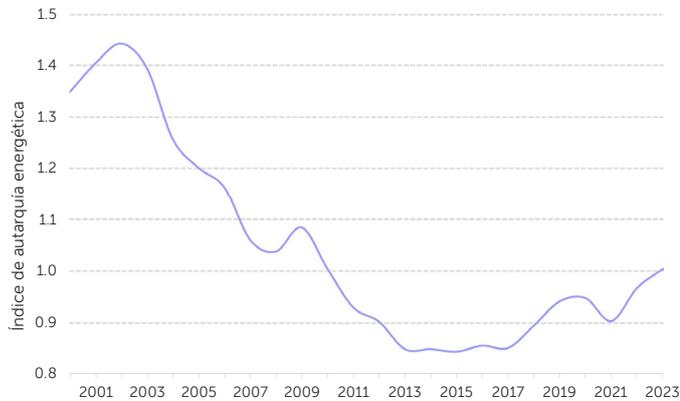


Oferta total de energía por unidad de PIB





Índice de autarquía energética



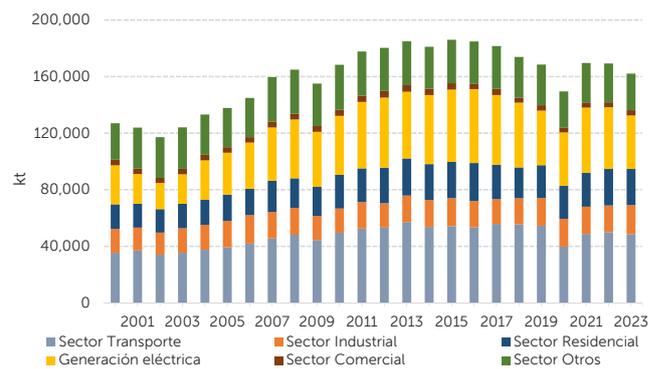
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



Emisiones de CO₂ por sector*



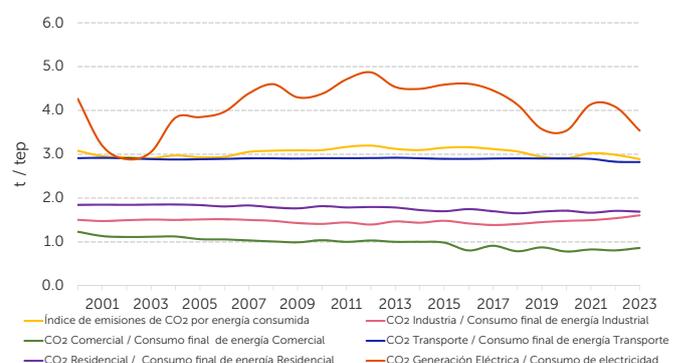
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 2006.

Emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB*



(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 2006.

Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida*



(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 2006.



BARBADOS

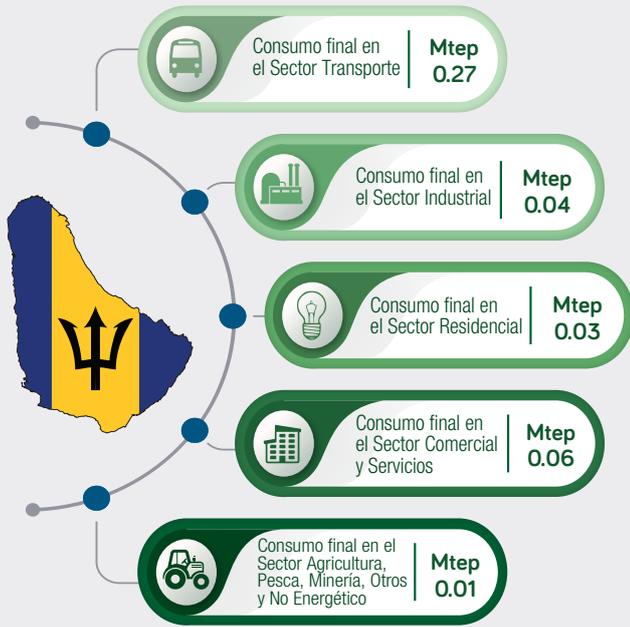


DATOS GENERALES 2023

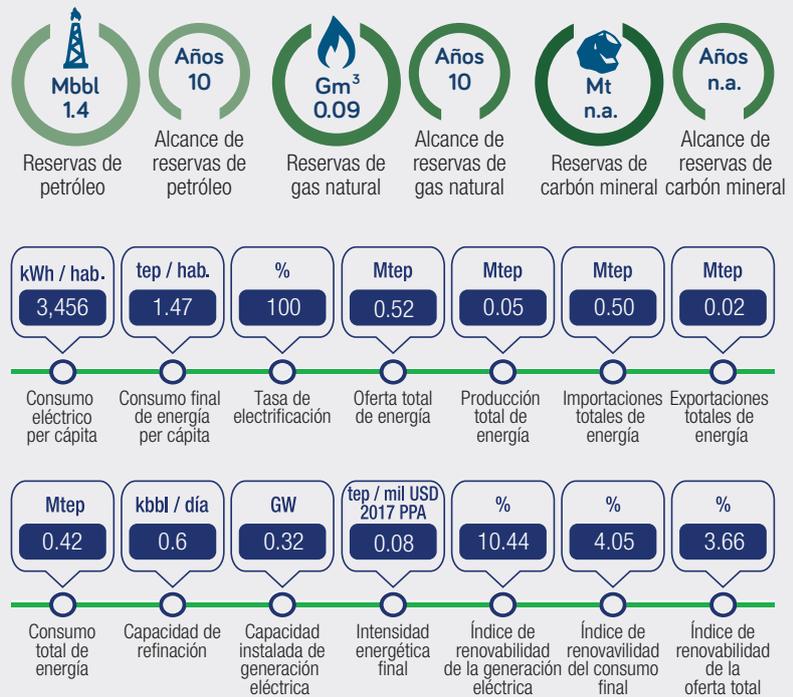
Población (mil hab.)	282 ¹
Superficie (km ²)	430
Densidad de población (hab. / km ²)	656
Población urbana (%)	31
PIB USD 2018 (MUSD)	4,967 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	4,920 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	17

La matriz energética de este país está predominada por la importación de combustibles fósiles. En el caso de la matriz de generación eléctrica para el 2023 el 79% proviene de derivados de petróleo (diésel y fuel oil), gas natural y el 21% restante con energía solar.

Barbados tiene como objetivo convertirse en el primer país caribeño con energía 100% renovable y emisiones neutras de carbono al 2030, para lo cual ha implementado una serie de medidas tanto en el sector residencial como el sector transporte; se espera que al 2030 uno de cada 3 vehículos sea eléctrico y que más del 25% de su capacidad instalada para generación eléctrica corresponda a centrales fotovoltaicas.

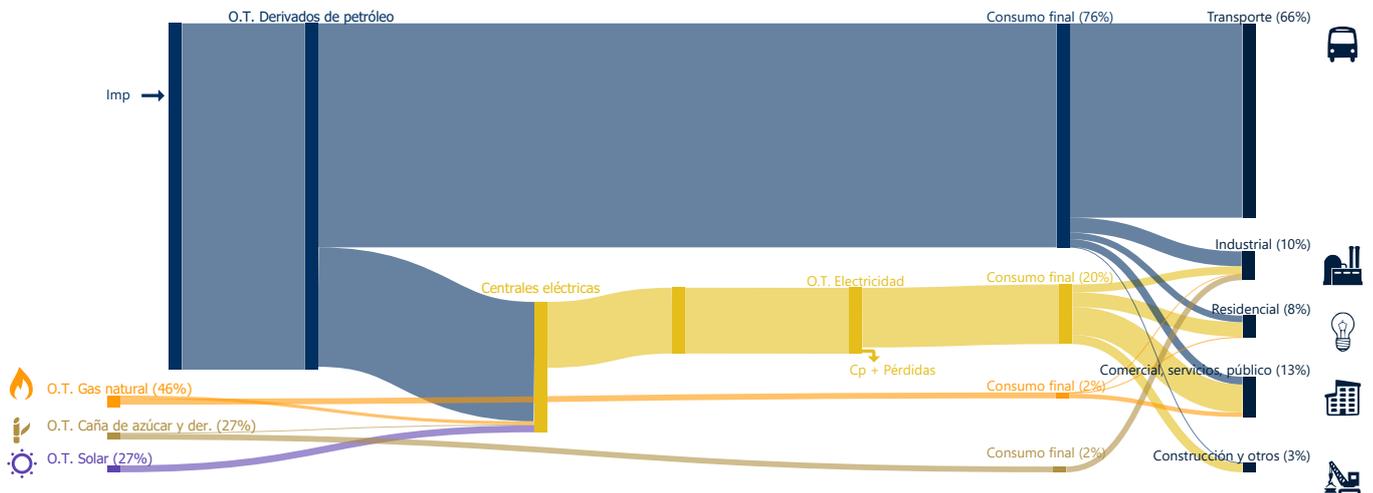


SECTOR ENERGÉTICO 2023

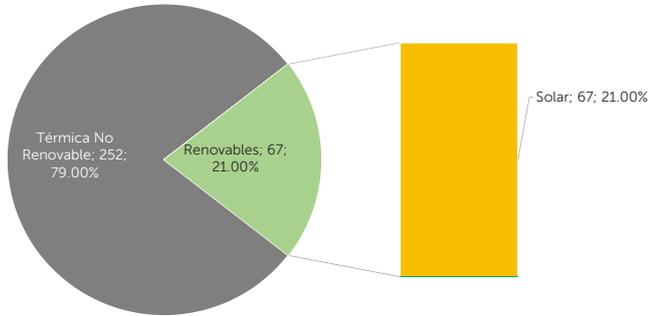


¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.

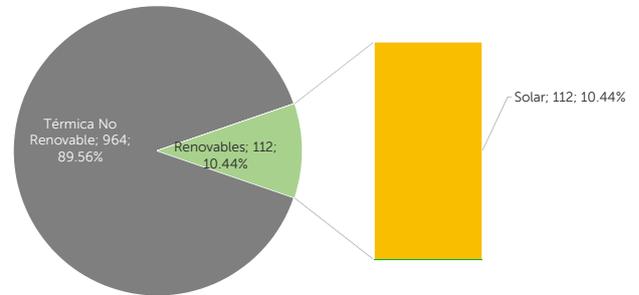
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



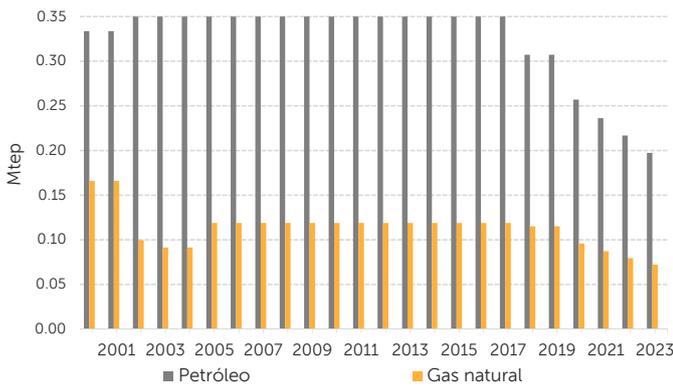
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 319 MW



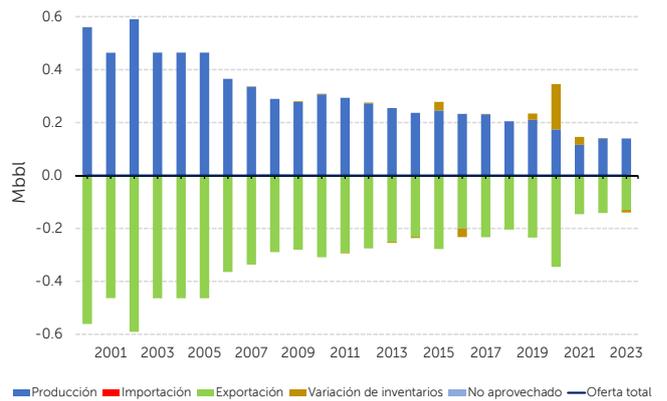
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 1,076 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

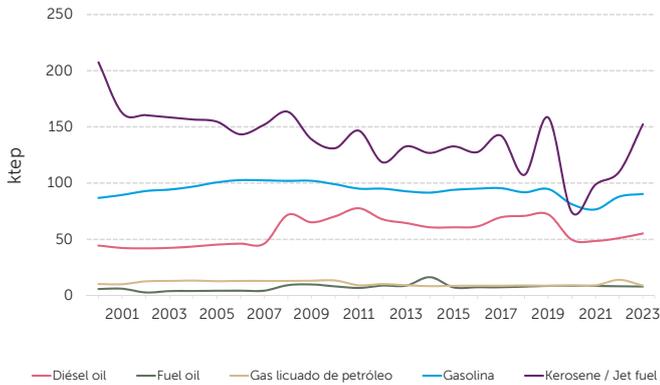


Oferta total de petróleo

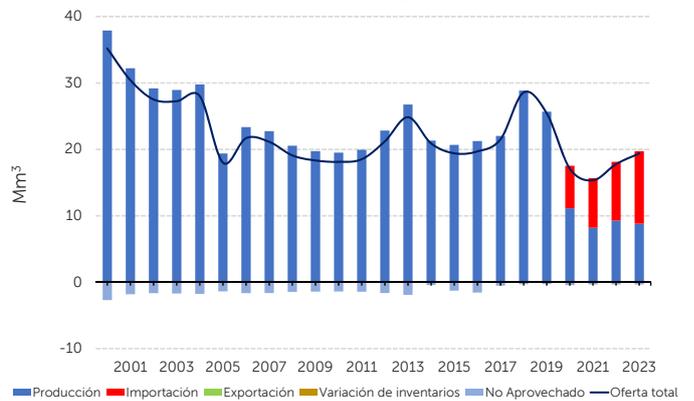


BARBADOS

Consumo derivados de petróleo

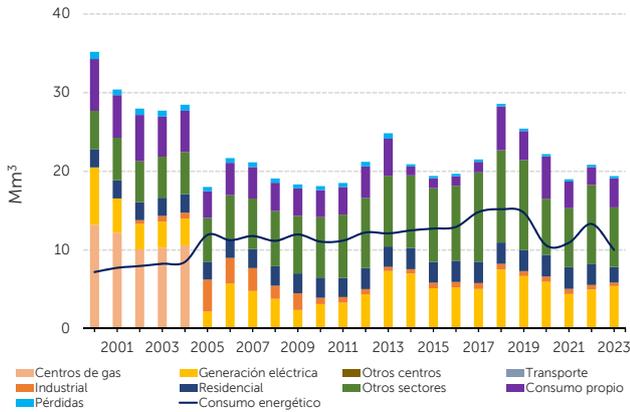


Oferta total de gas natural

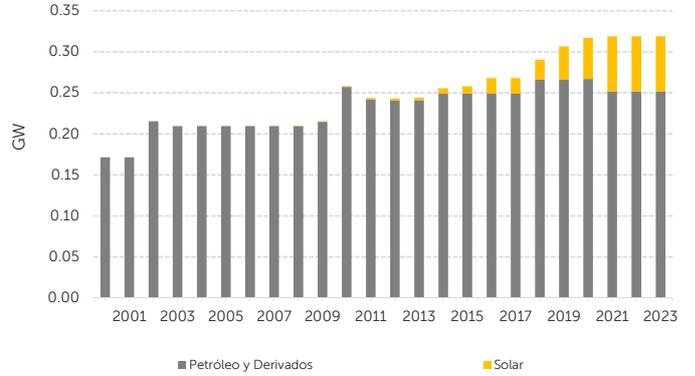




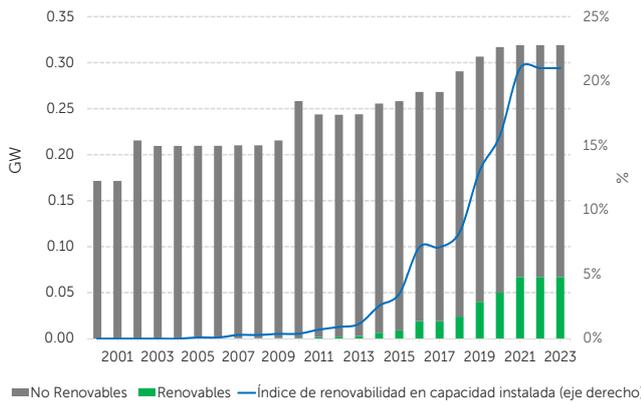
Demanda interna de gas natural



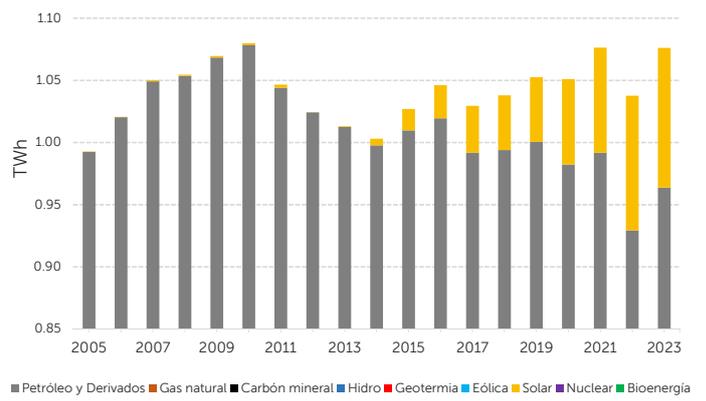
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



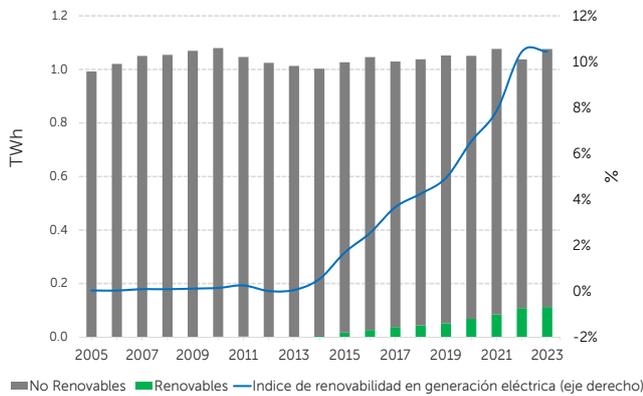
Capacidad instalada de generación eléctrica



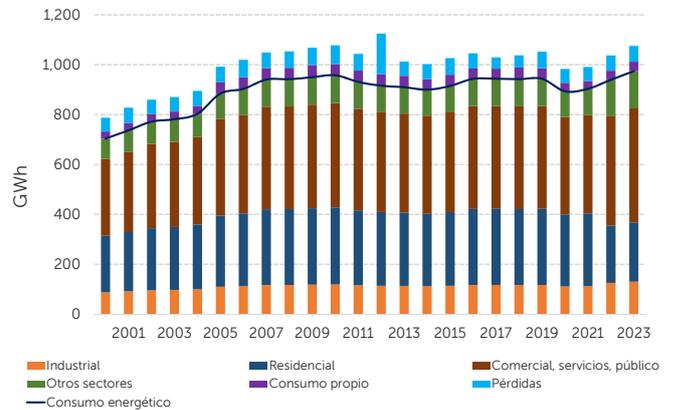
Generación eléctrica por fuente



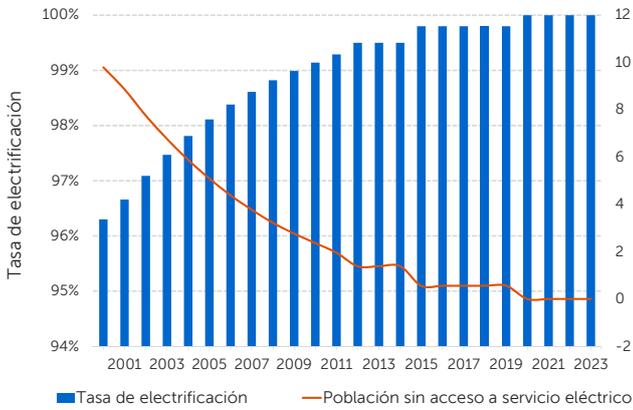
Generación eléctrica



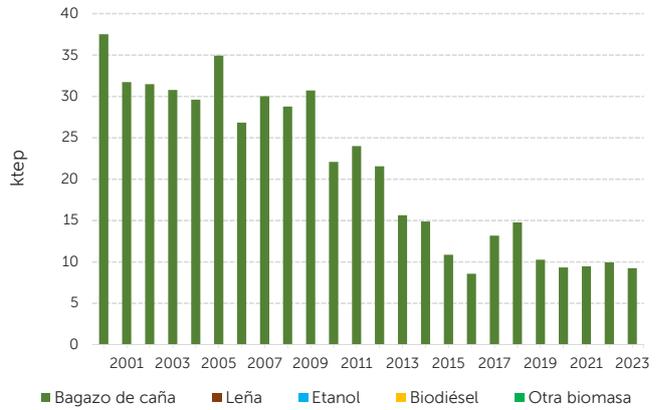
Demanda interna de electricidad



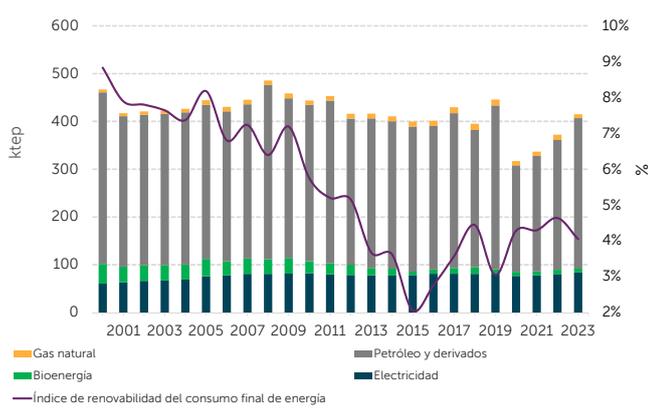
Tasa de electrificación



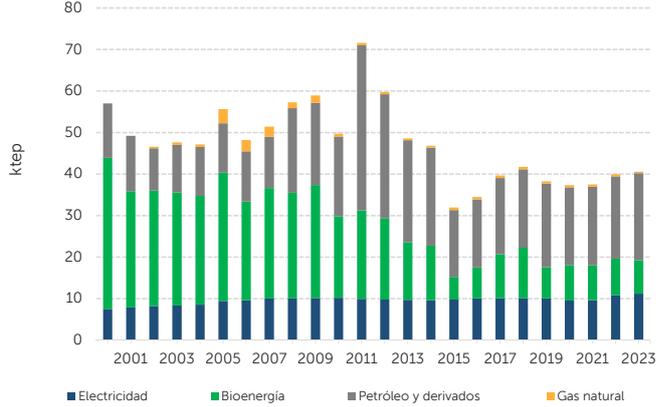
Producción de bagazo de caña



Consumo final de energía por fuente de energía

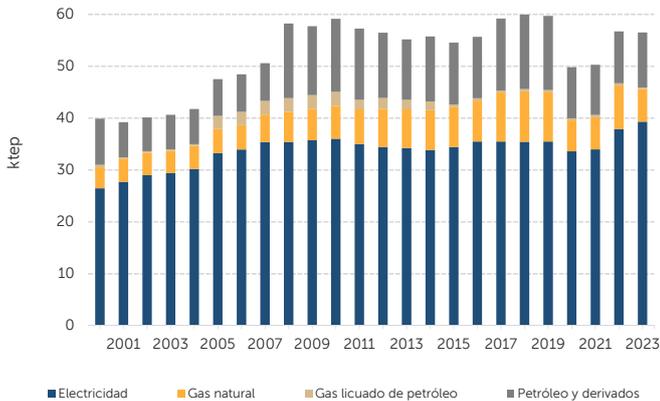


Consumo final Industrial

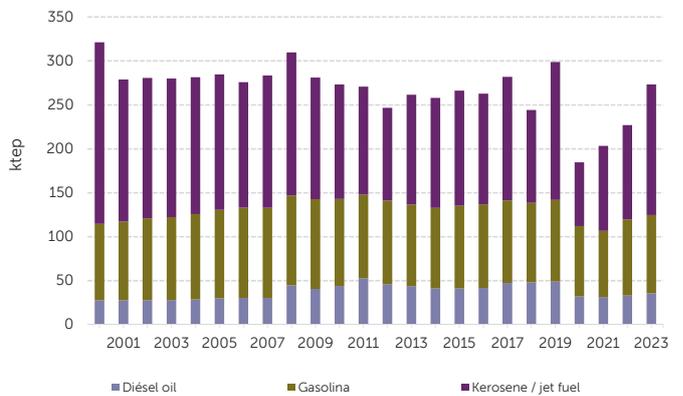


BARBADOS

Consumo final Comercial

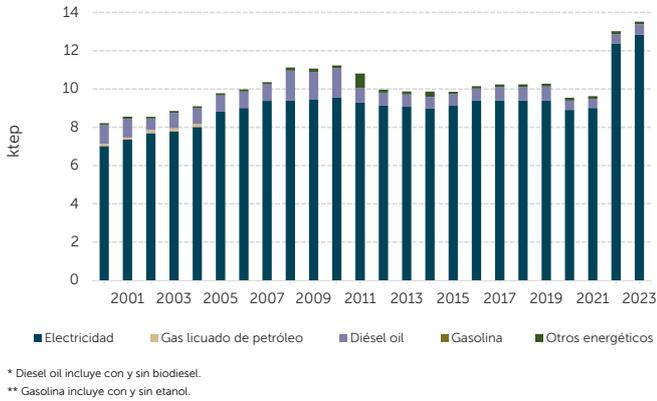


Consumo final Transporte

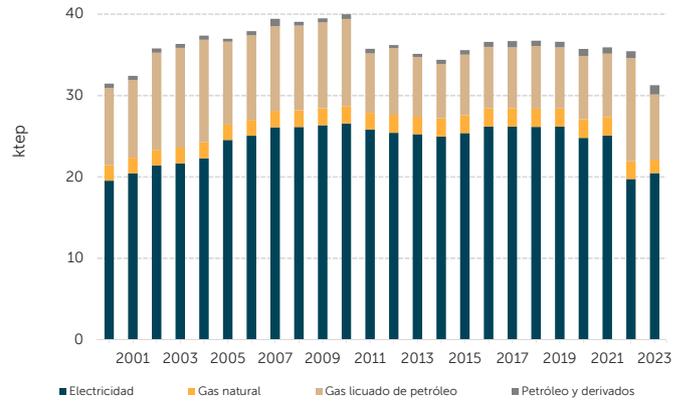




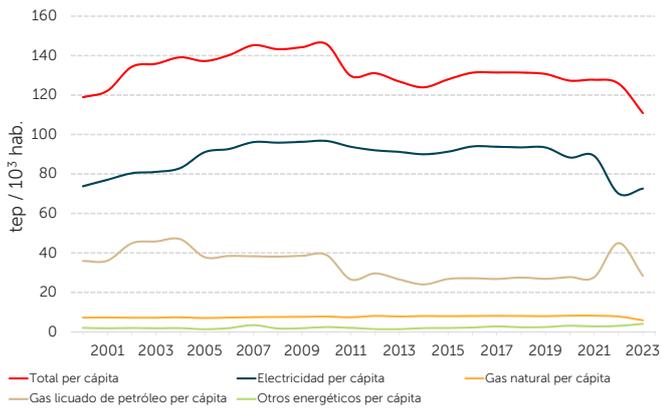
Consumo final de otros sectores



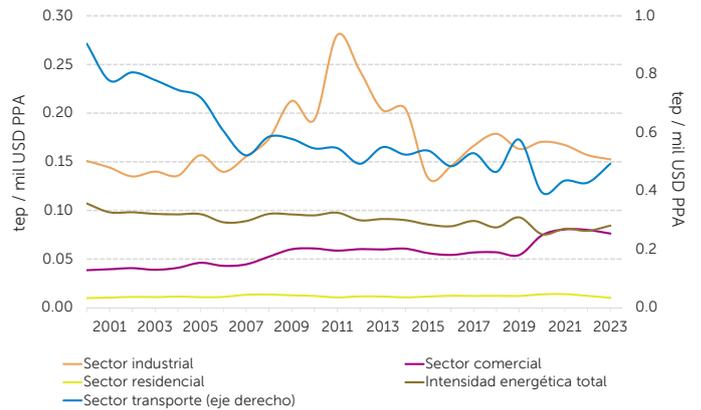
Consumo final Residencial



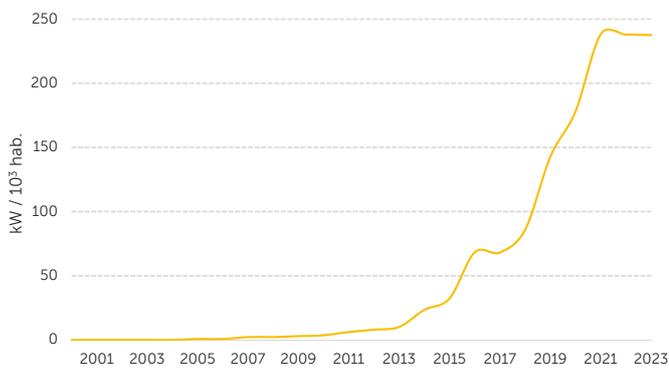
Consumo final per cápita Sector Residencial



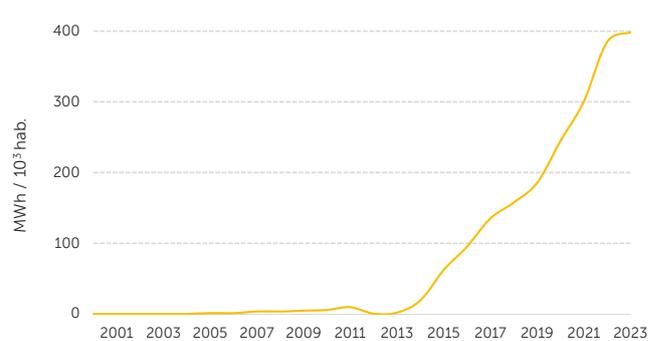
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación solar per cápita



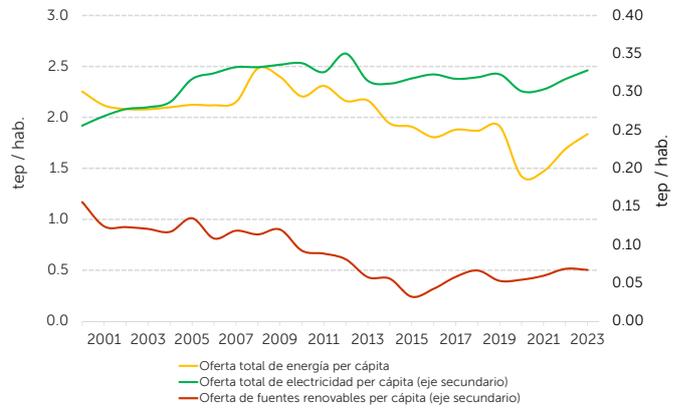
Generación eléctrica solar per cápita



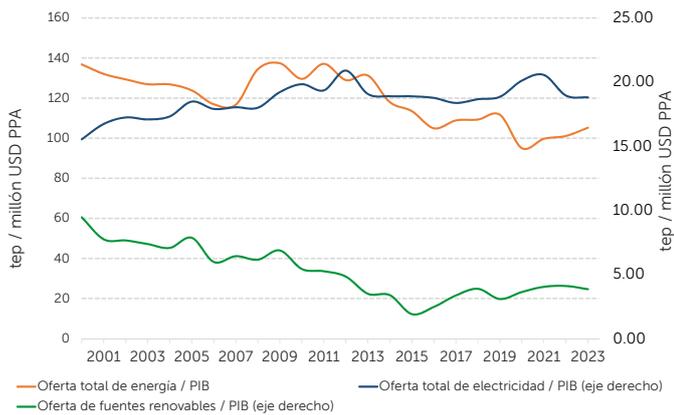
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



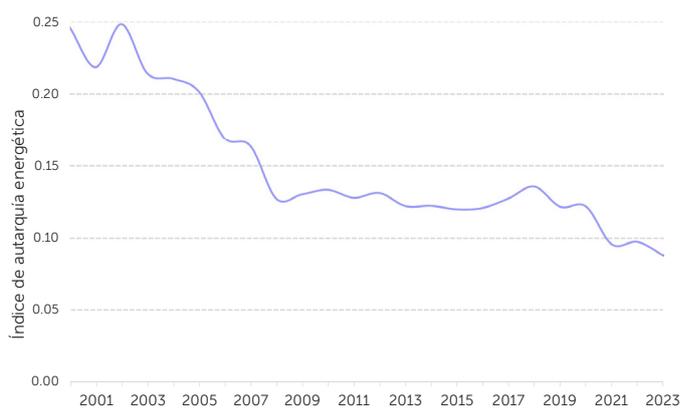
Oferta total de energía per cápita



Oferta total de energía por unidad de PIB

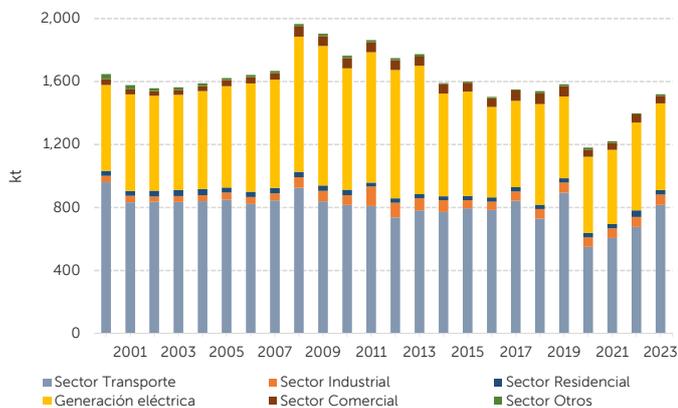


Índice de autarquía energética



BARBADOS

Emisiones de CO₂ por sector

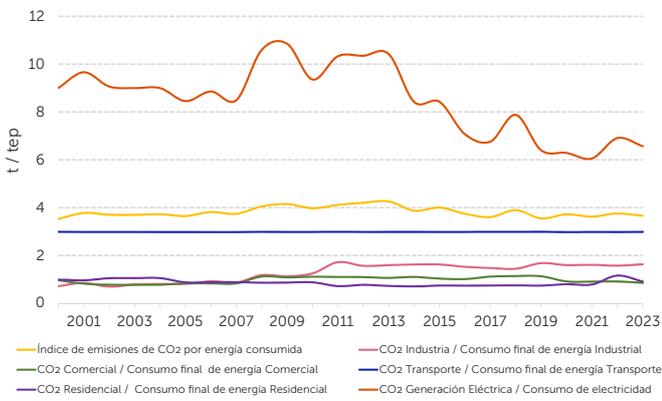


Emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB

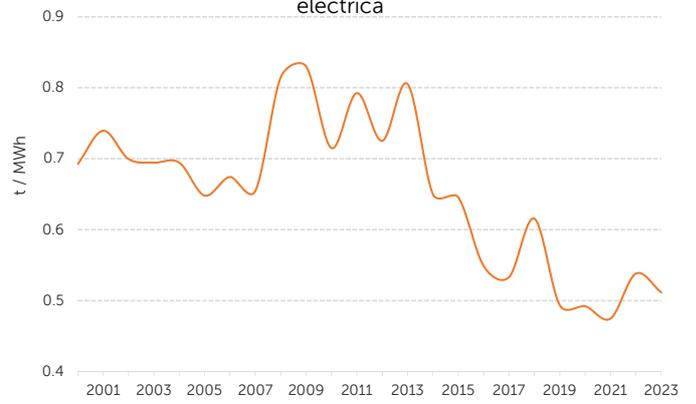




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





BELICE



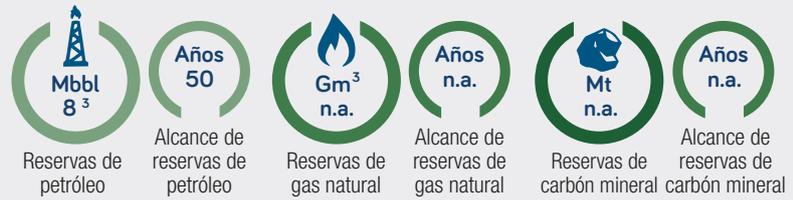
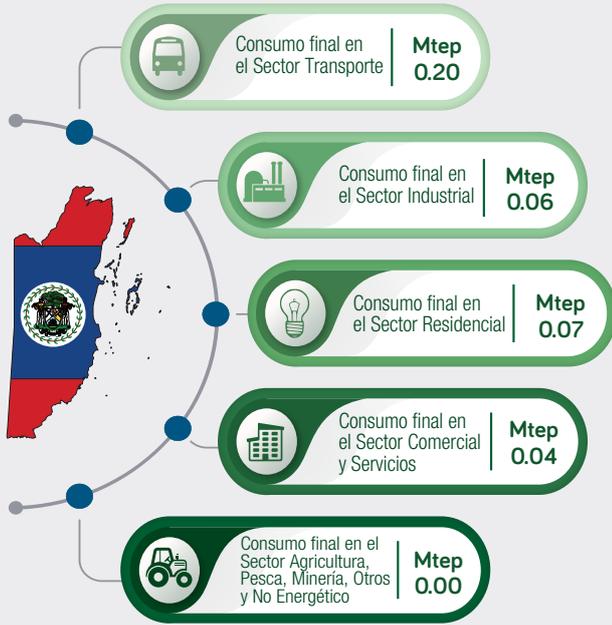
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	398 ¹
Superficie (km ²)	22,970
Densidad de población (hab. / km ²)	17
Población urbana (%)	42
PIB USD 2018 (MUSD)	2,711 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	5,257 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

Este país se caracteriza por ser un importador neto principalmente de derivados de petróleo representando más de las tres cuartas partes de toda la energía importada por Belice. Asimismo, se destaca el incremento en las importaciones de energía en el 2023, debido principalmente al aumento de las importaciones de electricidad de México.

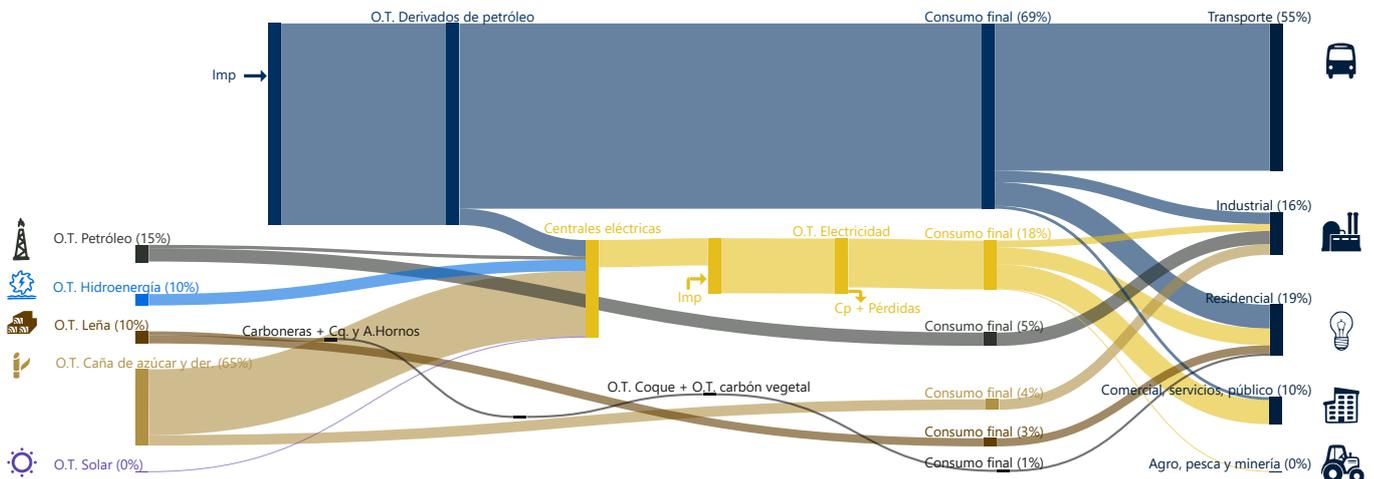
La alta dependencia de las importaciones de Belice es un punto importante para la seguridad energética de este país, el cual ocupa un lugar destacado en su agenda energética a través de su Política Energética Nacional 2023 -2040, en la cual se describe la necesidad de aumentar las fuentes de energía nacionales con un enfoque en energías renovables, con la finalidad de diversificar la demanda de energía, reducir costos, desarrollar nueva infraestructura y creación de nuevas fuentes de empleo.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

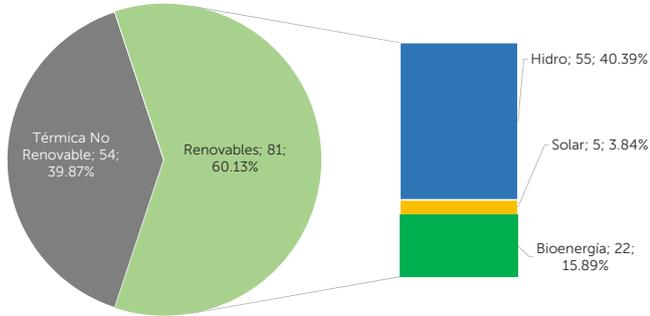


¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.

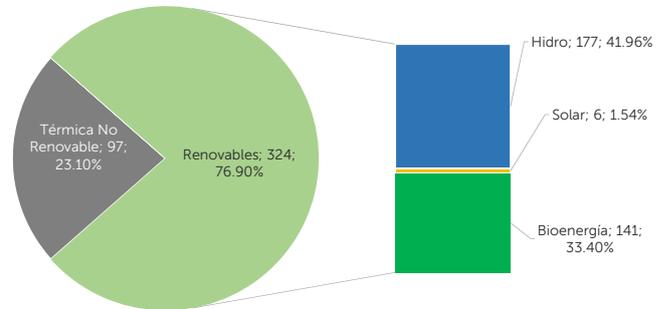
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



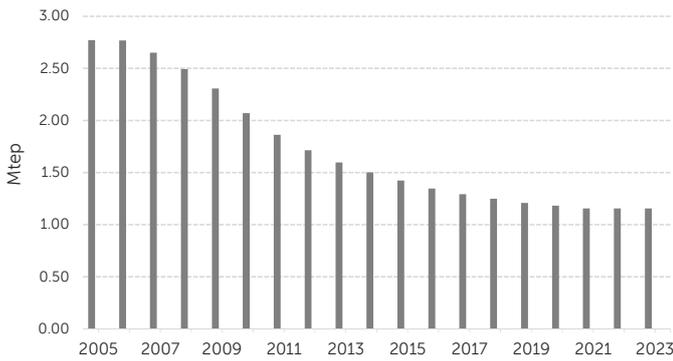
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 135 MW



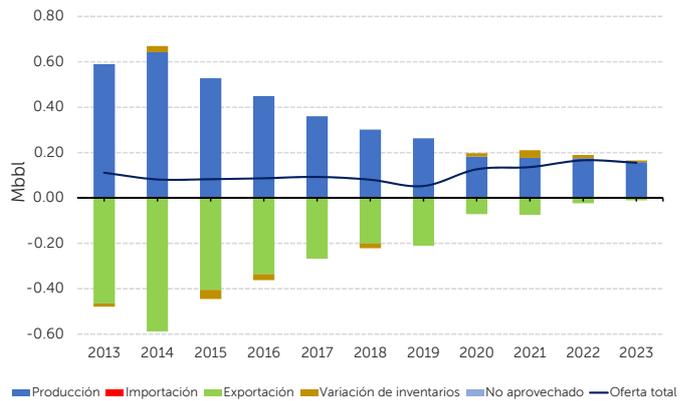
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 421 GWh



Reservas probadas de petróleo

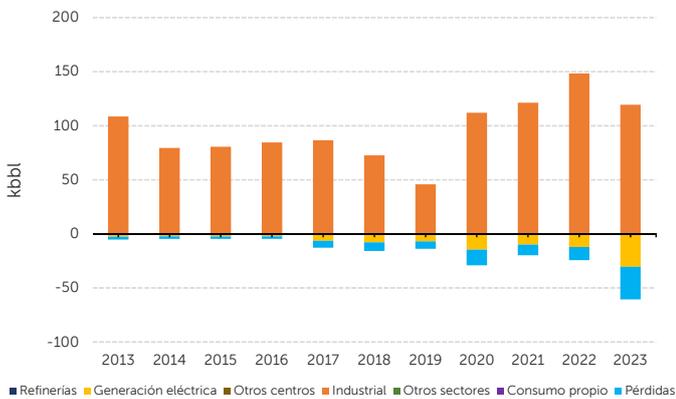


Oferta total de petróleo

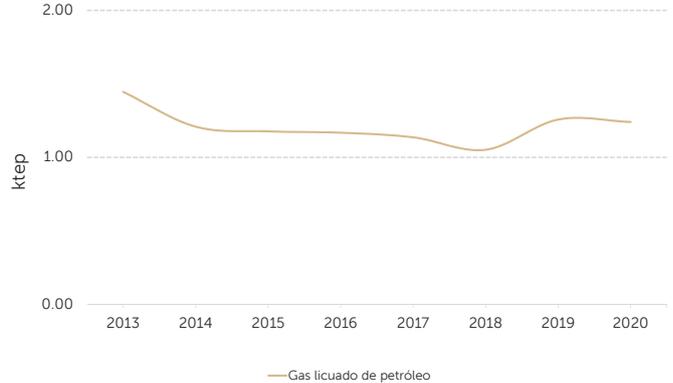


BELICE

Demanda interna de petróleo

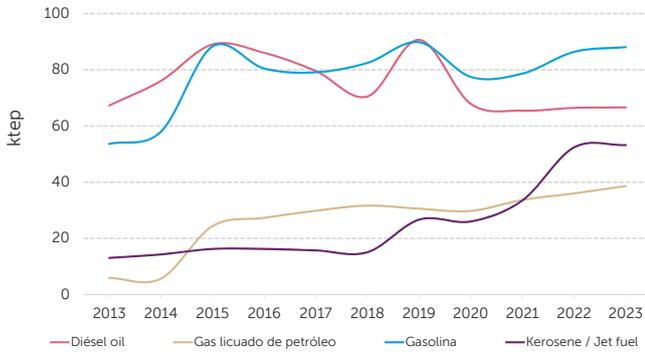


Producción derivados de petróleo

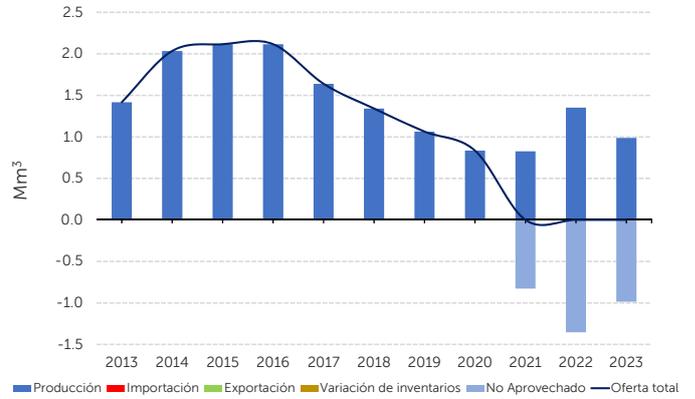




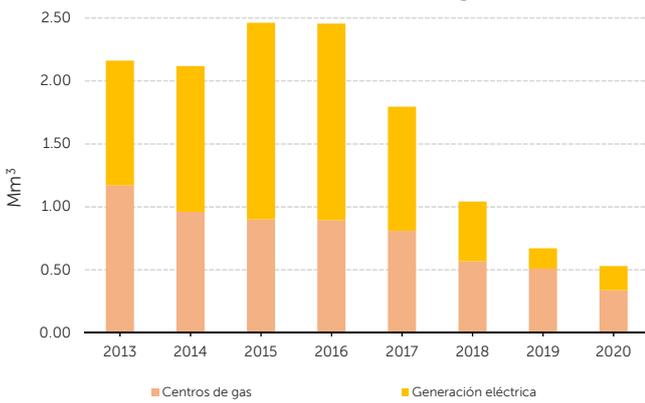
Consumo derivados de petróleo



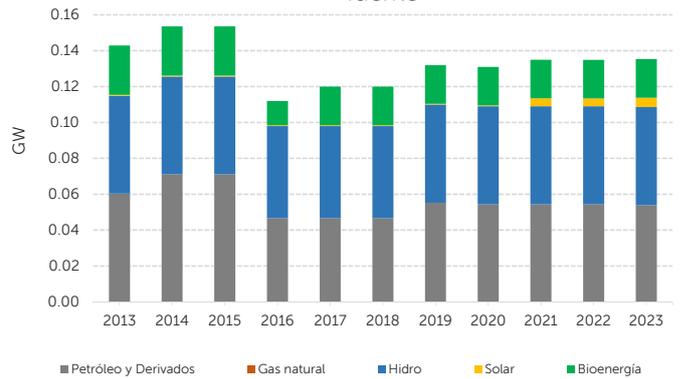
Oferta total de gas natural



Demanda interna de gas natural



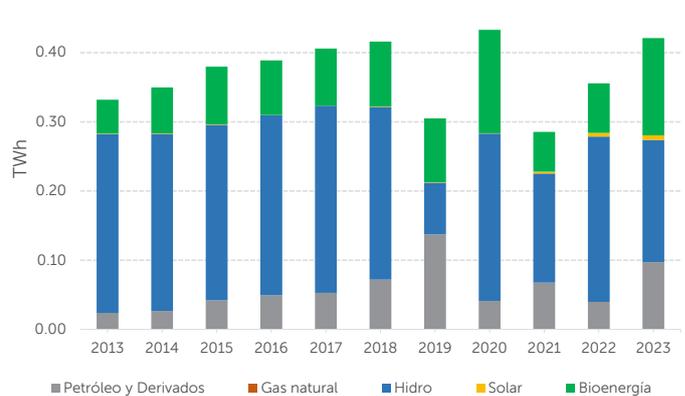
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



Capacidad instalada de generación eléctrica



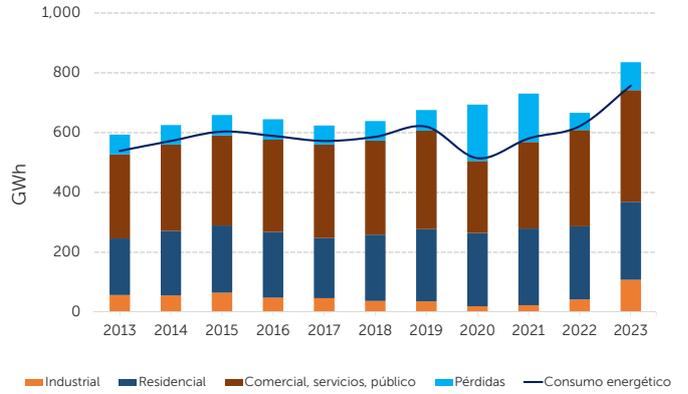
Generación eléctrica por fuente



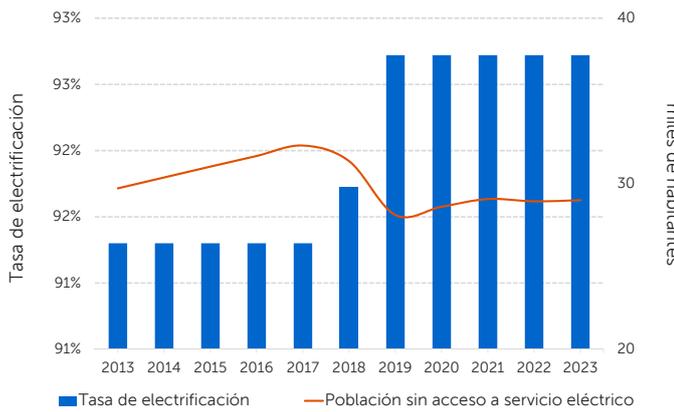
Generación eléctrica



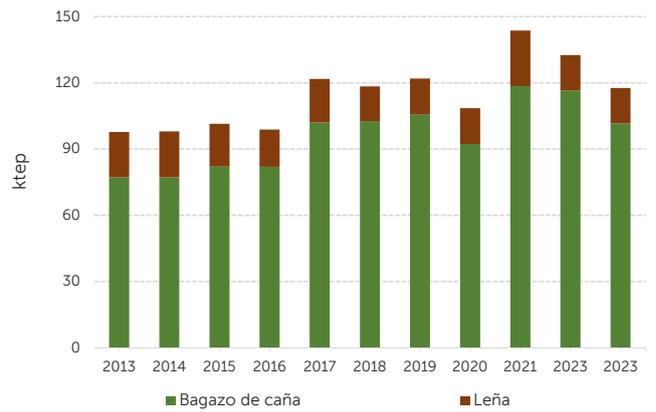
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

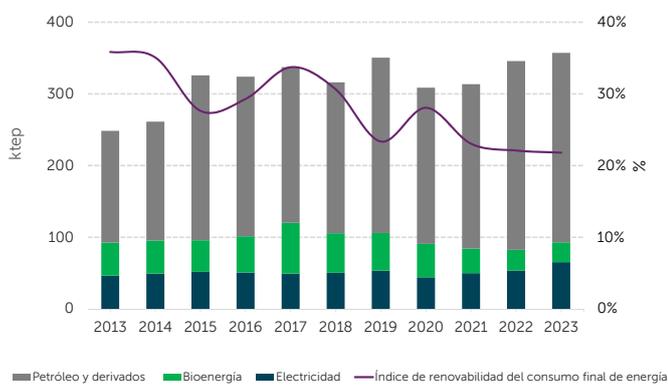


Producción de bagazo y leña

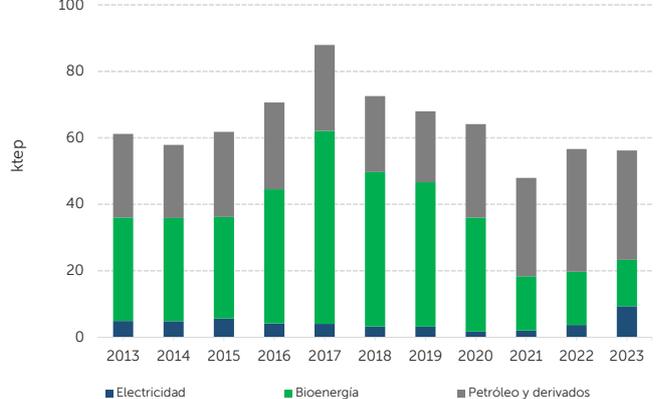


BELICE

Consumo final de energía por fuente de energía

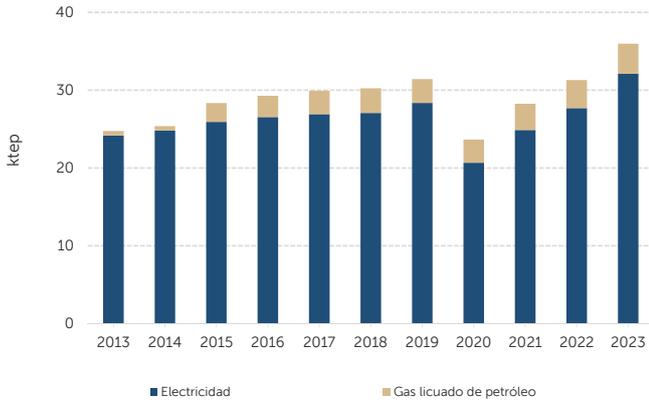


Consumo final Industrial

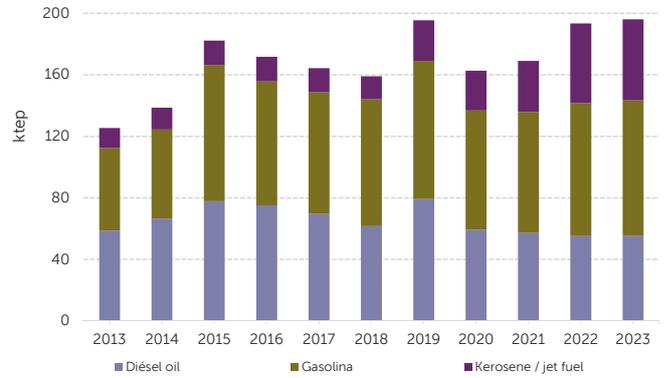




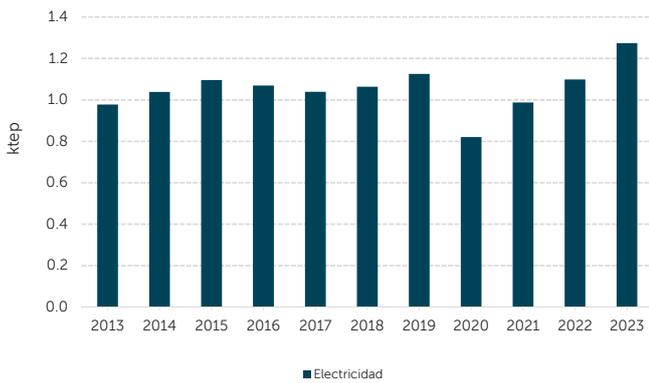
Consumo final Comercial



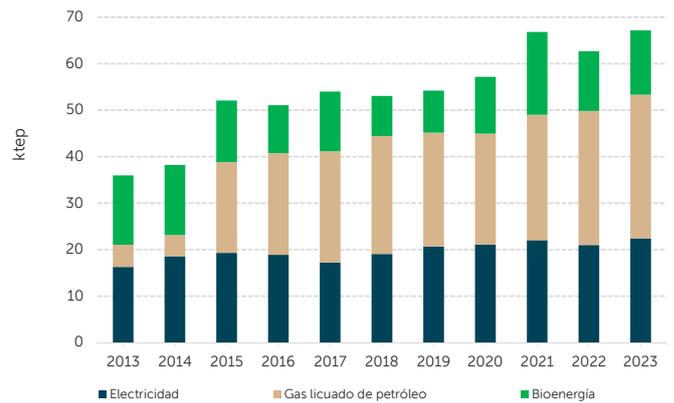
Consumo final Transporte



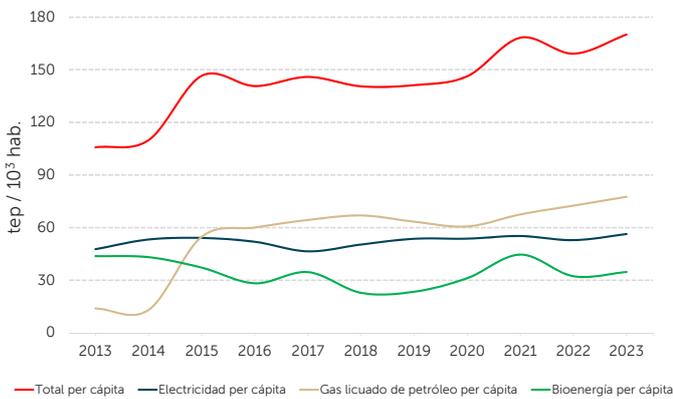
Consumo final de otros sectores



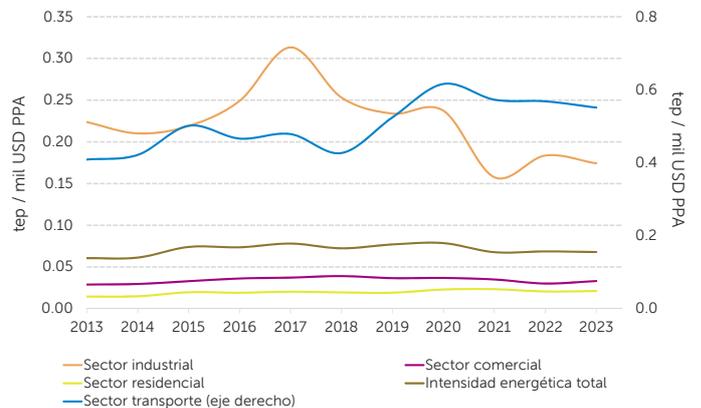
Consumo final Residencial



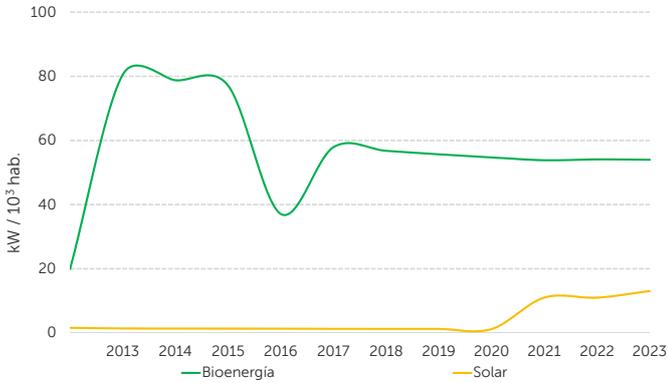
Consumo final per cápita Sector Residencial



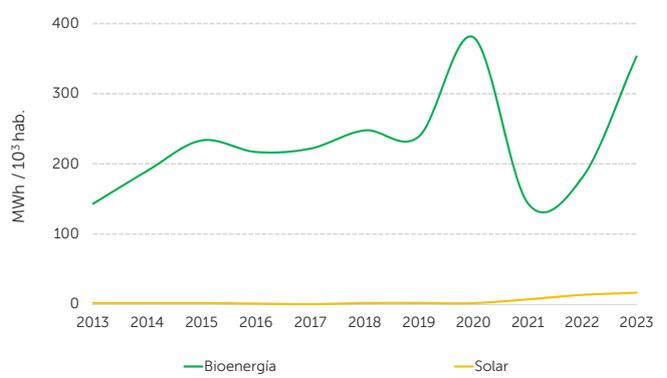
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



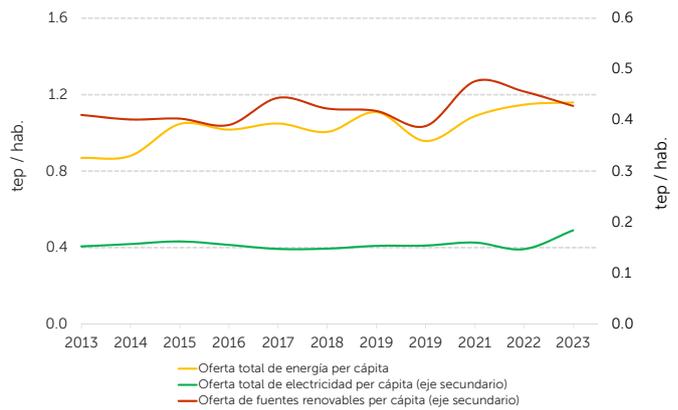
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

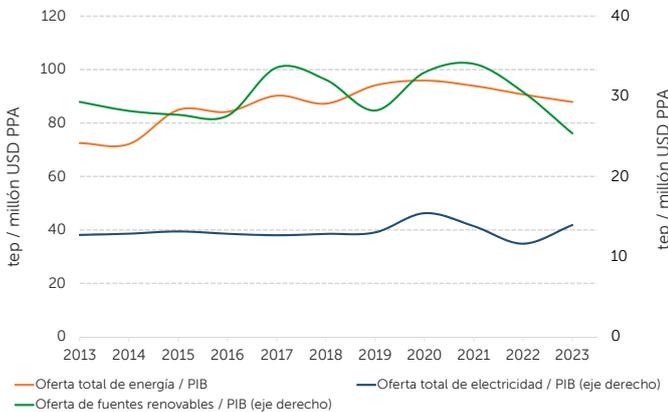


Oferta total de energía per cápita

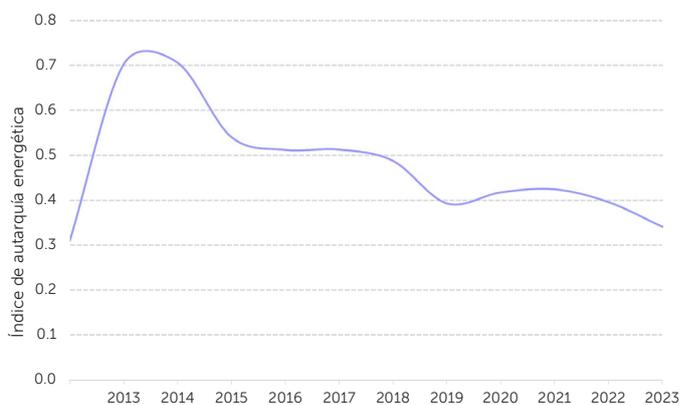


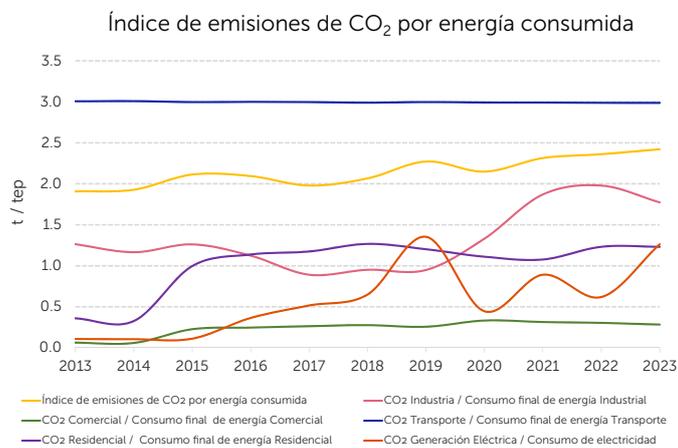
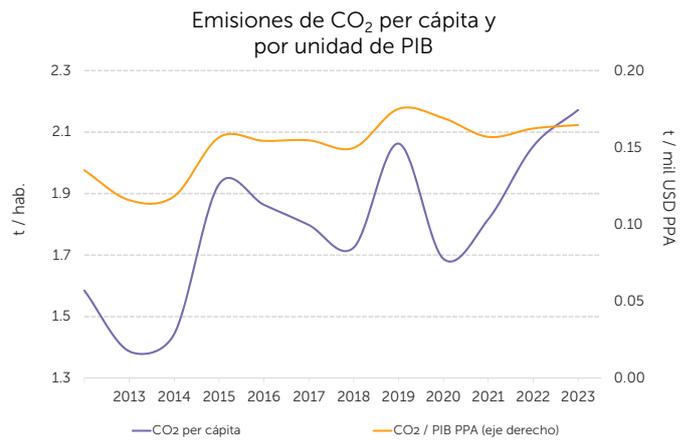
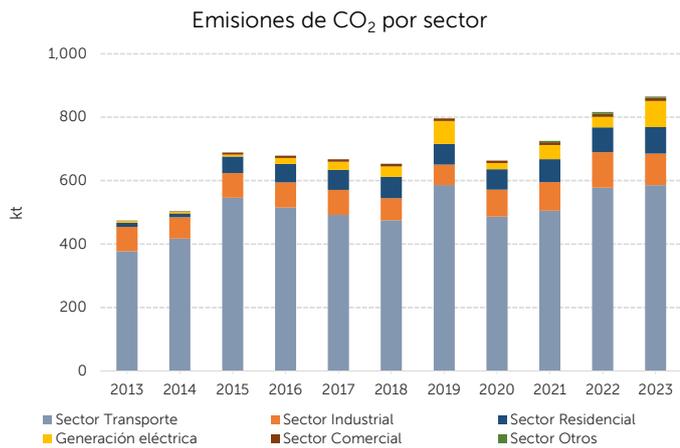
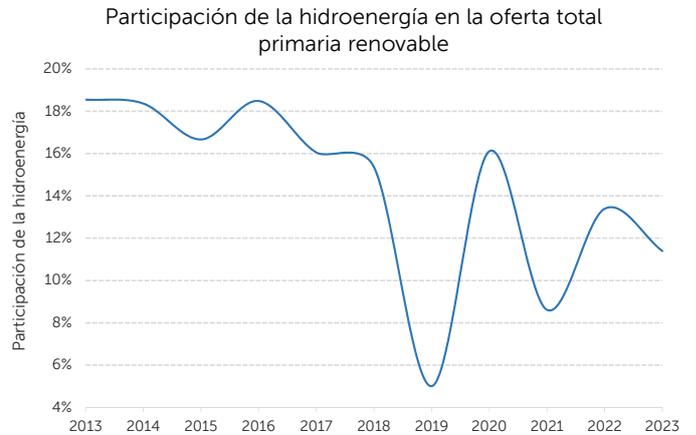
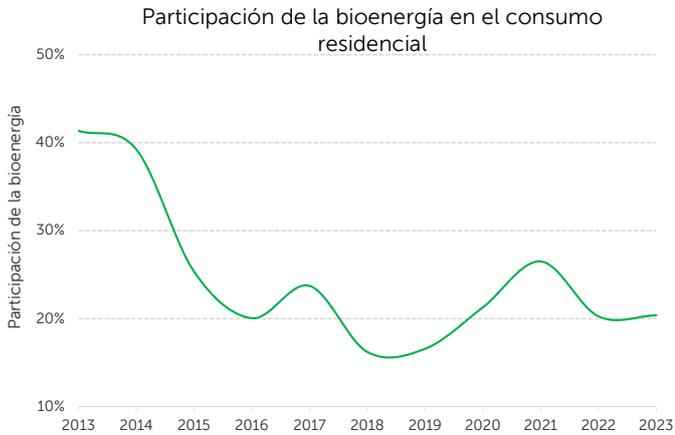
BELICE

Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética







BOLIVIA

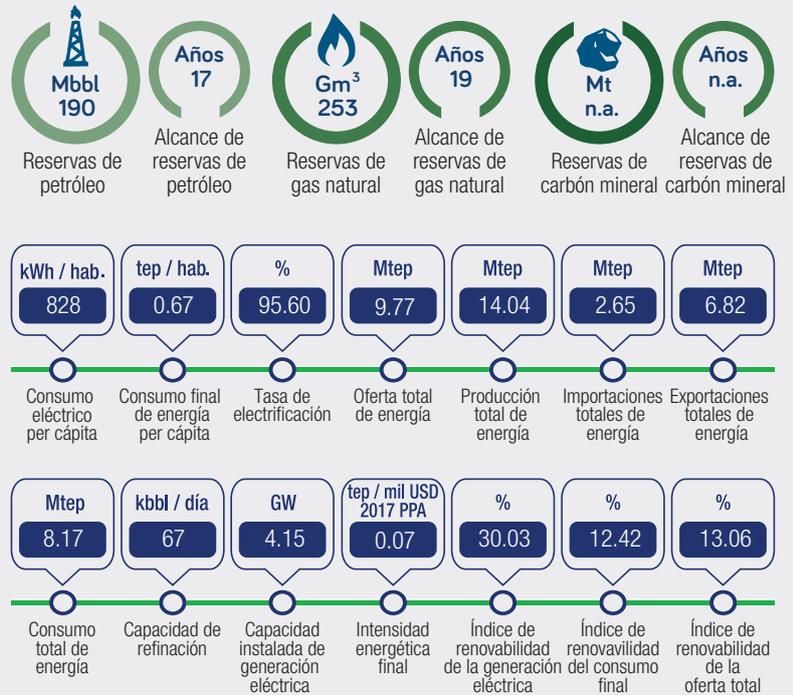
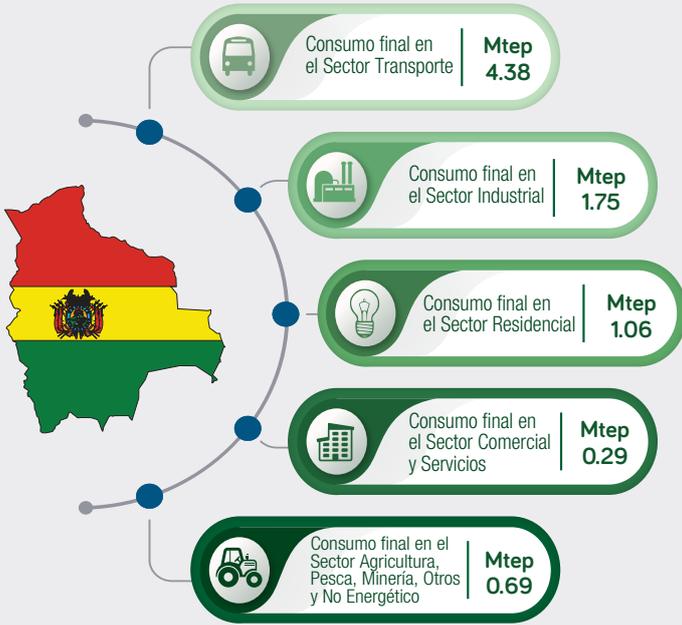


DATOS GENERALES 2023

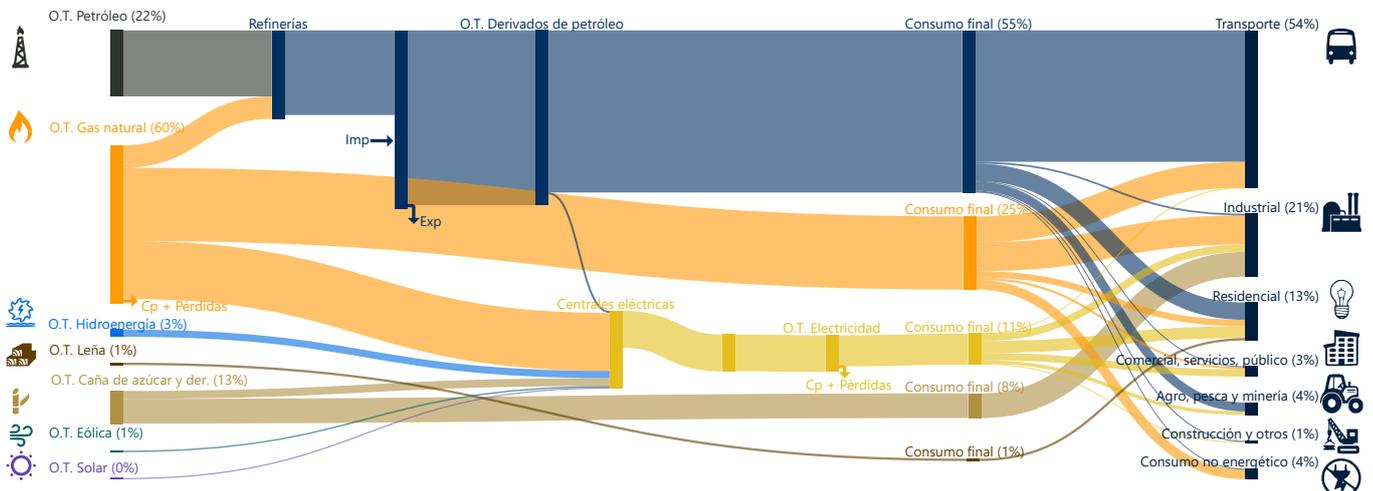
Población (mil hab.)	12,170
Superficie (km ²)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km ²)	11
Población urbana (%)	74
PIB USD 2018 (MUSD)	42,590
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	119,785
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9.8

Bolivia mantiene su diversidad energética sin experimentar mayores cambios durante los últimos años. El gas natural predomina en la producción primaria, que para el 2023 representa un 79.6% de un total de 14.04 Mtep, de los cuales el 60% se destina a la exportación. La generación eléctrica es mayormente térmica, debido a la gran participación del gas natural; y resalta el crecimiento del uso de la energía eólica y solar en los últimos años. El transporte es el sector de mayor consumo, con 4.38 Mtep en el 2023, siendo el diésel oil y la gasolina los combustibles más utilizados.

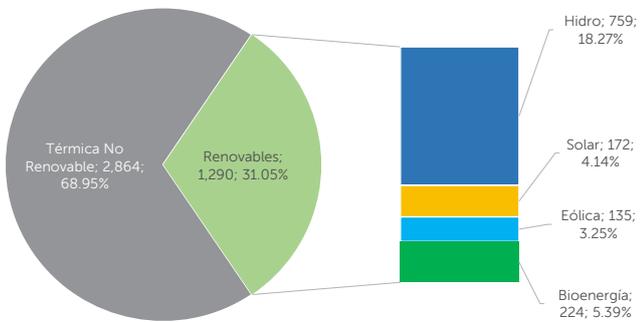
SECTOR ENERGÉTICO 2023



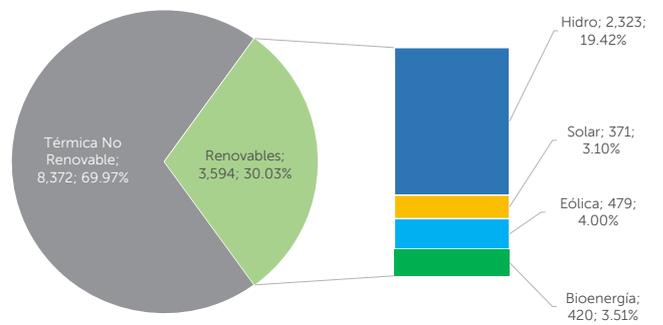
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



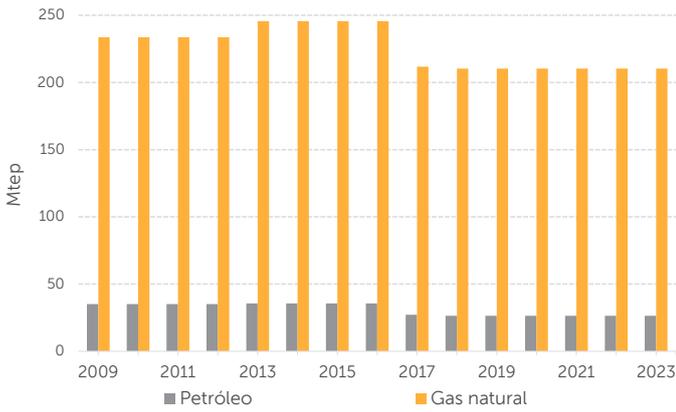
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 4,154 MW



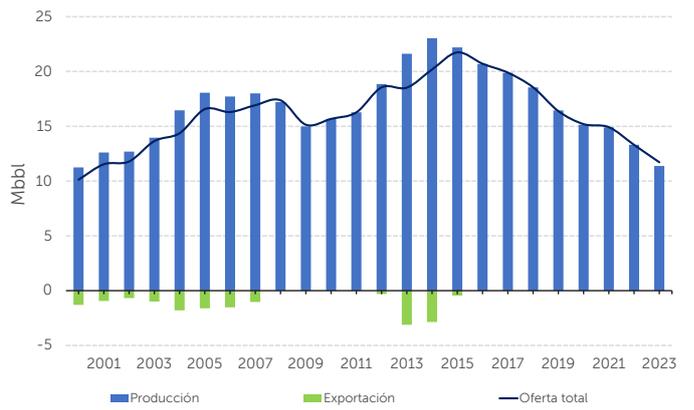
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 11,967 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

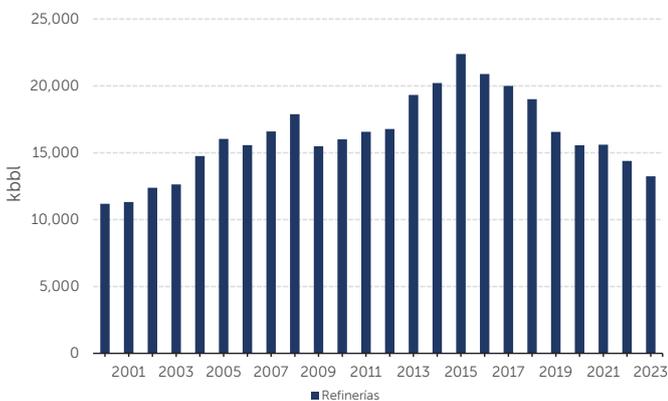


Oferta total de petróleo

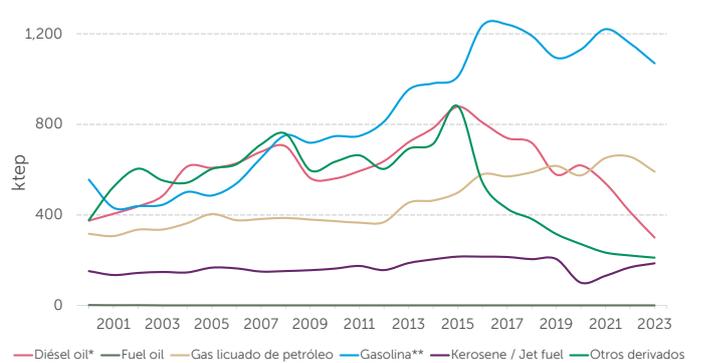


BOLIVIA

Demanda interna de petróleo



Producción derivados de petróleo

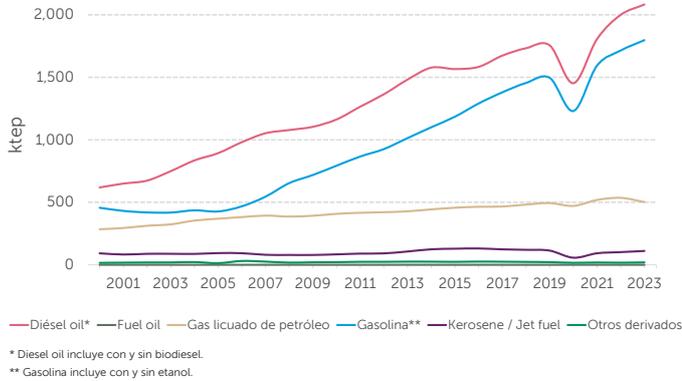


* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.

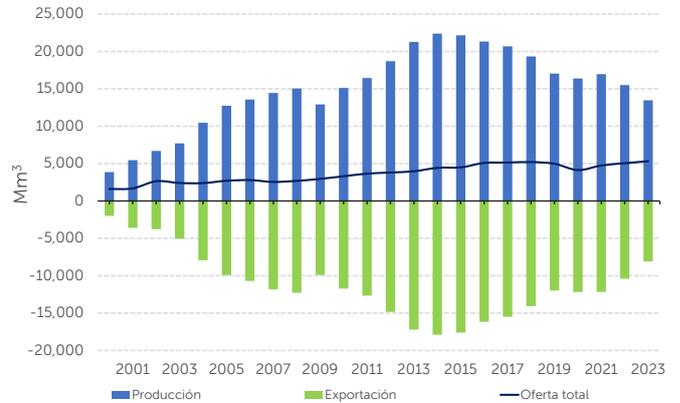
** Gasolina incluye con y sin etanol.



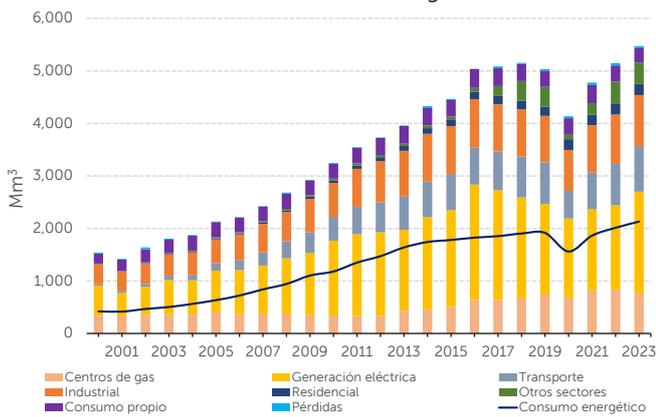
Consumo derivados de petróleo



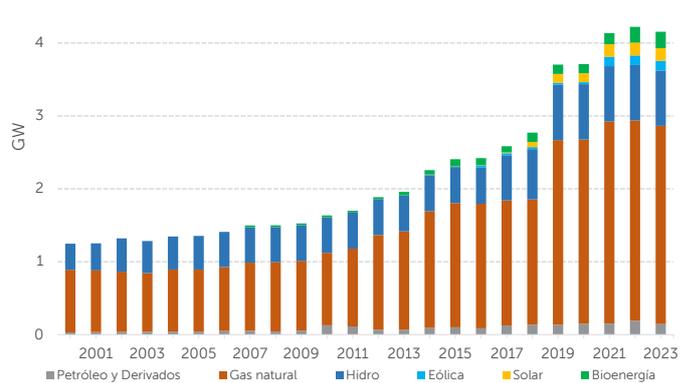
Oferta total de gas natural



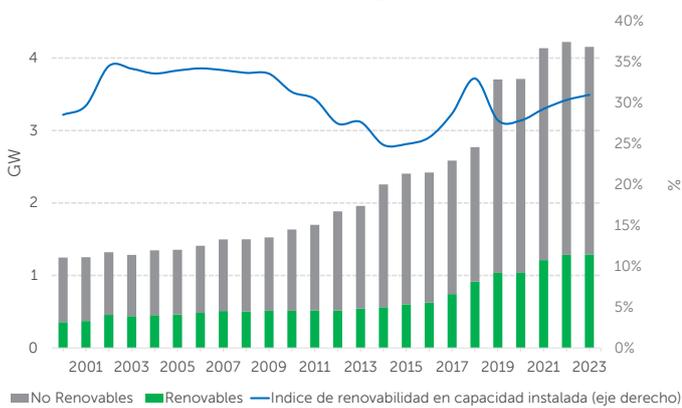
Demanda interna de gas natural



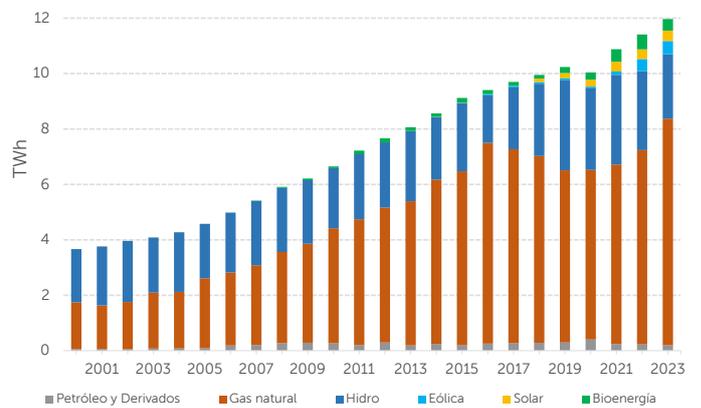
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



Capacidad instalada de generación eléctrica

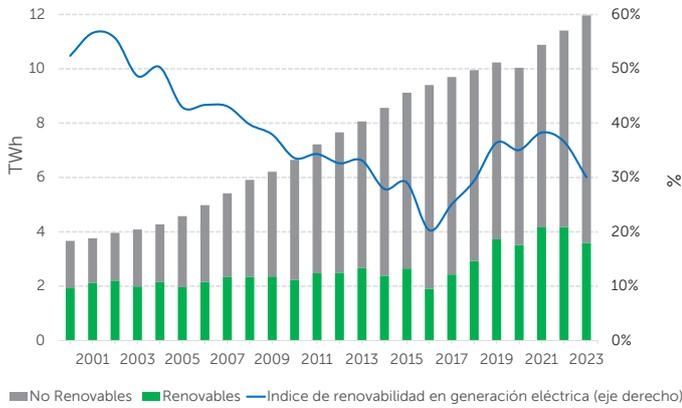


Generación eléctrica por Fuente

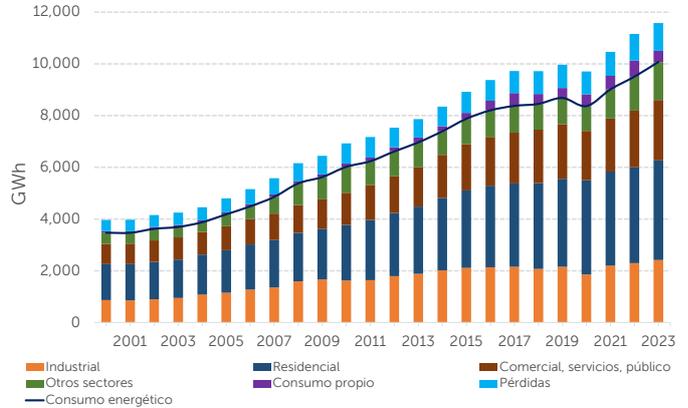




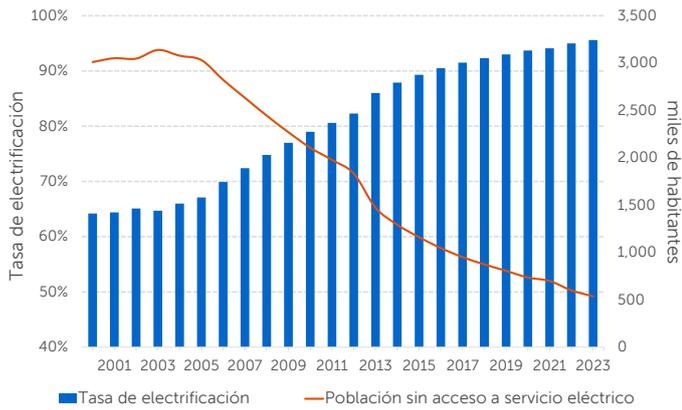
Generación eléctrica



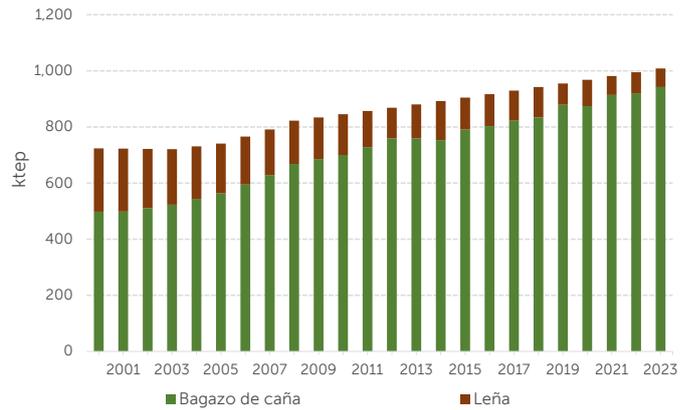
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

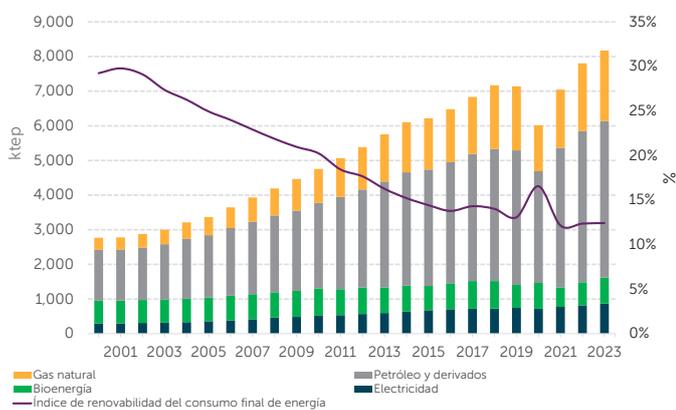


Producción de biomasa y biocombustibles

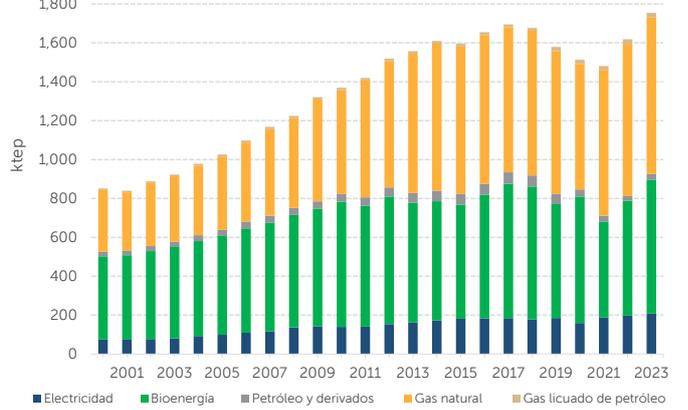


BOLIVIA

Consumo final de energía por fuente de energía

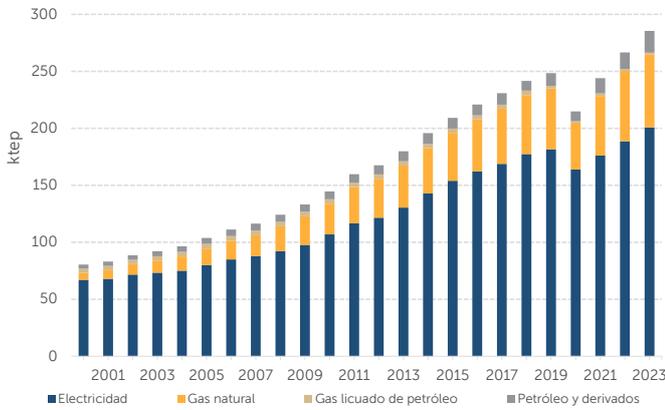


Consumo final Industrial

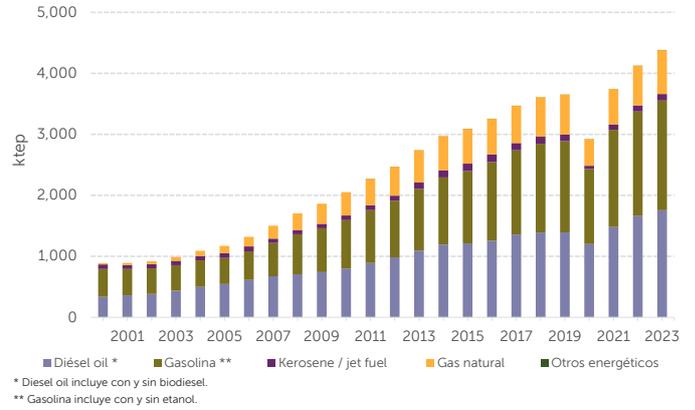




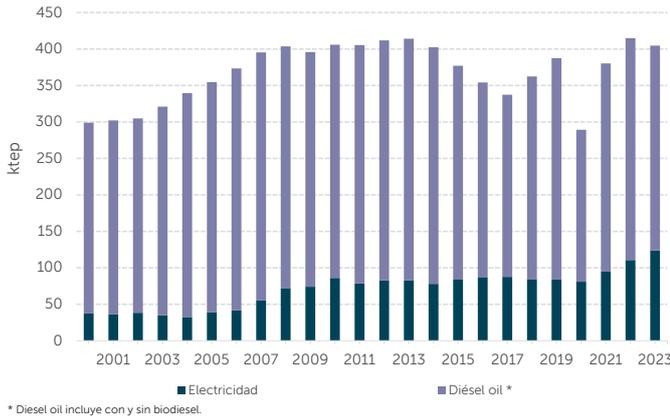
Consumo final Comercial



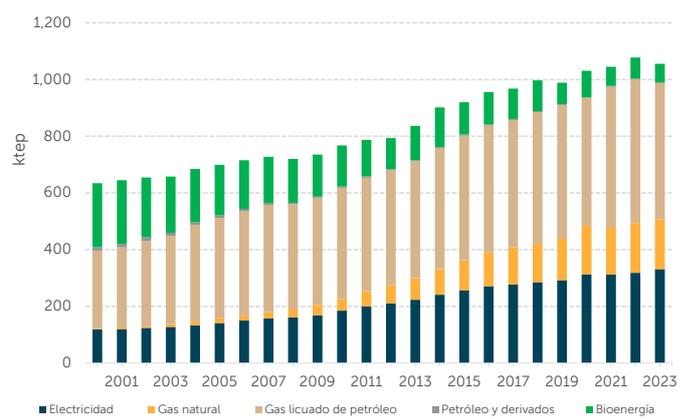
Consumo final Transporte



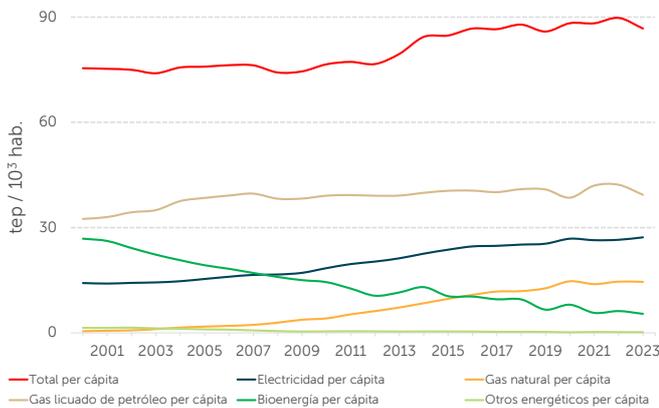
Consumo final de otros sectores



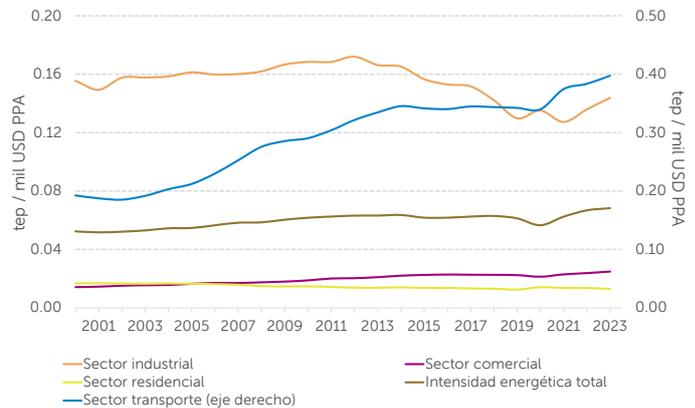
Consumo final Residencial



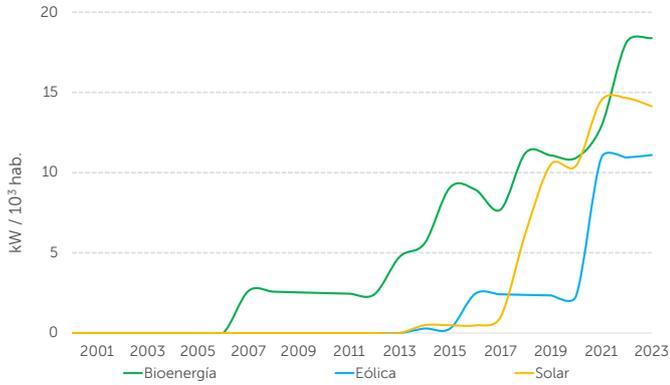
Consumo final per cápita Sector Residencial



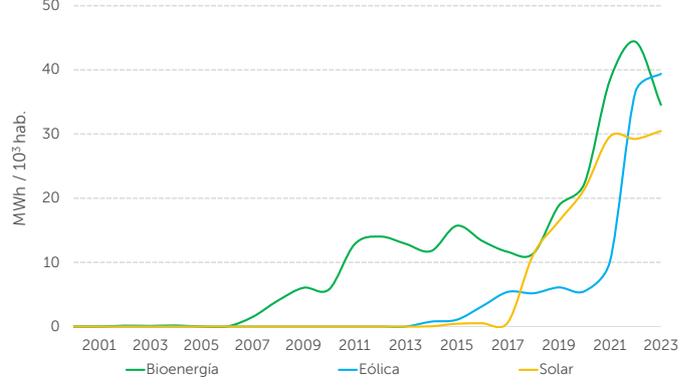
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



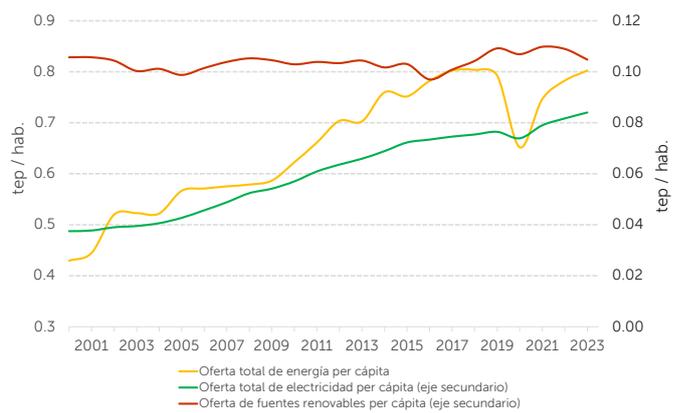
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

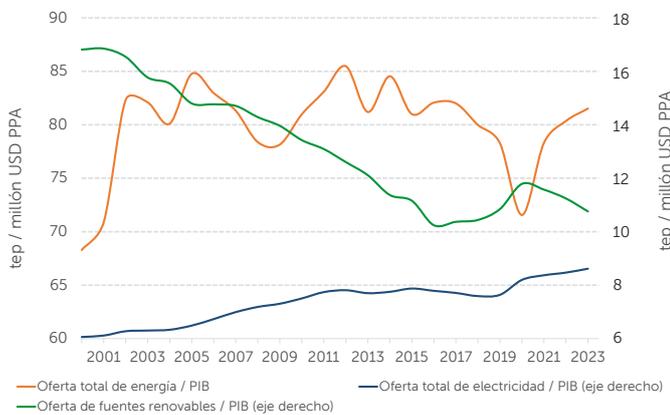


Oferta total de energía per cápita

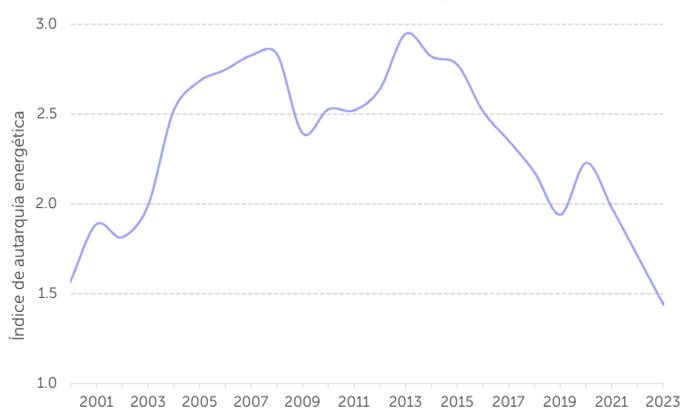


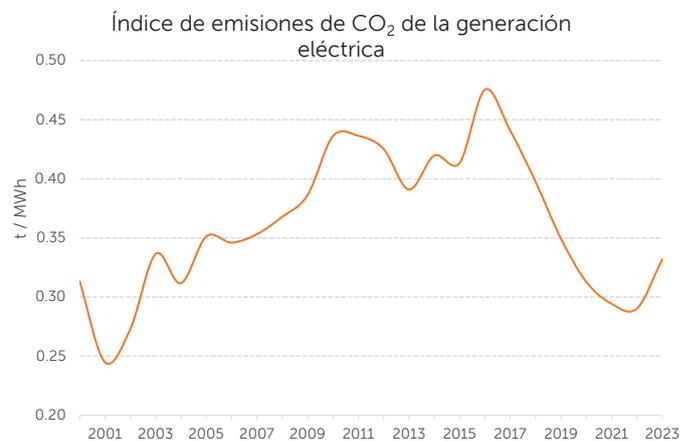
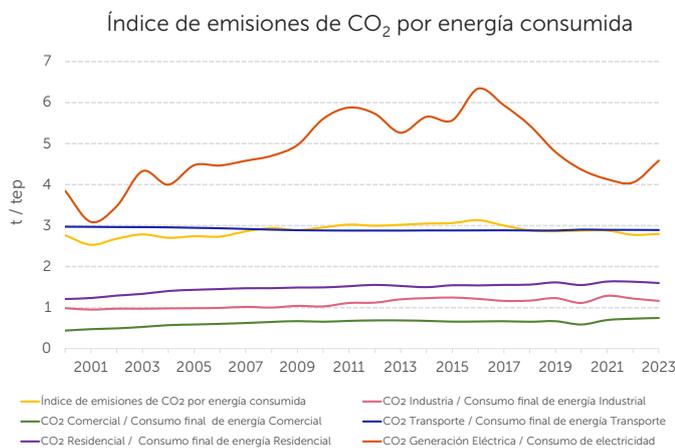
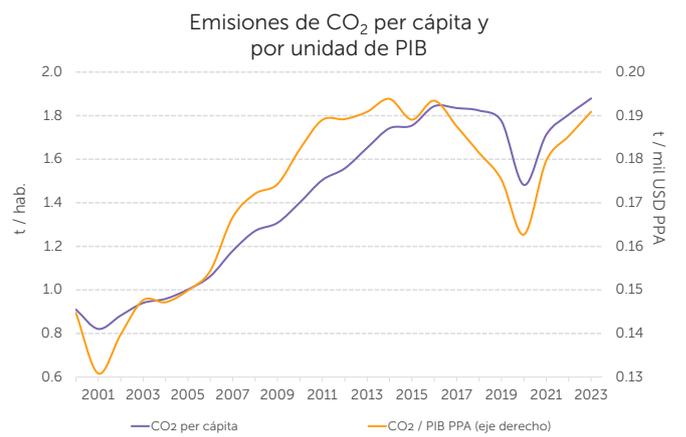
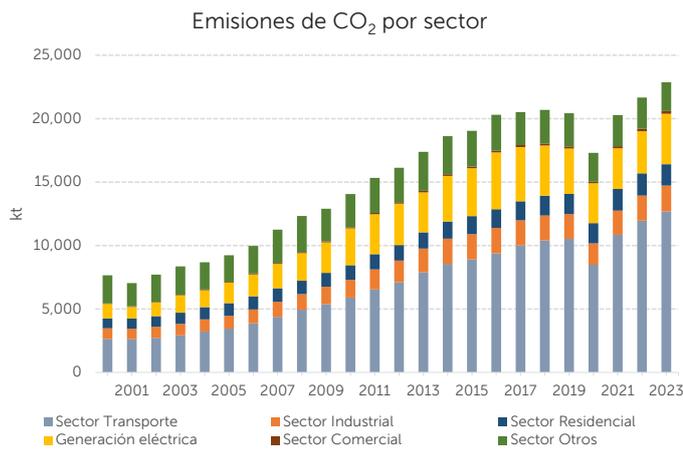
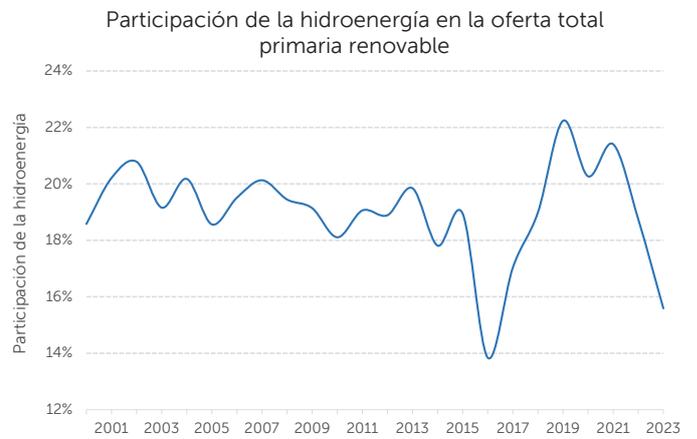
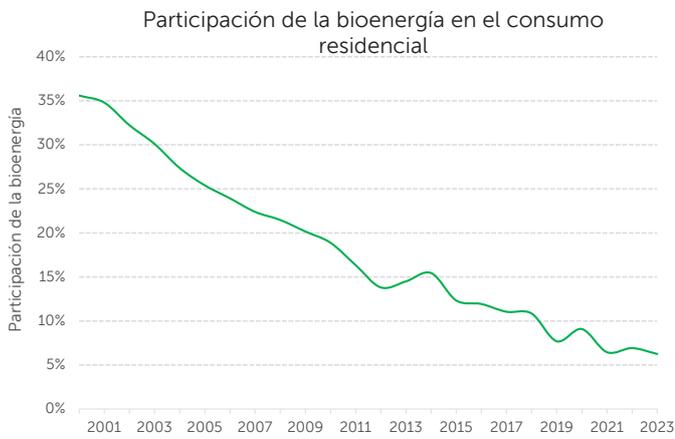
BOLIVIA

Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética







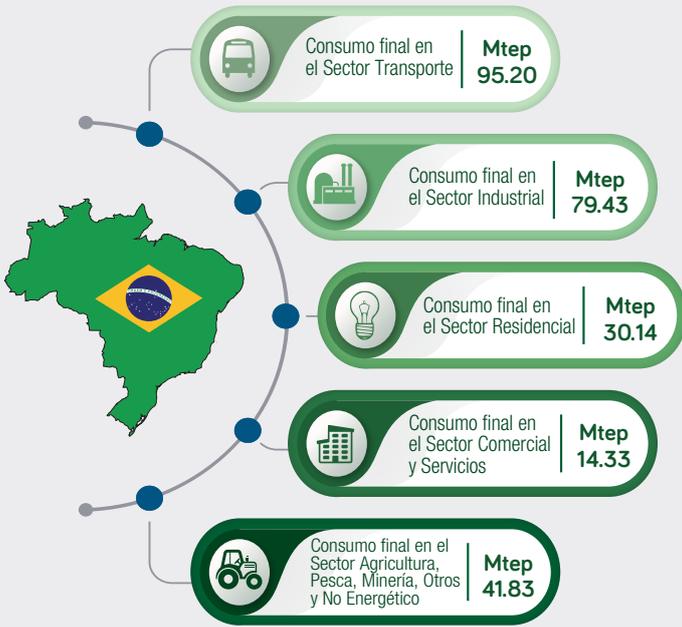
BRASIL

DATOS GENERALES 2023

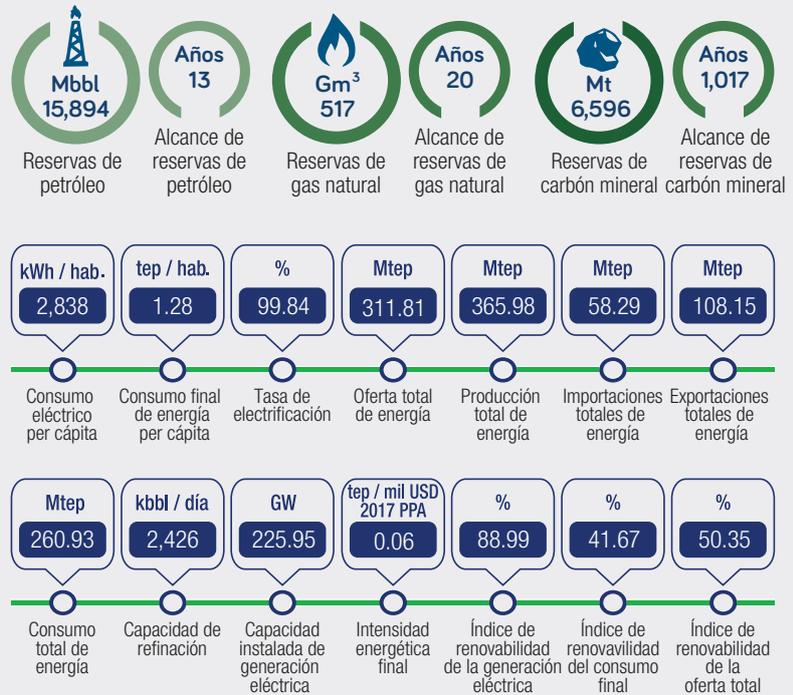
Población (mil hab.)	204,180
Superficie (km ²)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km ²)	24
Población urbana (%)	87
PIB USD 2018 (MUSD)	2,138,994 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	4,015,525 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

En los últimos 10 años, Brasil ha experimentado una transformación significativa en su matriz energética, presentando un descenso en la participación en el consumo final de energía del petróleo y sus derivados pasando del 39.2% al 35.1% y del gas natural, del 13.5% al 9.6% en este período. El cambio apunta al progreso del país en la diversificación y sostenibilidad de su oferta energética nacional, a través del impulso del crecimiento de fuentes alternativas como la solar, eólica y biomasa mediante la definición de políticas e inversiones estratégicas.

Brasil se caracteriza por tener una de las matrices eléctricas más limpias, con una generación eléctrica de aproximadamente el 89% a partir de fuentes de energía renovable principalmente hidroenergía (62%), eólica (14%), solar (7%) y lo restante con bioenergía.

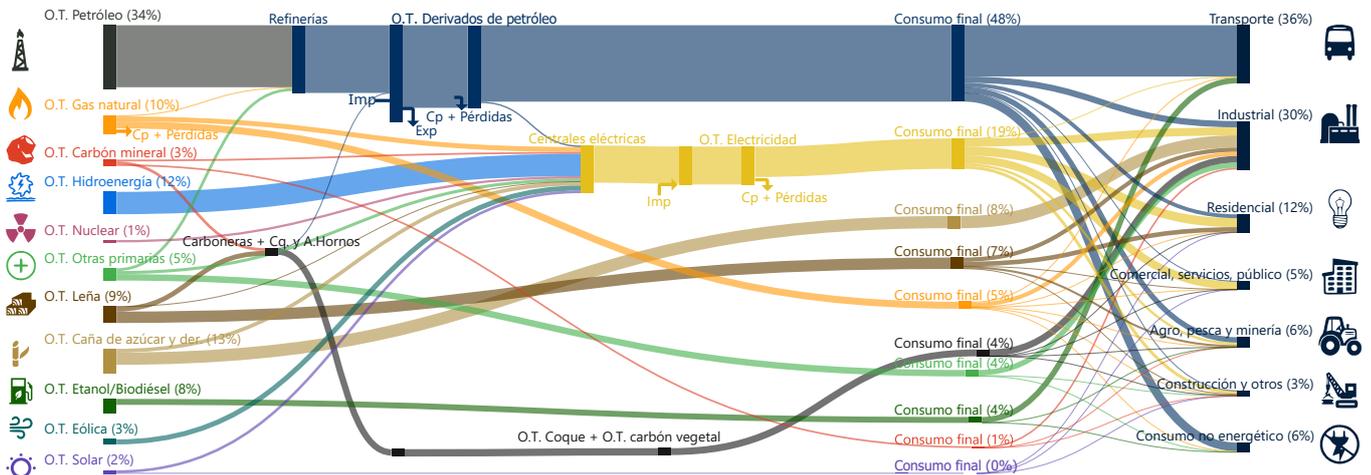


SECTOR ENERGÉTICO 2023

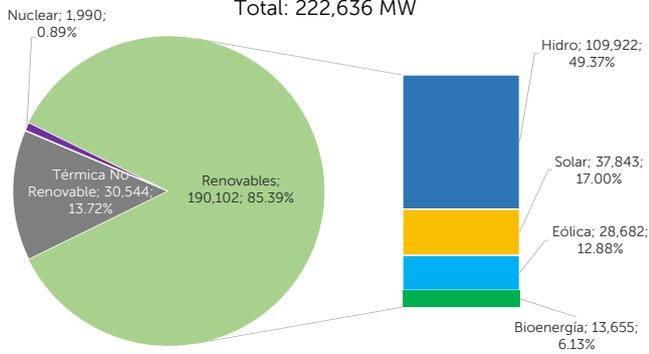


¹ Fuente: CEPAL.
² Fuente: Banco Mundial.

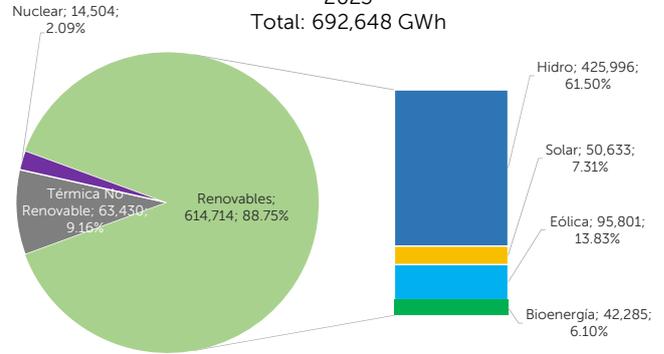
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



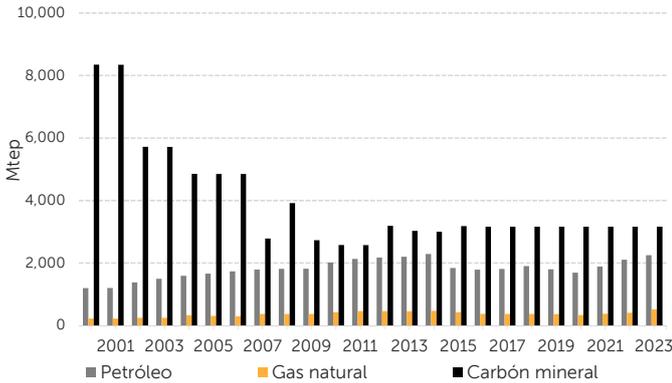
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023



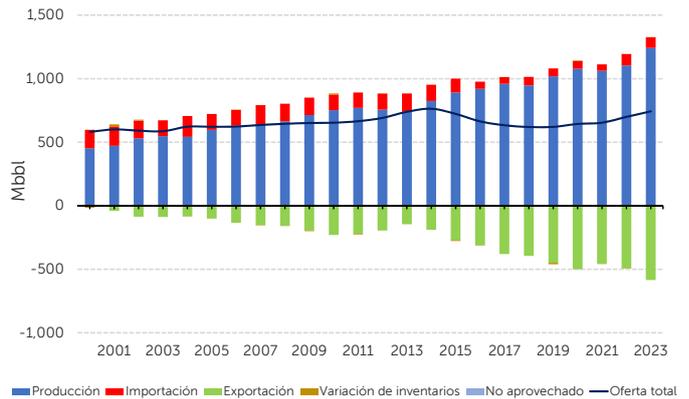
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

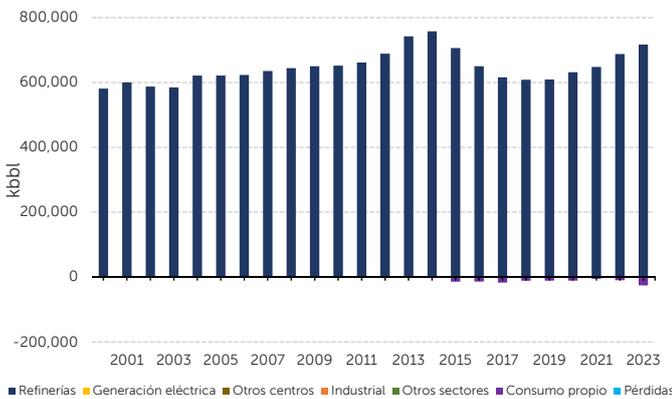


Oferta total de petróleo

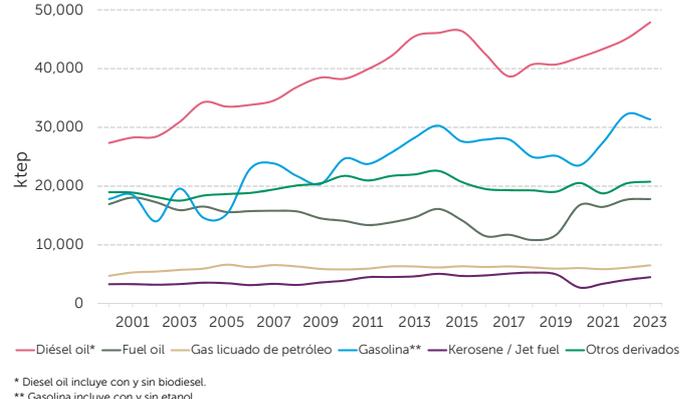


BRASIL

Demanda interna de petróleo



Producción derivados de petróleo

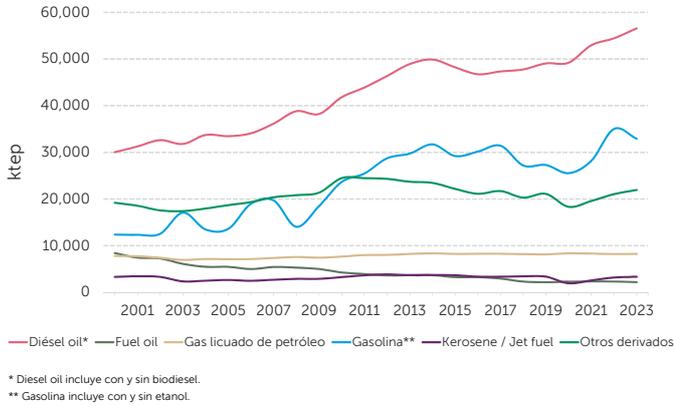


* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.

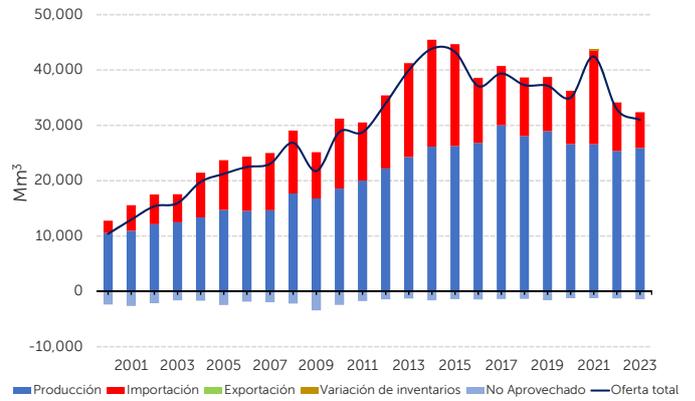
** Gasolina incluye con y sin etanol.



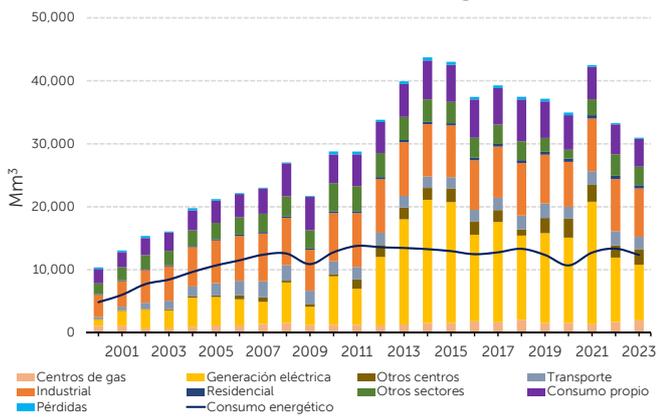
Consumo derivados de petróleo



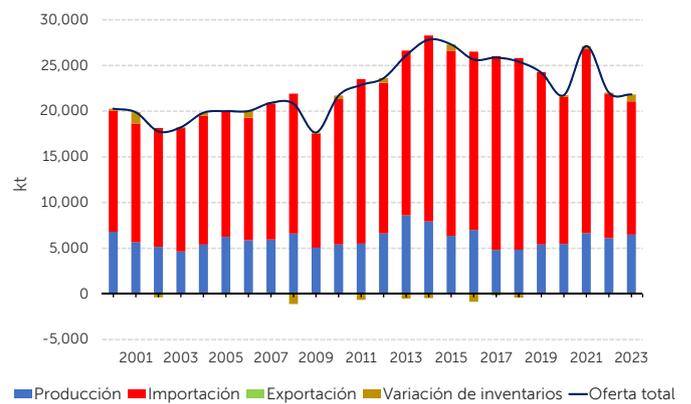
Oferta total de gas natural



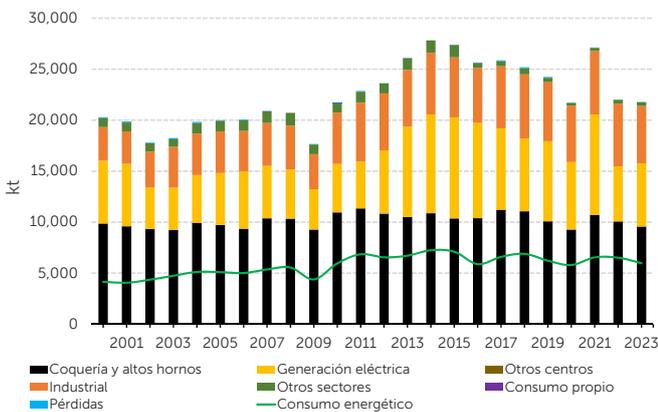
Demanda interna de gas natural



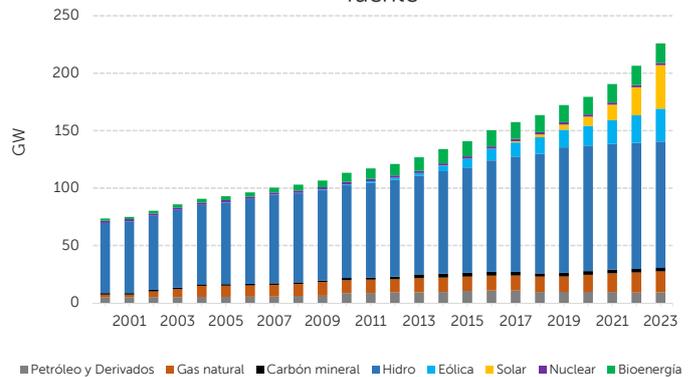
Oferta total de carbón mineral



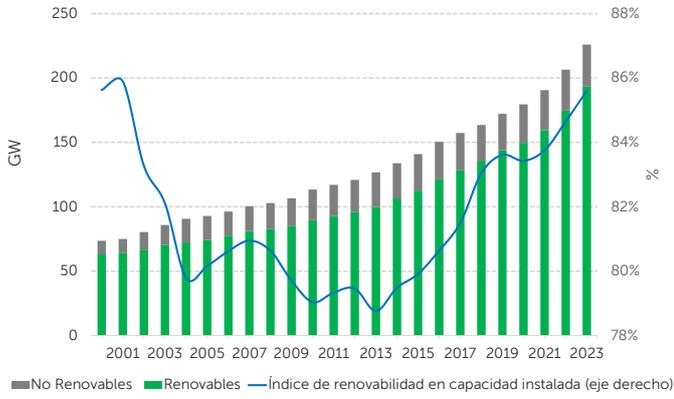
Demanda interna de carbón mineral



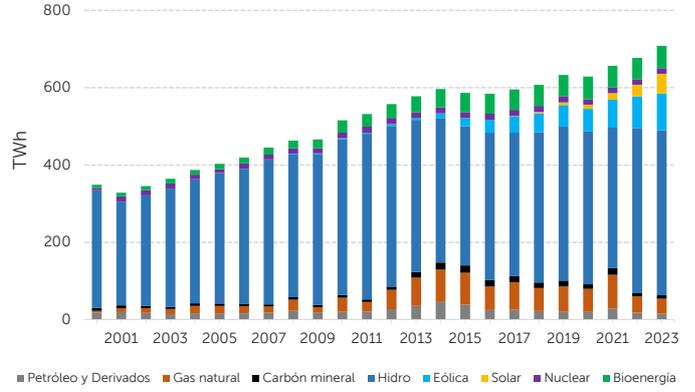
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



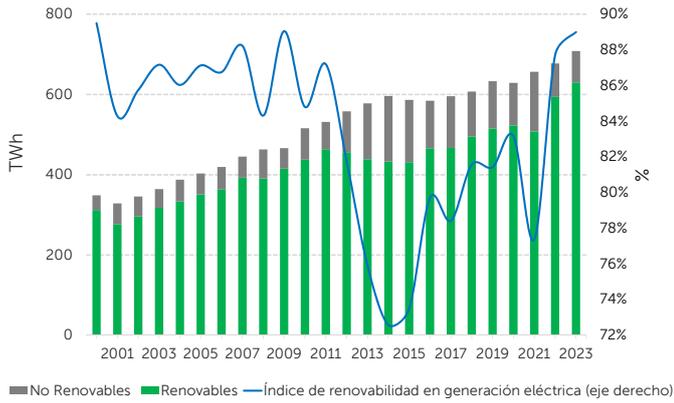
Capacidad instalada de generación eléctrica



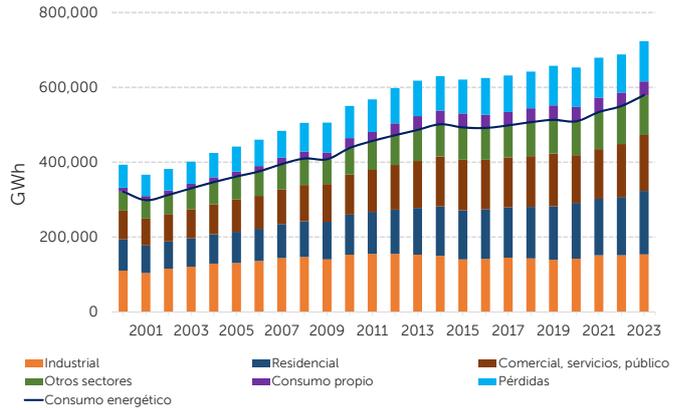
Generación eléctrica por fuente



Generación eléctrica

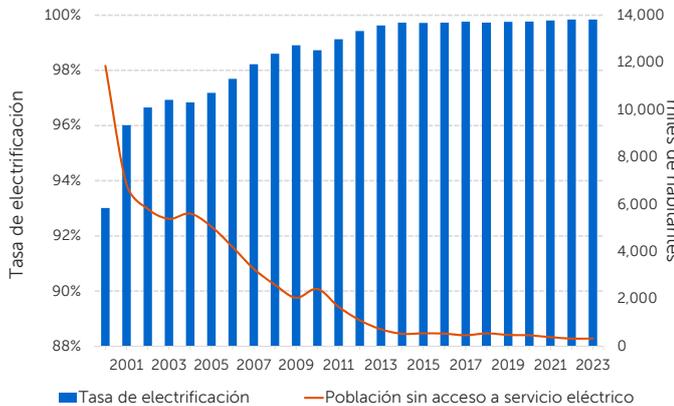


Demanda interna de electricidad

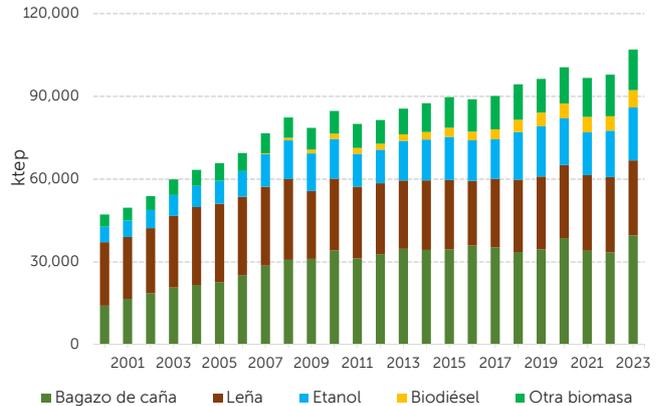


BRASIL

Tasa de electrificación

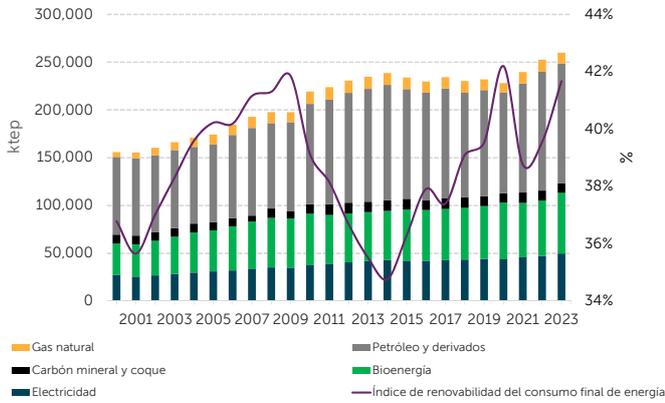


Producción de biomasa y biocombustibles

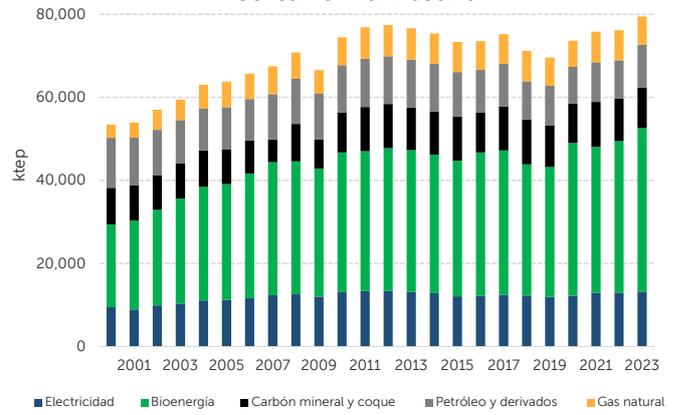




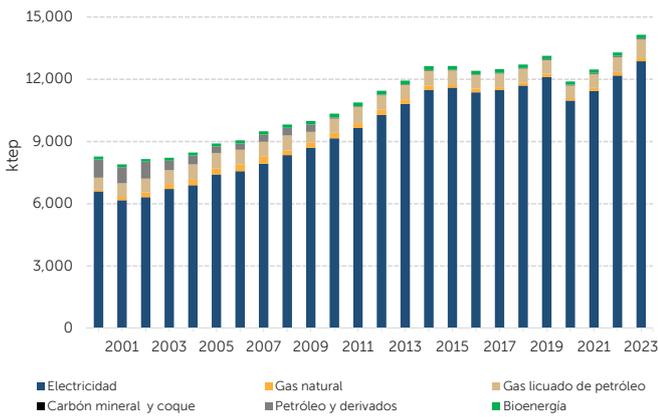
Consumo final de energía por fuente de energía



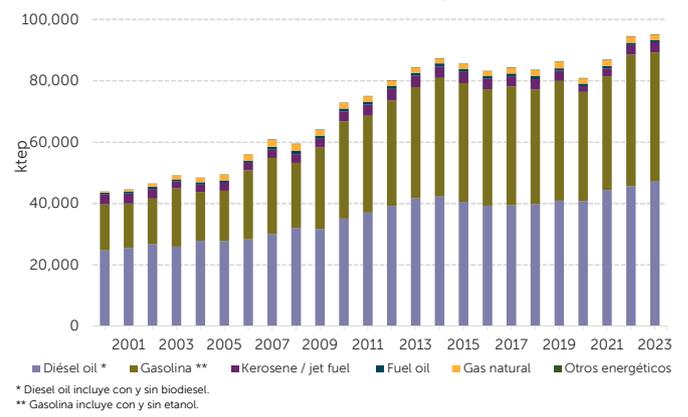
Consumo final Industrial



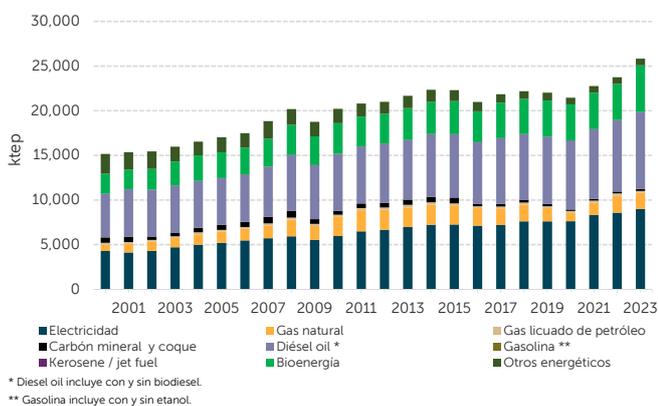
Consumo final Comercial



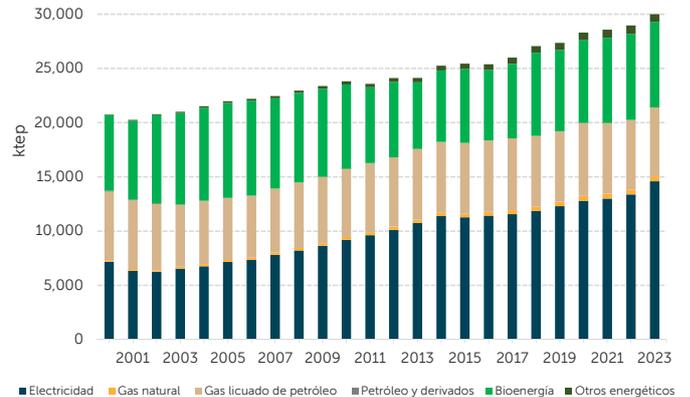
Consumo final Transporte



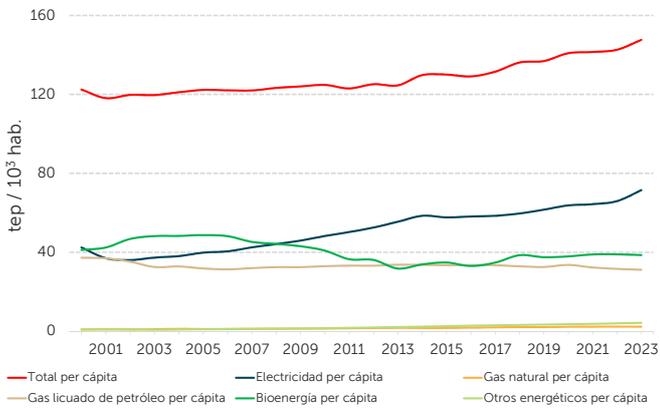
Consumo final de otros sectores



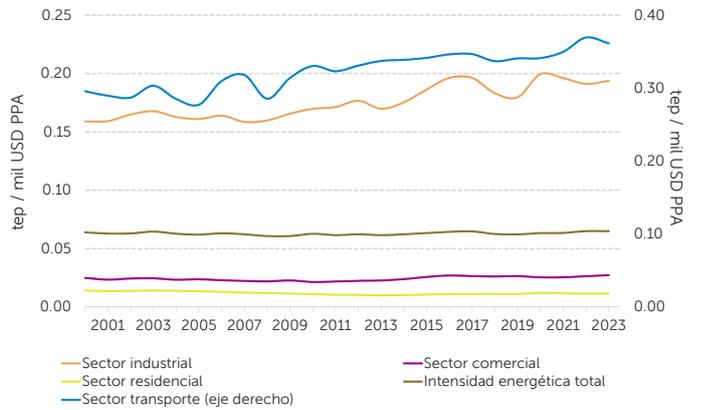
Consumo final Residencial



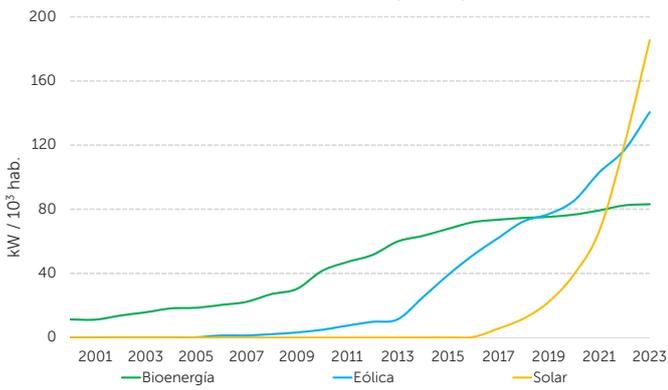
Consumo final per cápita Sector Residencial



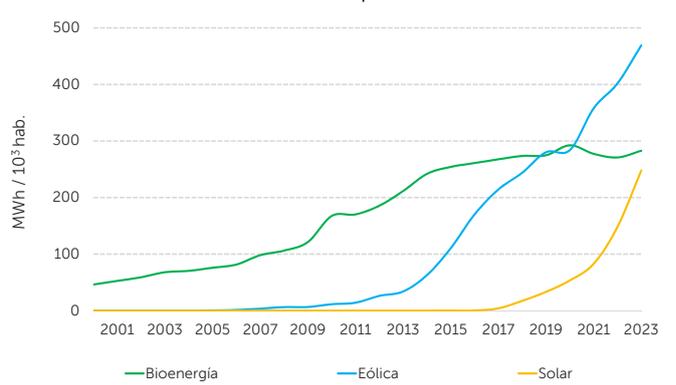
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

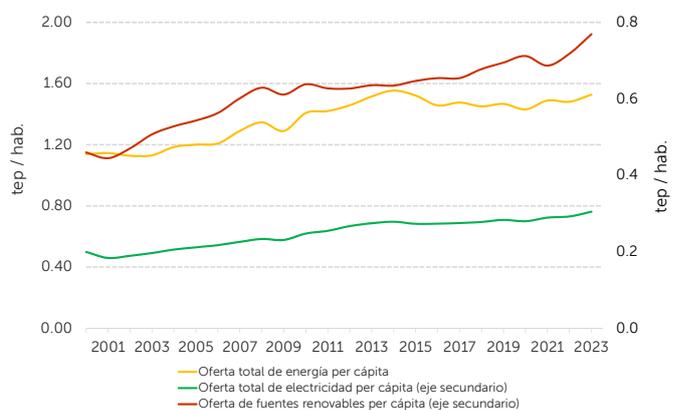


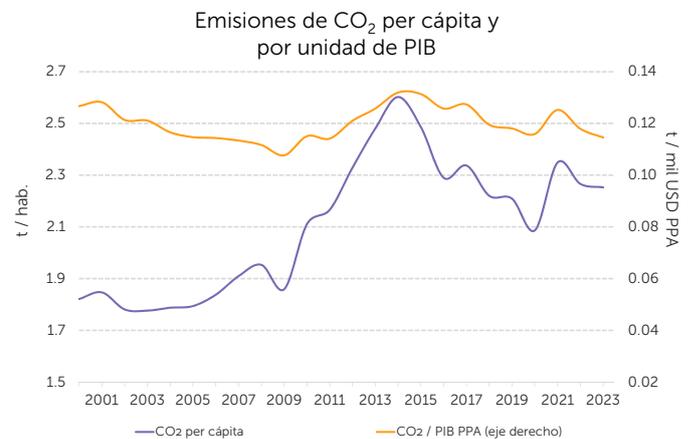
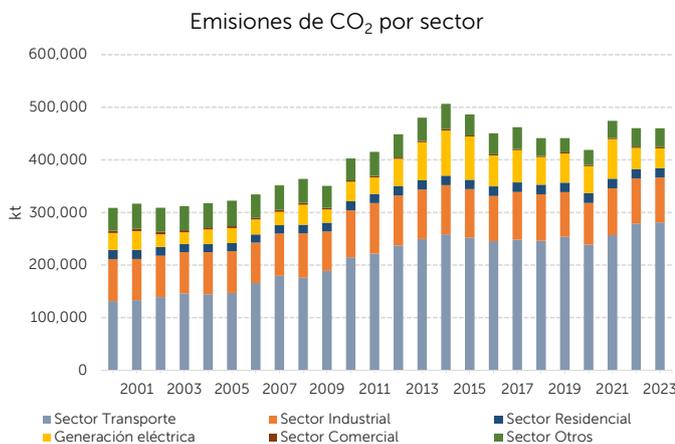
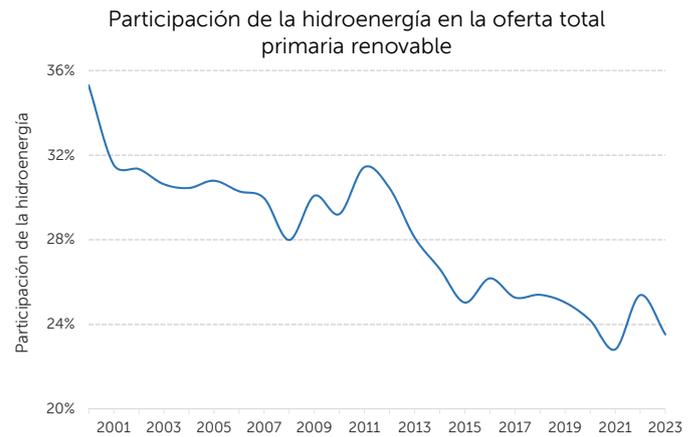
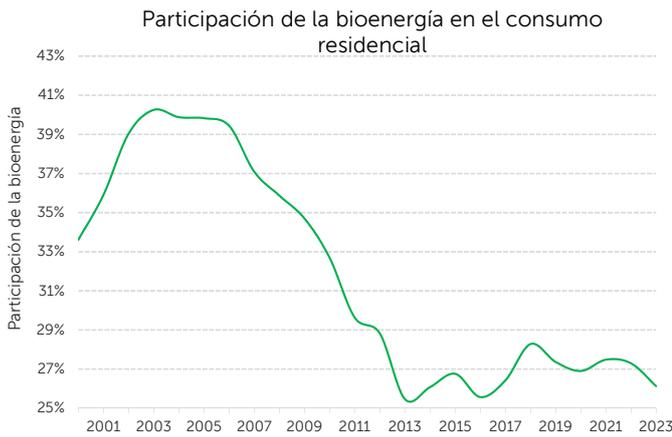
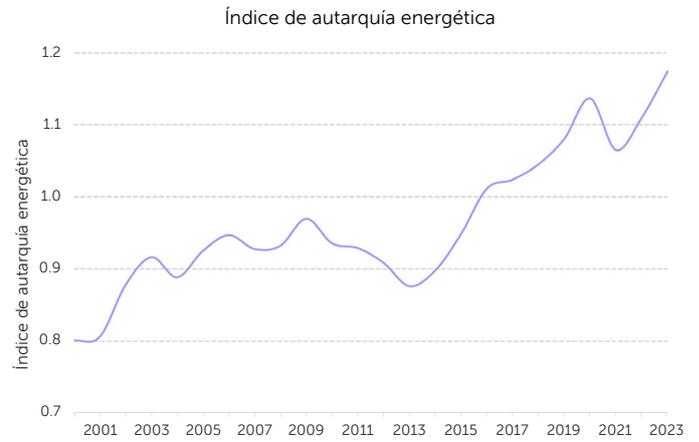
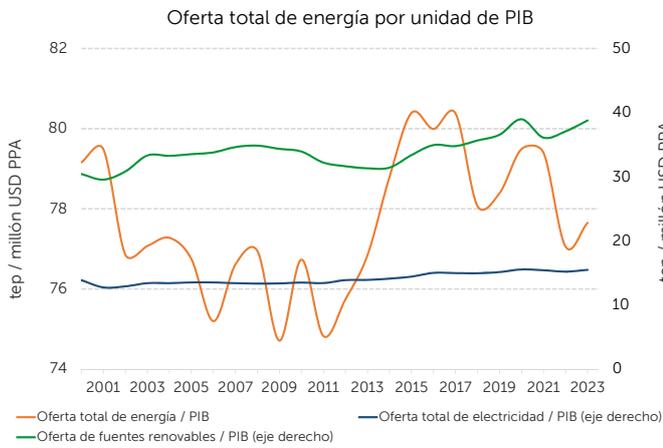
BRASIL

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

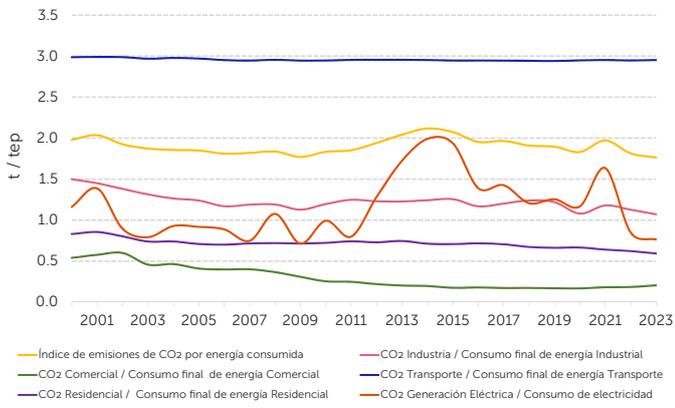


Oferta total de energía per cápita

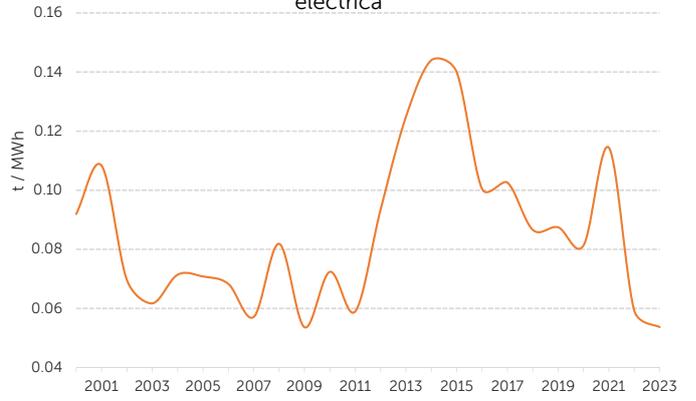




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





CHILE



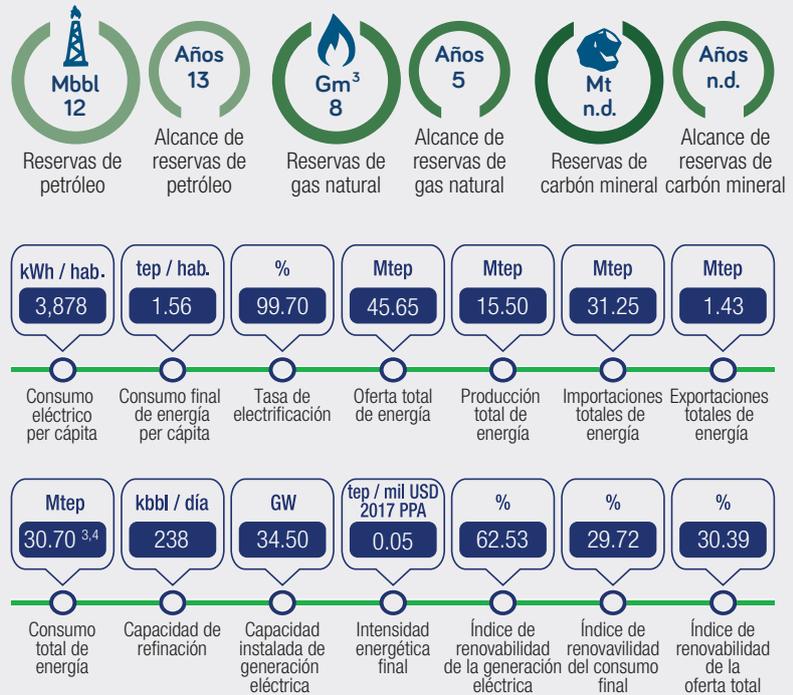
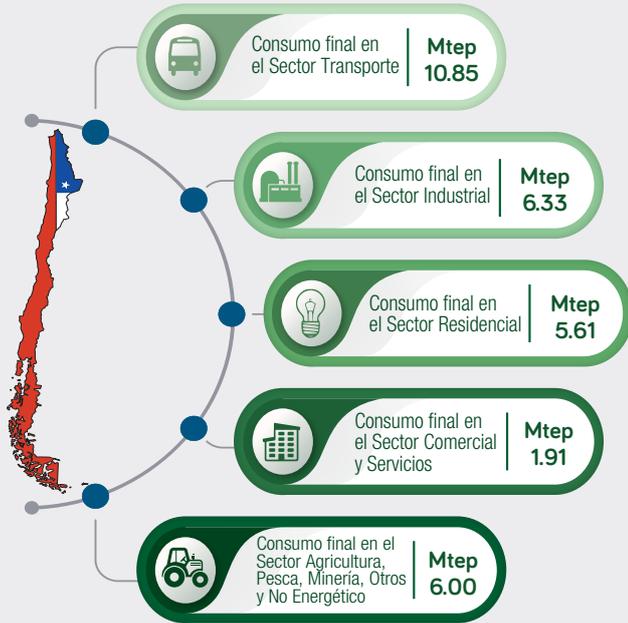
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	19,630 ¹
Superficie (km ²)	756,096
Densidad de población (hab. / km ²)	26
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	320,246 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	579,201 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	30

Este país se caracteriza por ser un importador de petróleo y derivados; su matriz de oferta primaria de energía está compuesta principalmente por petróleo y gas natural que en conjunto alcanzan una participación del 46% seguidos del carbón mineral con el 21% de la oferta total de energía primaria.

En cuanto a la matriz de generación eléctrica, durante los últimos 10 años ha experimentado un crecimiento importante especialmente la eólica, la solar y la geotermia. Al 2023, el 60% de la capacidad instalada para generación eléctrica proviene de fuentes de energía renovable principalmente hidroenergía que tiene una participación del 22%.

SECTOR ENERGÉTICO 2023



¹ Fuente: Banco Mundial.

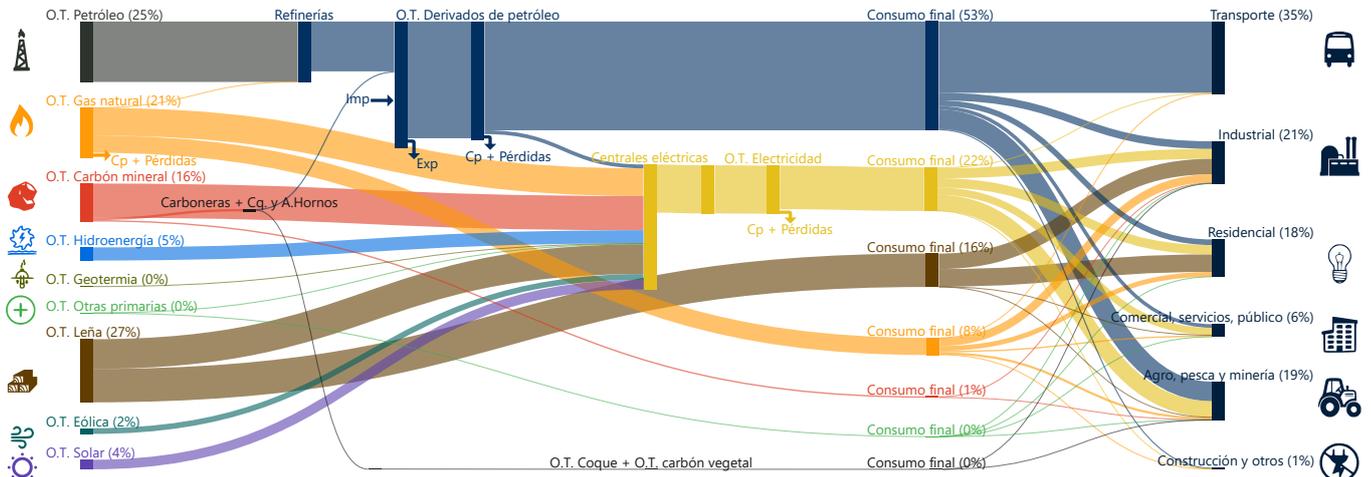
² Fuente: CEPAL.

³ Incluye consumo no energético.

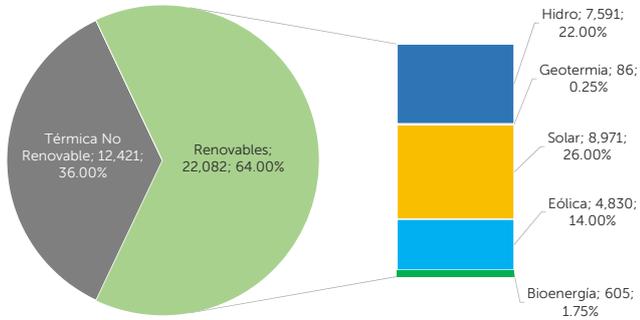
⁴ No incluye consumo propio del sector energético.

Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE y están sujetos a revisión por parte del país.

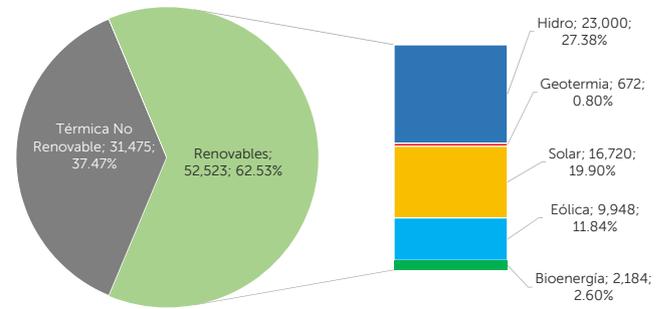
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 34,503 MW



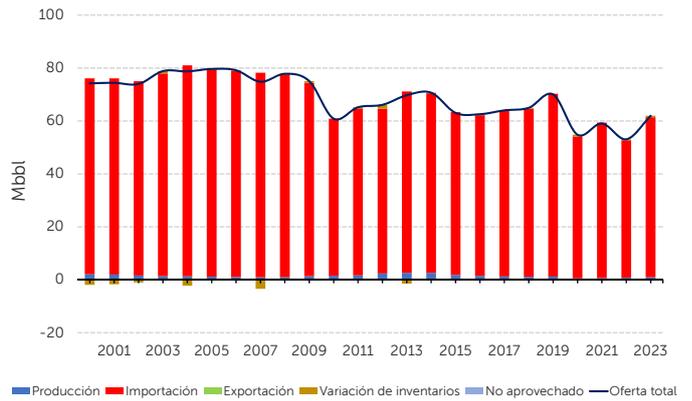
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 83,998 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

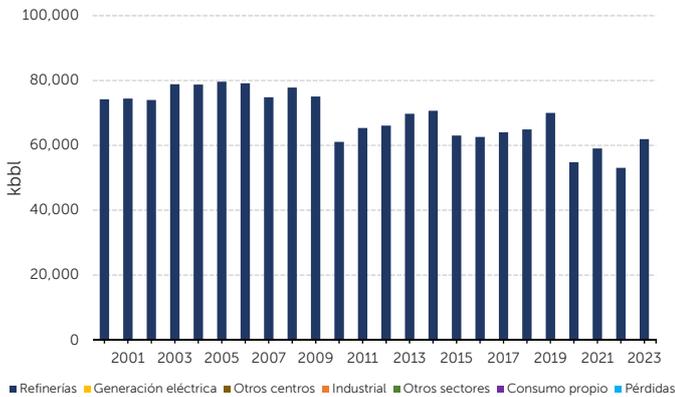


Oferta total de petróleo

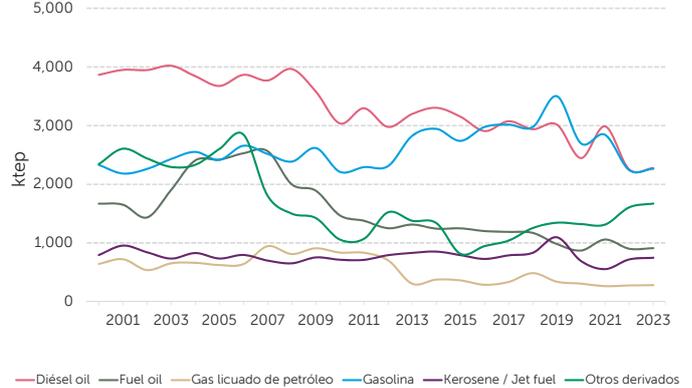


CHILE

Demanda interna de petróleo

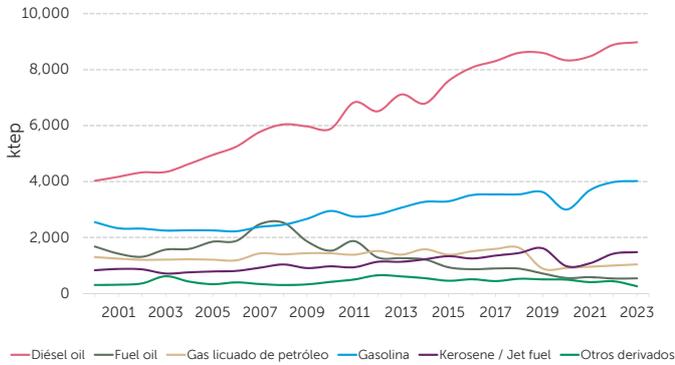


Producción derivados de petróleo

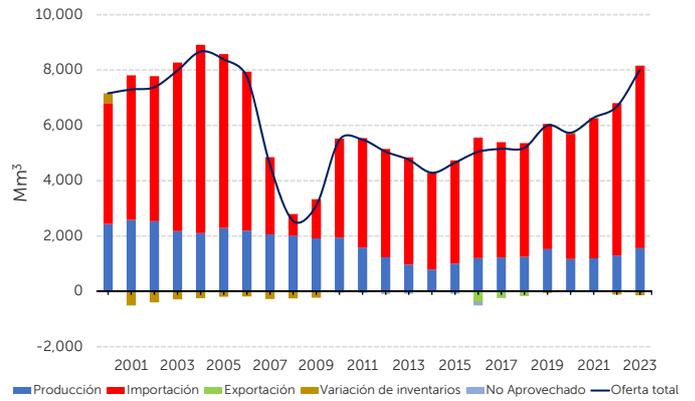




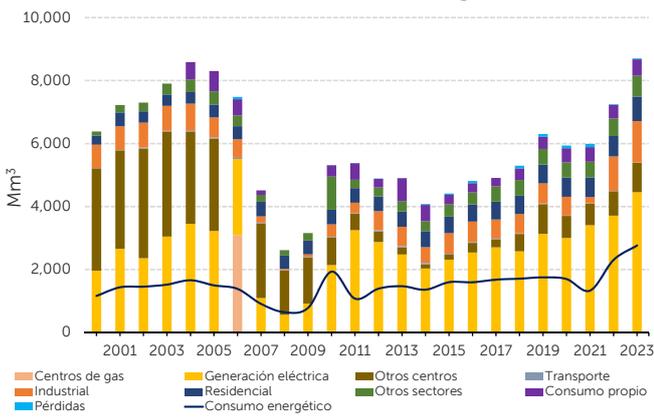
Consumo derivados de petróleo



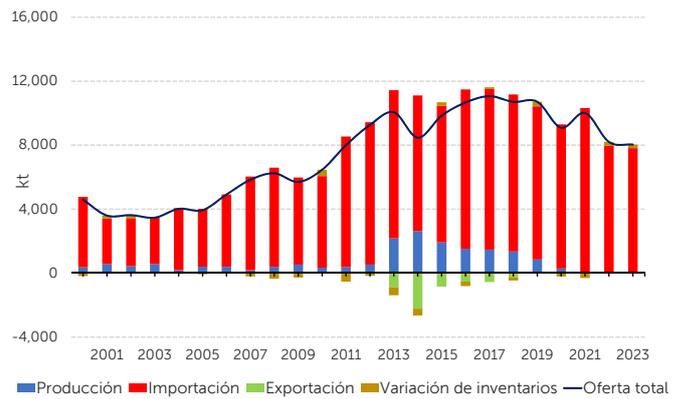
Oferta total de gas natural



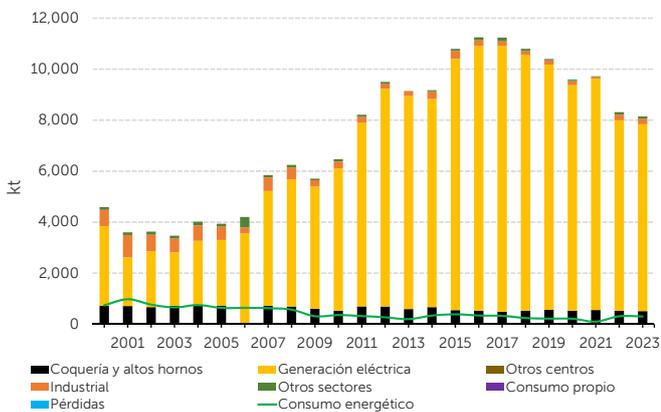
Demanda interna de gas natural



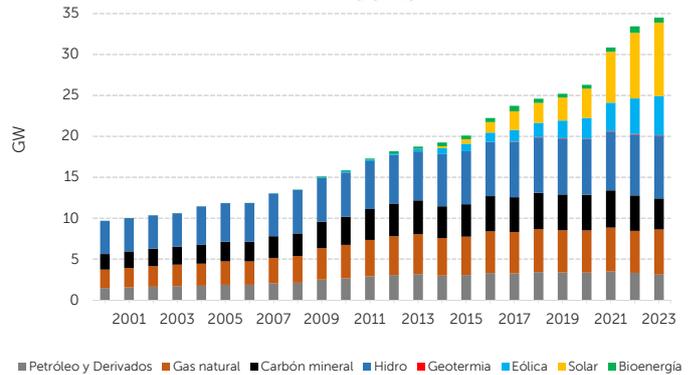
Oferta total de carbón mineral



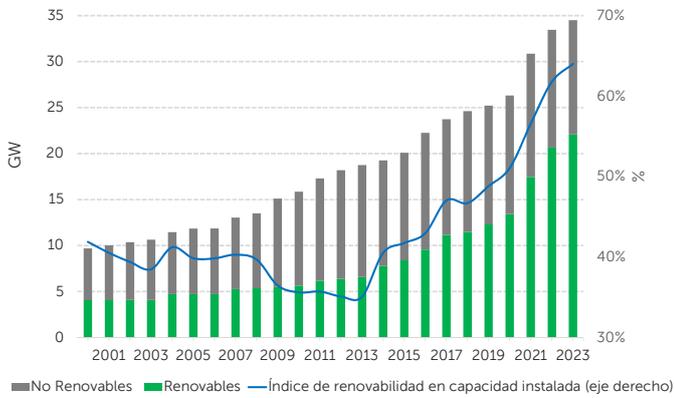
Demanda interna de carbón mineral



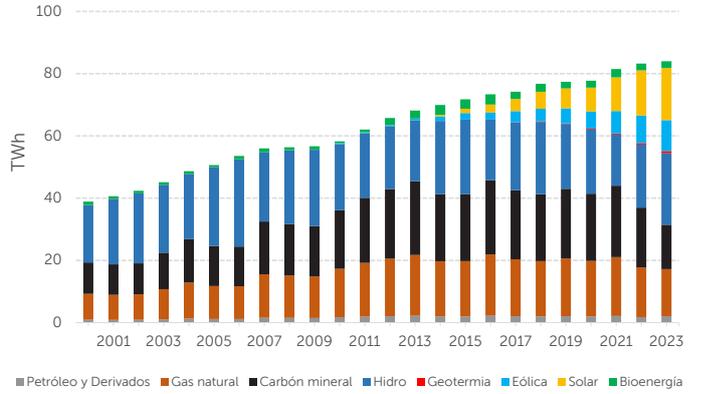
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



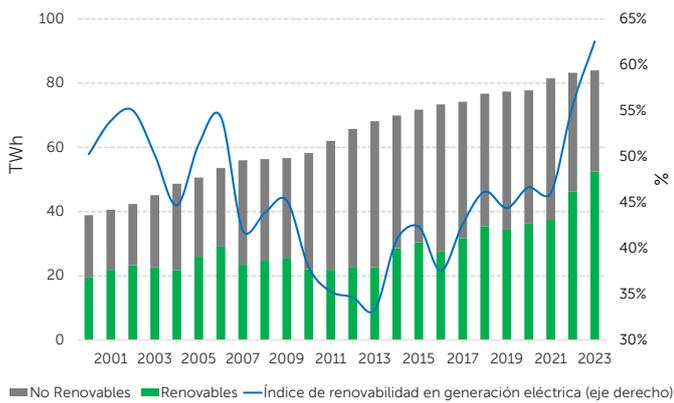
Capacidad instalada de generación eléctrica



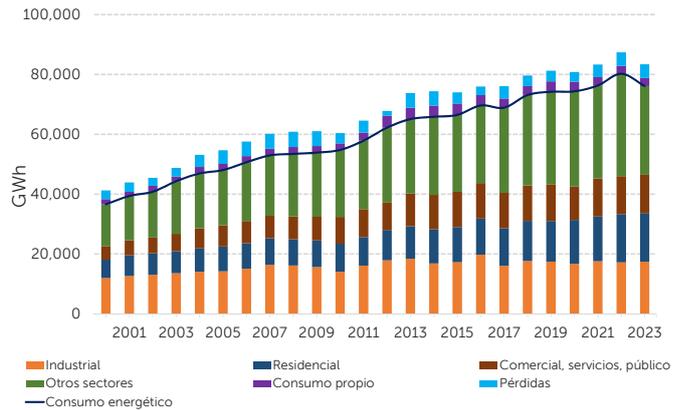
Generación eléctrica por fuente



Generación eléctrica

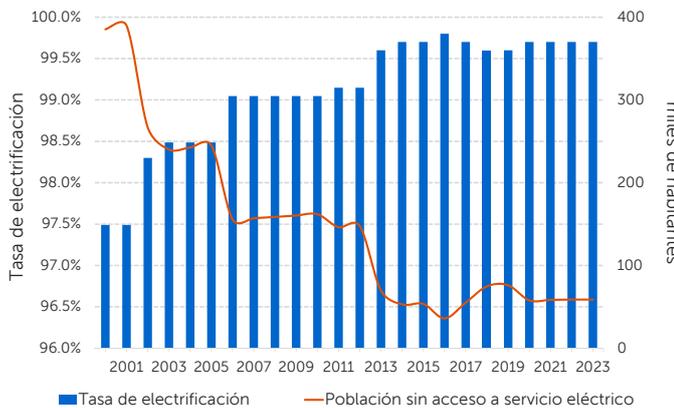


Demanda interna de electricidad

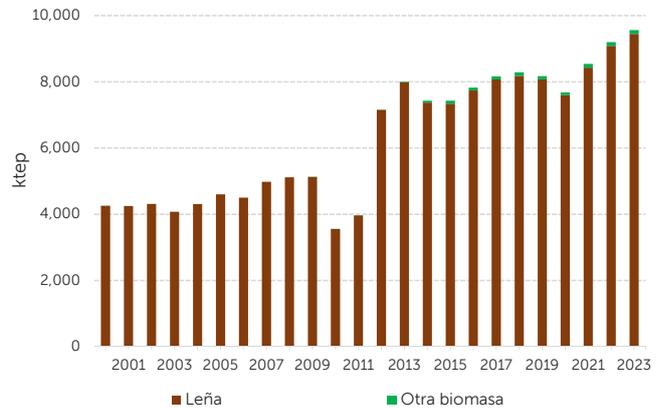


CHILE

Tasa de electrificación

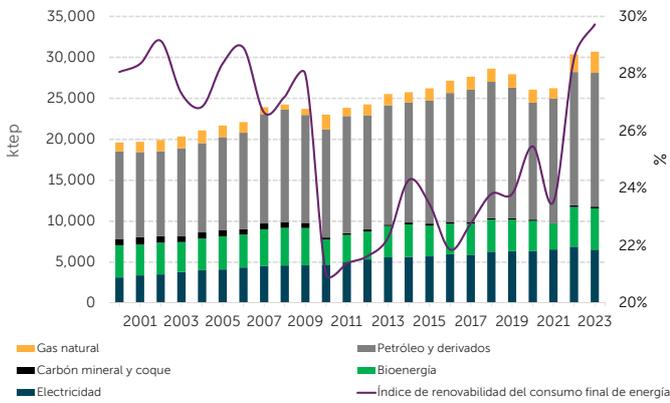


Producción de biomasa

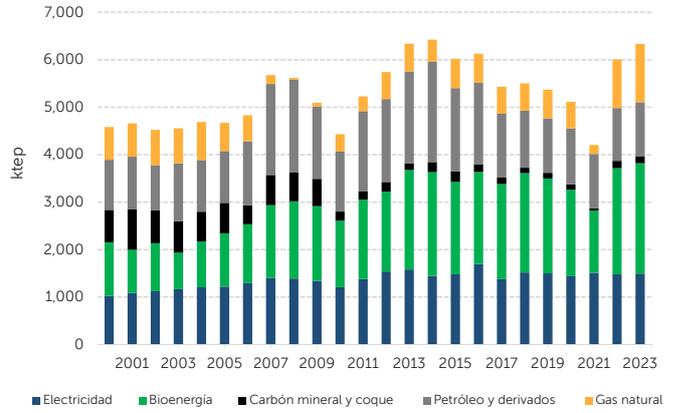




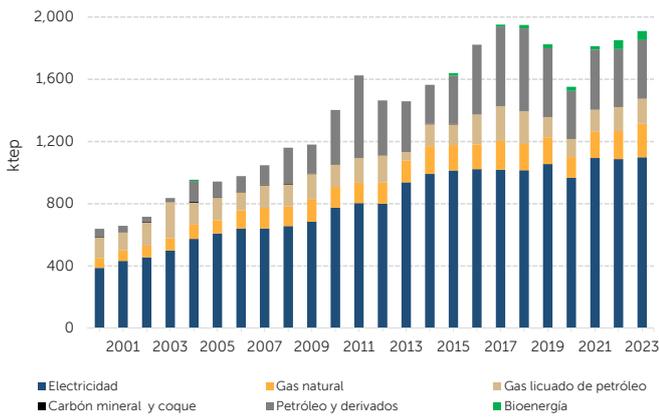
Consumo final de energía por fuente de energía



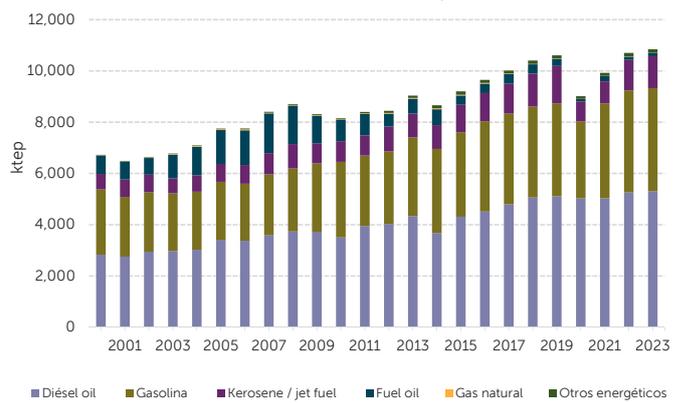
Consumo final Industrial



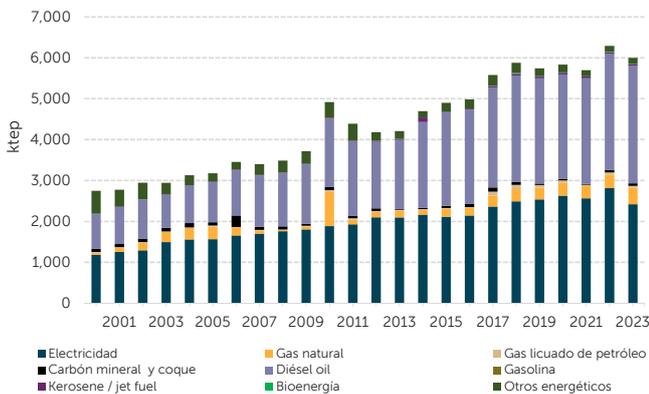
Consumo final Comercial



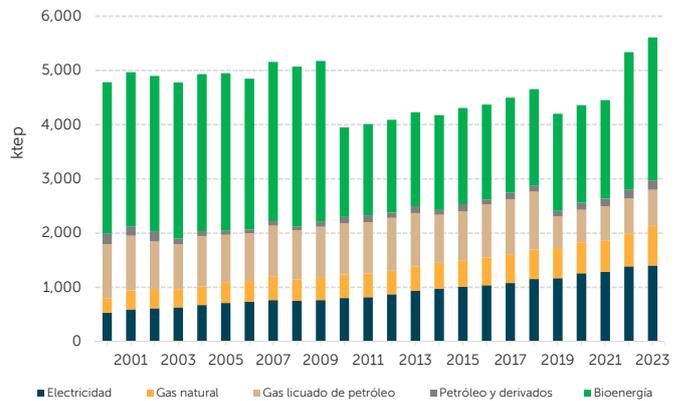
Consumo final Transporte



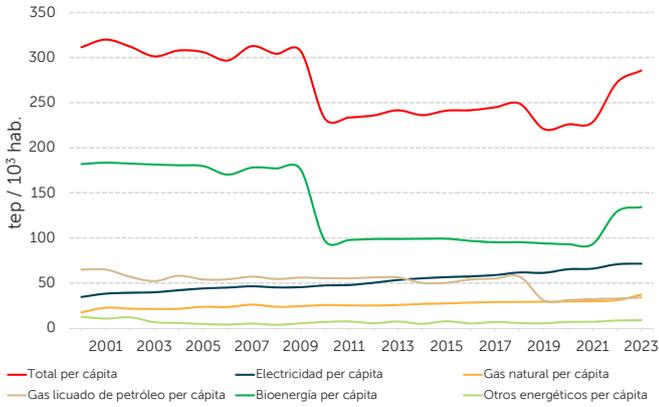
Consumo final de otros sectores



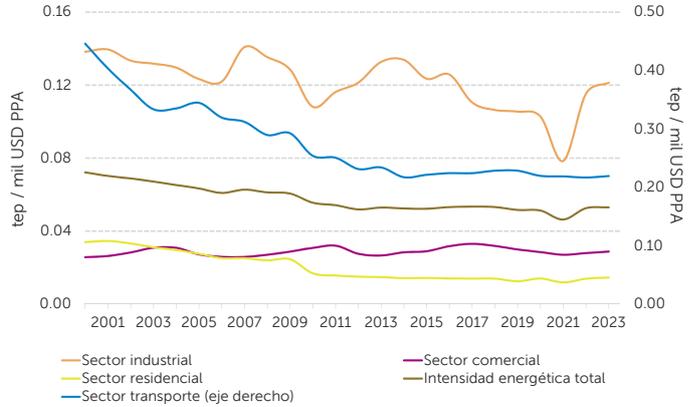
Consumo final Residencial



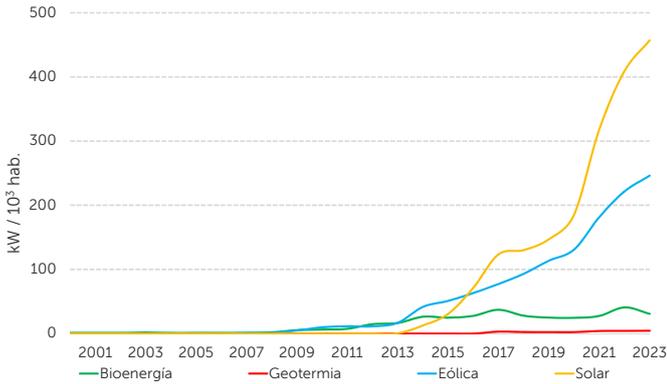
Consumo final per cápita Sector Residencial



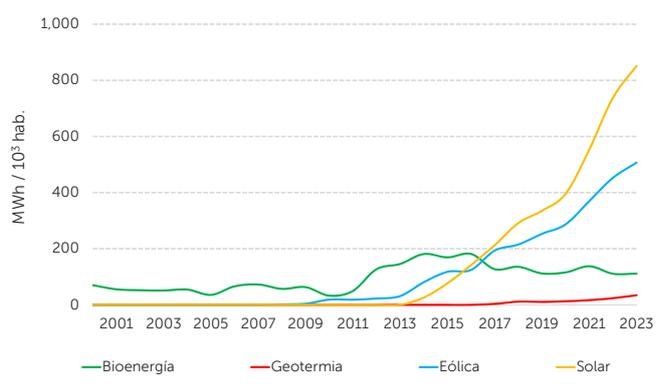
Intensidades energéticas sectoriales



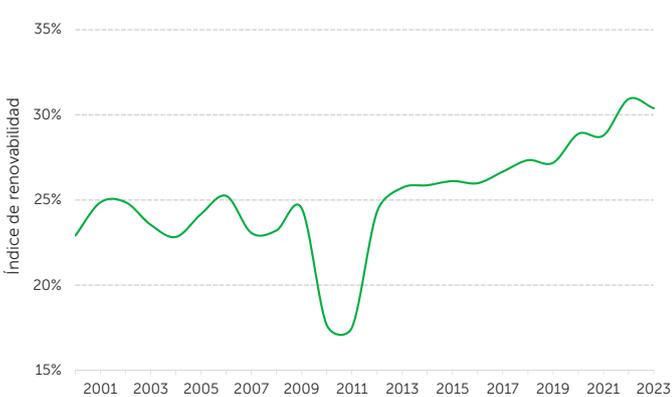
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



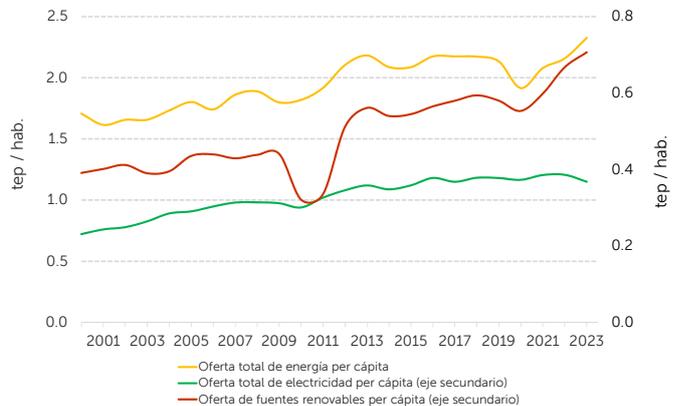
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

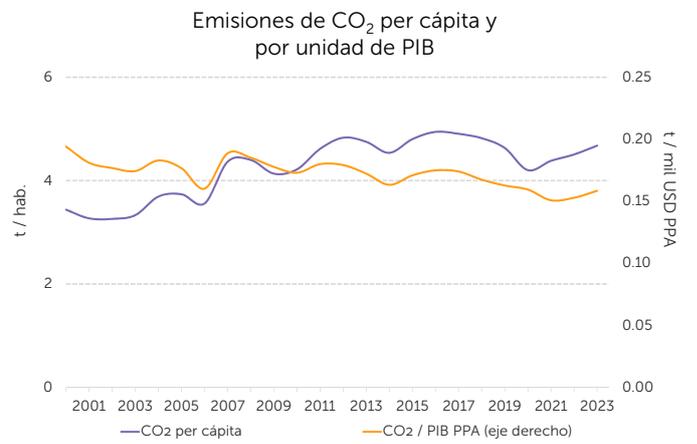
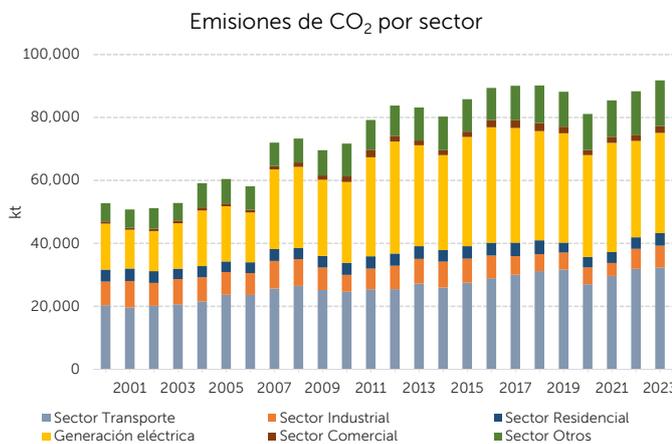
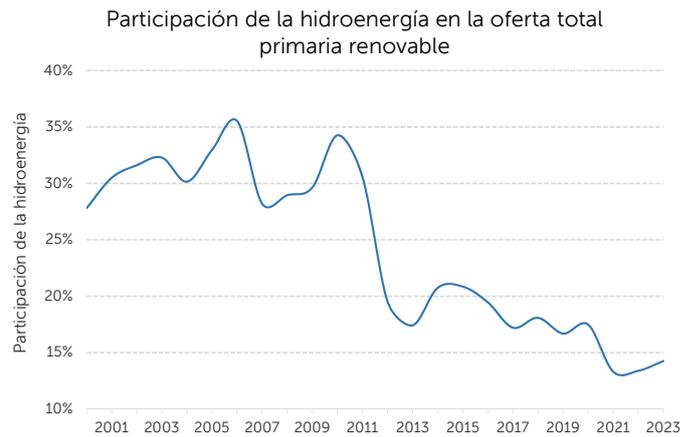
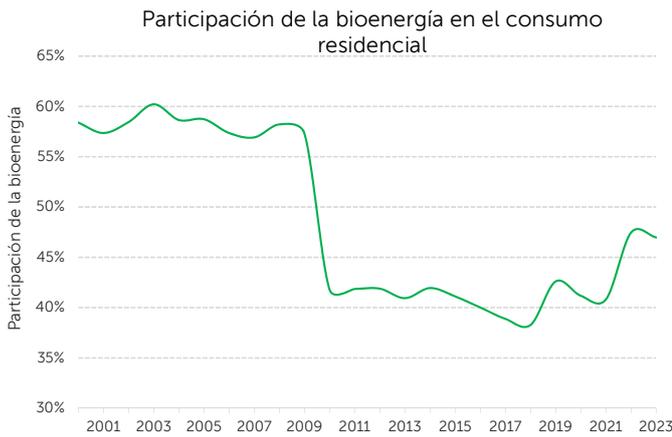
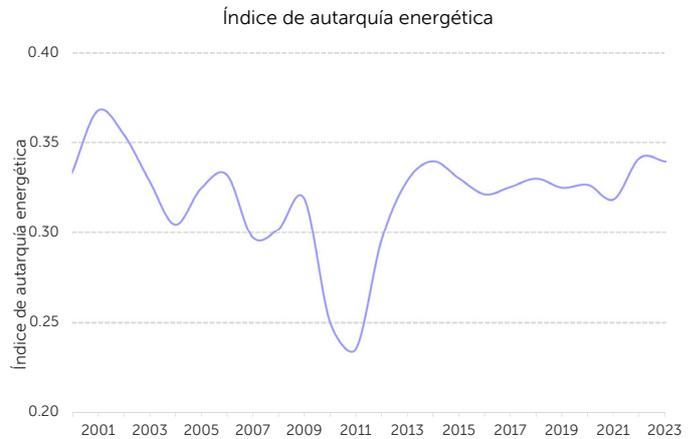
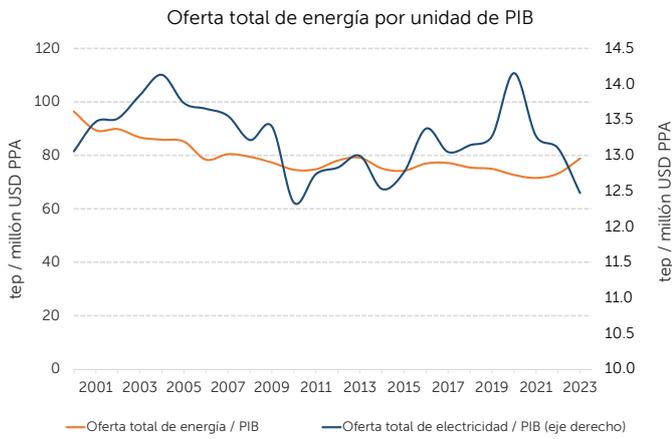


Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

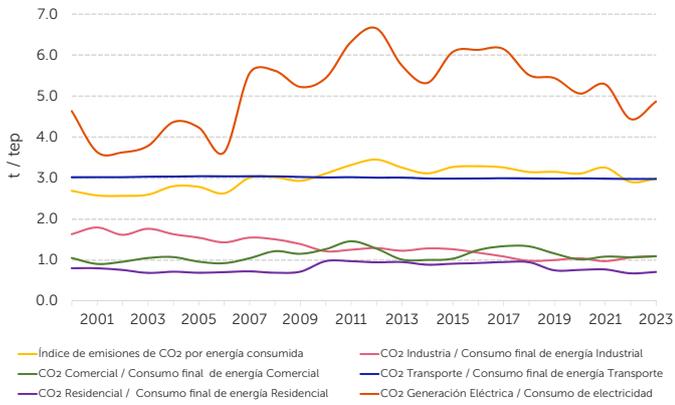


Oferta total de energía per cápita

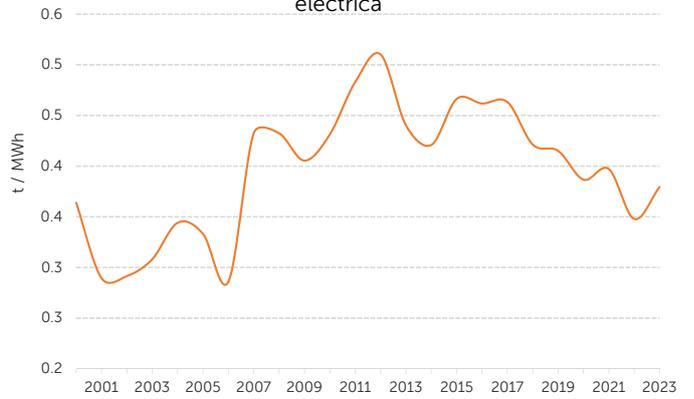




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





COLOMBIA



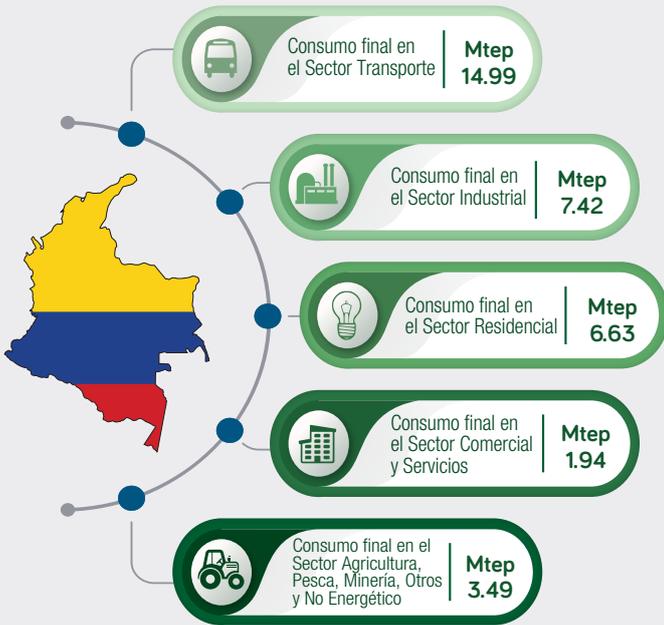
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	52,085 ¹
Superficie (km ²)	1,141,749
Densidad de población (hab. / km ²)	46
Población urbana (%)	82
PIB USD 2018 (MUSD)	262,520 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	978,024 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

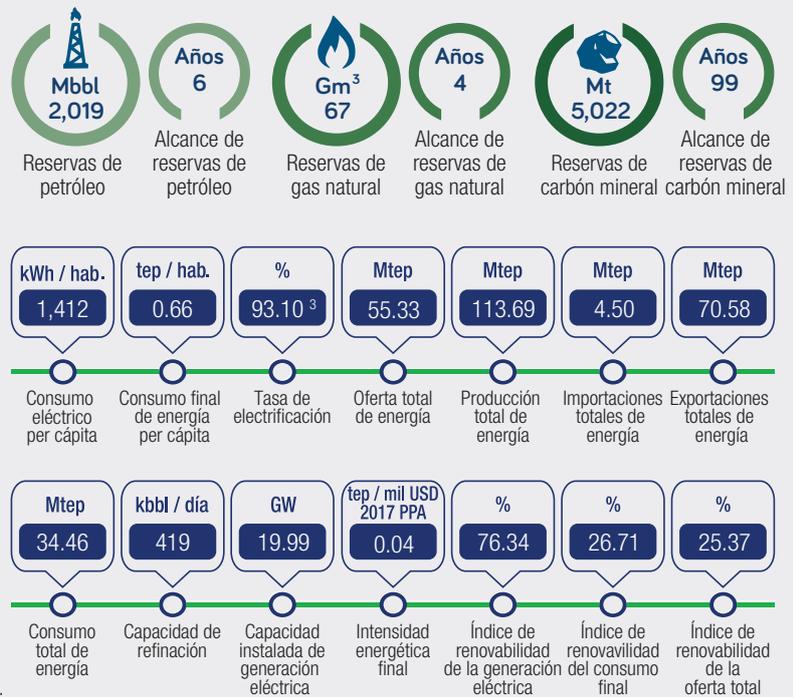
Este país se caracteriza por tener una matriz energética diversificada. Al 2023 su oferta total primaria de energía está conformada principalmente por petróleo y gas natural con participaciones del 41% y 27% respectivamente.

Con relación al consumo final de energía, el mayor energético consumido en el sector transporte corresponde a la gasolina, seguido del aceite combustible para motores; en tanto que en el sector industrial el energético con mayor consumo es el gas natural seguido de la electricidad.

Por otra parte, en cuanto a la generación eléctrica, aproximadamente el 73% proviene de fuentes de energía renovable, principalmente hidroenergía.



SECTOR ENERGÉTICO 2023



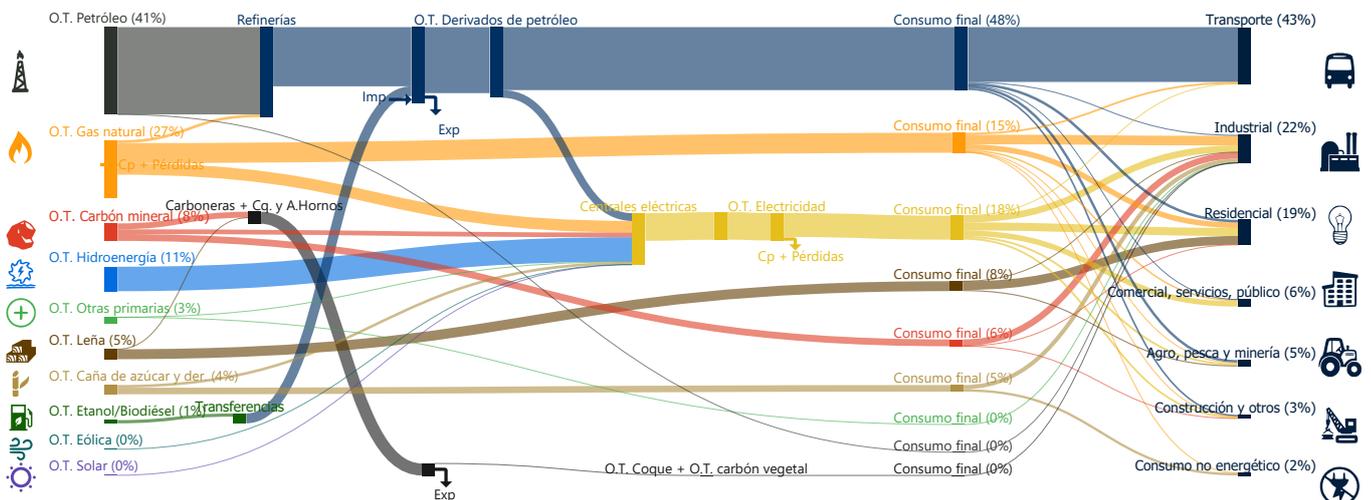
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

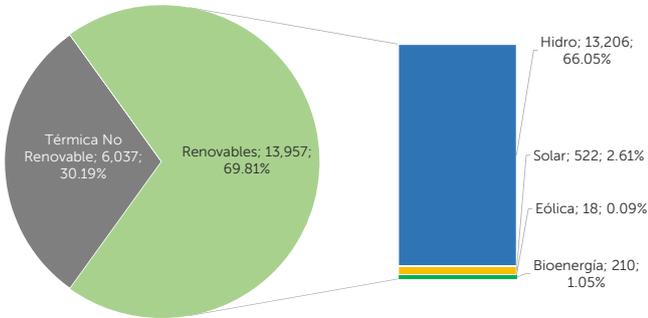
³ Dato correspondiente al año 2022.

Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE y están sujetas a revisión del país, por lo que son cifras preliminares.

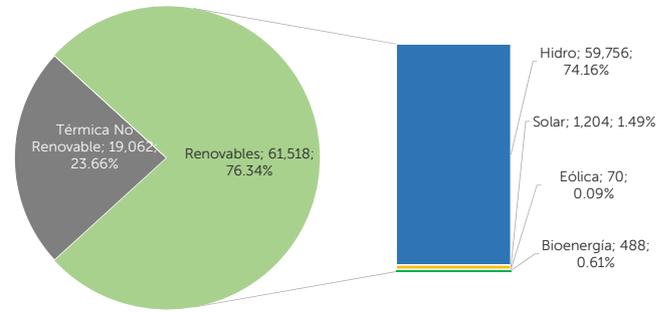
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



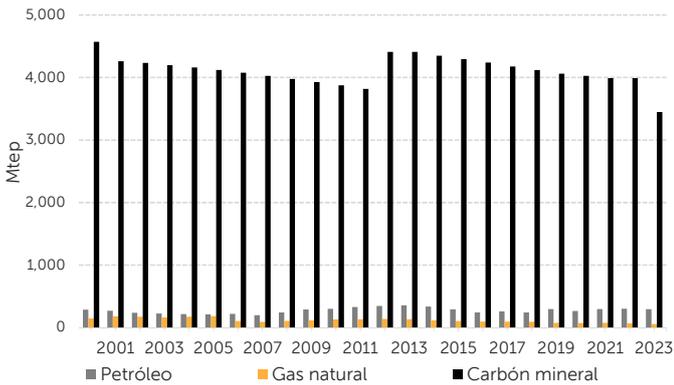
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 19,994 MW



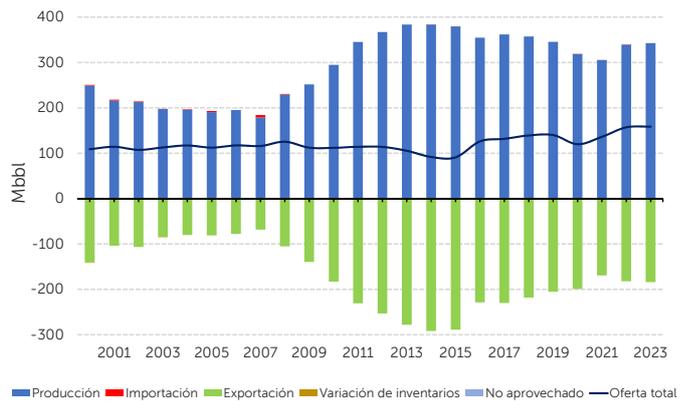
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 80,580 GWh



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

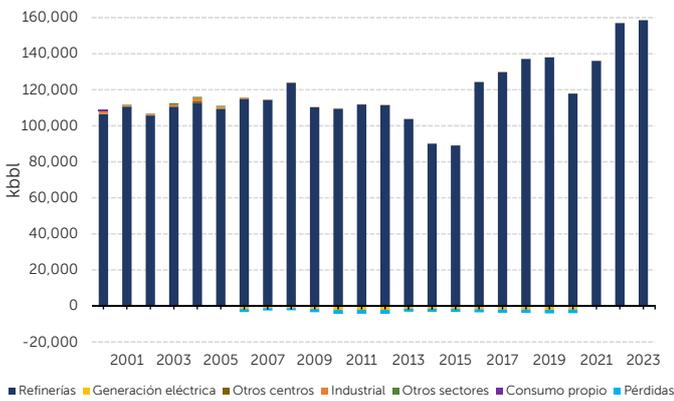


Oferta total de petróleo

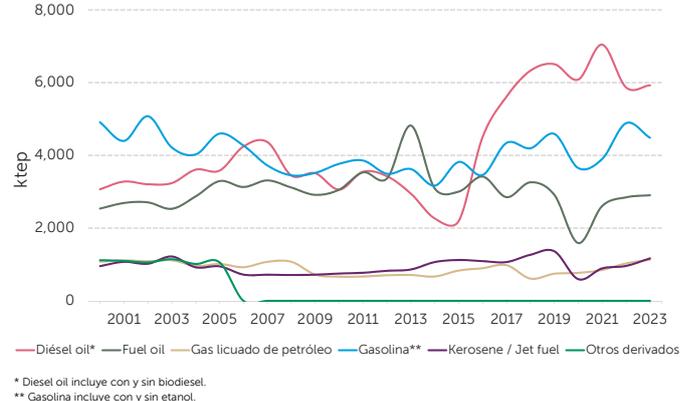


COLOMBIA

Demanda interna de petróleo



Producción derivados de petróleo

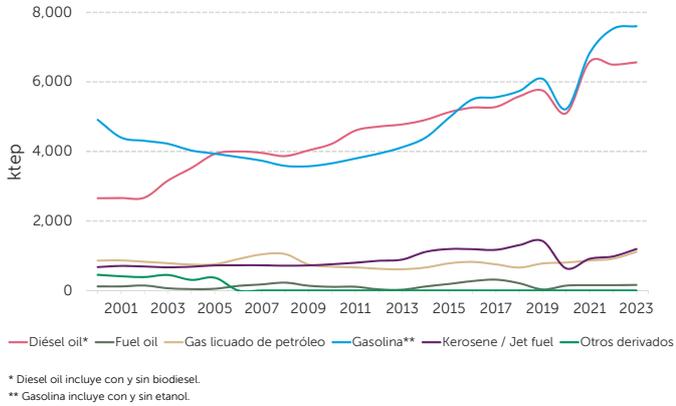


* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.

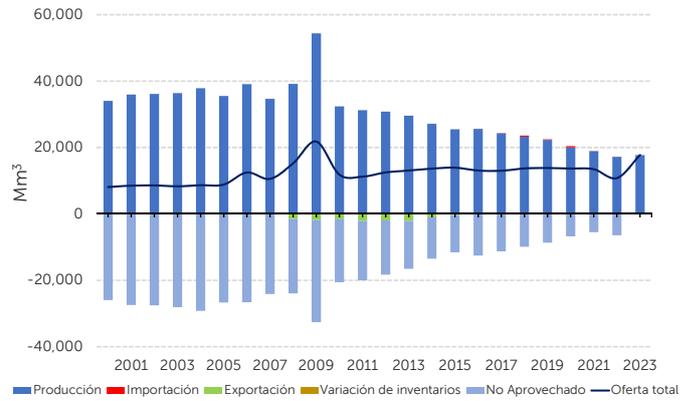
** Gasolina incluye con y sin etanol.



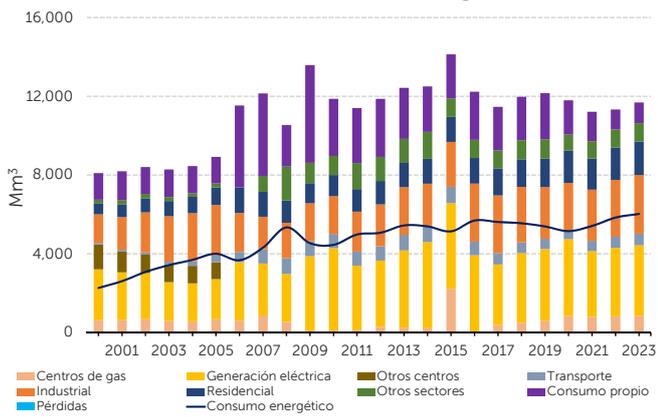
Consumo derivados de petróleo



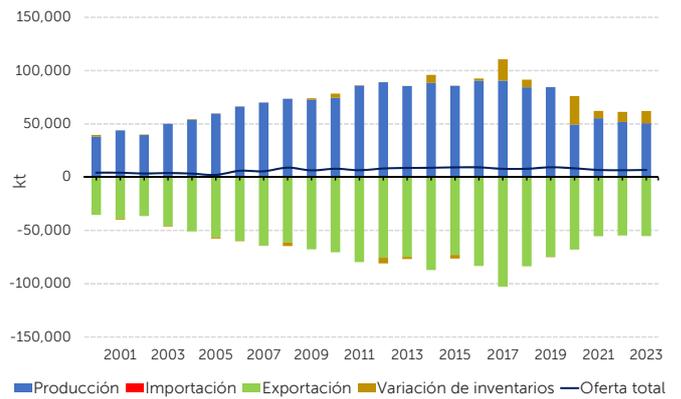
Oferta total de gas natural



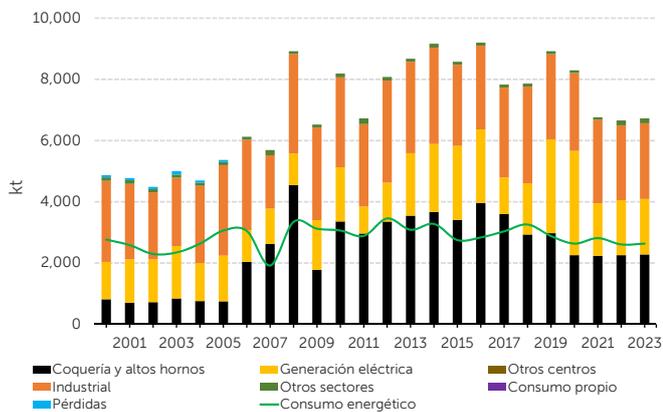
Demanda interna de gas natural



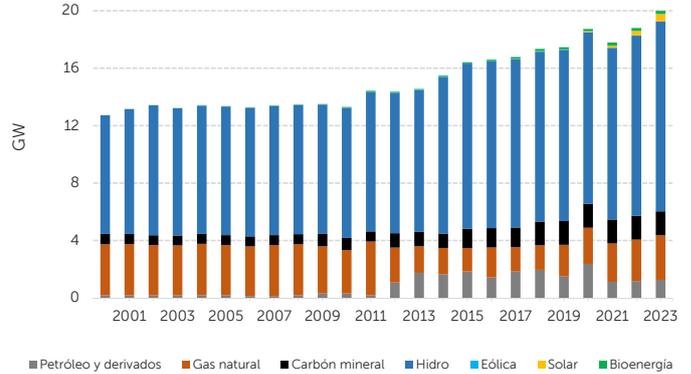
Oferta total de carbón mineral



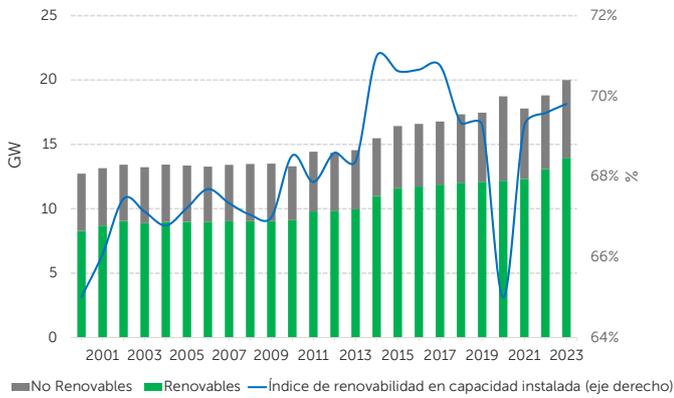
Demanda interna de carbón mineral



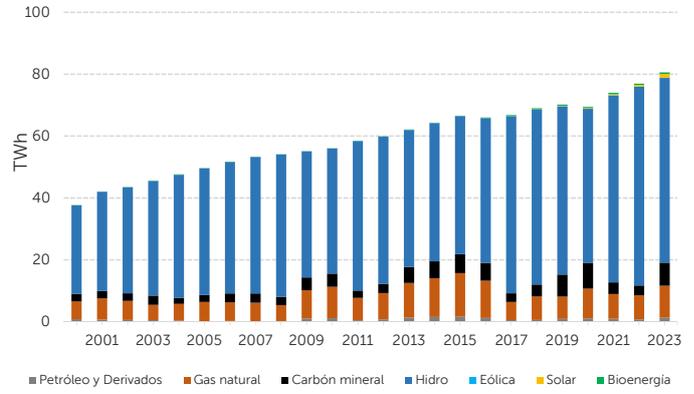
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



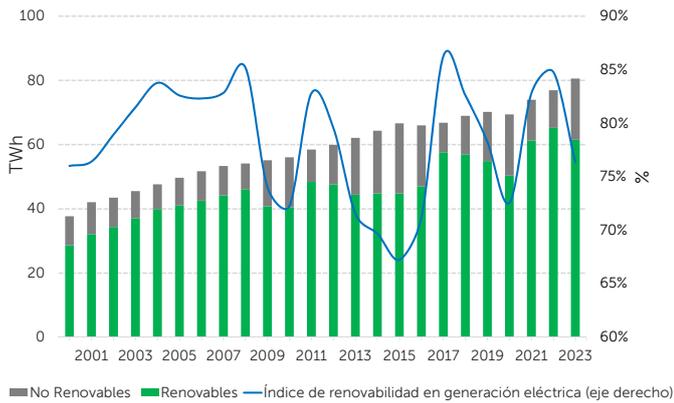
Capacidad instalada de generación eléctrica



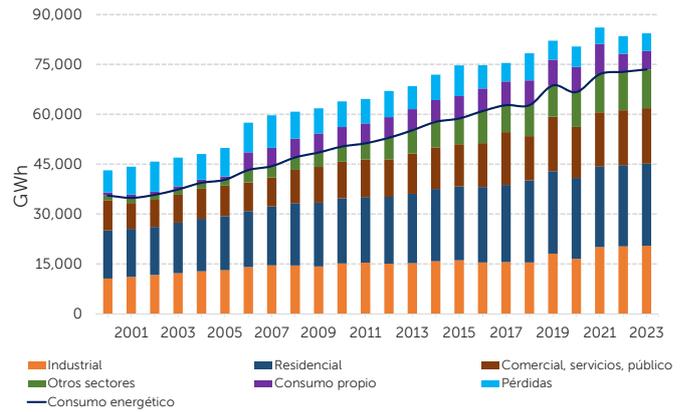
Generación eléctrica por fuente



Generación eléctrica

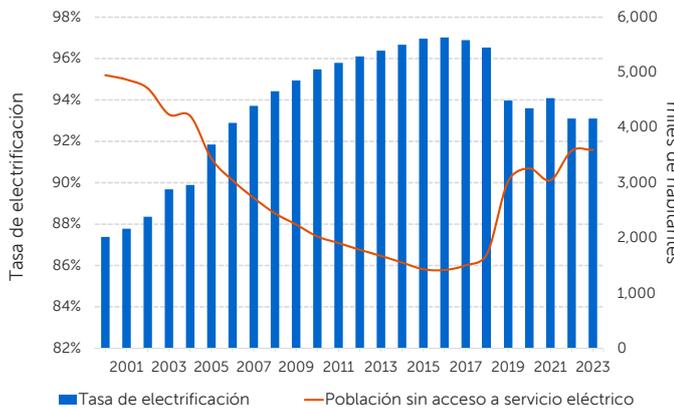


Demanda interna de electricidad

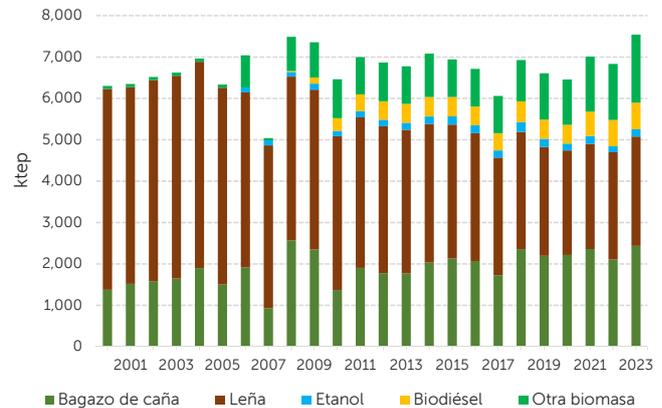


COLOMBIA

Tasa de electrificación

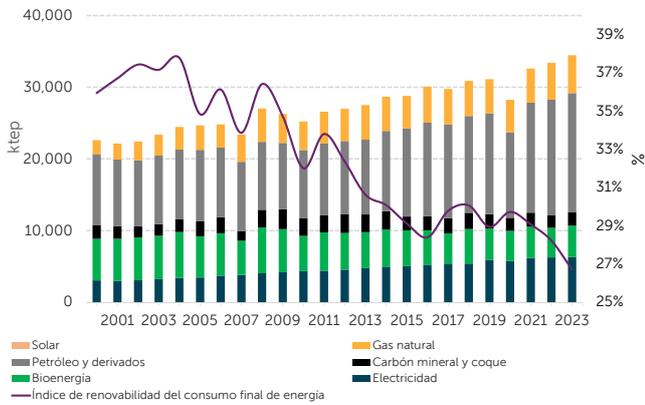


Producción de biomasa y biocombustibles

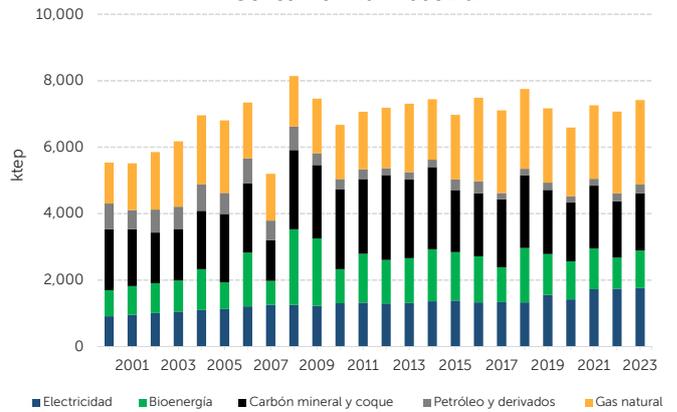




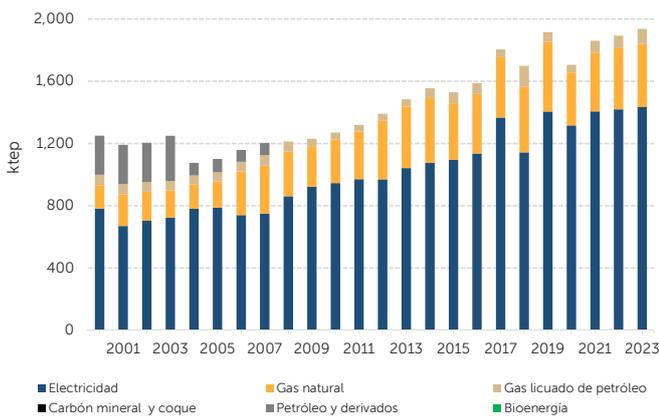
Consumo final de energía por fuente de energía



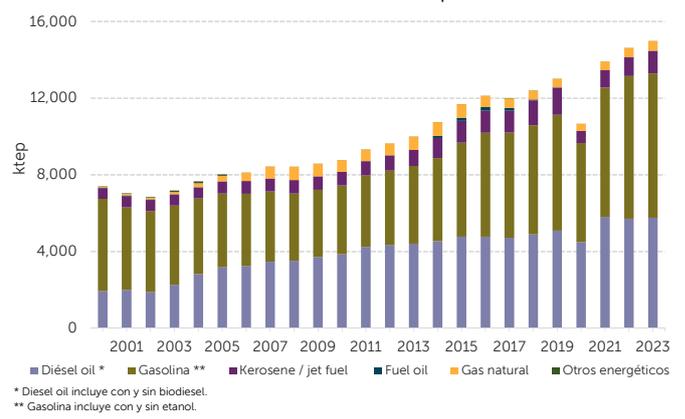
Consumo final Industrial



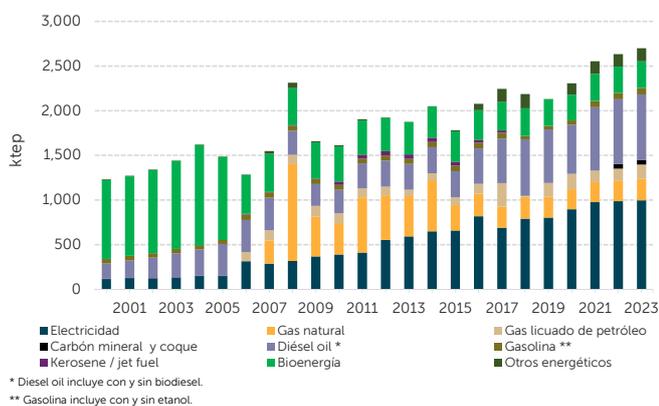
Consumo final Comercial



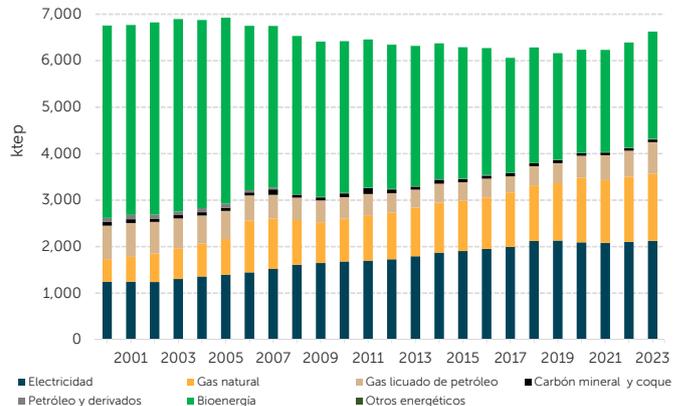
Consumo final Transporte



Consumo final de otros sectores

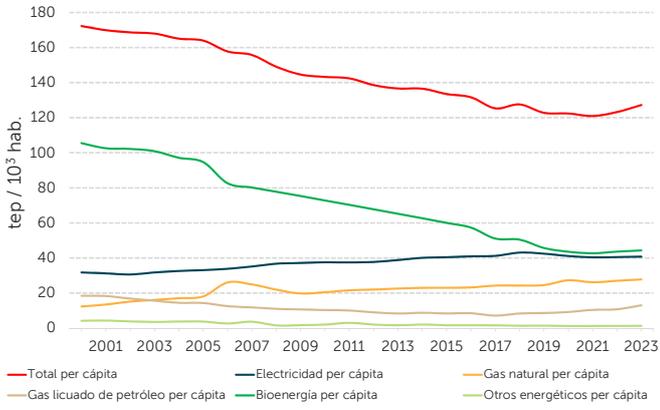


Consumo final Residencial

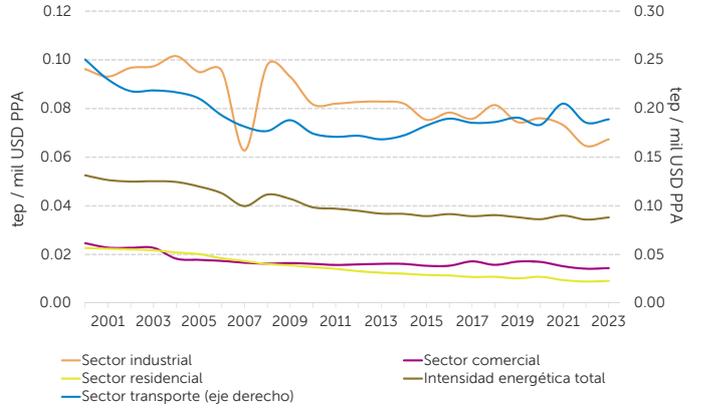




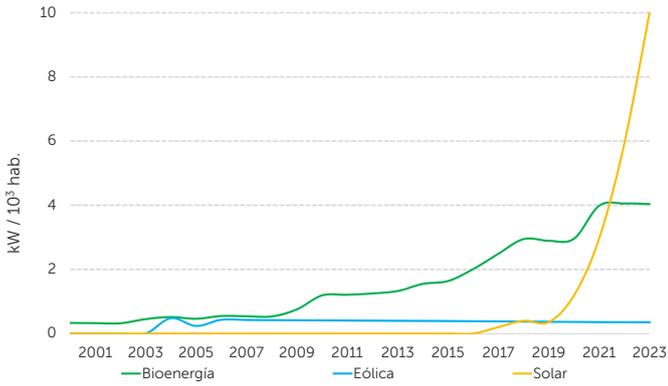
Consumo final per cápita Sector Residencial



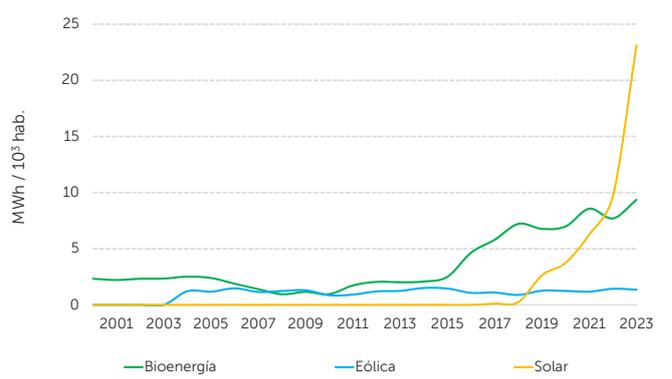
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

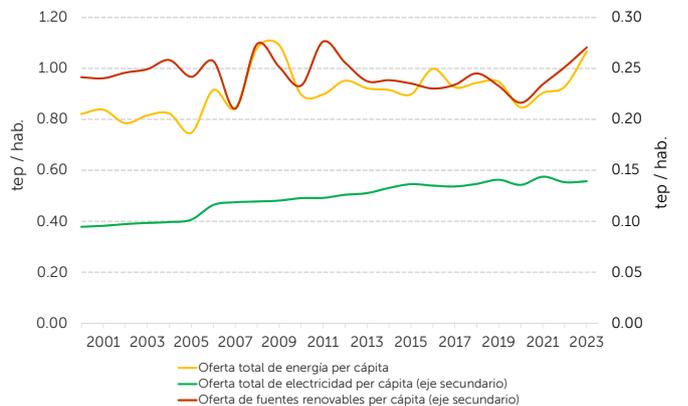


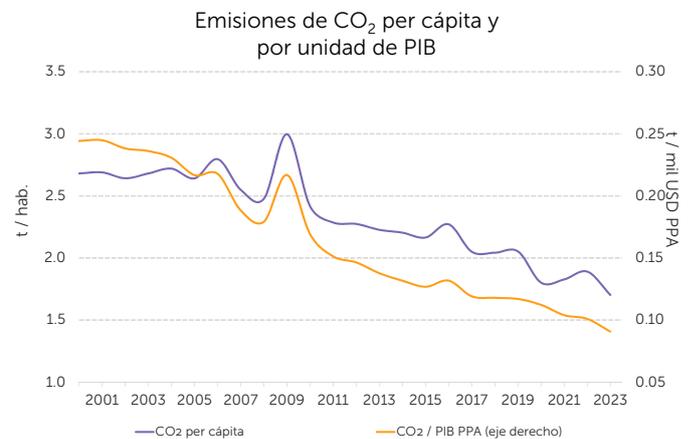
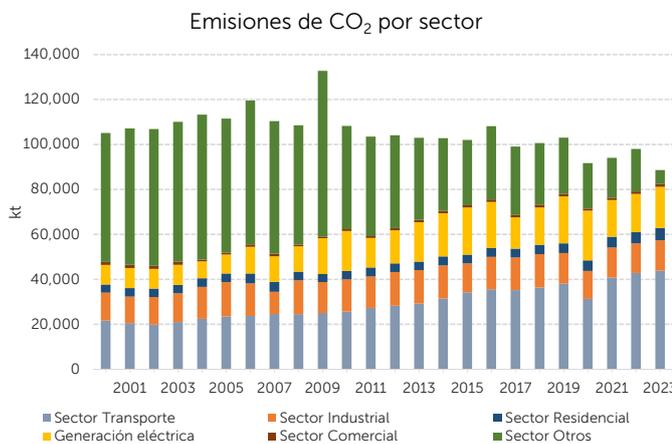
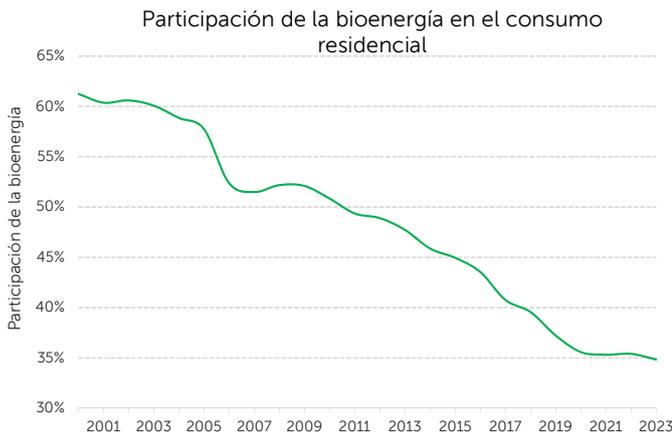
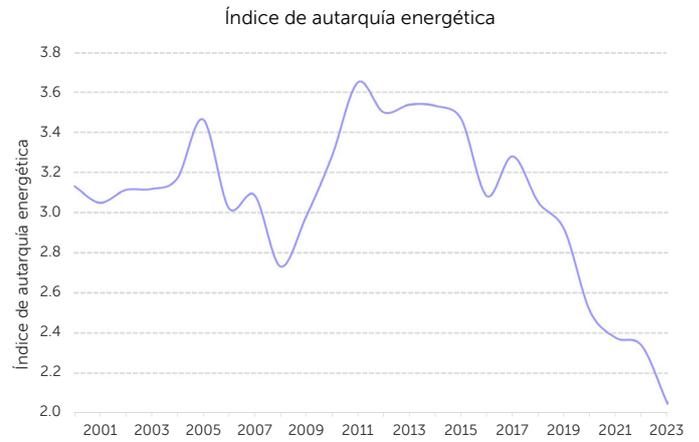
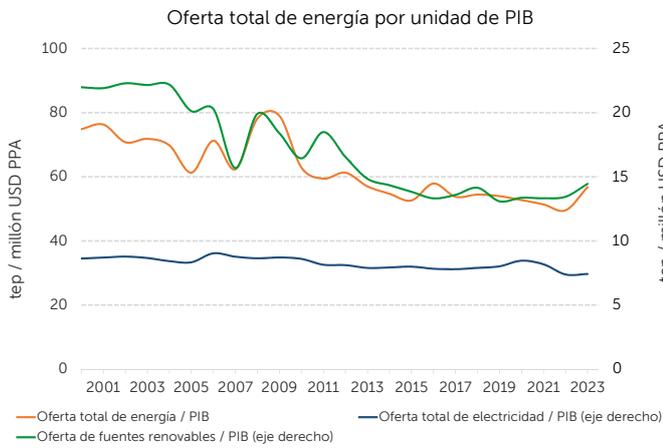
COLOMBIA

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

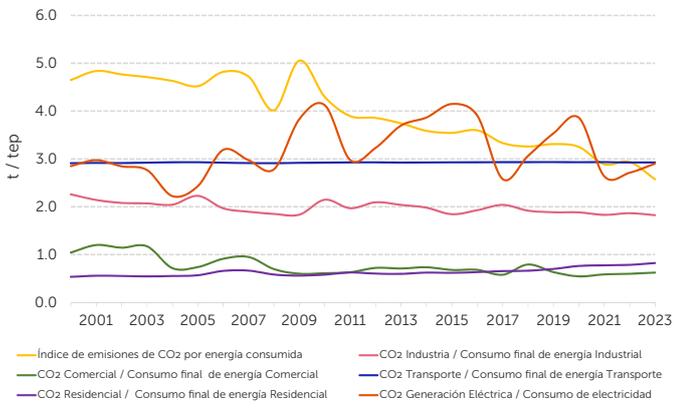


Oferta total de energía per cápita

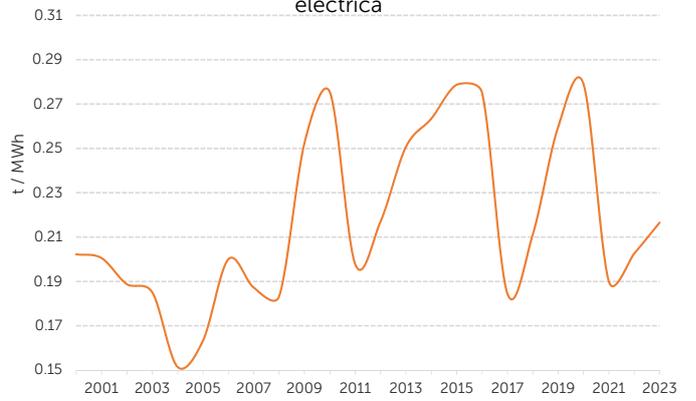




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





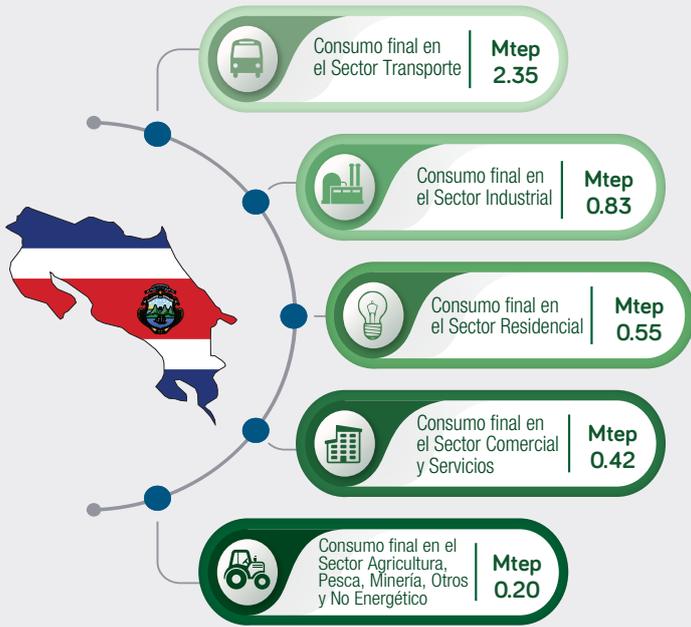
COSTA RICA



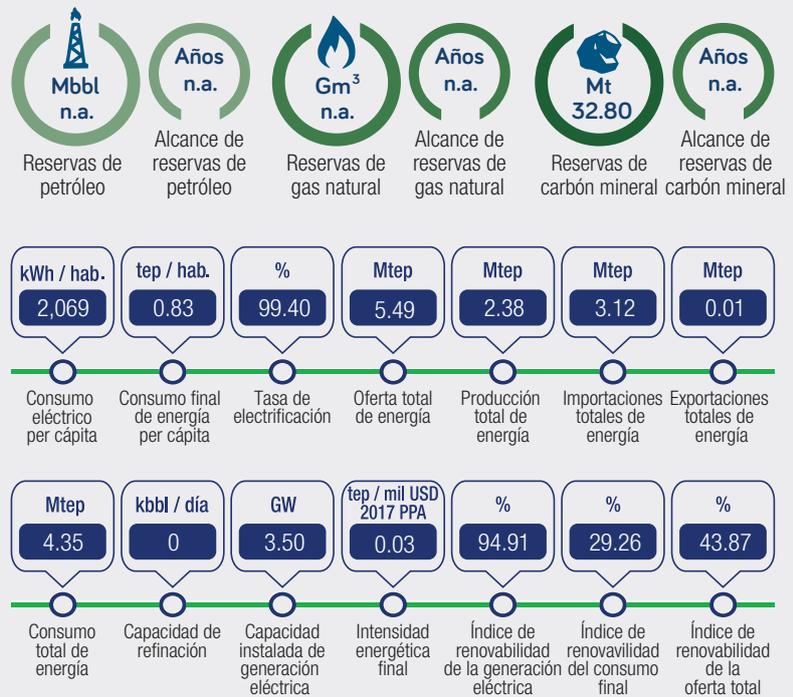
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	5,262
Superficie (km ²)	51,100
Densidad de población (hab. / km ²)	103
Población urbana (%)	72
PIB USD 2018 (MUSD)	71,293
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	134,238
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	26

Costa Rica posee una de las matrices eléctricas más limpias de la región, gracias al uso de hidroenergía, geotermia, energía eólica, energía solar y bioenergía. Sin embargo, para el año 2023 experimenta una caída en comparación al 2022 en la generación renovable de un 99.2% a un 94.9%, la cifra más baja desde 2015; consecuencia de la reducción del aporte de la hidroenergía debido a efectos climáticos adversos. Costa Rica es importador neto de combustibles, llegando a los 3 Mtep importados en el 2023; siendo el transporte el sector de consumo más energético intensivo, con una participación del 54% del consumo final total. Costa Rica destaca como uno de los países de América Latina y el Caribe que ha mantenido la tasa de electrificación sobre el 99% en la última década.

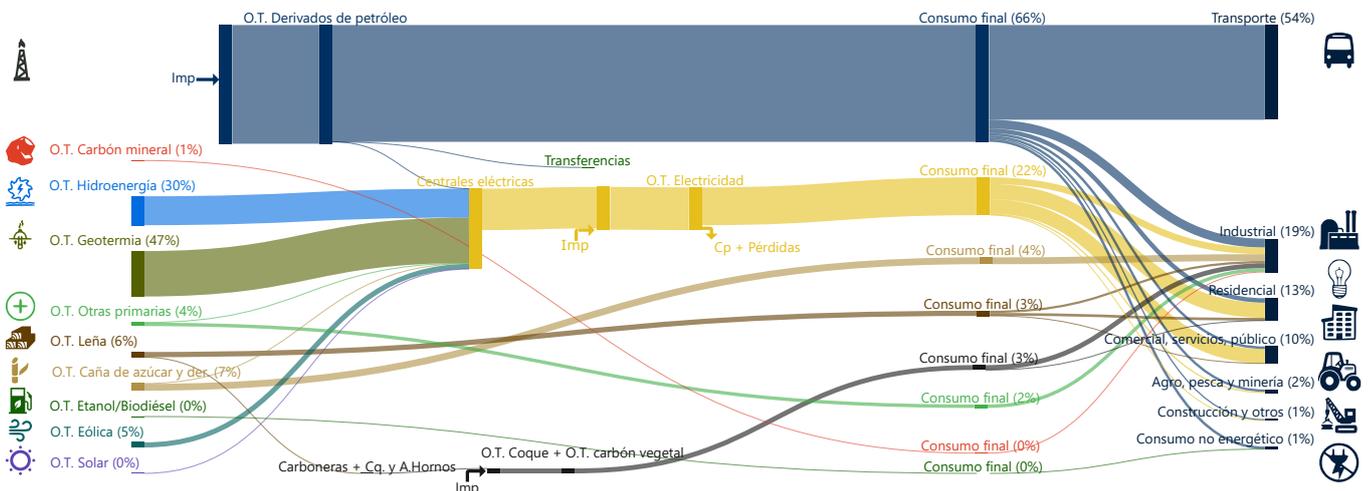


SECTOR ENERGÉTICO 2023¹

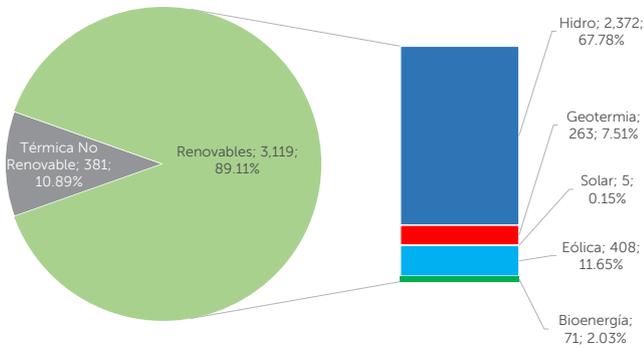


¹ Datos del año 2022 y 2023 de oferta y demanda estimados por OLADE.

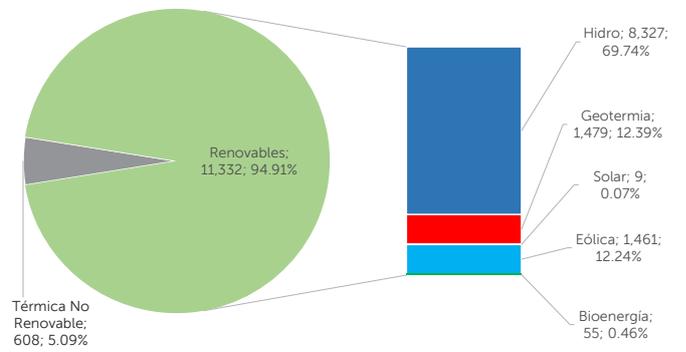
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



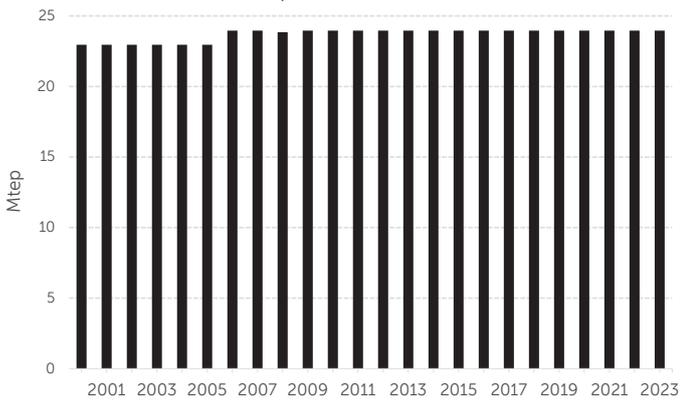
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 3,500 MW



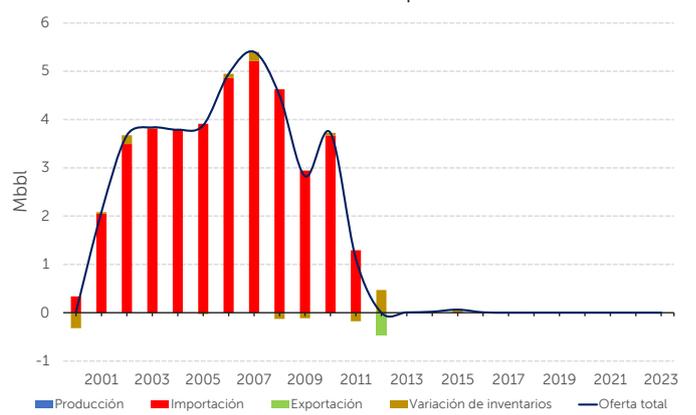
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 11,940 GWh



Reservas probadas de carbón mineral

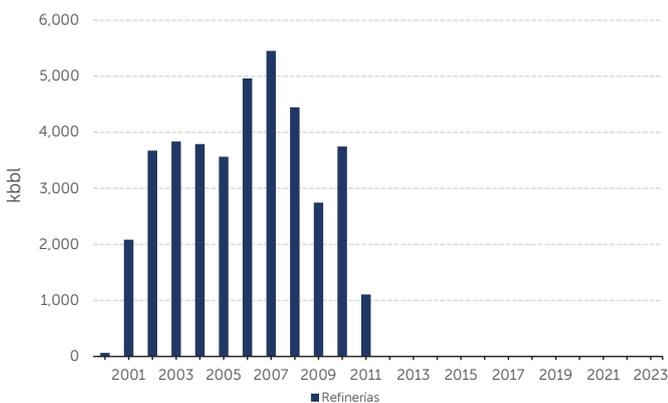


Oferta total de petróleo

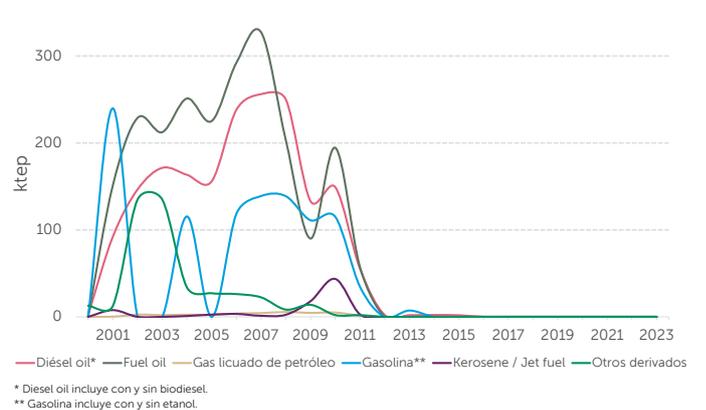


COSTA RICA

Demanda interna de petróleo



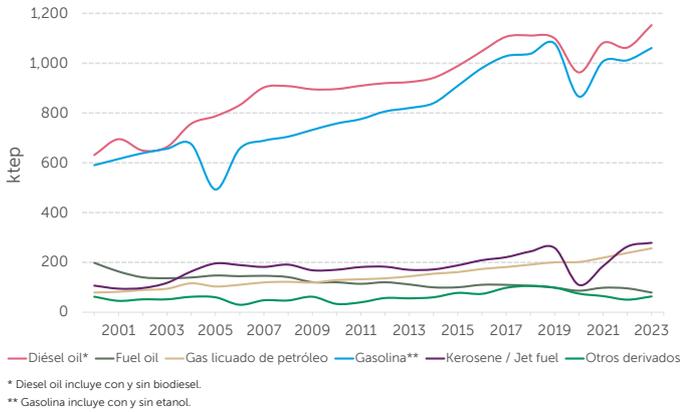
Producción derivados de petróleo



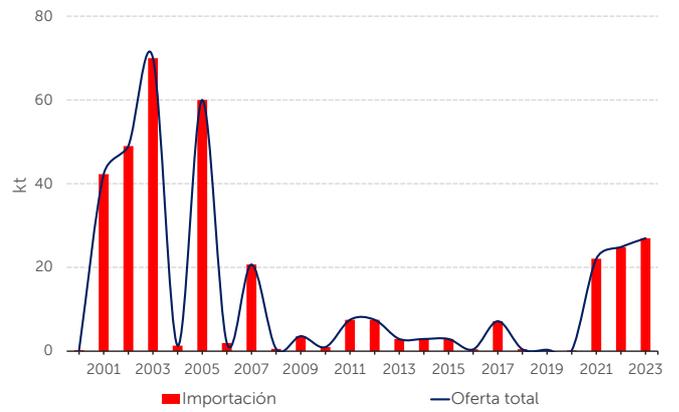
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.



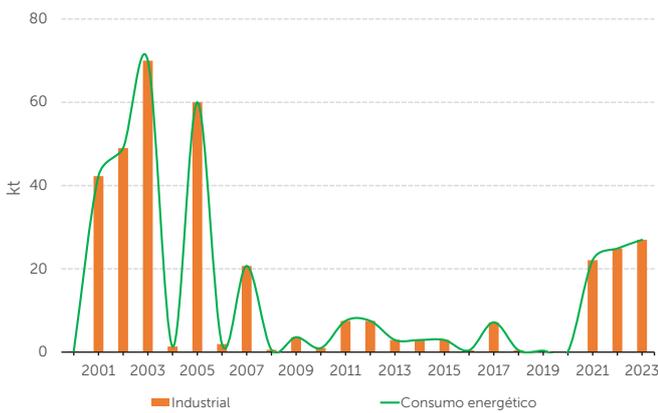
Consumo derivados de petróleo



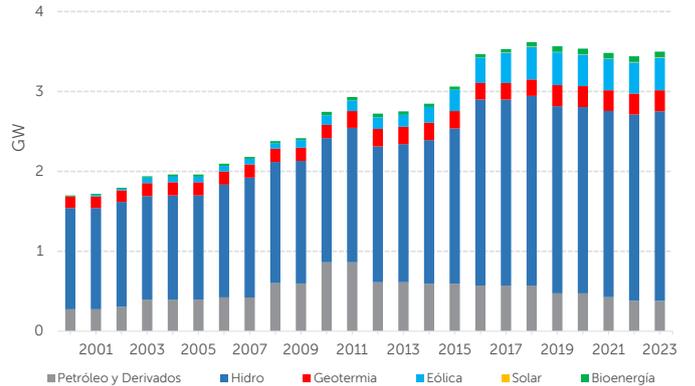
Oferta total de carbón mineral



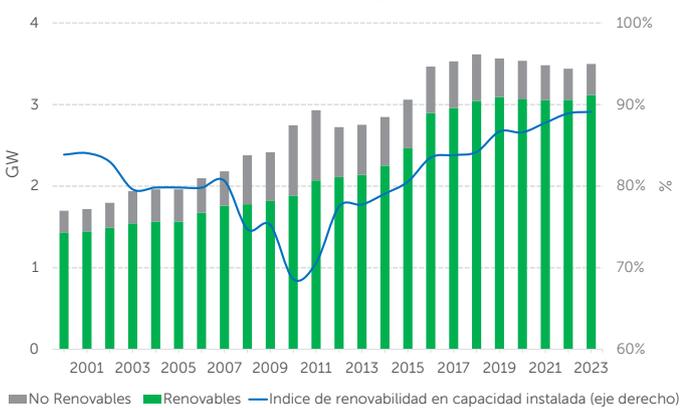
Demanda interna de carbón mineral



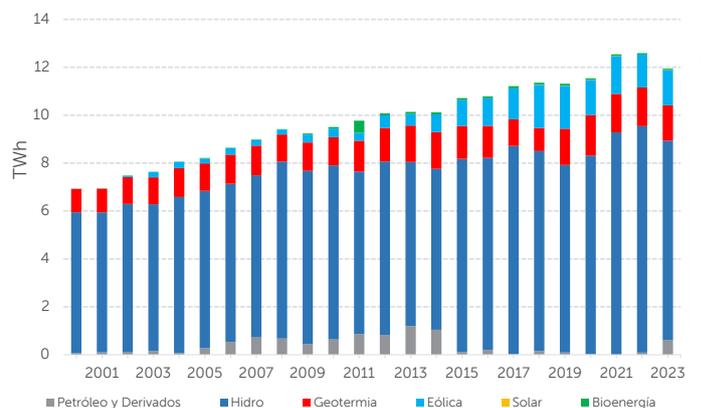
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

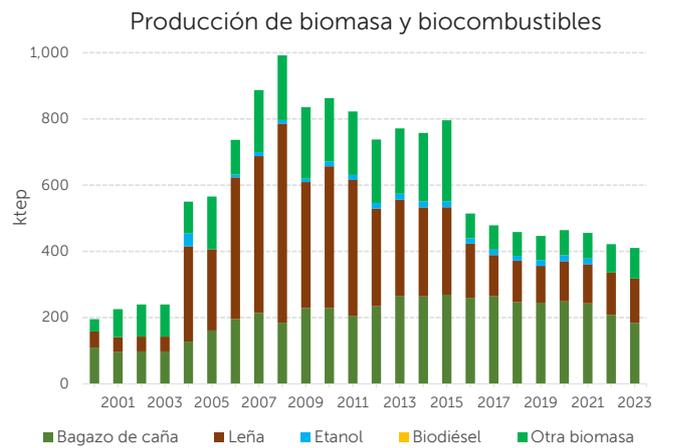
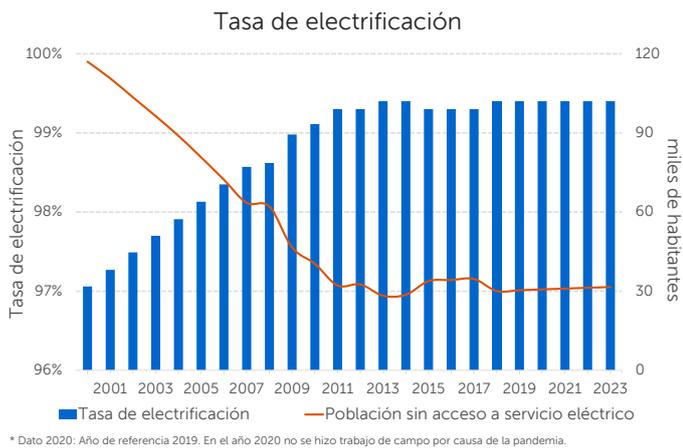
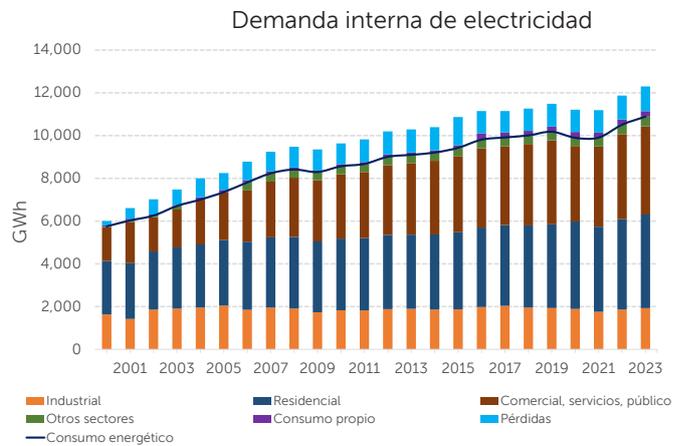
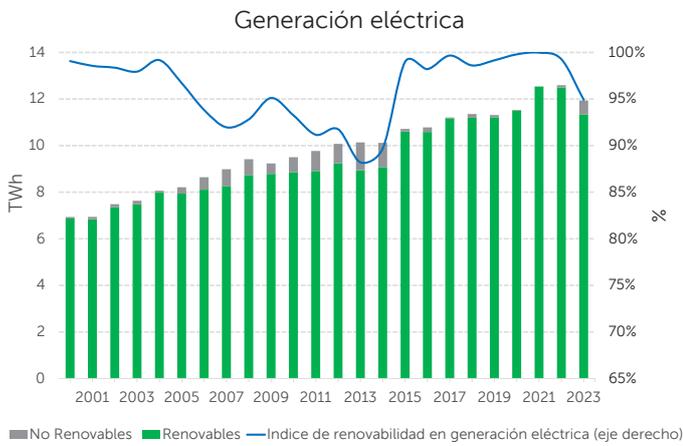


Capacidad instalada de generación eléctrica

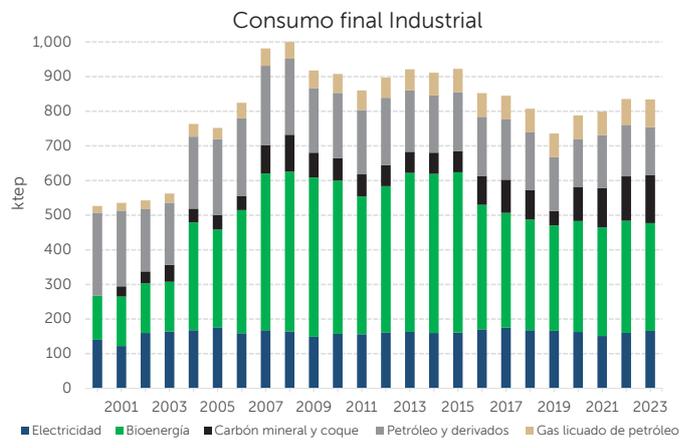
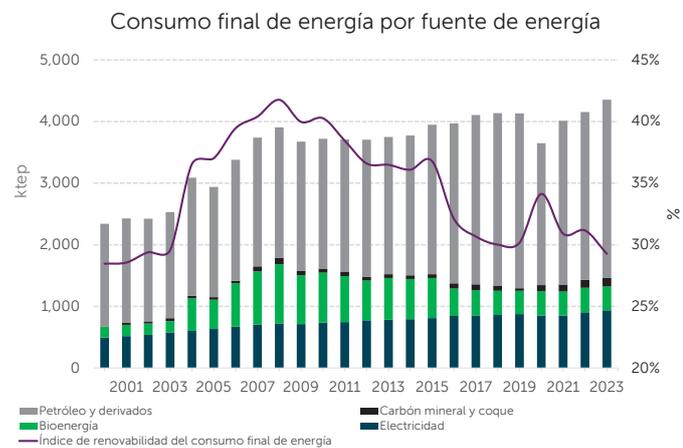


Generación eléctrica por Fuente



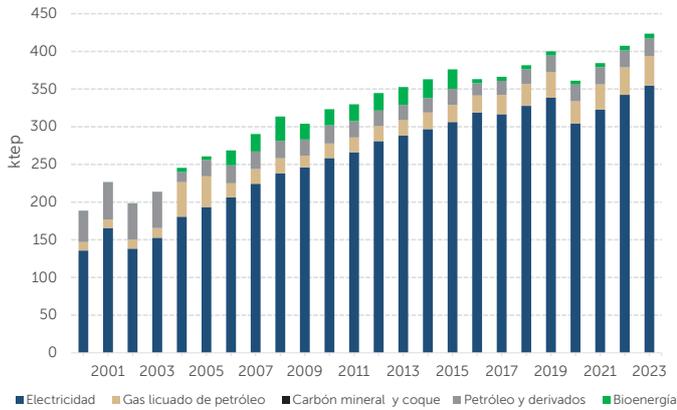


COSTA RICA

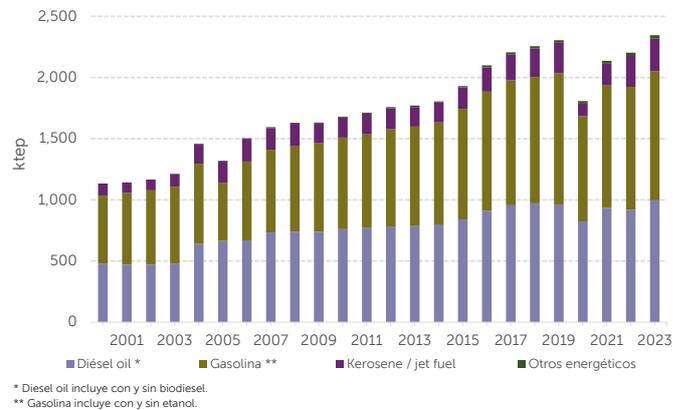




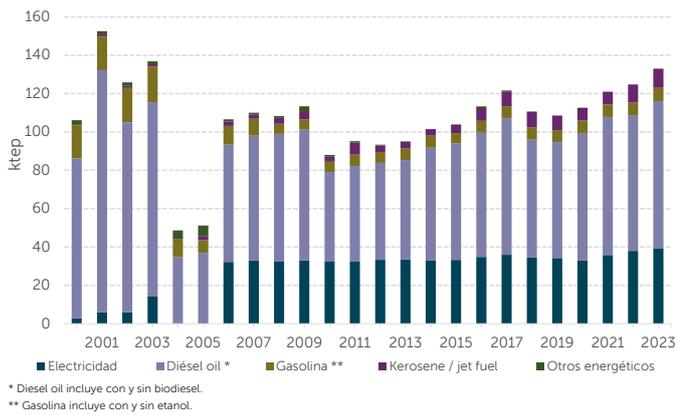
Consumo final Comercial



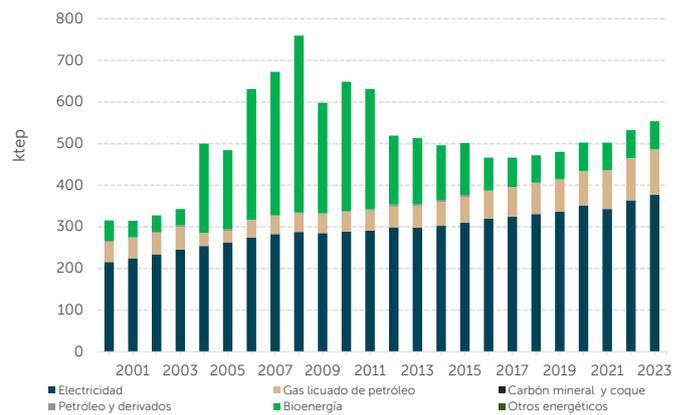
Consumo final Transporte



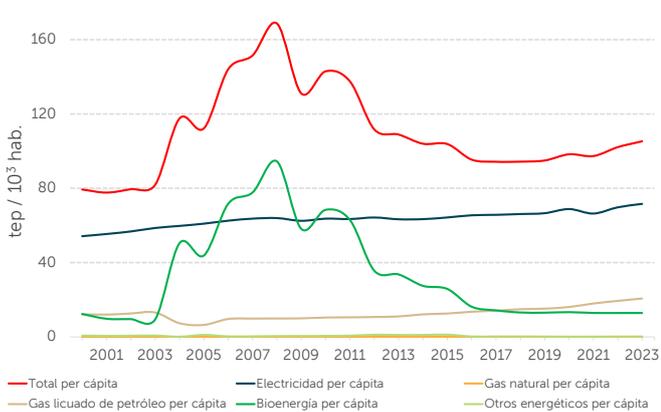
Consumo final de otros sectores



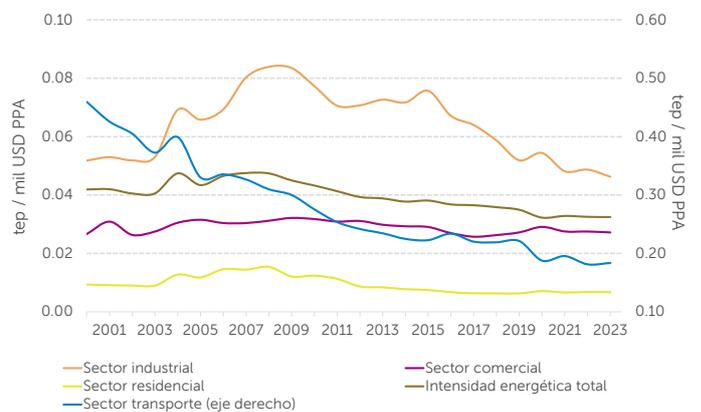
Consumo final Residencial



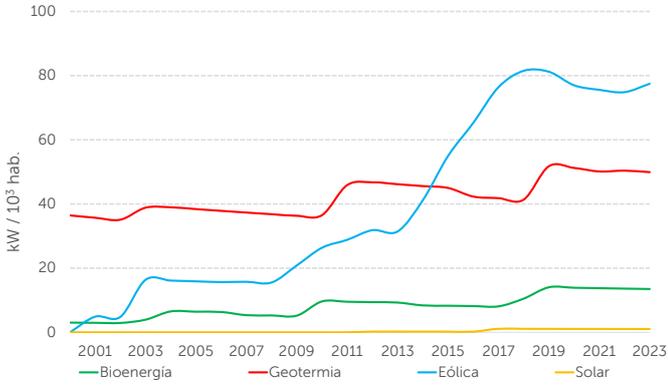
Consumo final per cápita Sector Residencial



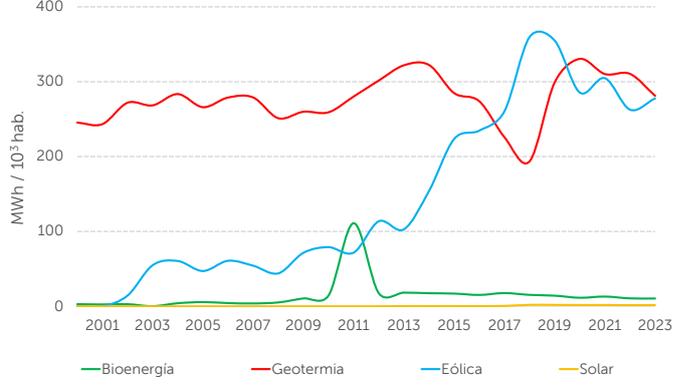
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



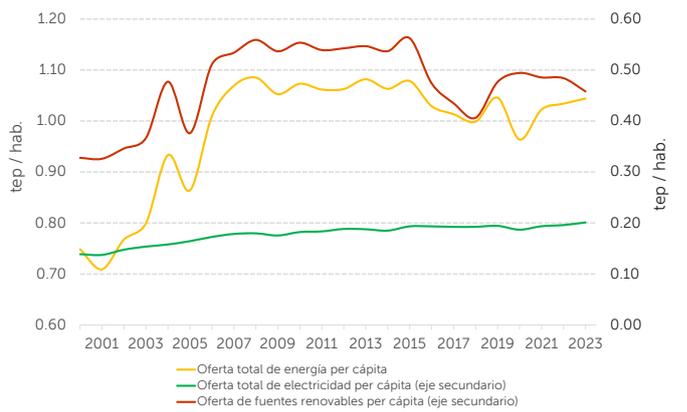
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

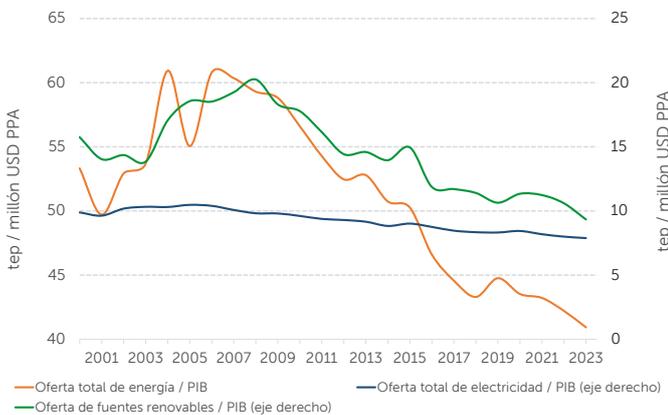


Oferta total de energía per cápita

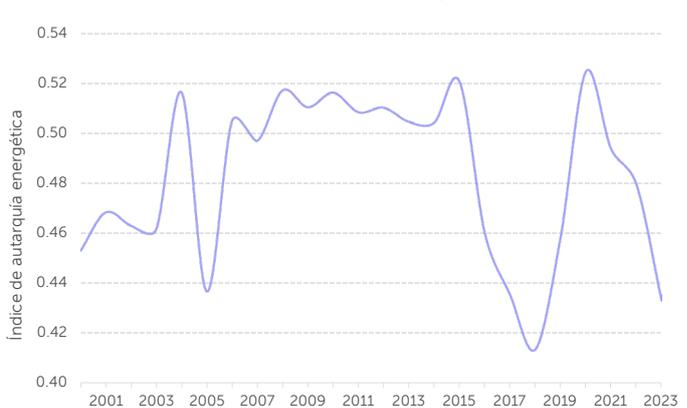


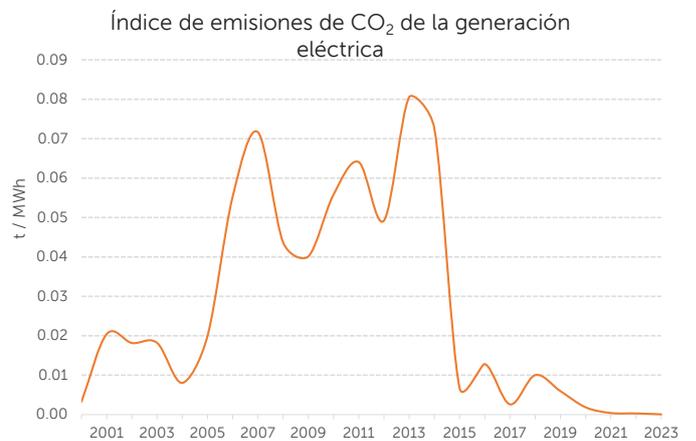
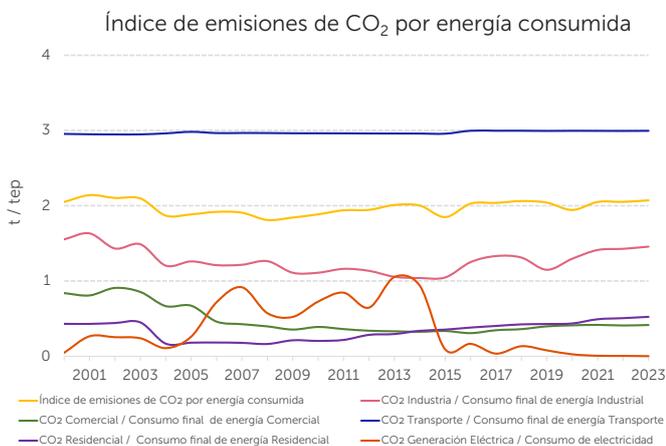
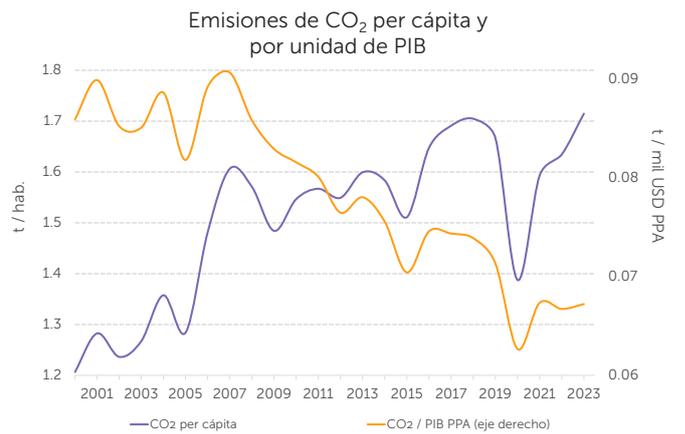
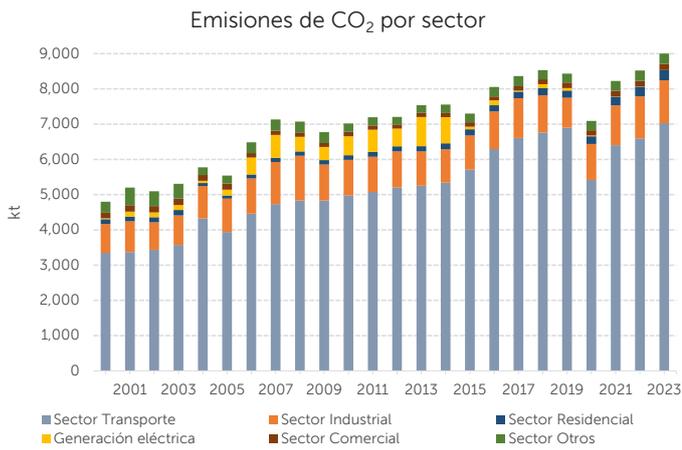
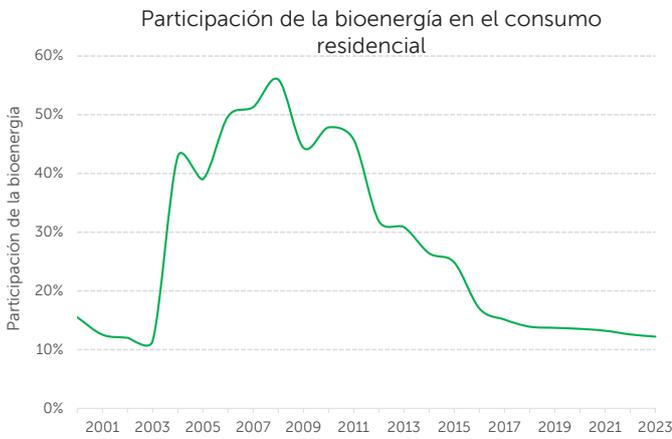
COSTA RICA

Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética







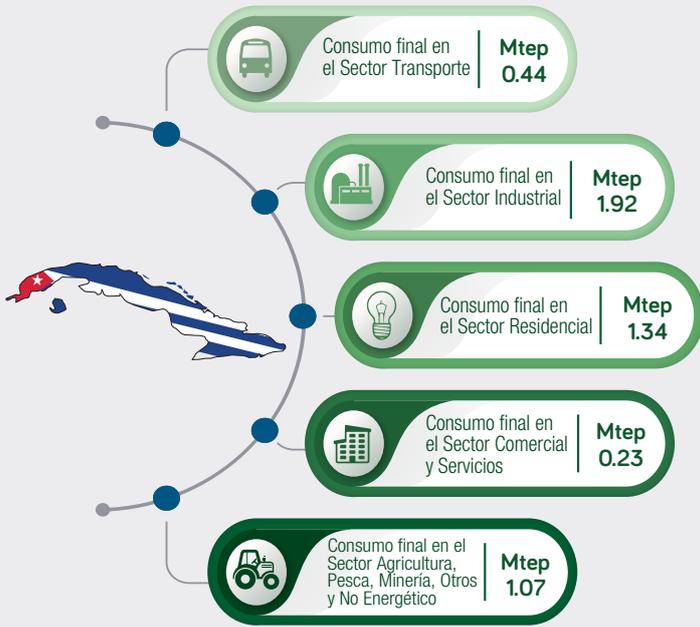
CUBA



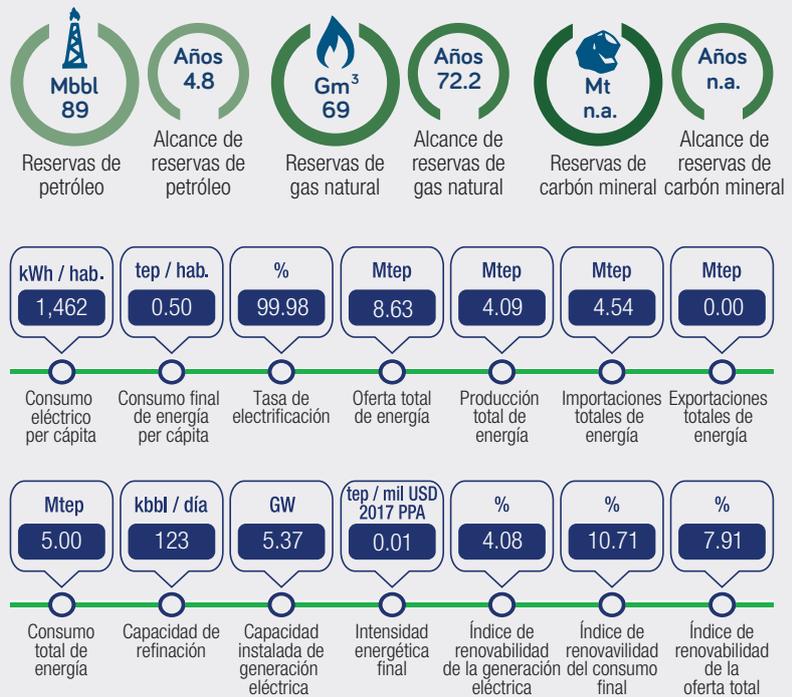
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	10,056
Superficie (km ²)	109,884
Densidad de población (hab. / km ²)	92
Población urbana (%)	75
PIB USD 2018 (MUSD)	91,894 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	349,245 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	35

Cuba mantiene una importante participación de los combustibles fósiles en su oferta nacional, que para el 2023 alcanzó un 77% de la oferta total, y esto condiciona la alta dependencia a las importaciones de este tipo de combustibles. En cuanto a electrificación, presenta una alta tasa, que a partir del 2015 se ha mantenido sobre el 99%, alcanzando el 2023 un 99.98%. Por otra parte, el 96% de la generación eléctrica en el 2023, es de origen térmico no renovable, mientras que solo el 4% corresponde al uso de fuentes renovables, del cual el 2.3% es bioenergía, principalmente de bagazo de caña; y 1.7% de solar, hidro y eólica. Con respecto al consumo, se alcanzó los 5 Mtep de los cuales, 1.95 Mtep corresponde al sector industrial, que es el sector de mayor participación con un 38% del consumo final.

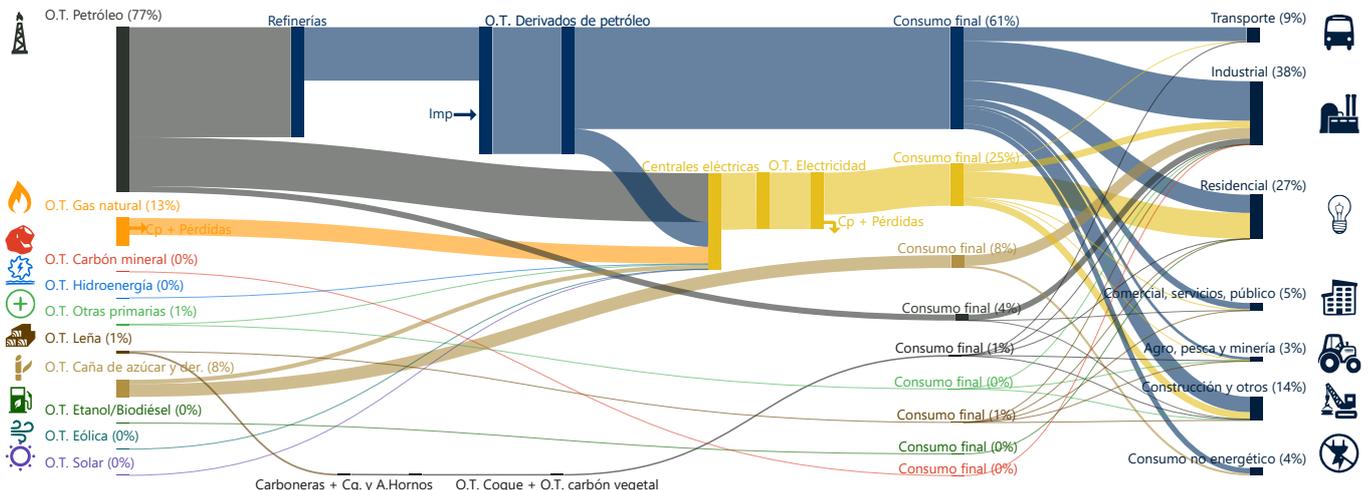


SECTOR ENERGÉTICO 2023*



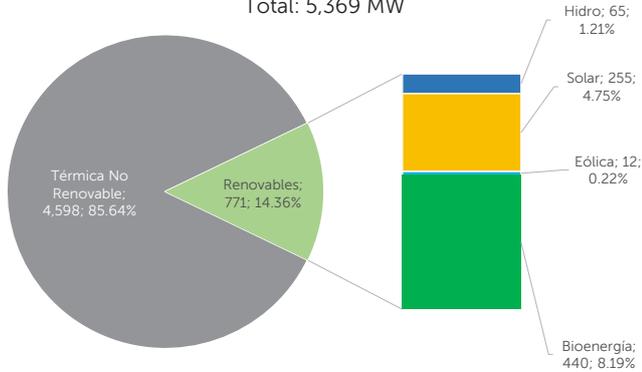
* Cifras 2023 estimadas.
¹ Fuente: CEPAL.
² Fuente: Banco Mundial.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



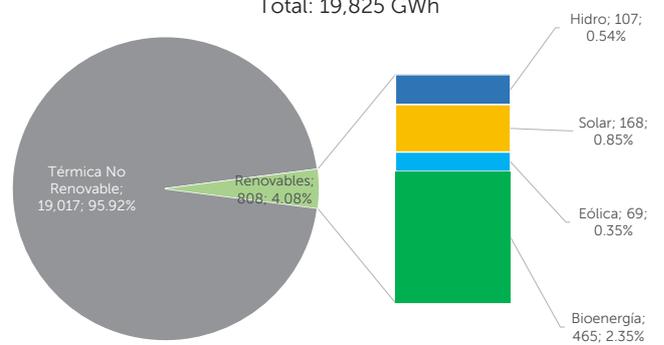
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

2023
Total: 5,369 MW

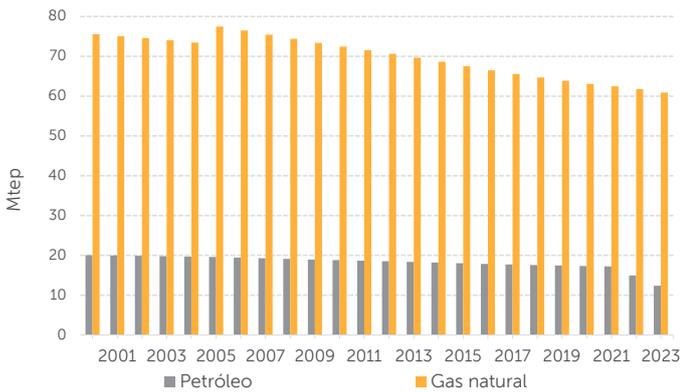


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

2023
Total: 19,825 GWh

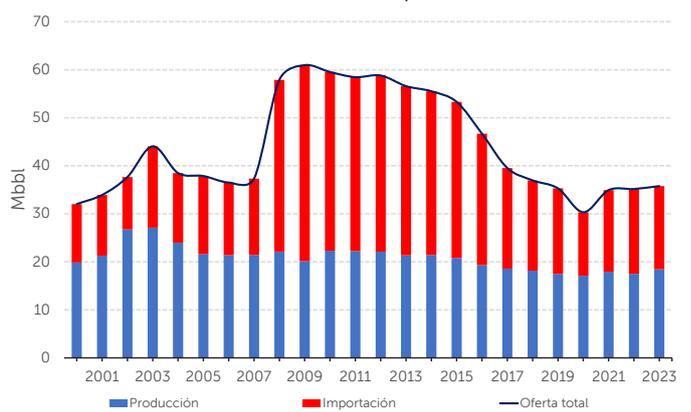


Reservas probadas de petróleo y gas natural *



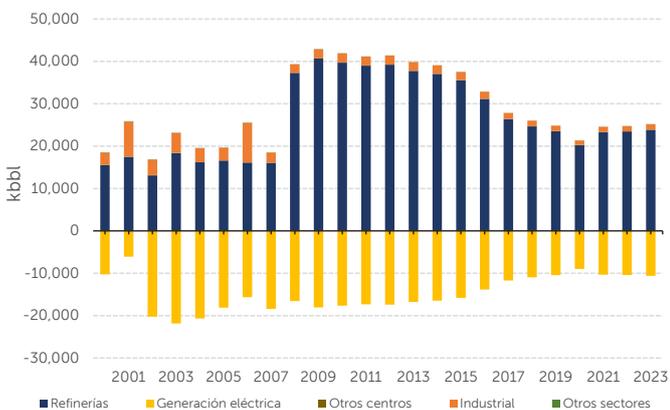
* Datos estimados por OLADE

Oferta total de petróleo

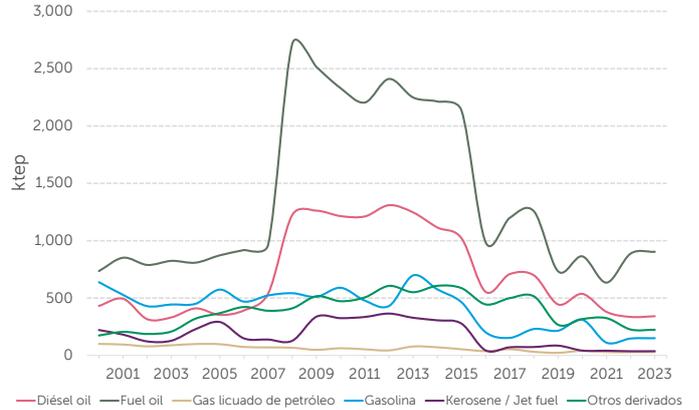


CUBA

Demanda interna de petróleo

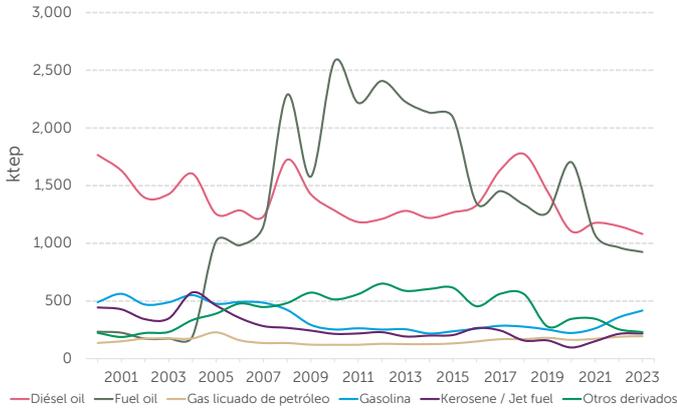


Producción derivados de petróleo

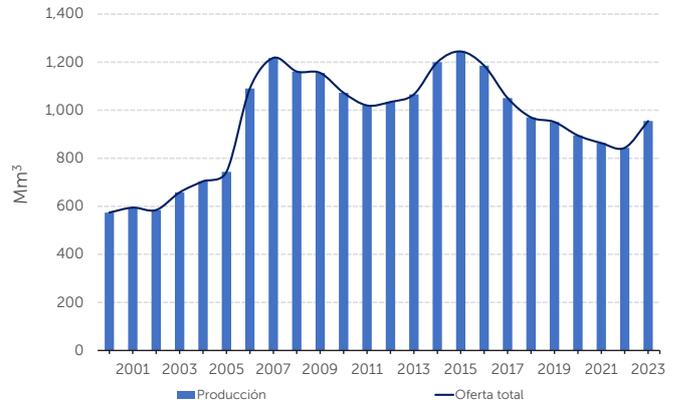




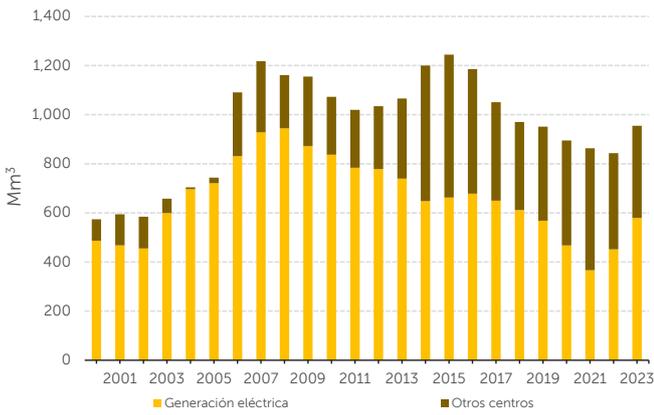
Consumo derivados de petróleo



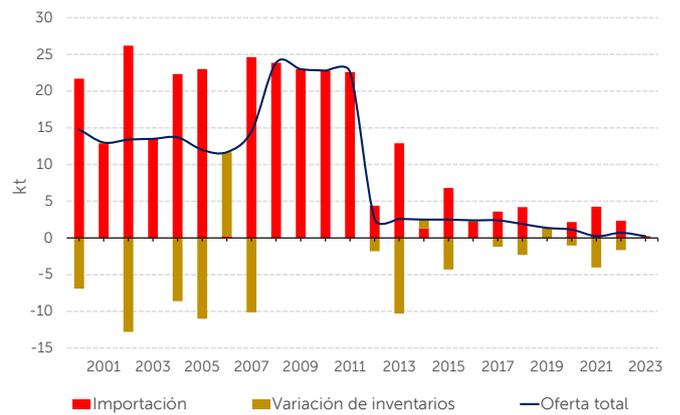
Oferta total de gas natural



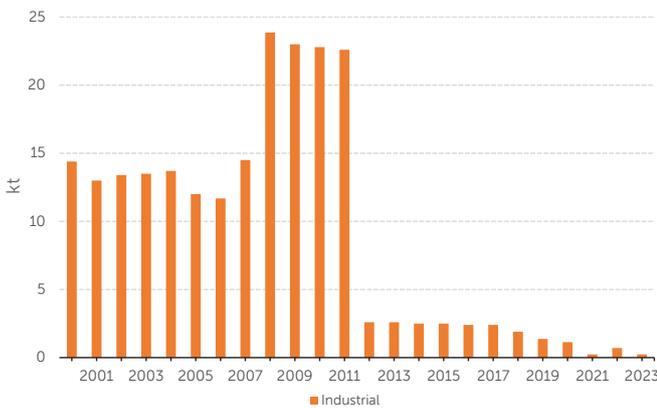
Demanda interna de gas natural



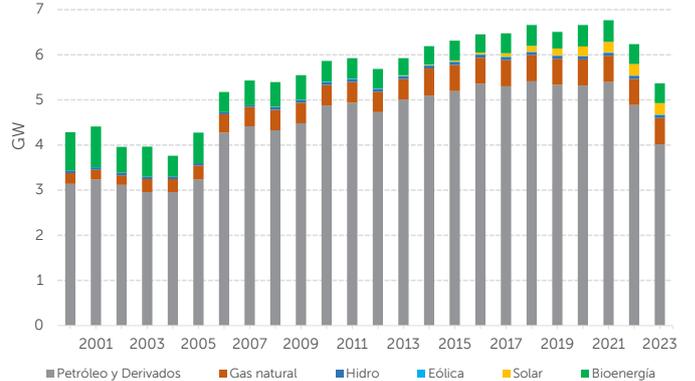
Oferta total de carbón mineral



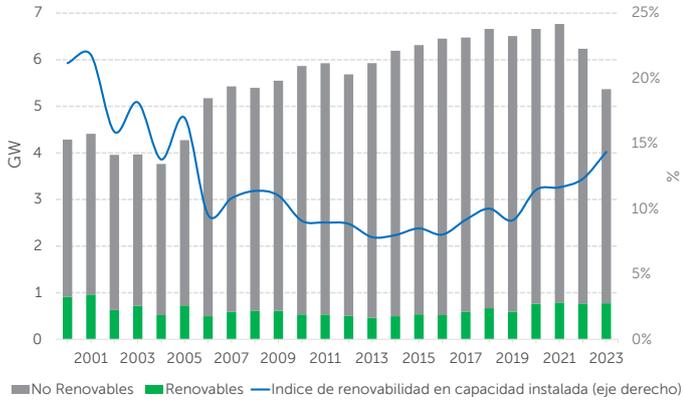
Demanda interna de carbón mineral



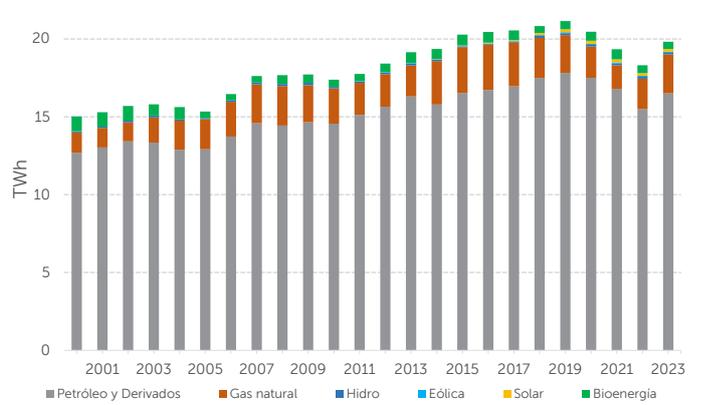
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



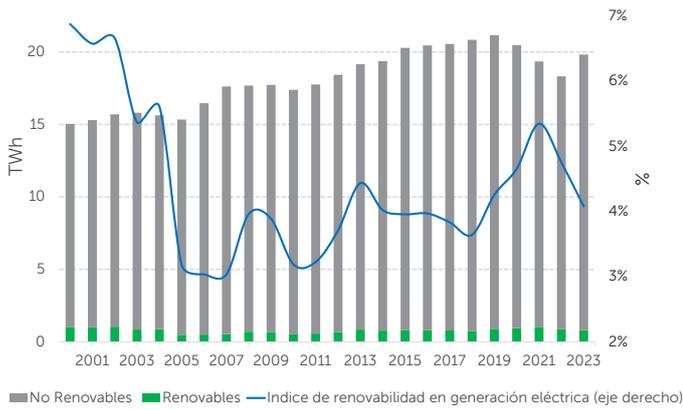
Capacidad instalada de generación eléctrica



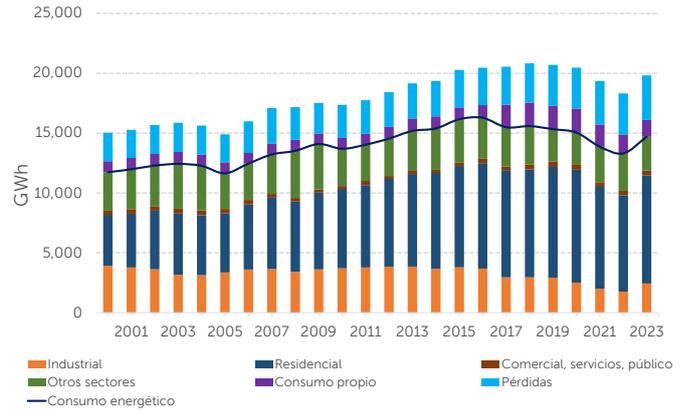
Generación eléctrica por Fuente



Generación eléctrica

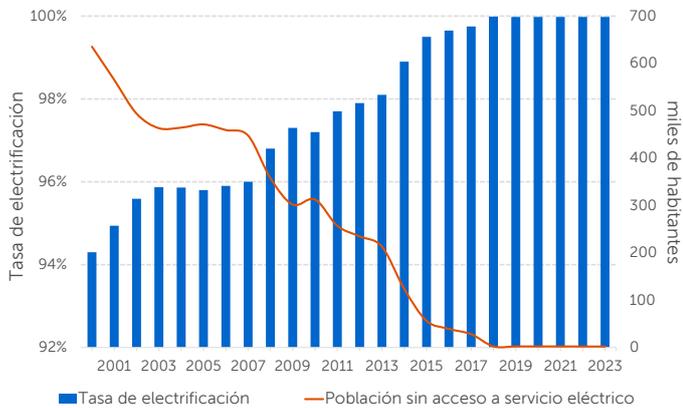


Demanda interna de electricidad

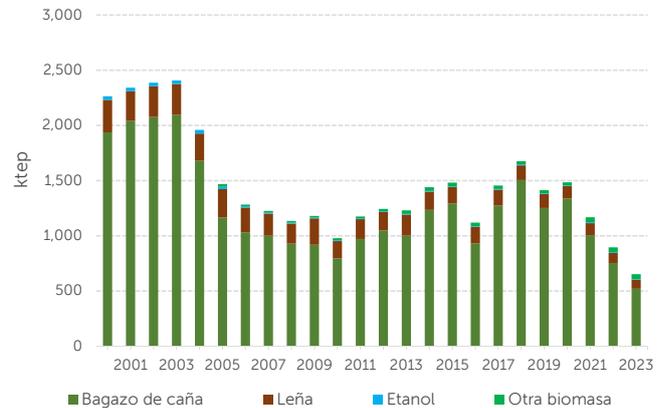


CUBA

Tasa de electrificación

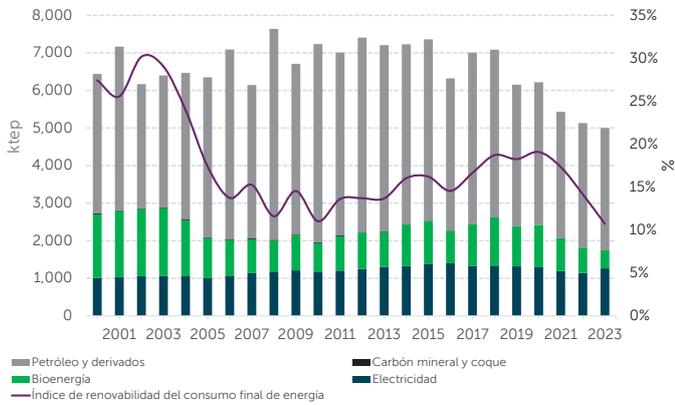


Producción de biomasa y biocombustibles

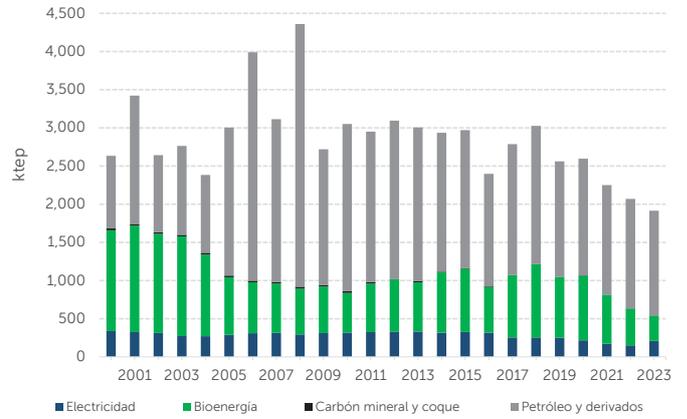




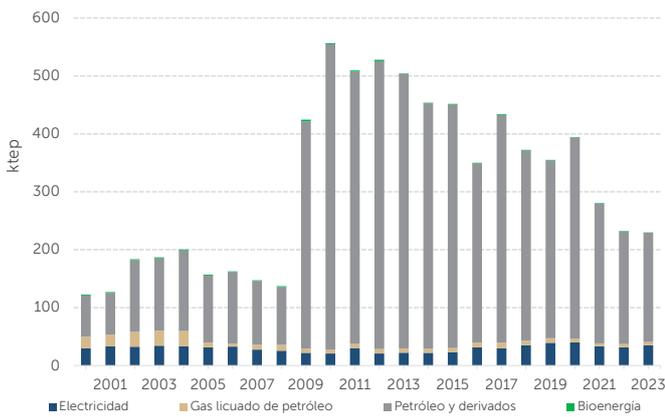
Consumo final de energía por fuente de energía



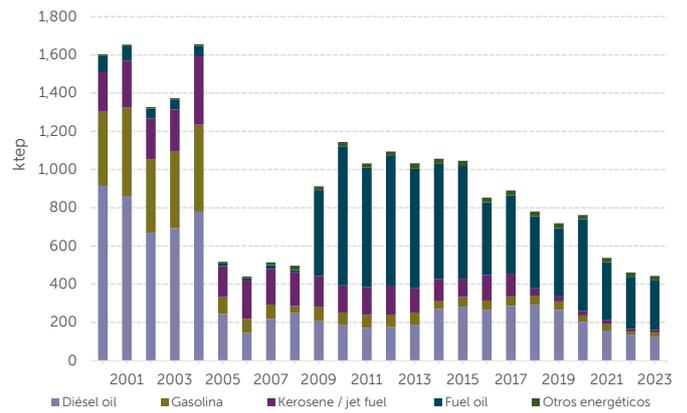
Consumo final Industrial



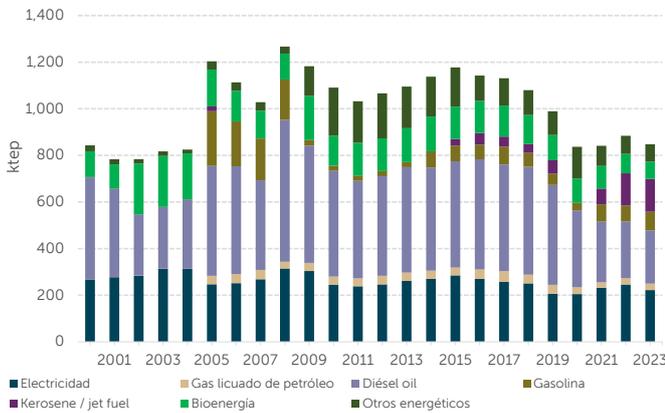
Consumo final Comercial



Consumo final Transporte



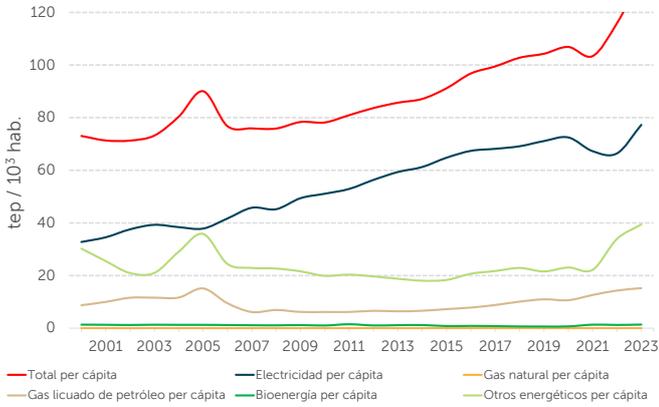
Consumo final del otros sectores



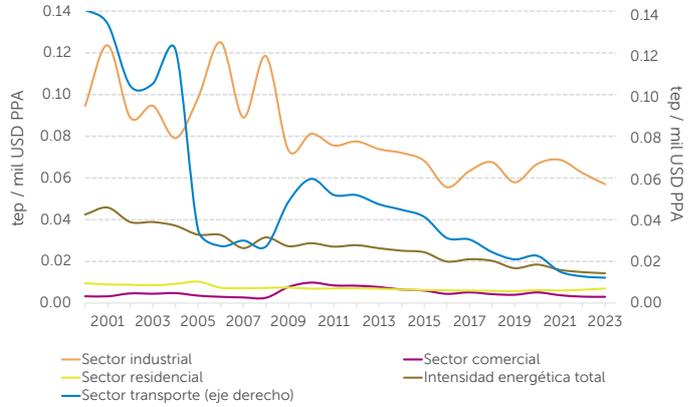
Consumo final Residencial



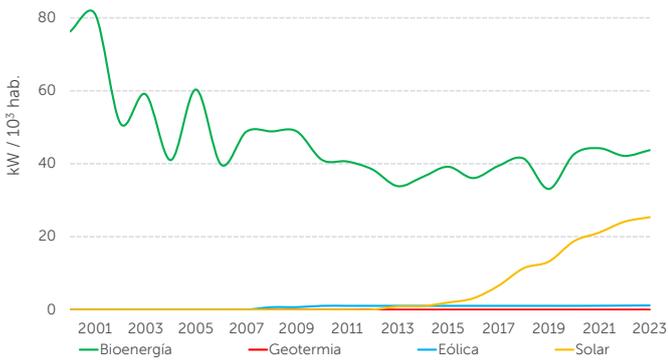
Consumo final per cápita Sector Residencial



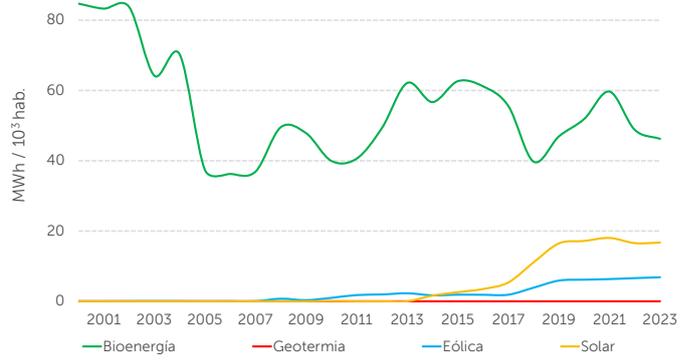
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



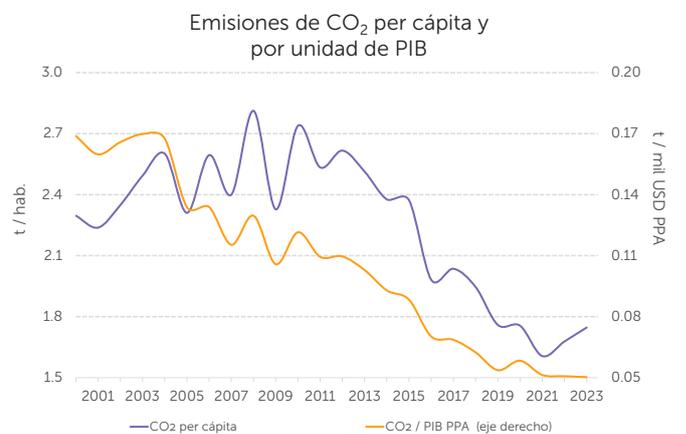
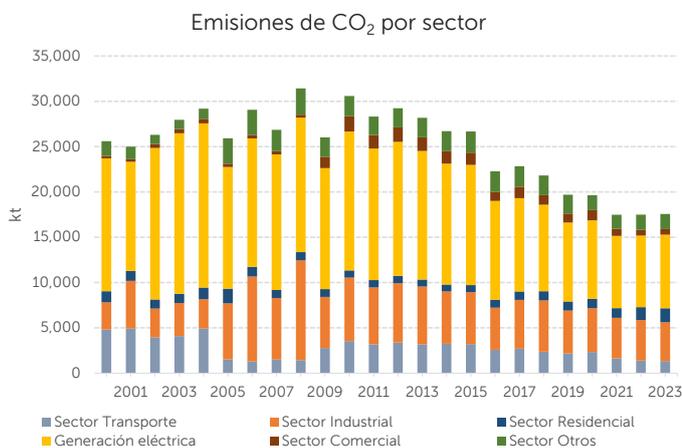
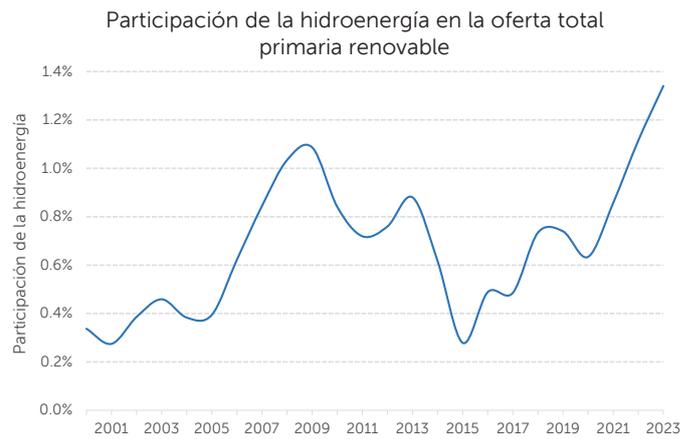
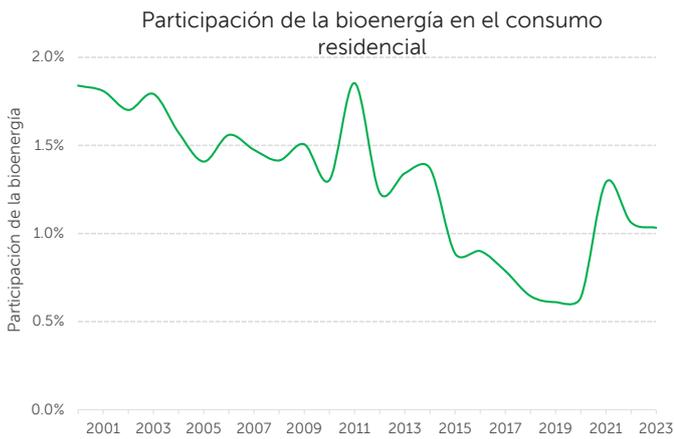
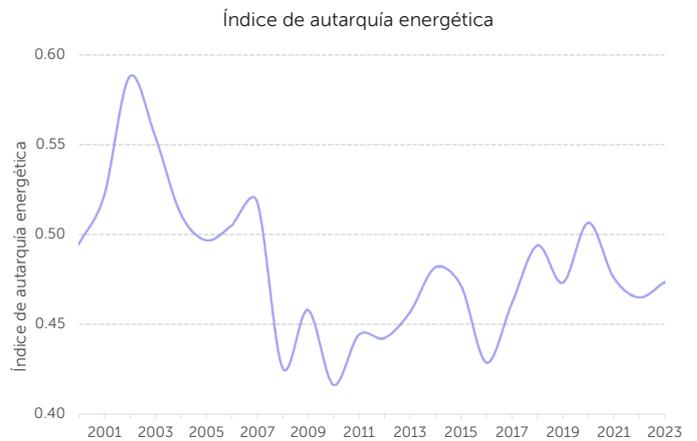
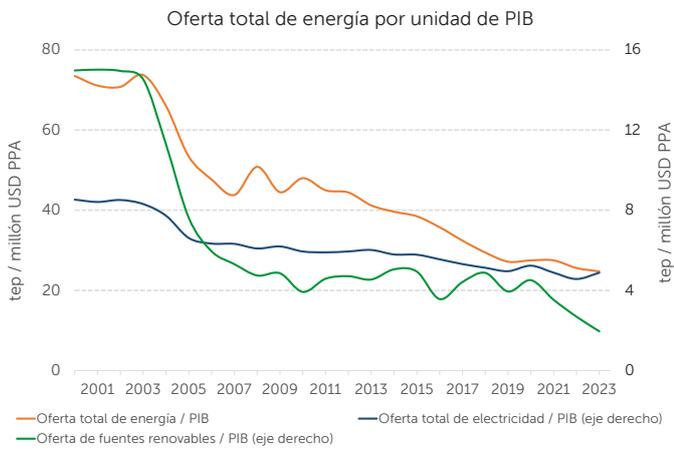
CUBA

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

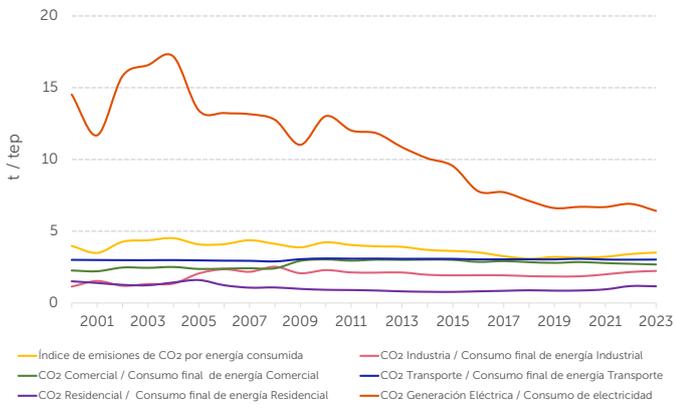


Oferta total de energía per cápita





Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





ECUADOR



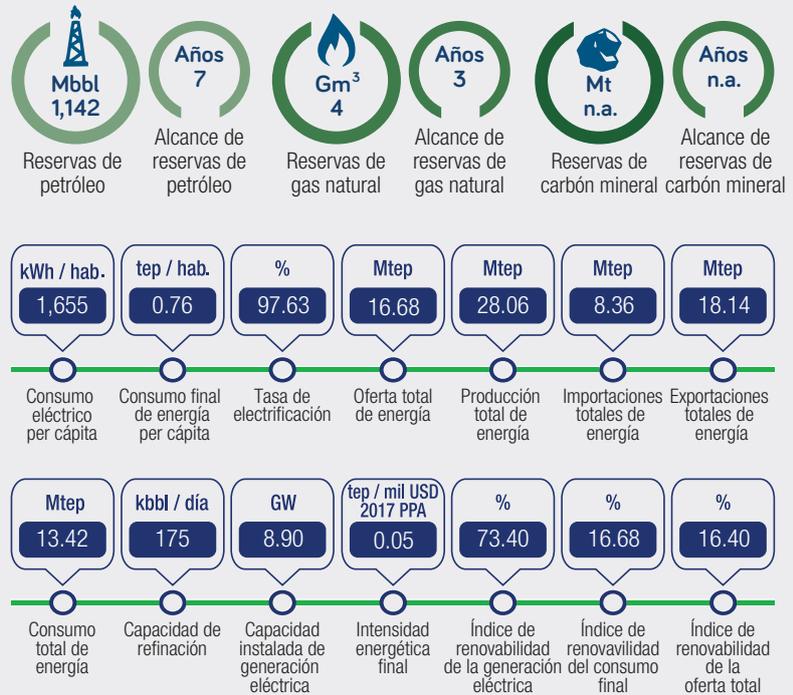
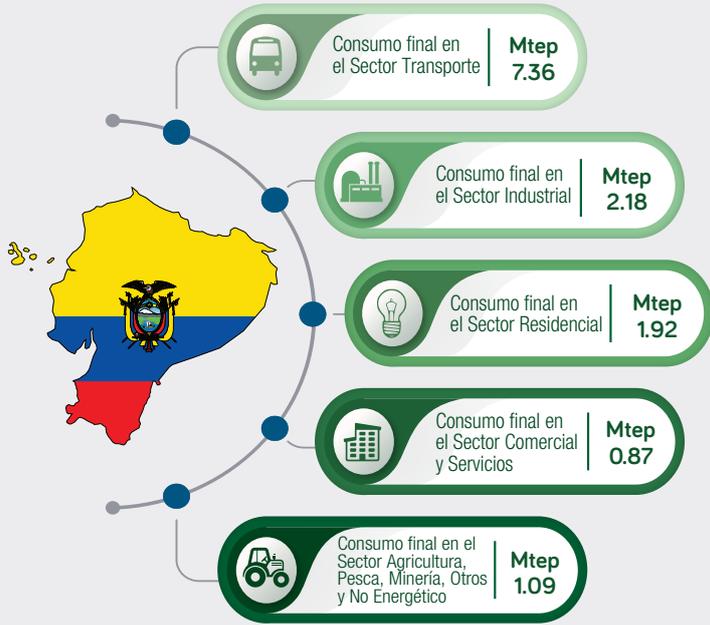
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	17,754 ¹
Superficie (km ²)	256,370
Densidad de población (hab. / km ²)	69
Población urbana (%)	64
PIB USD 2018 (MUSD)	110,173 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	260,213 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

El petróleo es el energético con mayor producción en el país, alcanzando su máximo histórico en el año 2014, con una producción de 204 Mbbl. Las fuentes renovables han tenido una participación menor en la producción de energía primaria en comparación con las fuentes de origen fósil. Sin embargo, la producción de energía renovable registró un crecimiento del 87% entre 2013-2023, principalmente a causa del ingreso de centrales de generación hidroeléctrica y eólica durante este periodo.

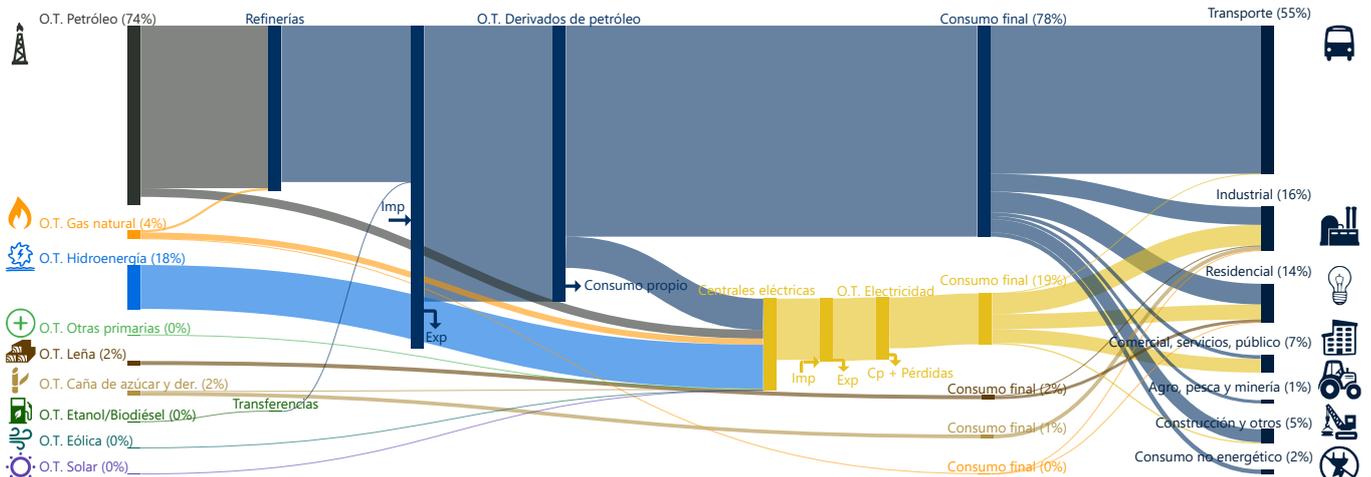
Con respecto a la matriz de consumo final de energía, esta predominada por combustibles fósiles con una participación cercana al 80% respecto al total. A nivel de sectores de consumo, el 84 % del diésel oil consumido en 2023 fue destinado al transporte, sector que también consumió 95.5% del total de gasolina. Por otra parte, los principales sectores consumidores de electricidad fueron el industrial y residencial, que cubren el 70% del total de energía eléctrica consumida. Por último, se puede evidenciar que el sector residencial es el mayor demandante de GLP en el país, con 70.1% del total consumido.

SECTOR ENERGÉTICO 2023



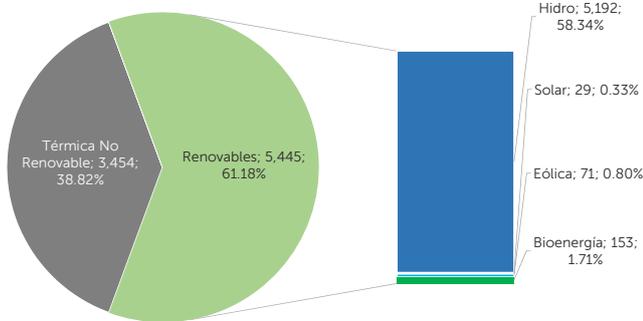
¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



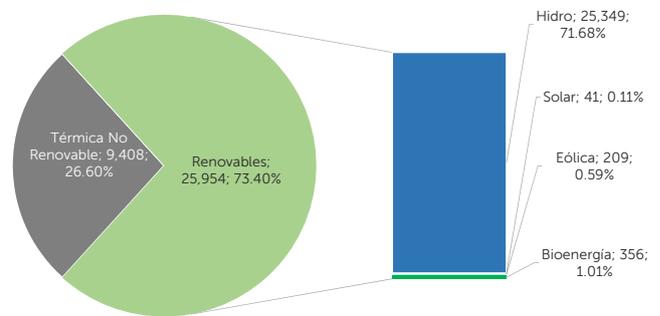
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

2023
Total: 8,900 MW

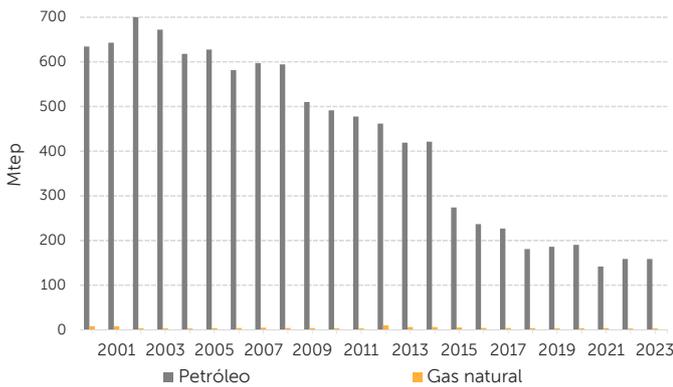


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

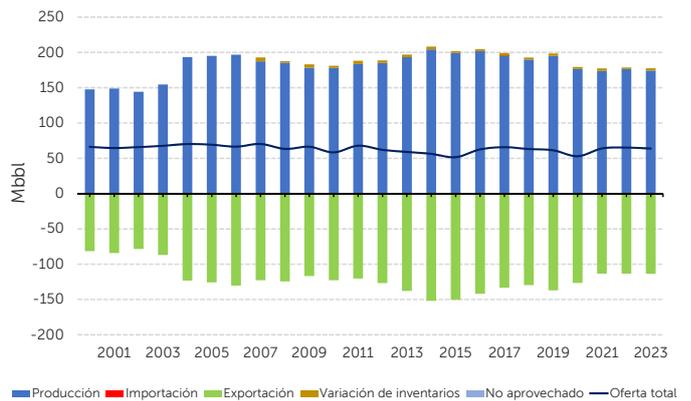
2023
Total: 35,362 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

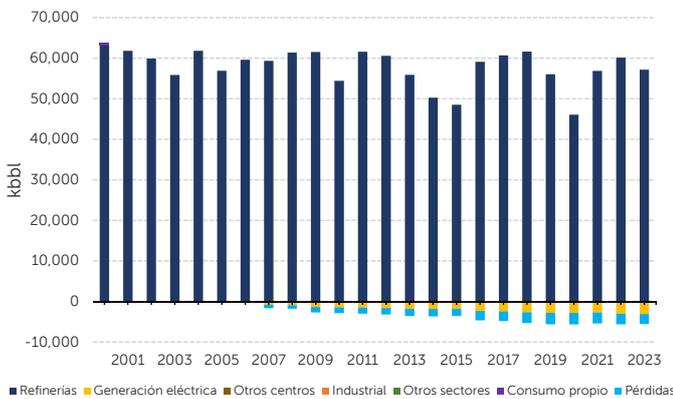


Oferta total de petróleo

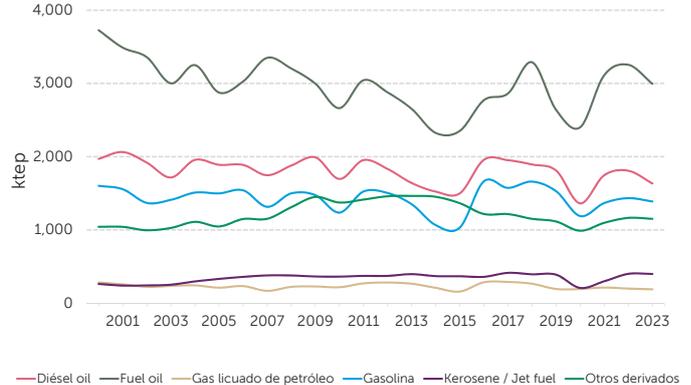


ECUADOR

Demanda interna de petróleo

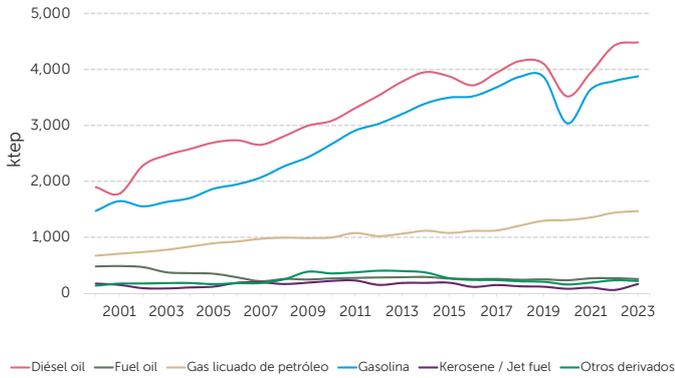


Producción derivados de petróleo

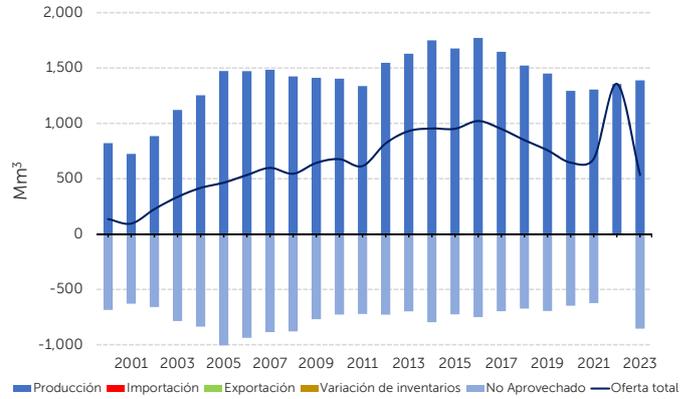




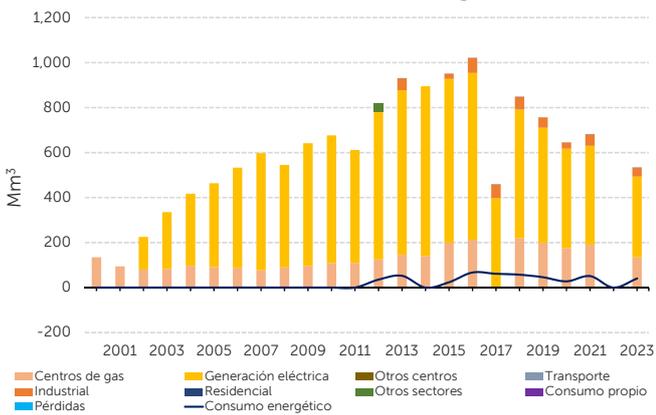
Consumo derivados de petróleo



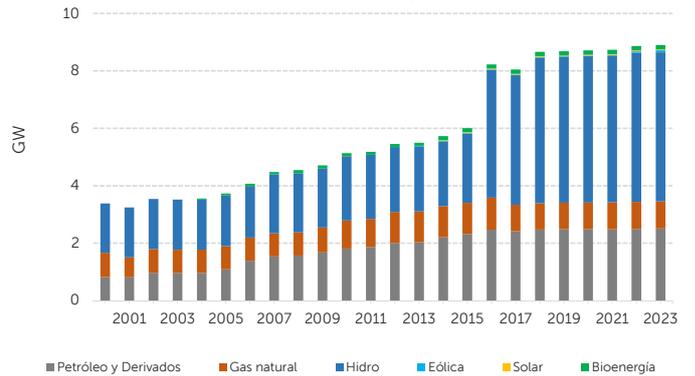
Oferta total de gas natural



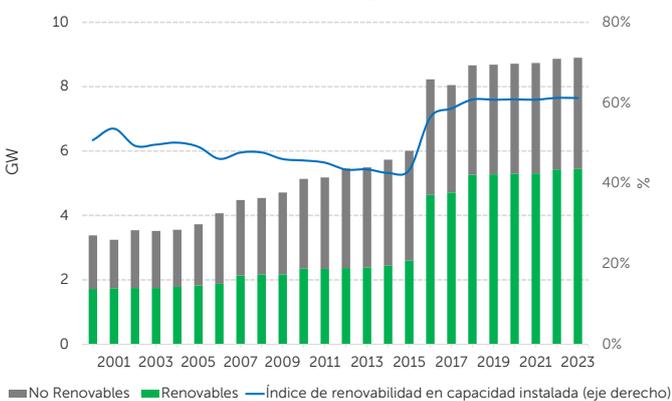
Demanda interna de gas natural



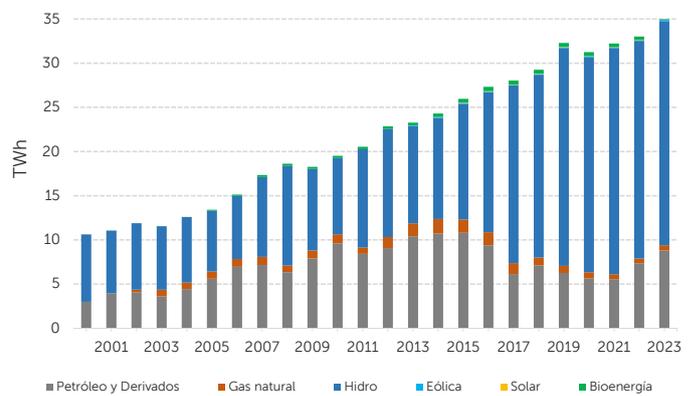
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



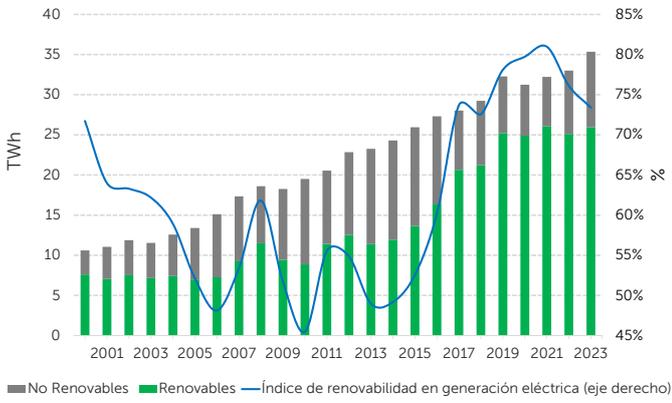
Capacidad instalada de generación eléctrica



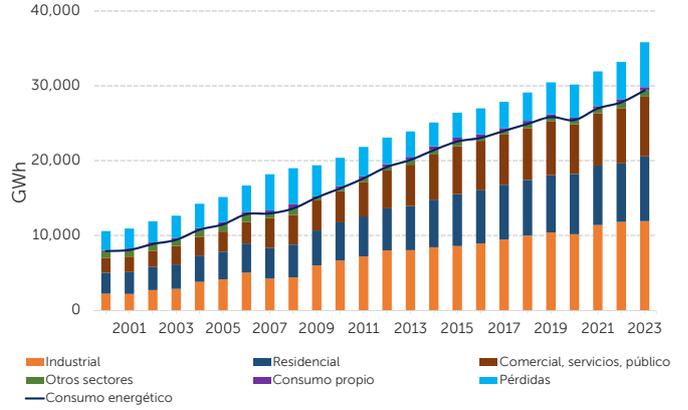
Generación eléctrica por fuente



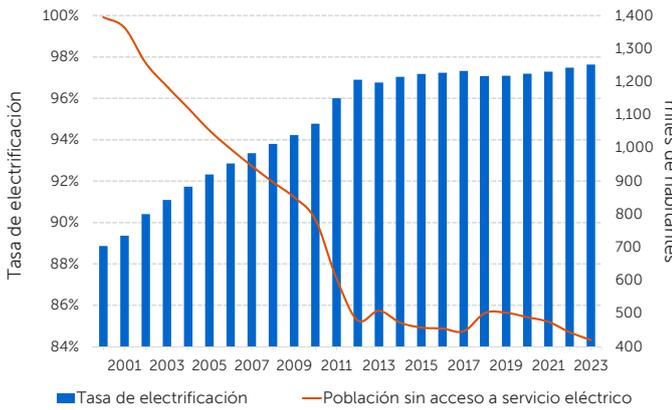
Generación eléctrica



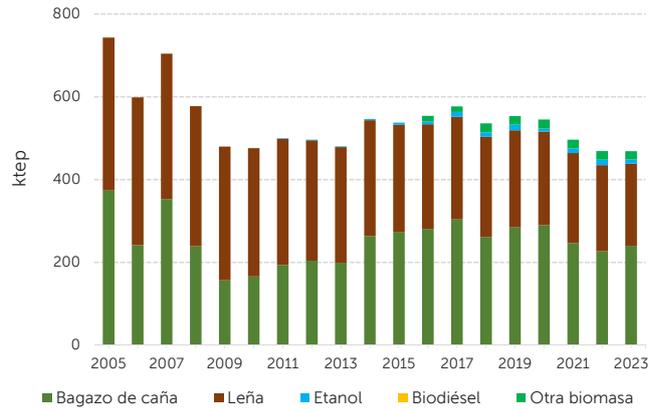
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

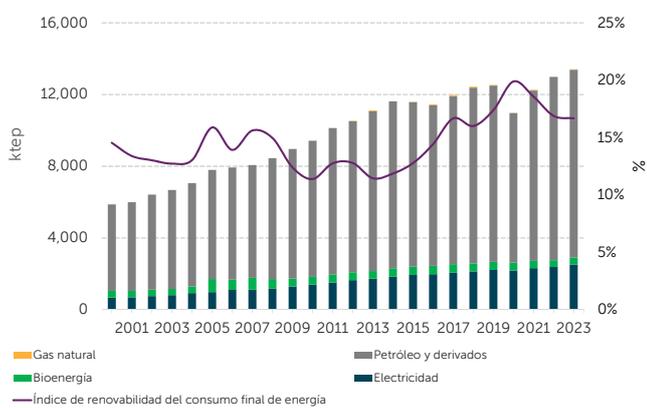


Producción de biomasa y biocombustibles

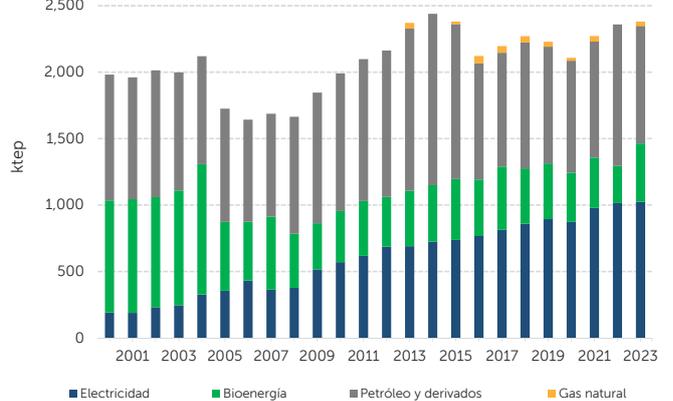


ECUADOR

Consumo final de energía por fuente de energía

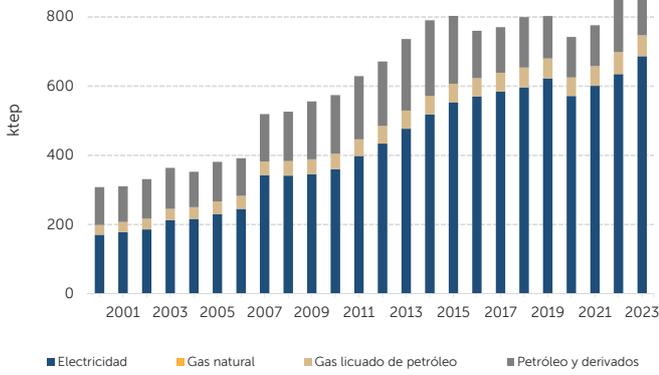


Consumo final Industrial

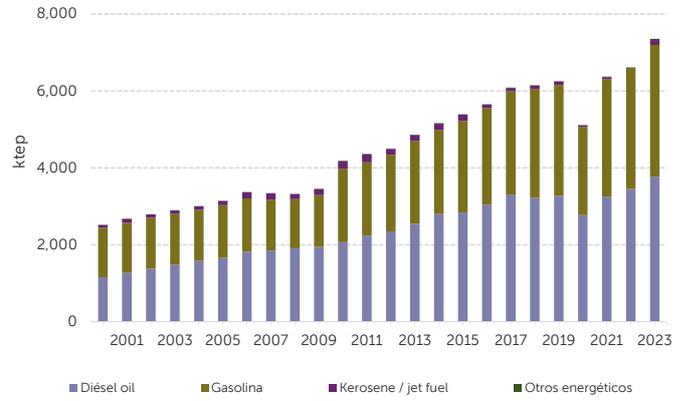




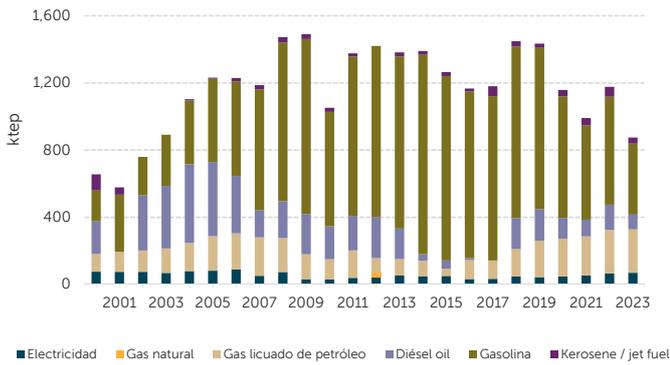
Consumo final Comercial



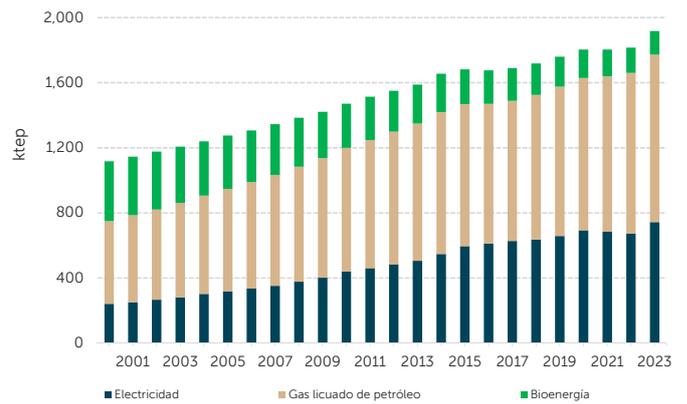
Consumo final Transporte



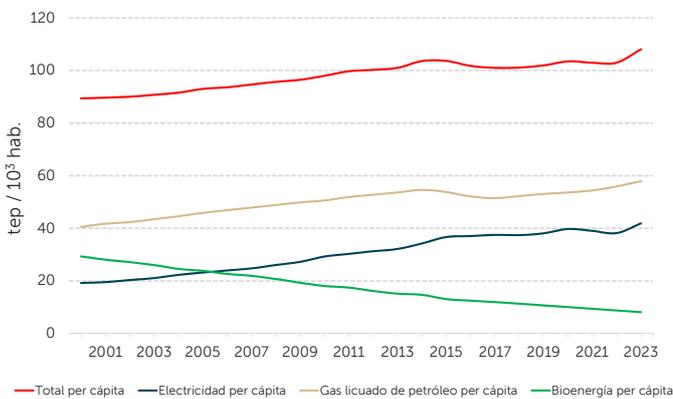
Consumo final de otros sectores



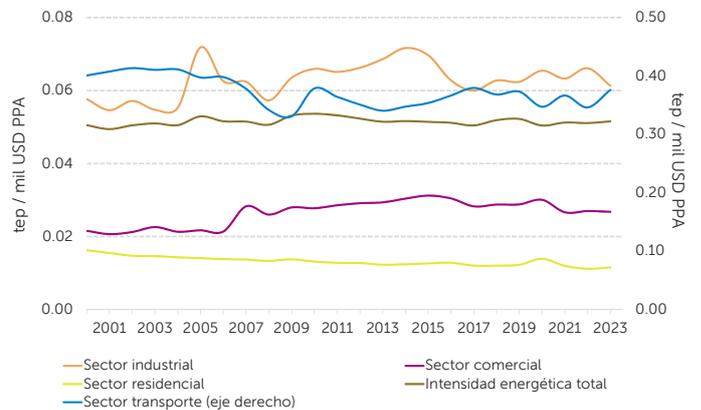
Consumo final Residencial



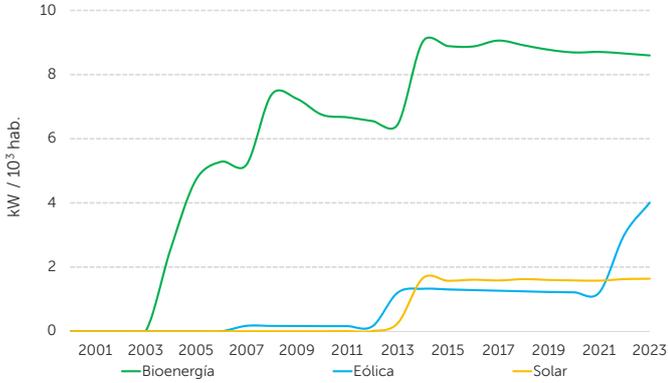
Consumo final per cápita Sector Residencial



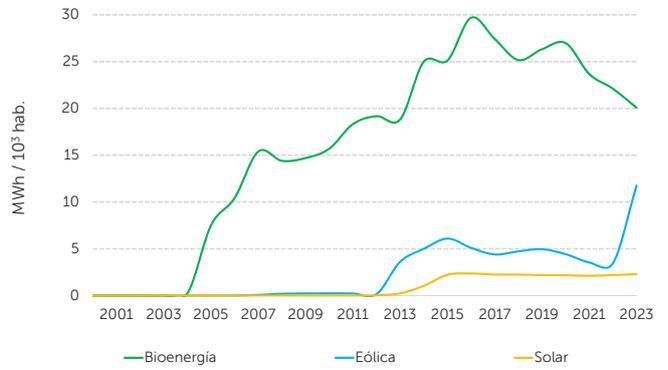
Intensidades energéticas sectoriales



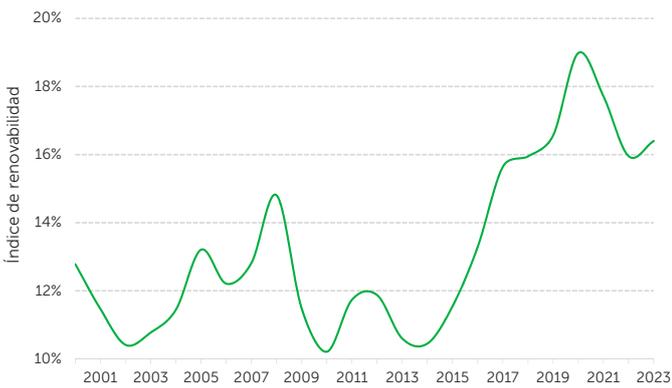
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



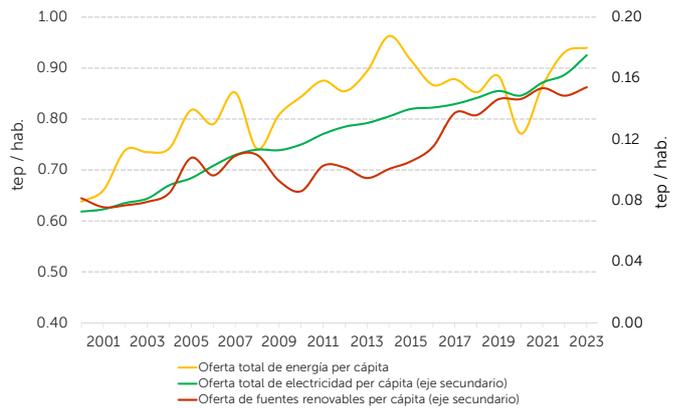
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

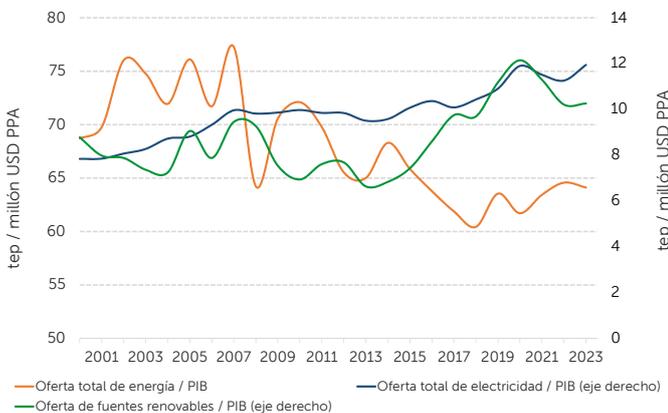


Oferta total de energía per cápita

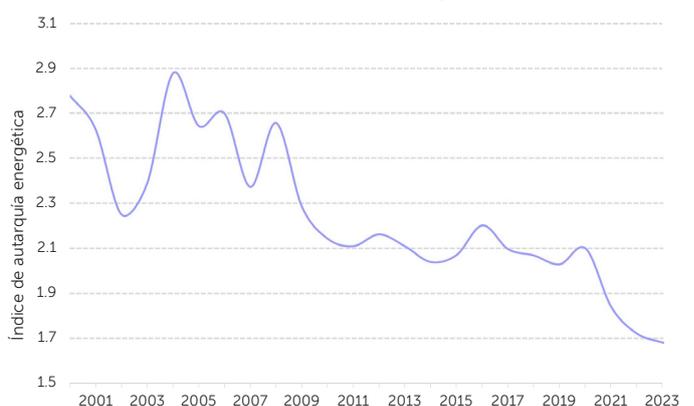


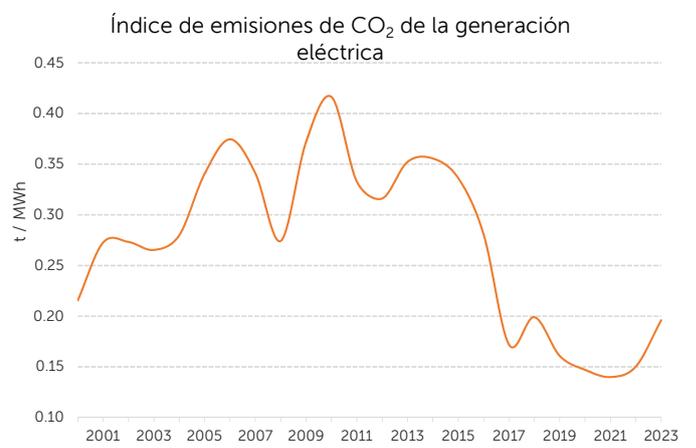
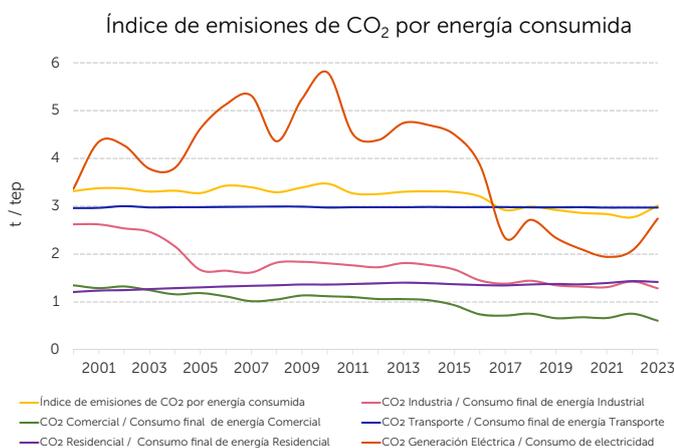
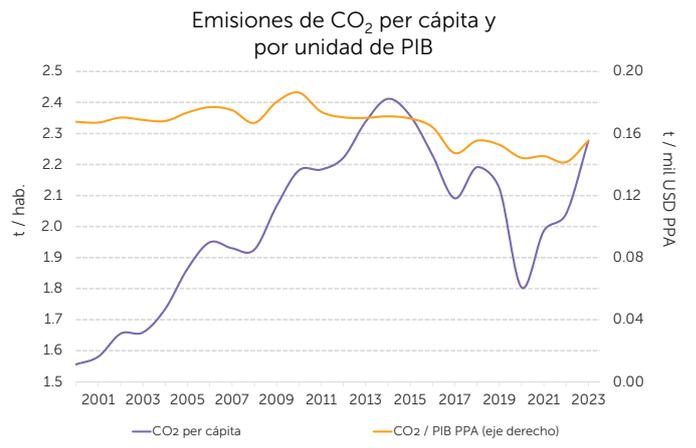
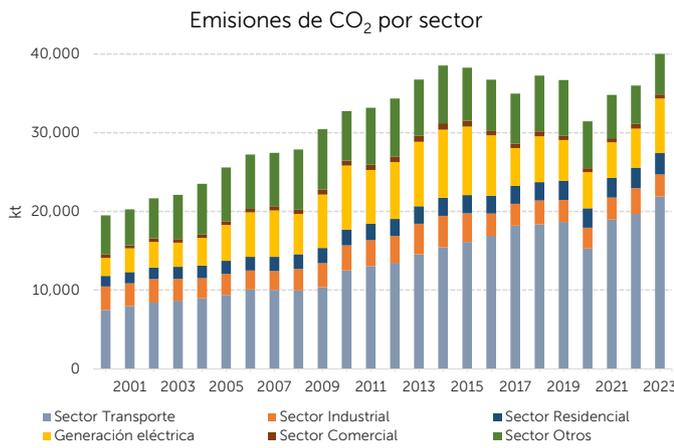
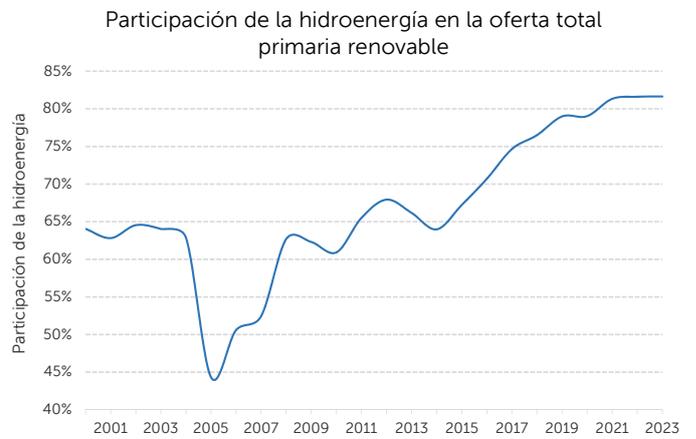
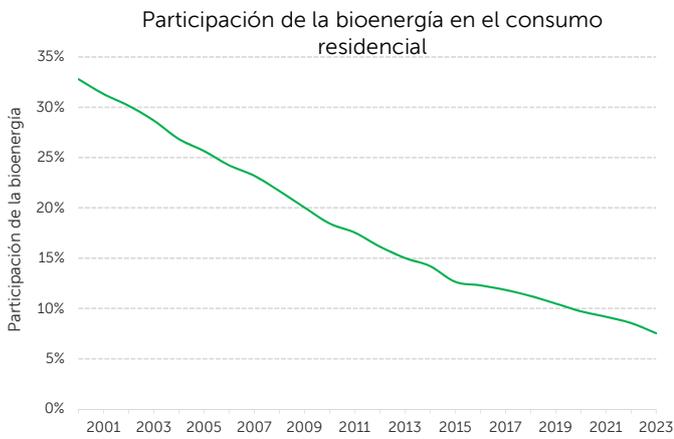
ECUADOR

Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética







EL SALVADOR

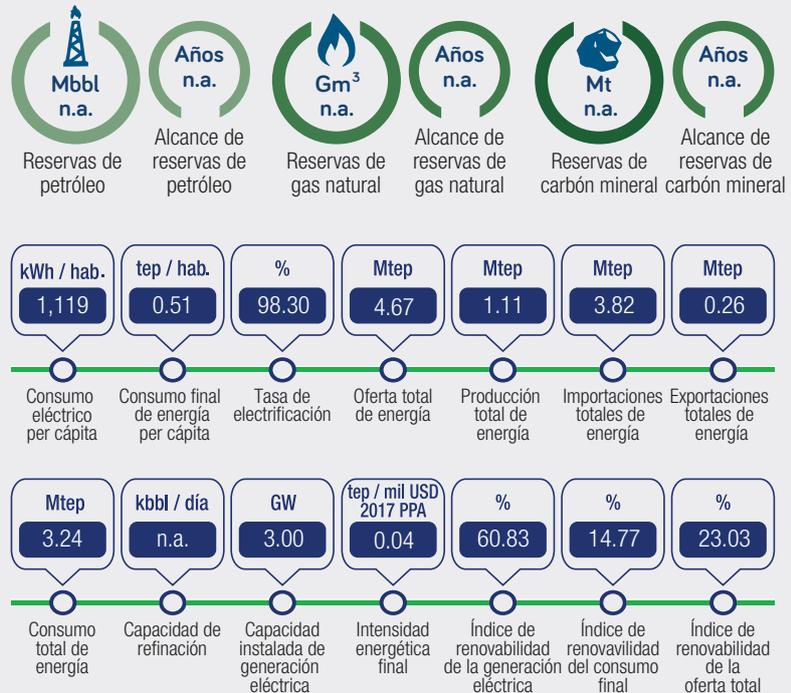
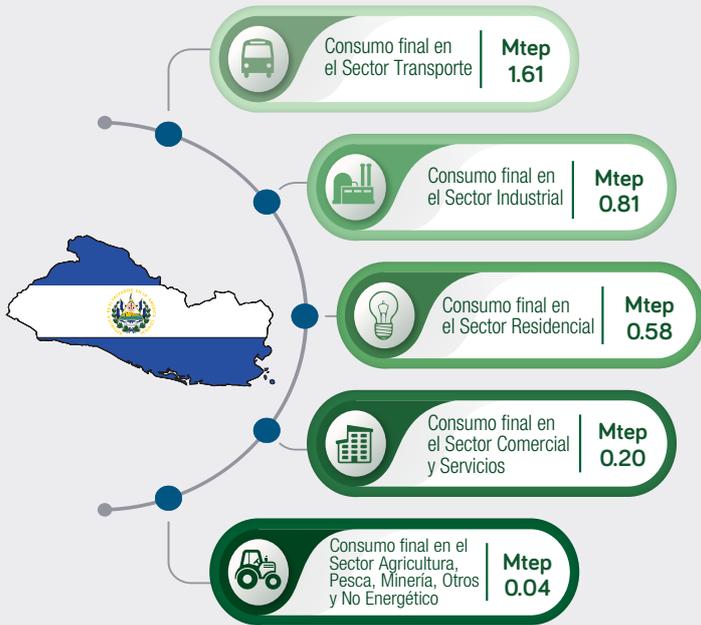


DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	6,339 ¹
Superficie (km ²)	21,040
Densidad de población (hab. / km ²)	301
Población urbana (%)	62
PIB USD 2018 (MUSD)	37,251 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	71,957 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	11

En 2023, la oferta de energía primaria en El Salvador aumentó respecto al año anterior en un 71% pasando de 0.9 Mtep a 1.5 Mtep. Este crecimiento se atribuye a la importación de gas natural tras la entrada en operación de una planta generadora de electricidad ubicada frente a la costa de Acajutla. El gas natural representó el 29% de la oferta primaria total mientras que el 71% restante correspondió a fuentes de energía renovable como hidroenergía, geotermia, solar, eólica, leña, bagazo, biogás y biomasa. Por otro lado, las importaciones crecieron en un 36% respecto al 2022 alcanzando 3.8 Mtep. En cuanto a la generación por tipo de fuente alcanzó los 8.5 TWh donde el gas natural lideró con un 30% de participación, seguida de la hidroelectricidad con un 19%, la geotermia con un 18% y la solar con el 15%. Por su parte, la electricidad generada a partir de derivados de petróleo, bioenergía y eólica representaron el 9%, 7% y 2%, respectivamente, por lo que el índice de renovabilidad de la generación eléctrica fue de 60.8%, presentándose una caída del 10% aproximada con respecto al año anterior. La demanda de energía total fue de 3.2 Mtep, donde el sector transporte fue el mayor consumidor, representando el 50% del total, principalmente debido al consumo de gasolinas, diésel y jet fuel. Seguido del sector industrial con el 25%, el residencial 18% y otros sectores con el 7%.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

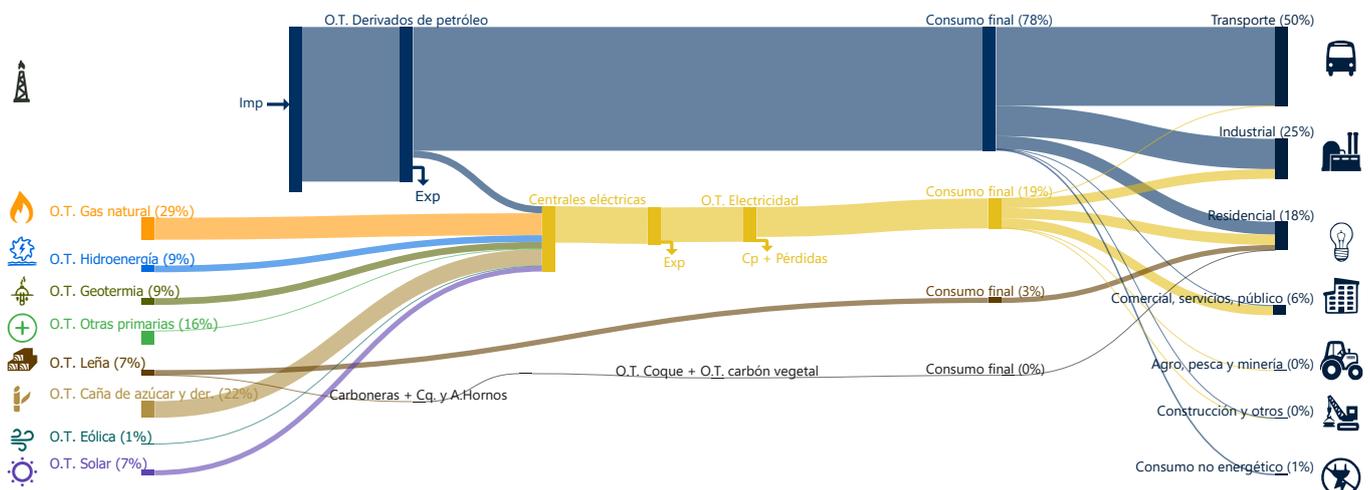


¹ Dirección General de Estadísticas y Censos - El Salvador.

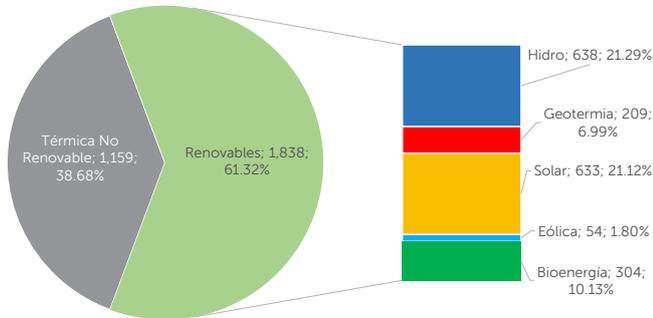
² Fuente: CEPAL.

³ Fuente: Banco Mundial.

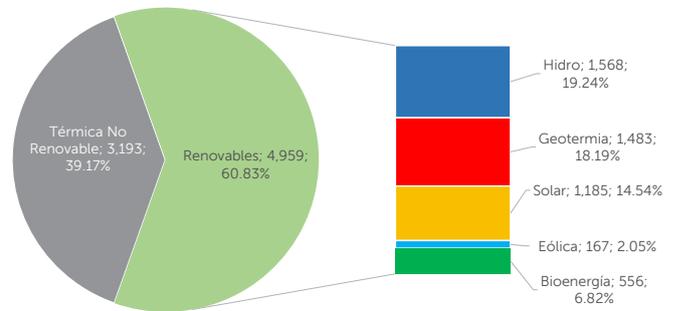
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



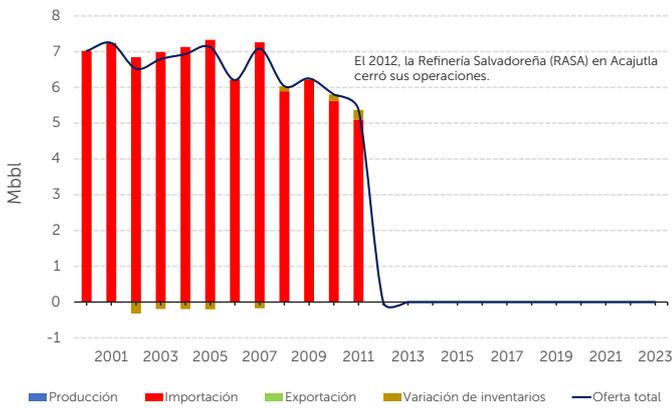
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 2,998 MW



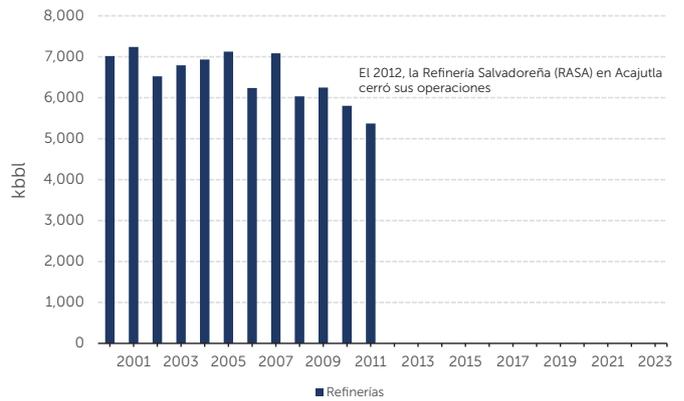
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 7,625 GWh



Oferta total de petróleo

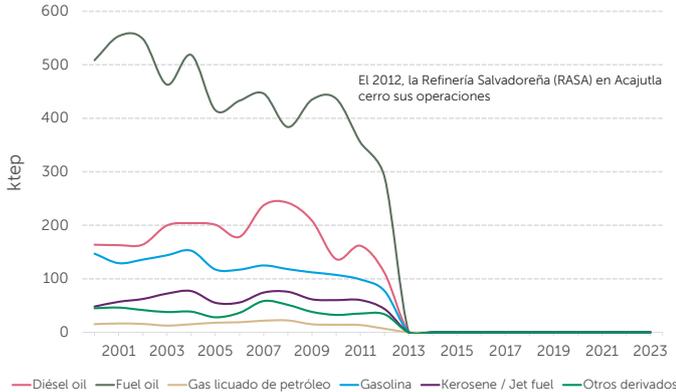


Demanda interna de petróleo

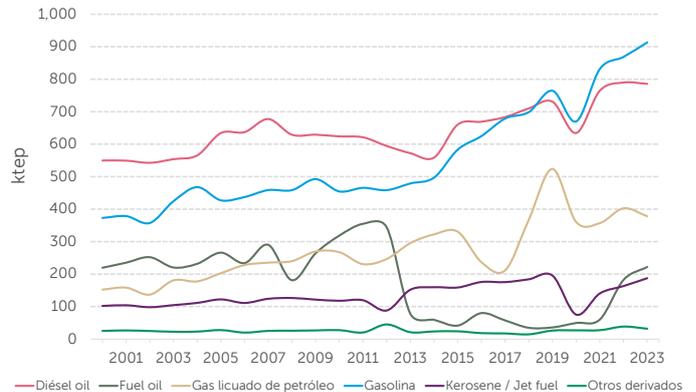


EL SALVADOR

Producción derivados de petróleo

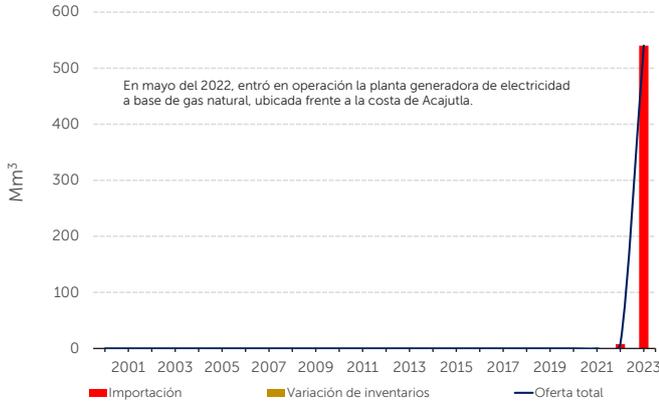


Consumo final derivados de petróleo

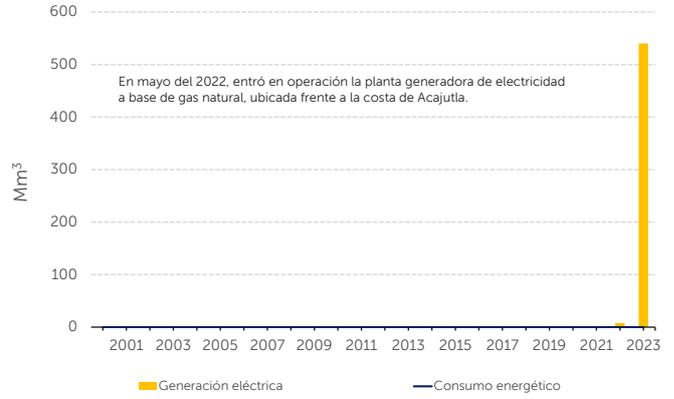




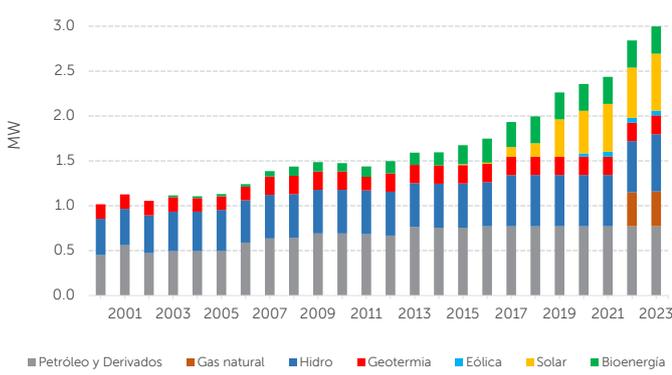
Oferta total de gas natural



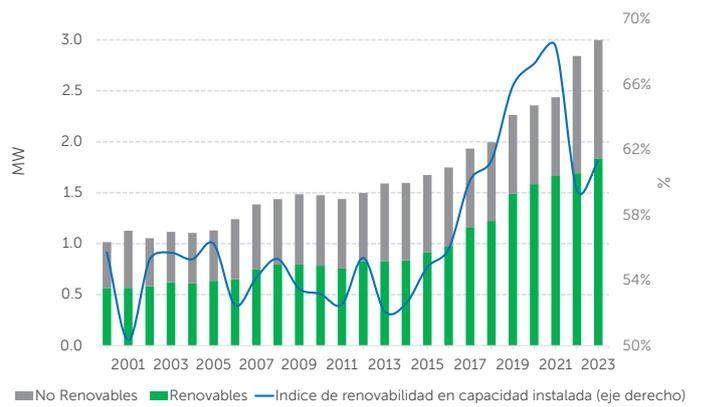
Demanda interna de gas natural



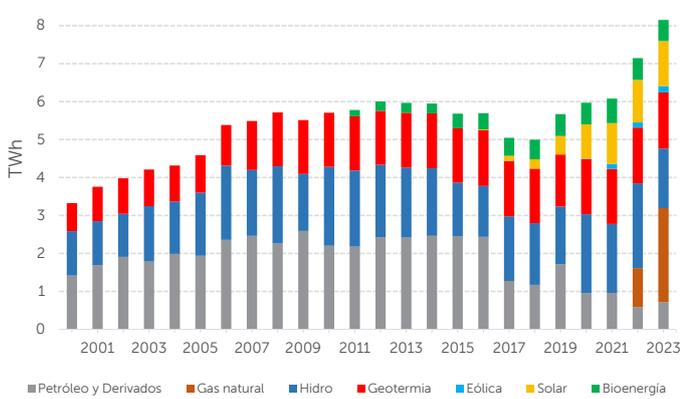
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



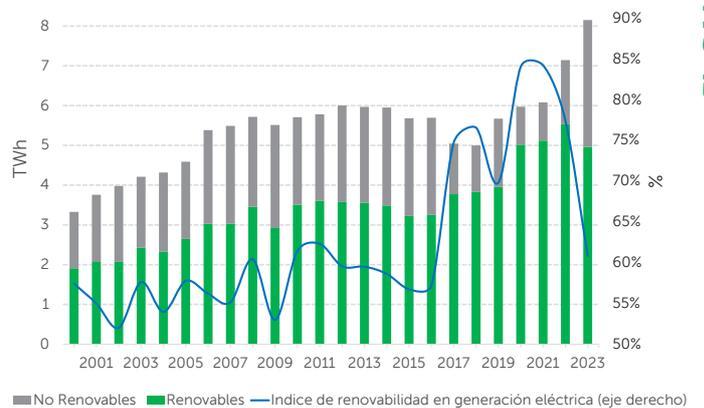
Capacidad instalada de generación eléctrica



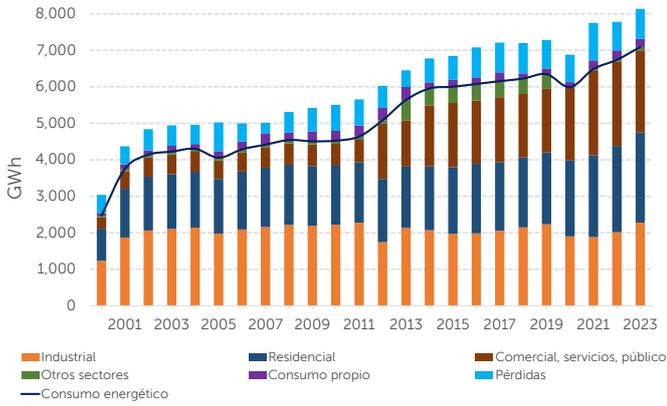
Generación eléctrica por Fuente



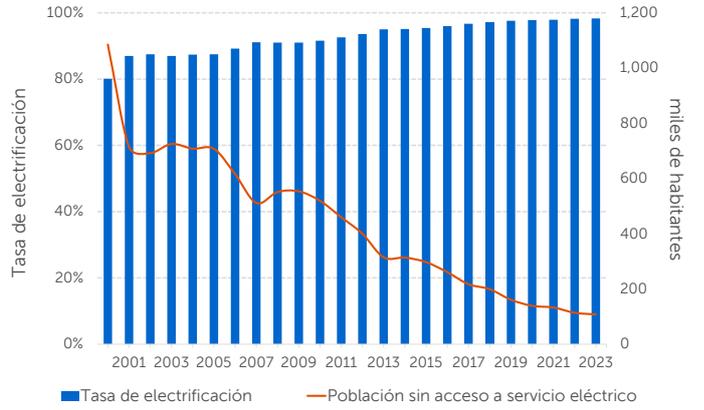
Generación eléctrica



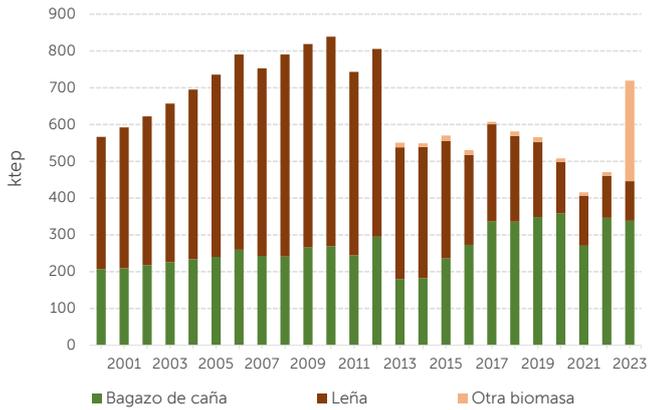
Demanda interna de electricidad



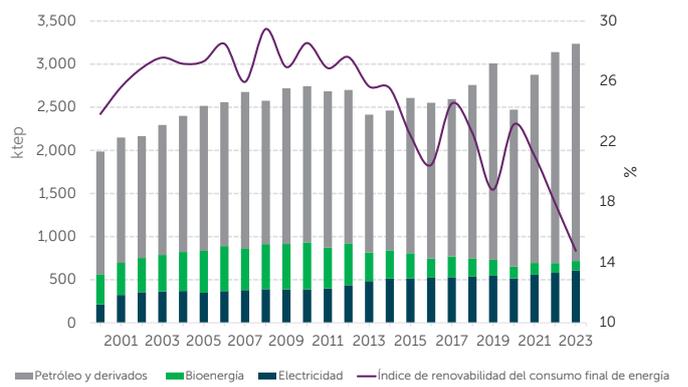
Tasa de electrificación



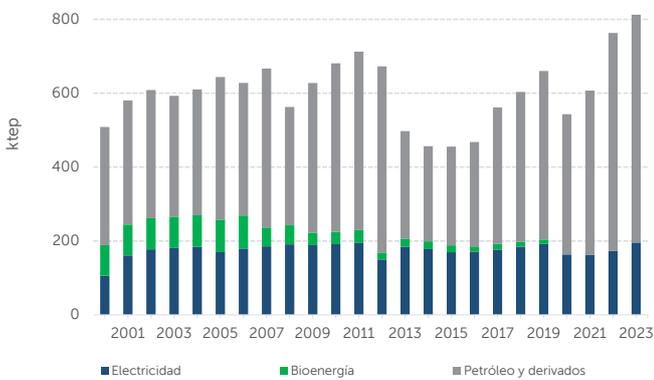
Producción de biomasa y biocombustibles



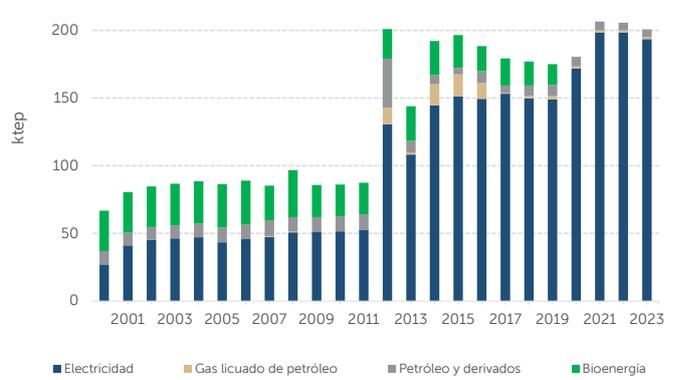
Consumo final de energía por fuente de energía



Consumo final Industrial

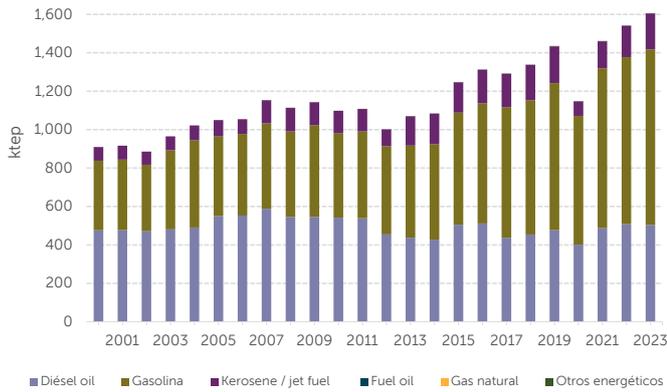


Consumo final Comercial

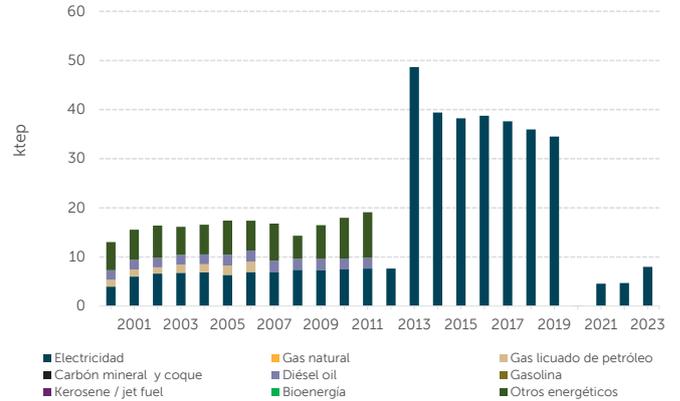




Consumo final Transporte



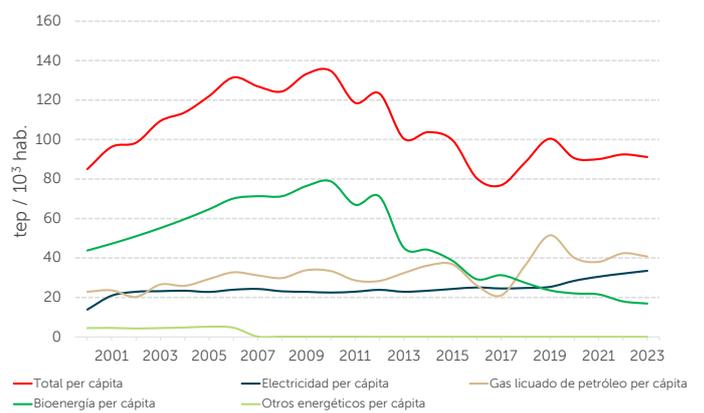
Consumo final de otros sectores



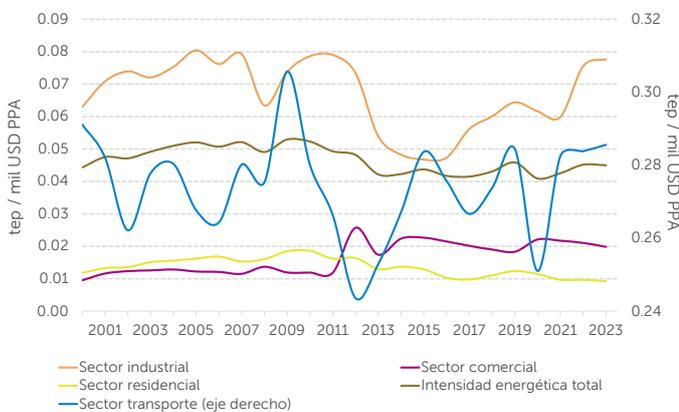
Consumo final Residencial



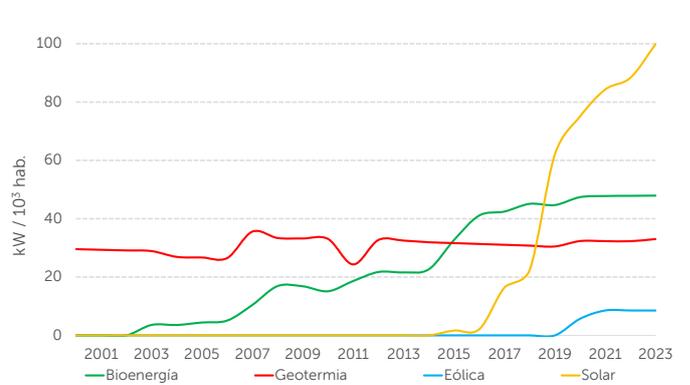
Consumo final per cápita Sector Residencial



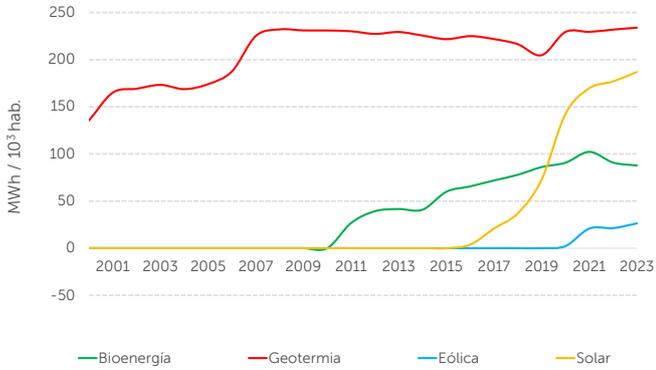
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



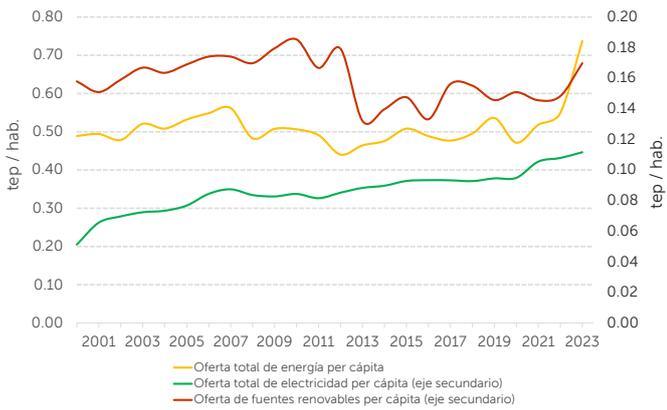
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



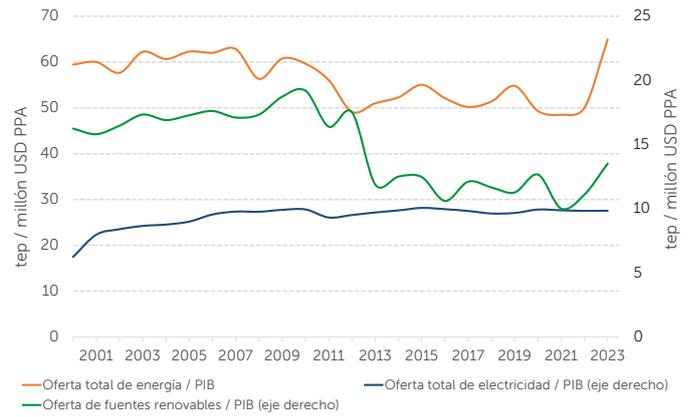
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



Oferta total de energía per cápita

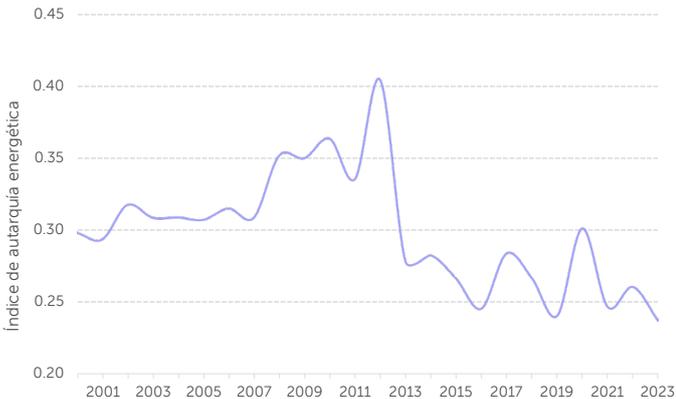


Oferta total de energía por unidad de PIB



EL SALVADOR

Índice de autarquía energética



Participación de la bioenergía en el consumo residencial

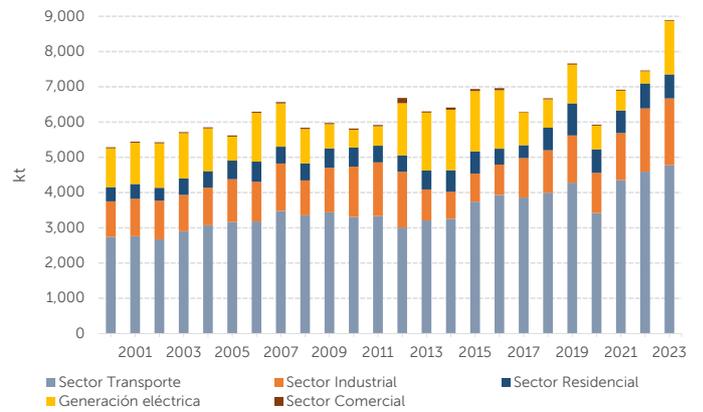




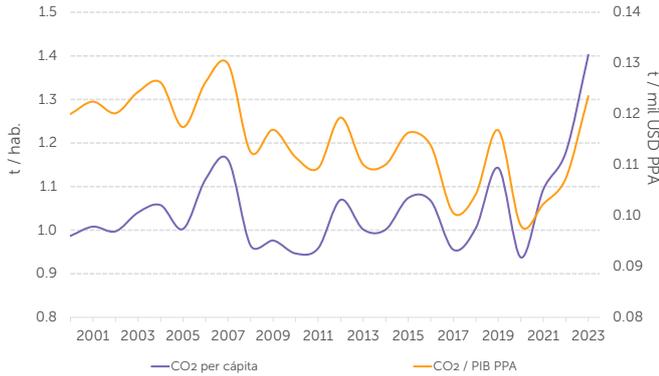
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



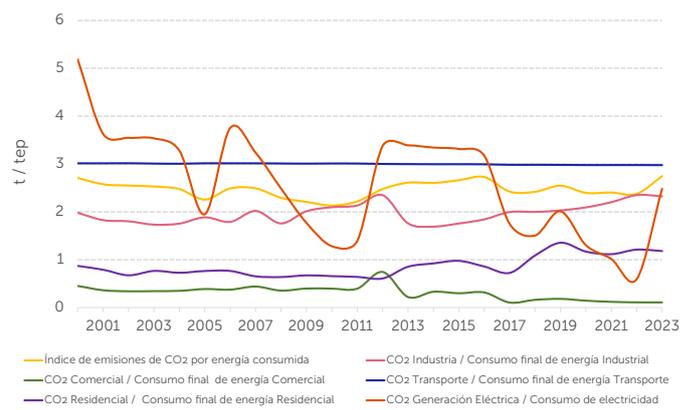
Emisiones de CO₂ por sector



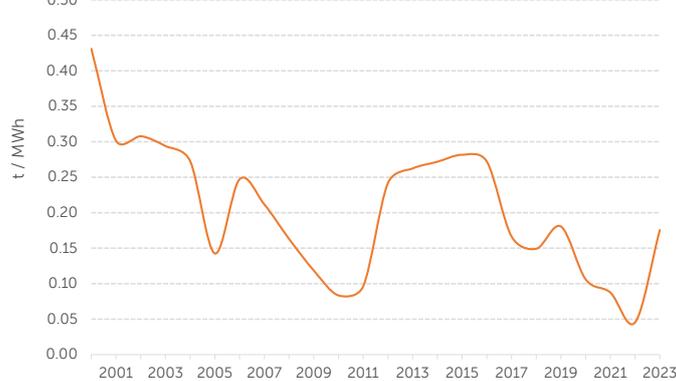
Emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





GRENADA

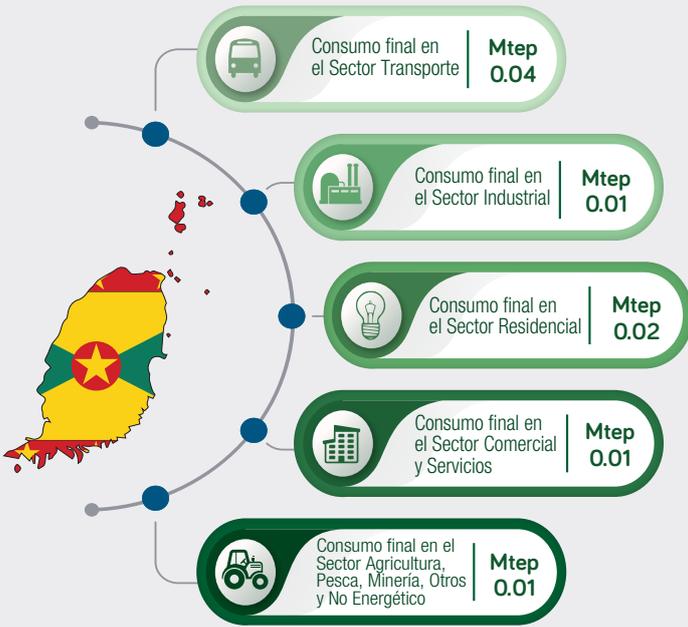


DATOS GENERALES 2023

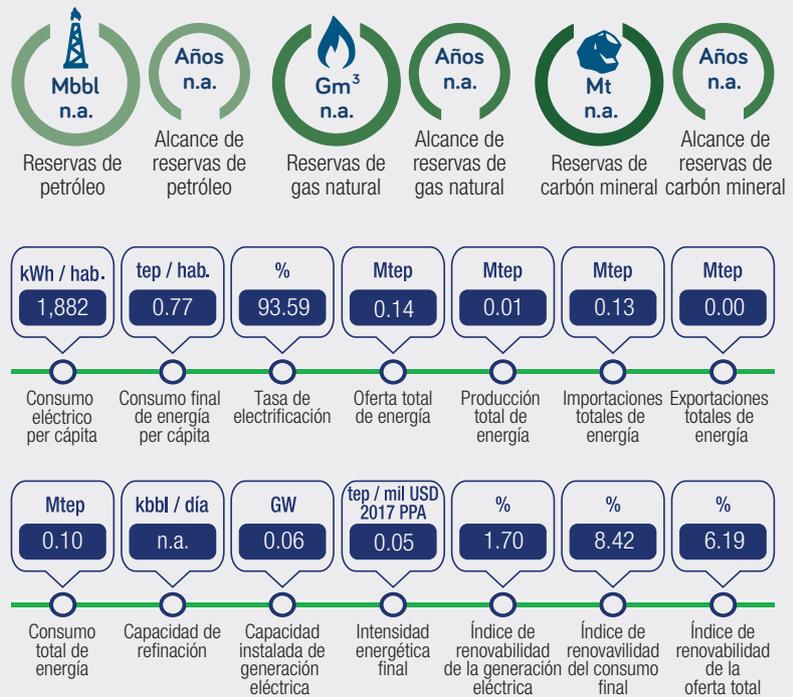
Población (mil hab.)	126 ¹
Superficie (km ²)	340
Densidad de población (hab. / km ²)	371
Población urbana (%)	37
PIB USD 2018 (MUSD)	1,102 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,008 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16

La oferta primaria de energía en este país está dada por la leña que tiene una participación de aproximadamente del 88%. El consumo final de energía en Grenada en su mayoría proviene del petróleo y sus derivados, seguidos de bioenergía y electricidad respectivamente. En el caso del sector residencial el principal energético empleado es la leña.

En cuanto a la producción de biomasa y biocombustibles en el período 2000 – 2023, se encuentra predominado por la leña y a partir del 2013, ha surgido la participación del bagazo de caña principalmente para generación eléctrica.



SECTOR ENERGÉTICO 2023

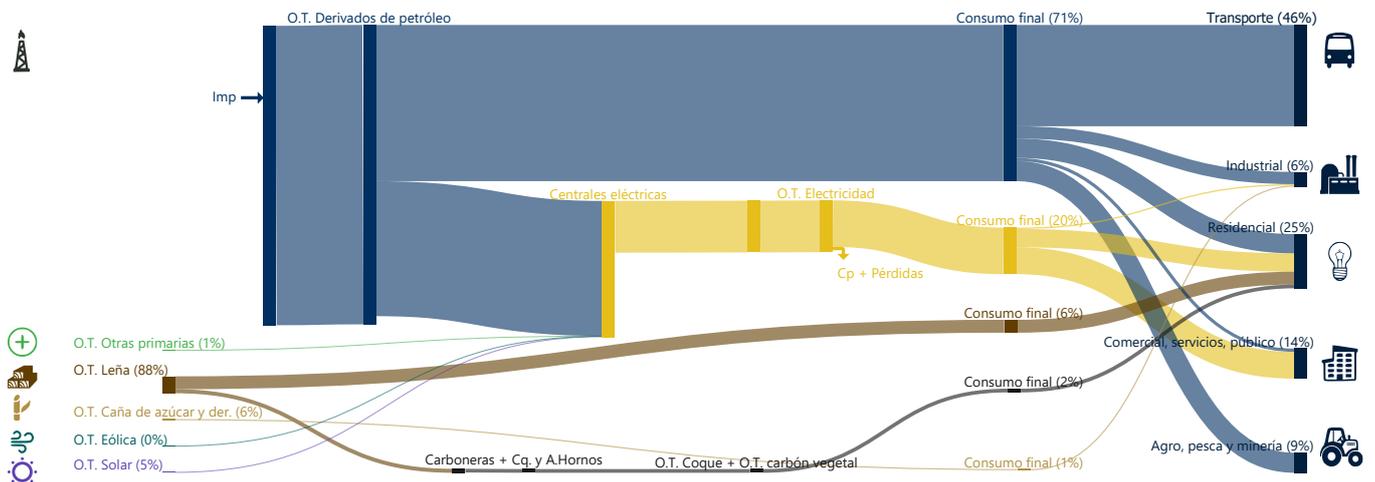


¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

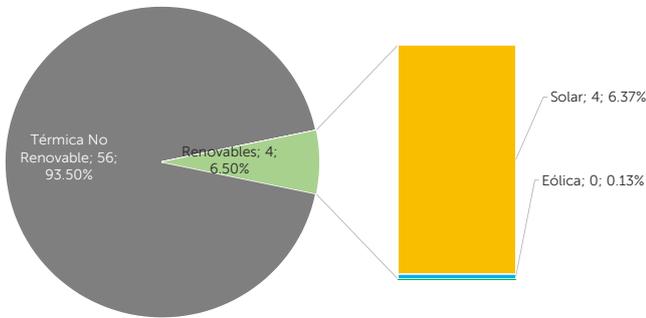
Nota: Los datos de oferta y demanda al año 2023 presentados corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023

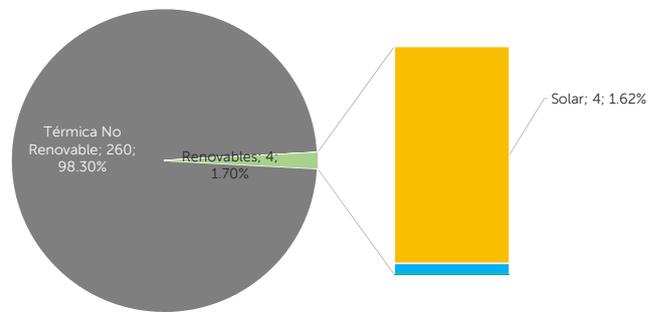




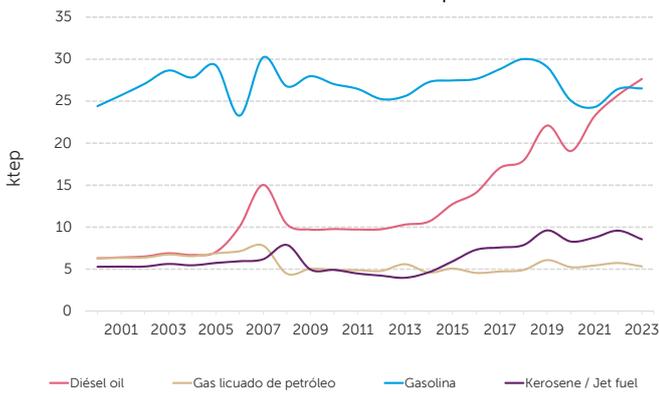
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 59 MW



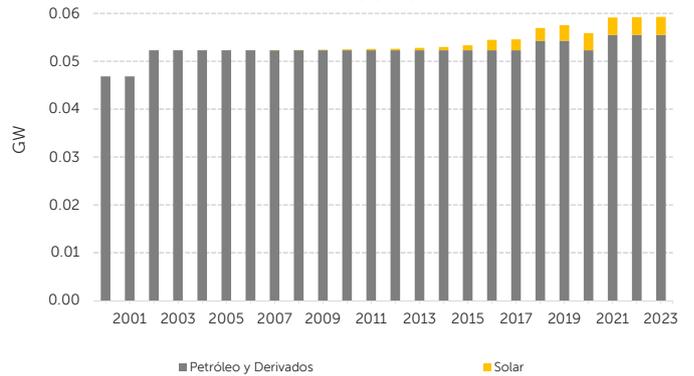
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 264 GWh



Consumo derivados de petróleo

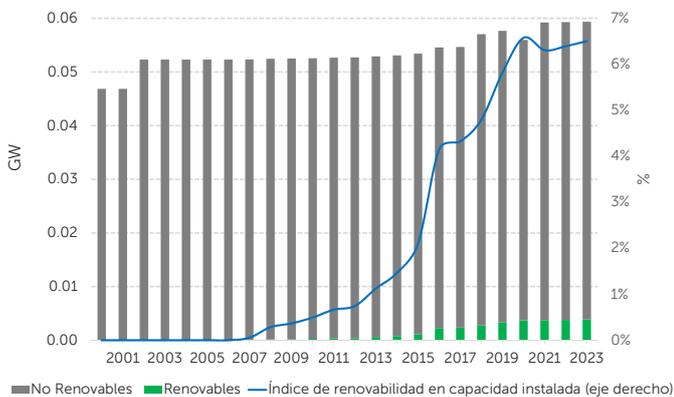


Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

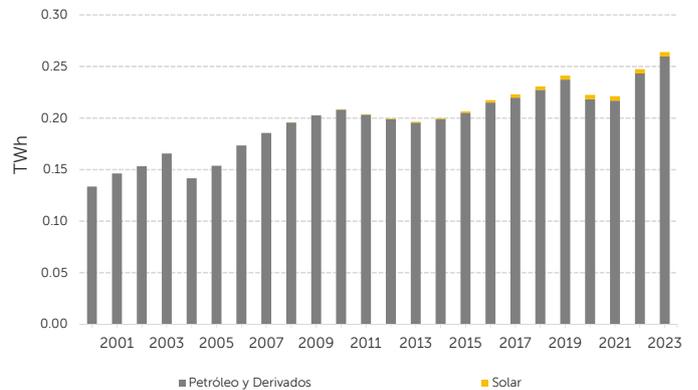


GRENADA

Capacidad instalada de generación eléctrica

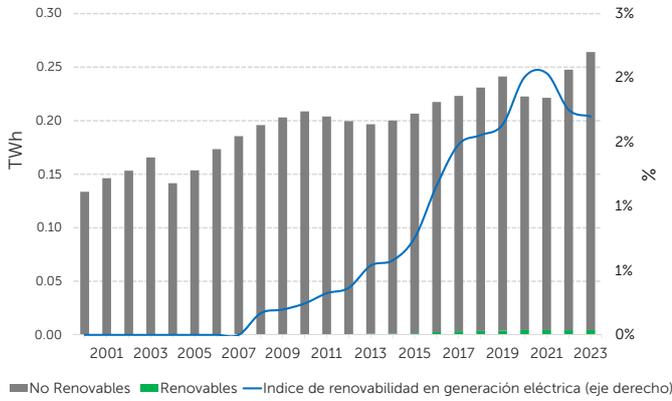


Generación eléctrica por Fuente

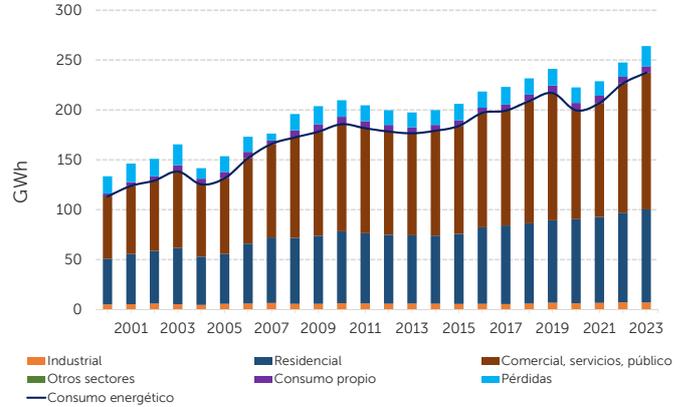




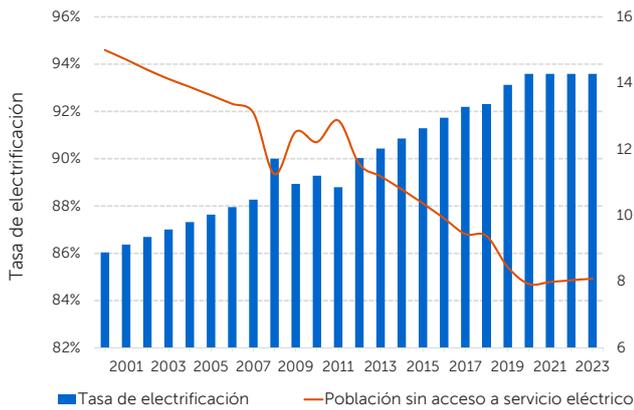
Generación eléctrica



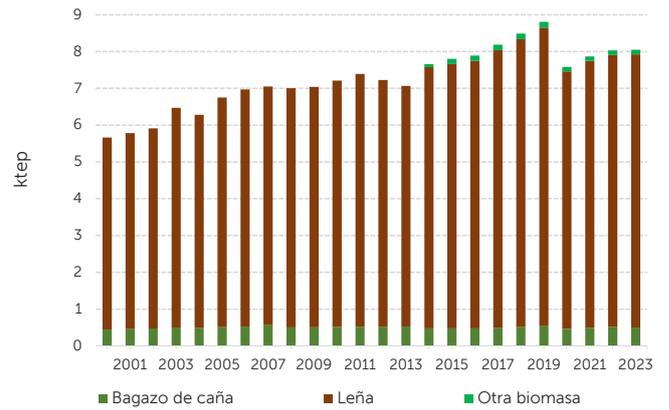
Demanda interna de electricidad



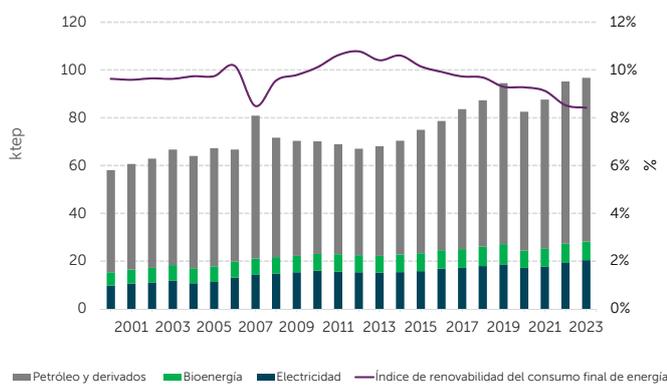
Tasa de electrificación



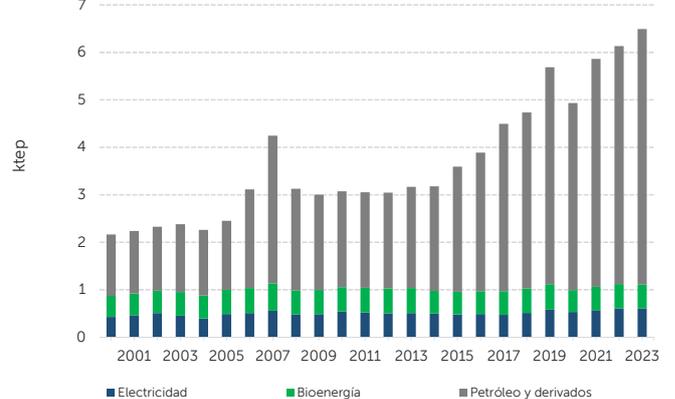
Producción de biomasa



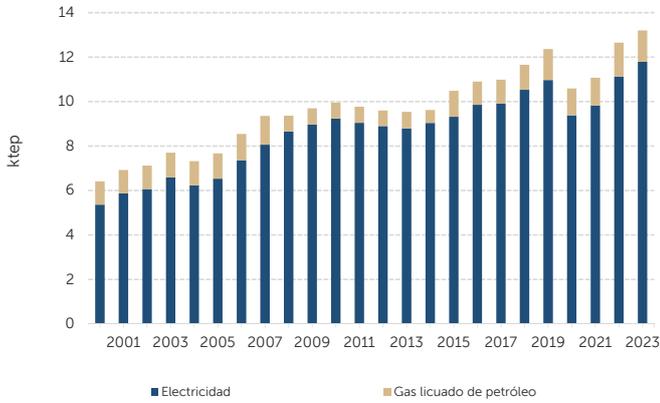
Consumo final de energía por fuente de energía



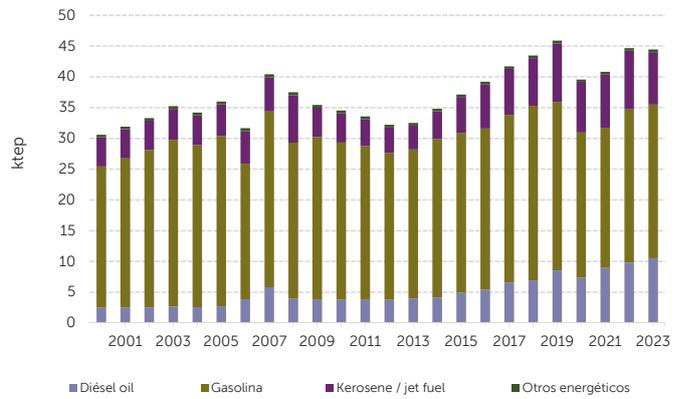
Consumo final Industrial



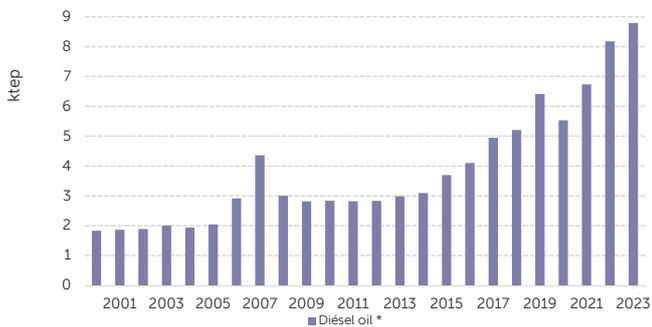
Consumo final Comercial



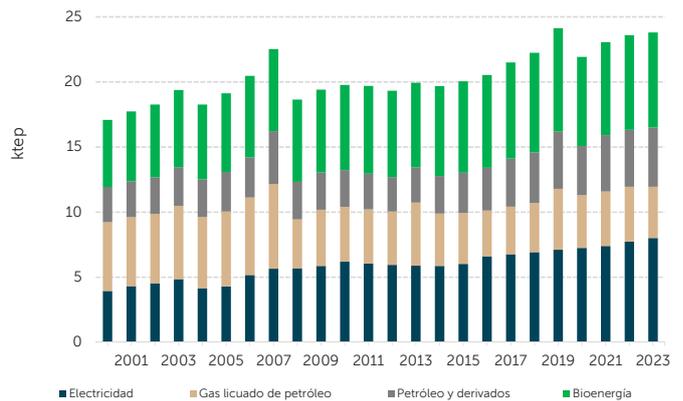
Consumo final Transporte



Consumo final de otros sectores



Consumo final Residencial

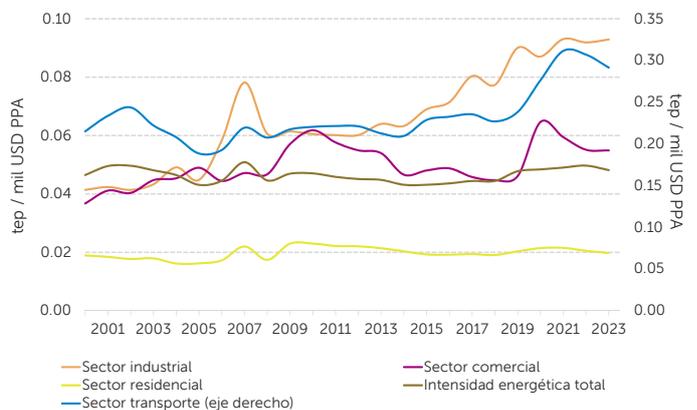


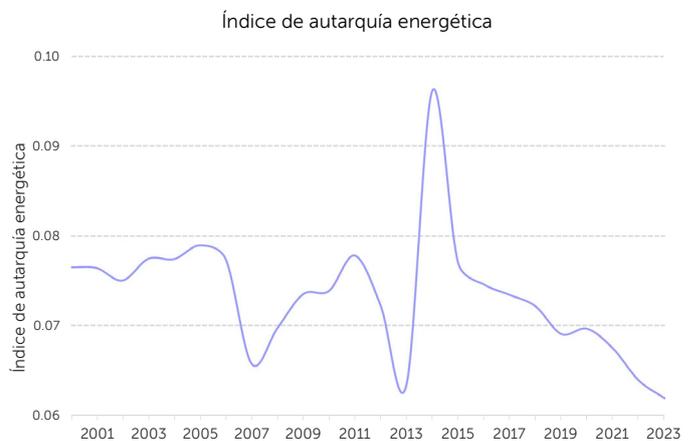
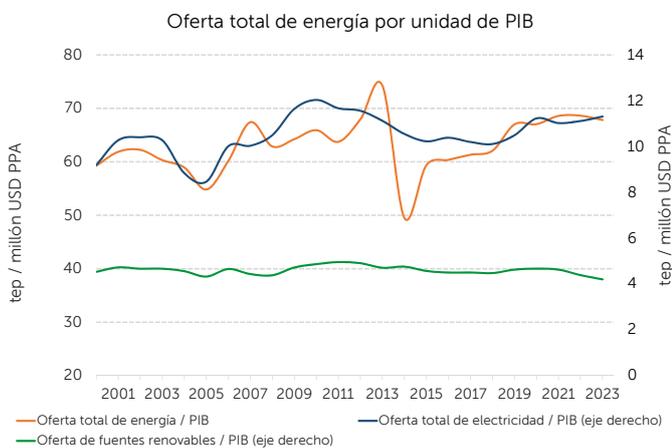
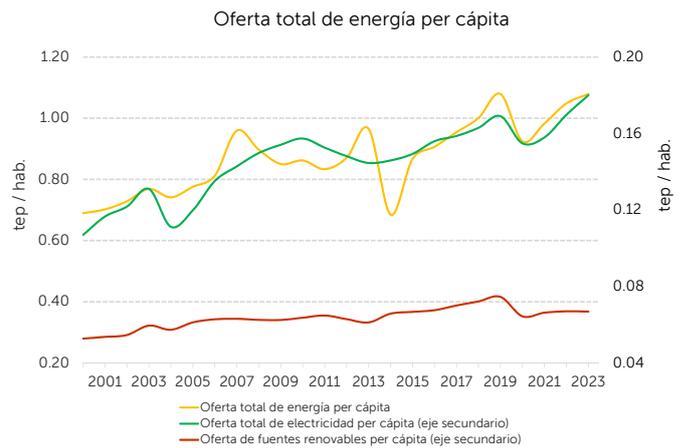
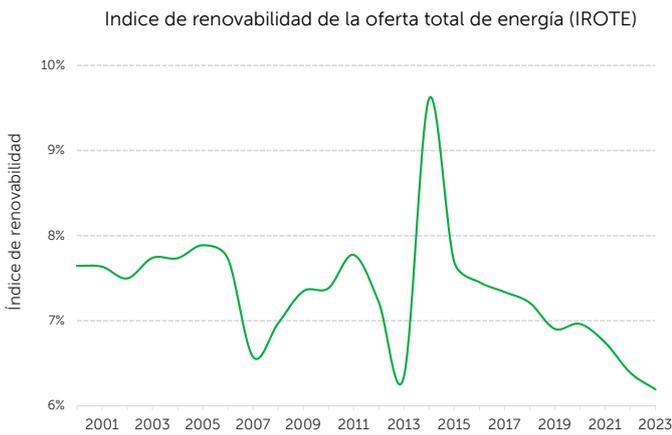
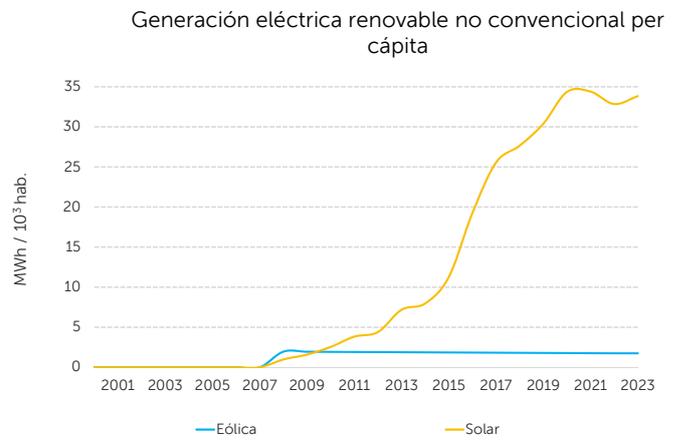
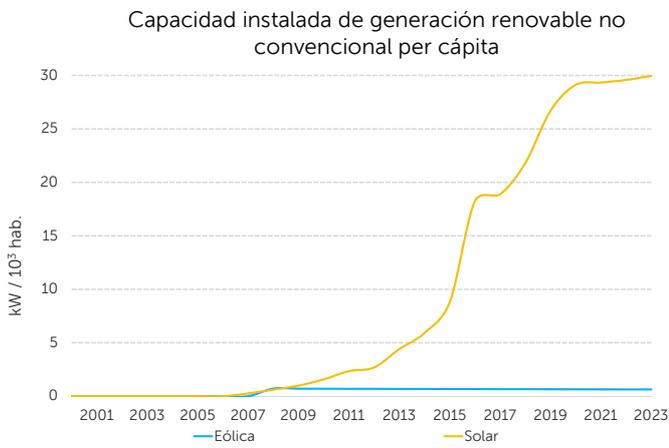
GRENADA

Consumo final per cápita Sector Residencial



Intensidades energéticas sectoriales

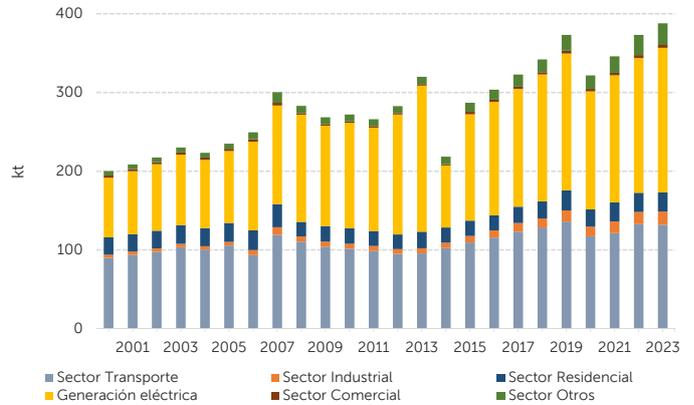




Participación de la bioenergía en el consumo residencial



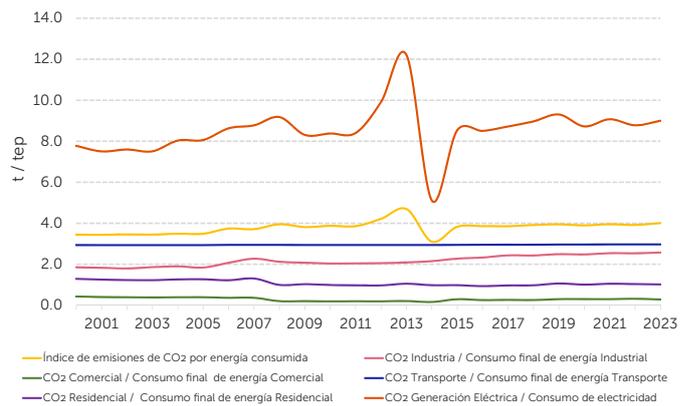
Emissiones de CO₂ por sector



Emissiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





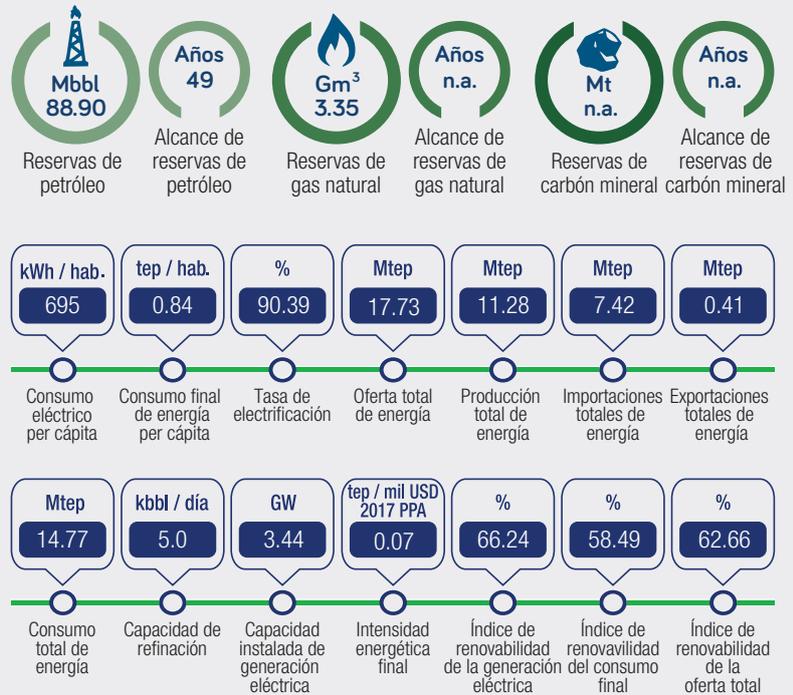
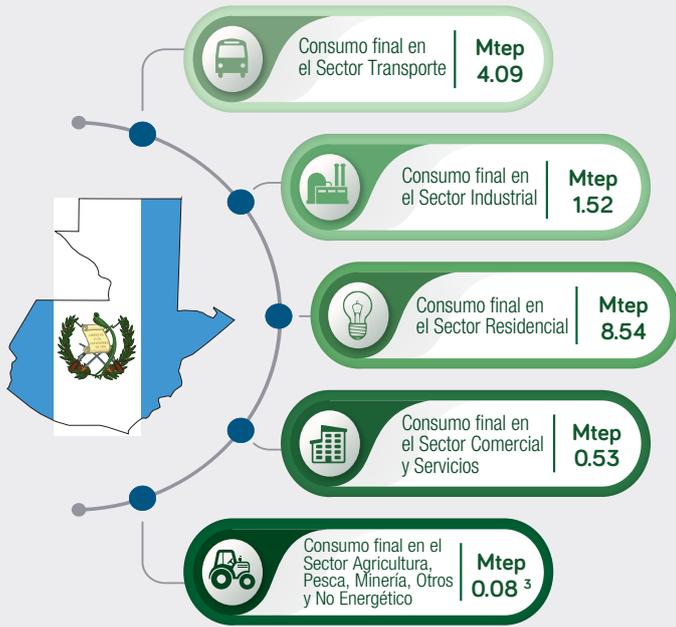
GUATEMALA

DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	17,602
Superficie (km ²)	108,889
Densidad de población (hab. / km ²)	162
Población urbana (%)	53
PIB USD 2018 (MUSD)	87,160 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	223,183 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12.7

En Guatemala, la principal fuente de energía primaria es la leña, alcanzando el 2023, los 7.9 Mtep de oferta, que representa el 67% de la oferta total primaria, seguido del bagazo de caña con un 18%. La demanda de energía secundaria corresponde en su mayoría a derivados de petróleo, la cual es cubierta en su mayoría con las importaciones, que para el 2023, representó el 85% del total de importaciones que llegaron a los 7.42 Mtep. En cuanto a la generación eléctrica para el 2023, el 66.2% fue a partir de fuentes renovable, gracias al uso de una variedad de fuentes alternativas en la que sobresalen la hidroenergía y bioenergía, con un 45.6% y 13.5%, el resto corresponde a geotermia, eólica y solar. El sector residencial es el de mayor demanda energética con un 58% del consumo final total de 14.7 Mtep, siendo cubierto casi en su totalidad con leña.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

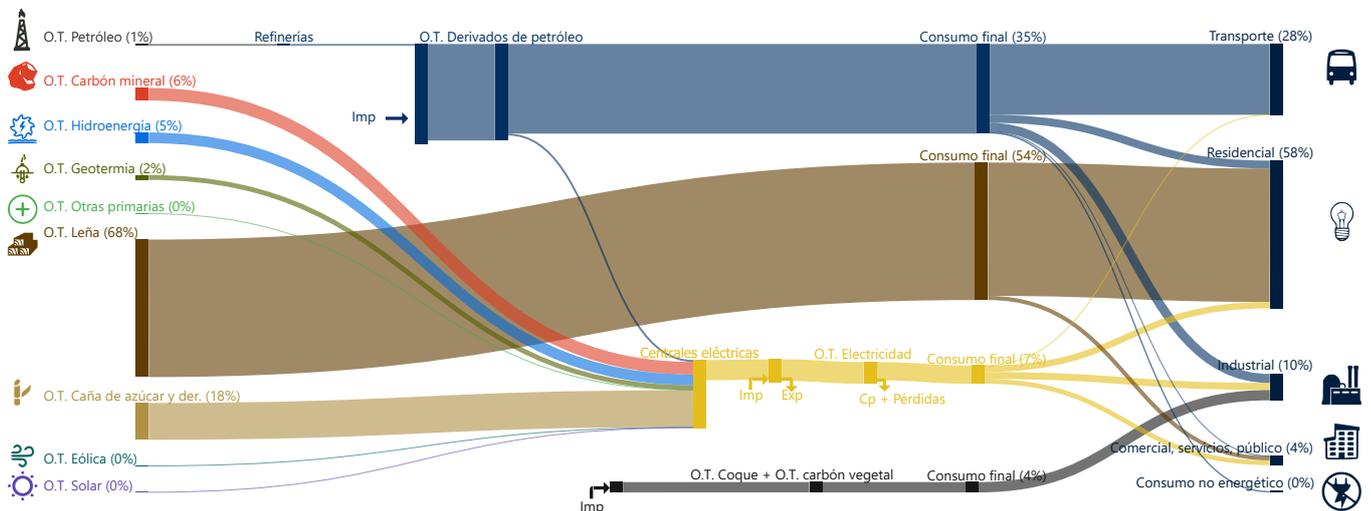


¹ Fuente: CEPAL.

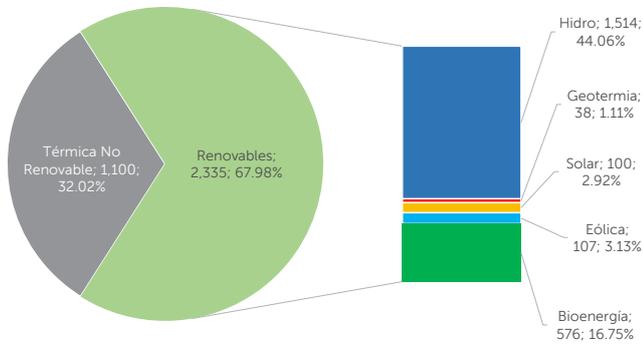
² Fuente: Banco Mundial.

³ Incluye consumo no energético.

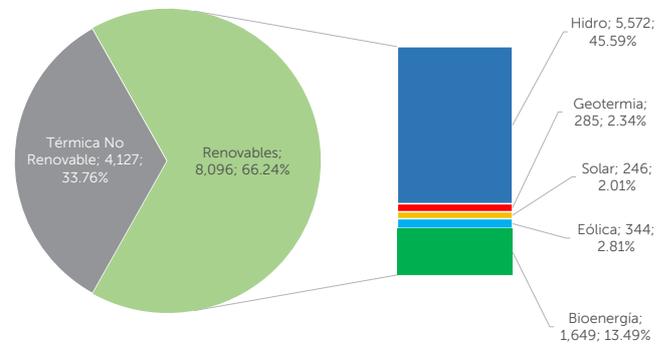
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



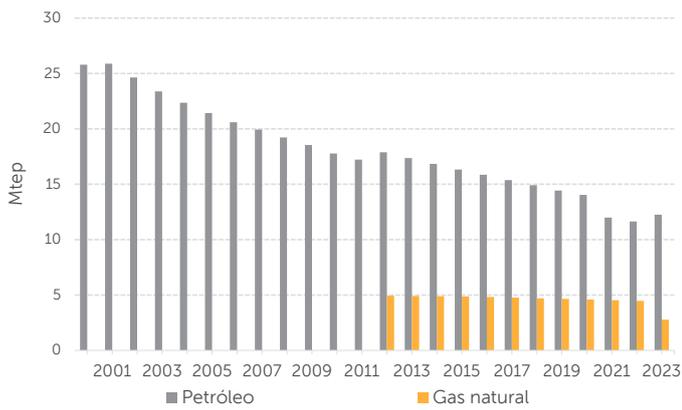
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 3,435 MW



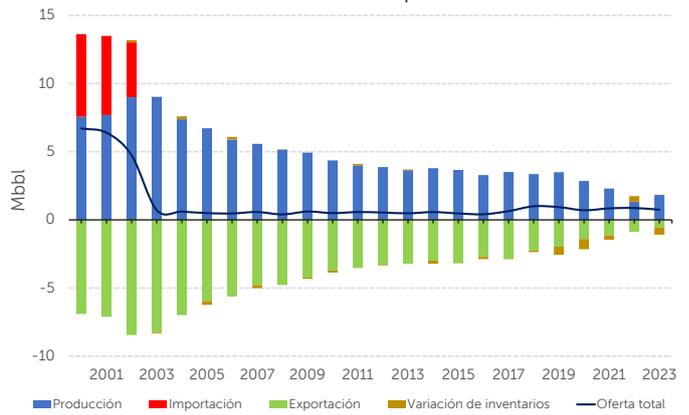
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 12,223 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

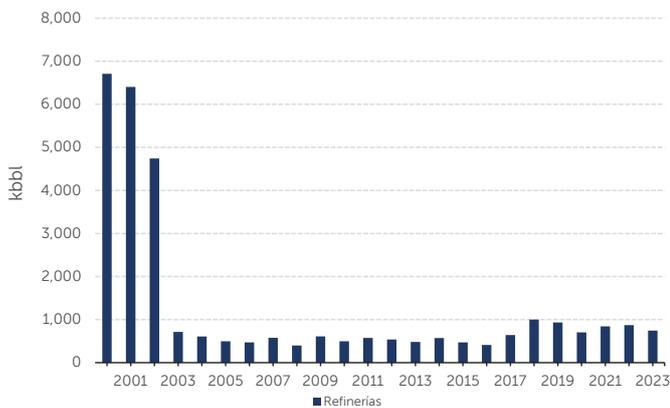


Oferta total de petróleo

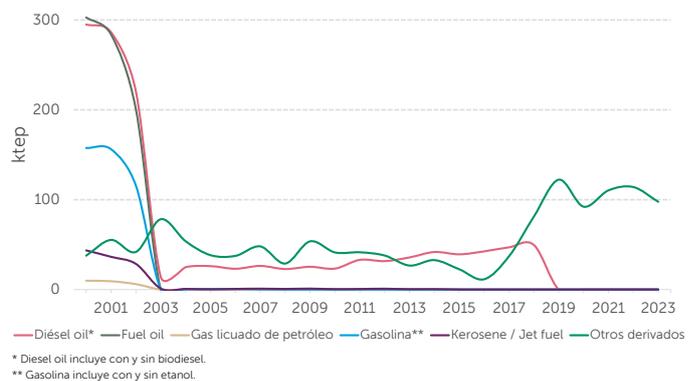


GUATEMALA

Demanda interna de petróleo



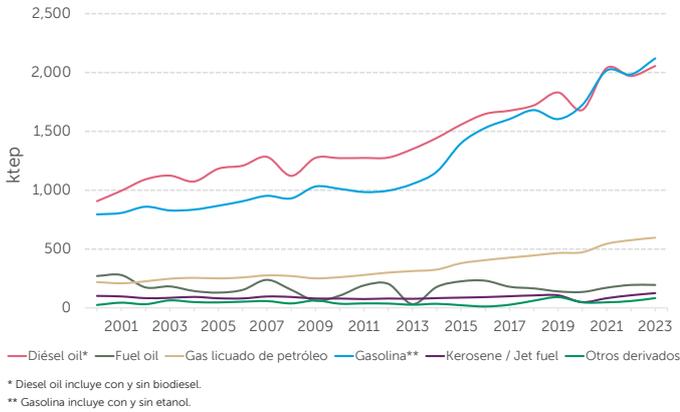
Producción derivados de petróleo



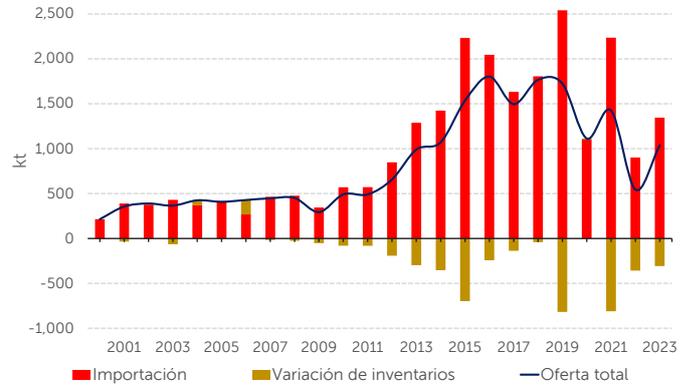
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.



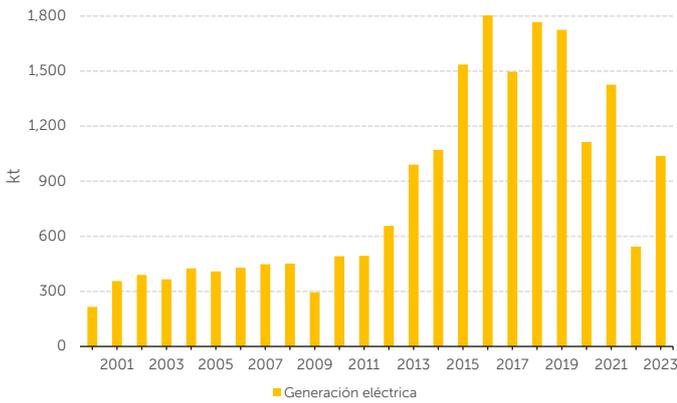
Consumo derivados de petróleo



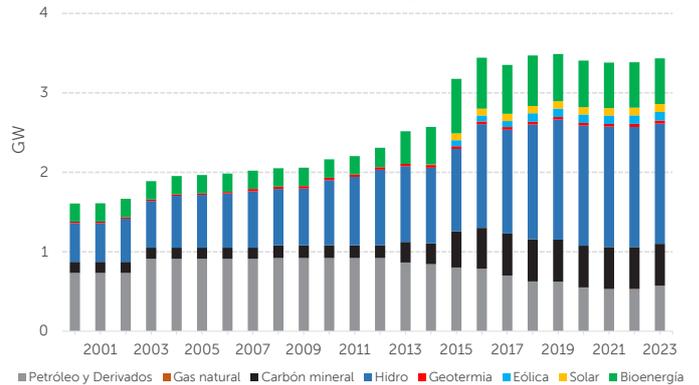
Oferta total de carbón mineral



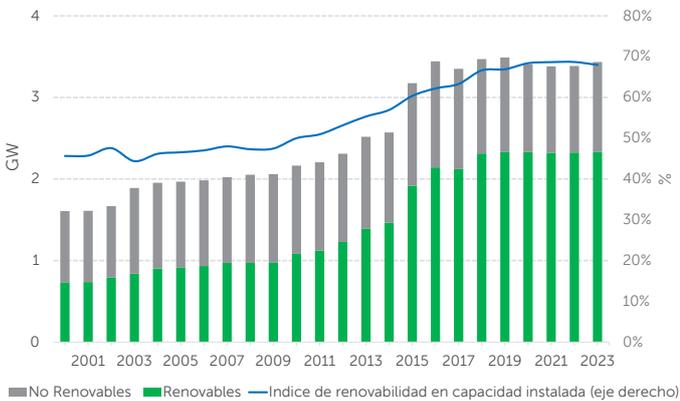
Demanda interna de carbón mineral



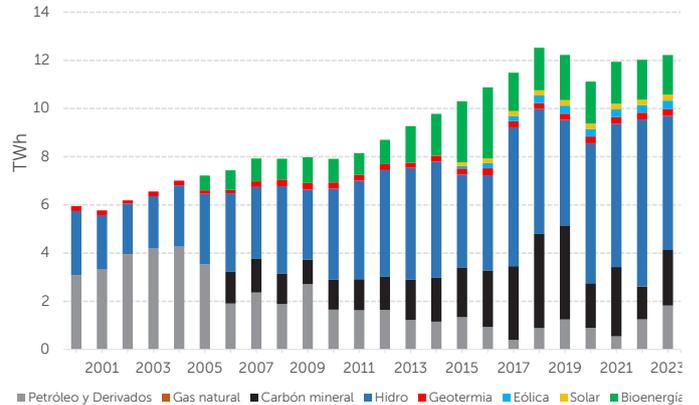
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



Capacidad instalada de generación eléctrica

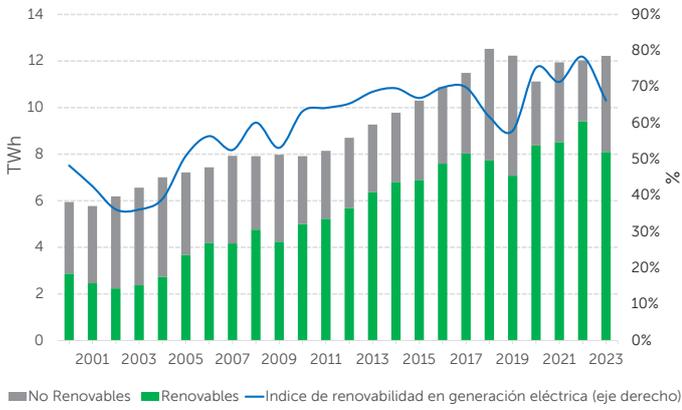


Generación eléctrica por Fuente

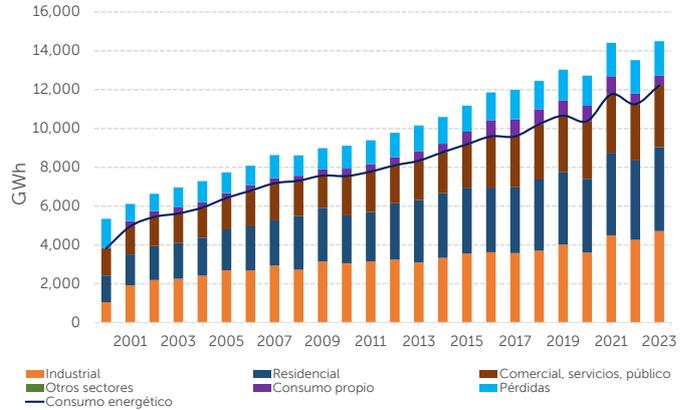




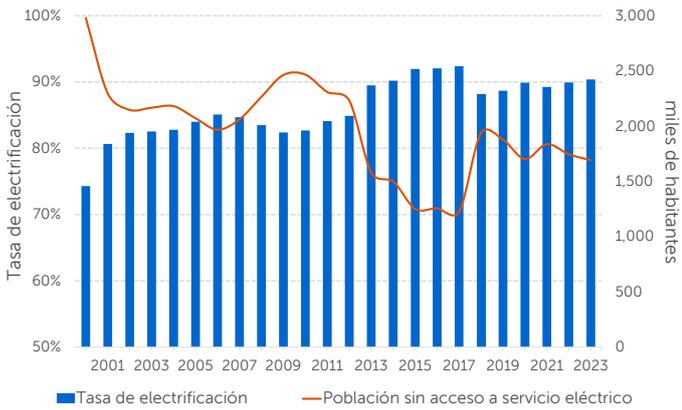
Generación eléctrica



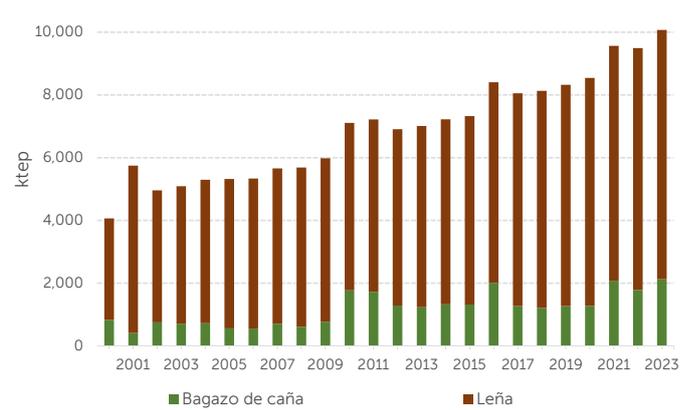
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

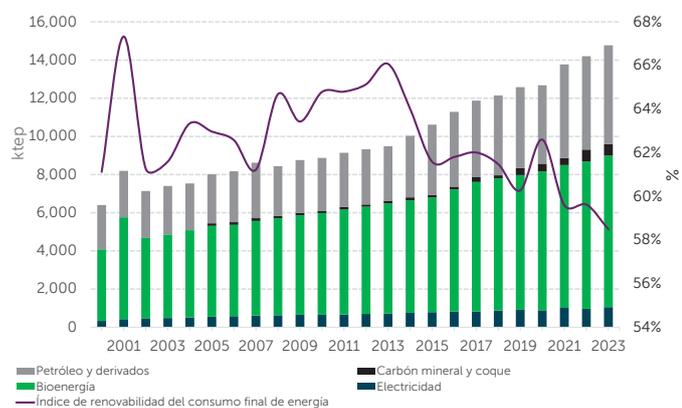


Producción de biomasa y biocombustibles

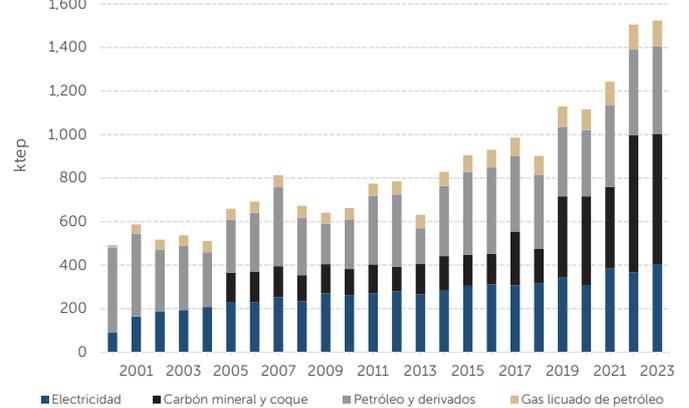


GUATEMALA

Consumo final de energía por fuente de energía

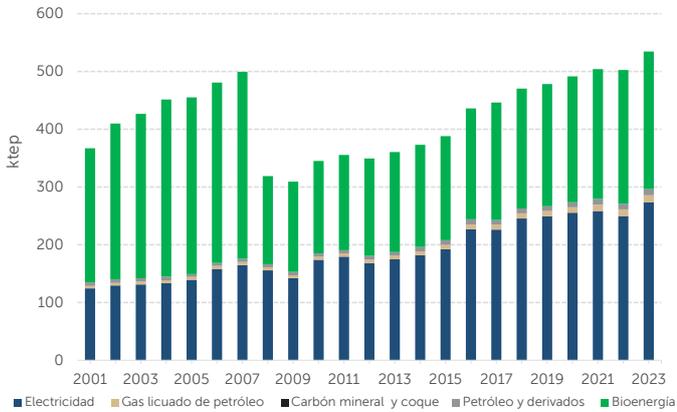


Consumo final Industrial

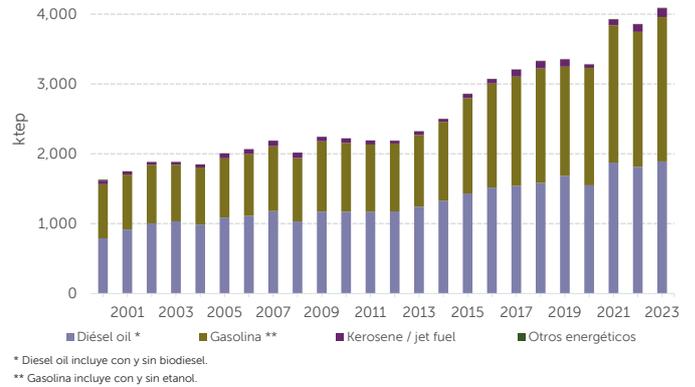




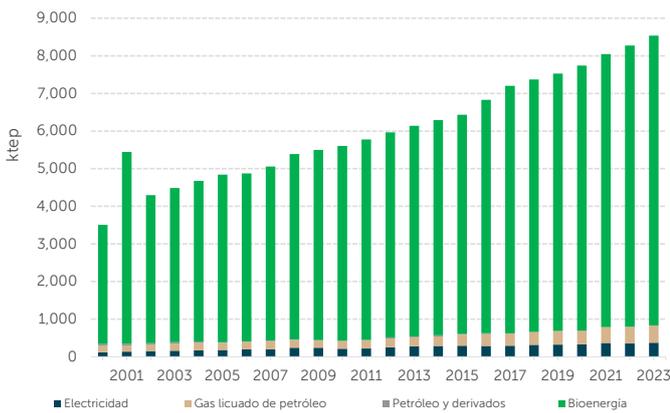
Consumo final Comercial



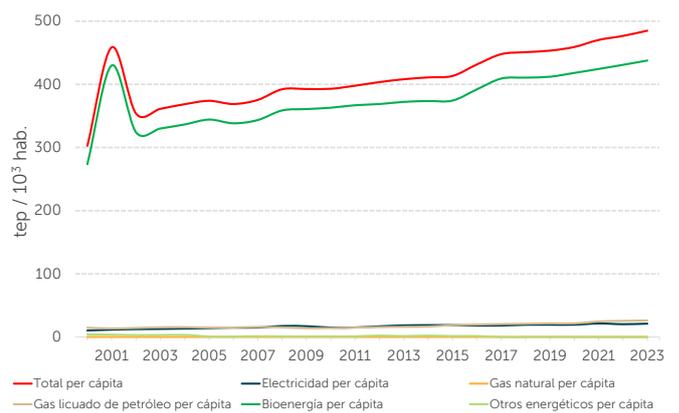
Consumo final Transporte



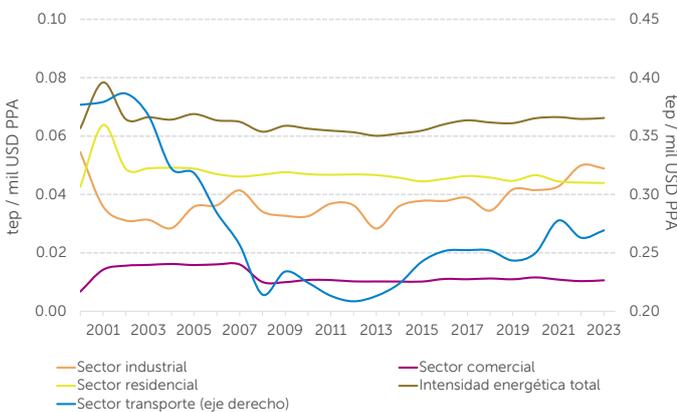
Consumo final Residencial



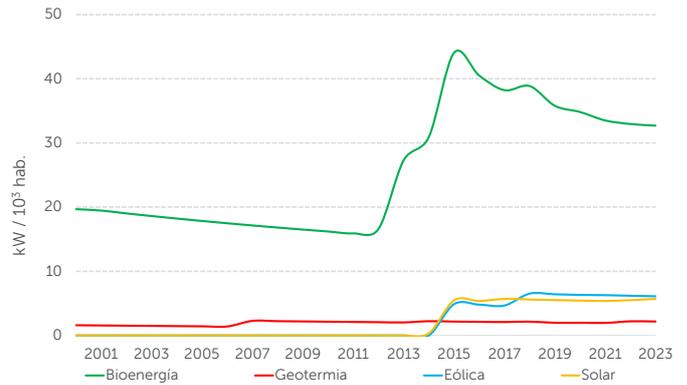
Consumo final per cápita Sector Residencial



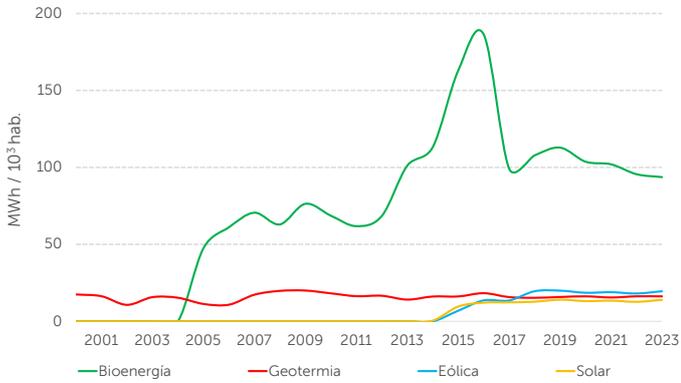
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



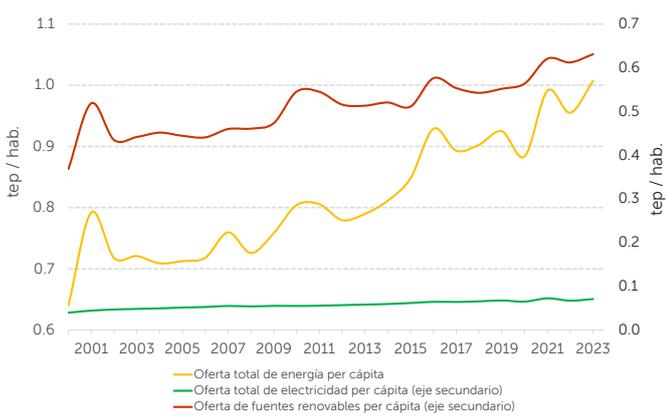
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



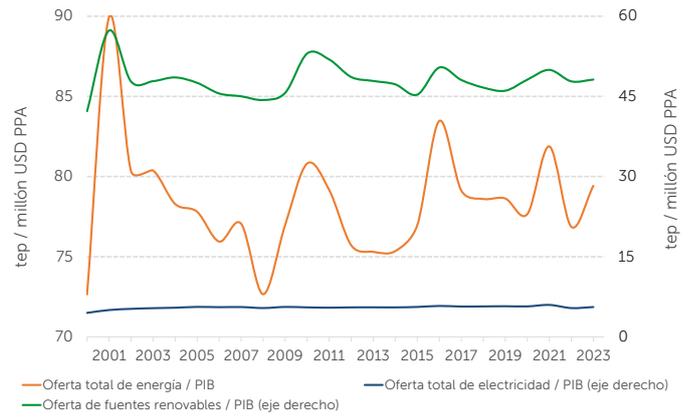
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



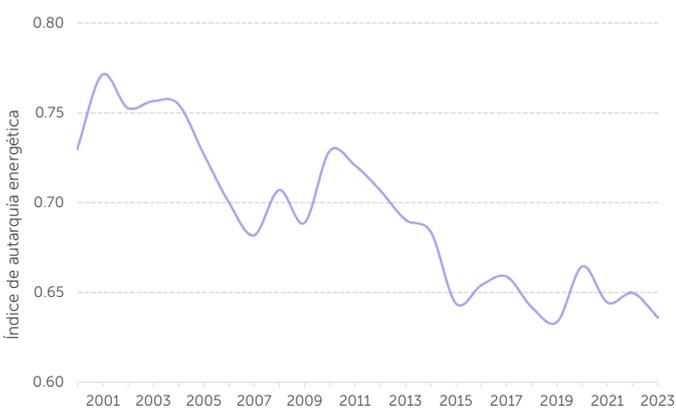
Oferta total de energía per cápita



Oferta total de energía por unidad de PIB

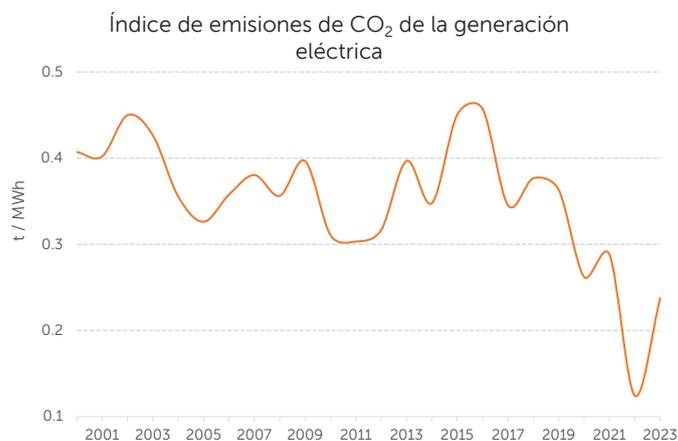
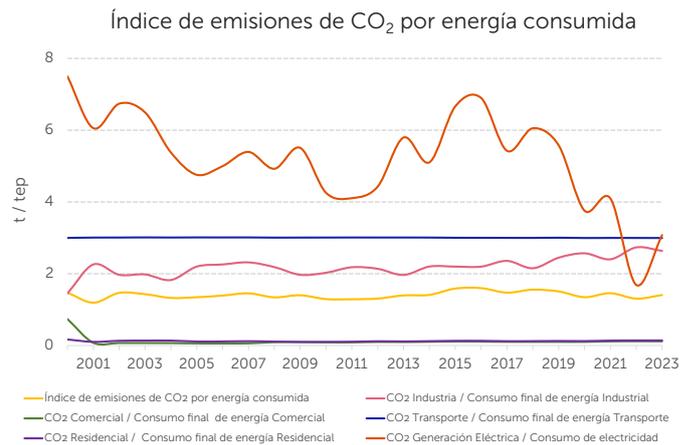
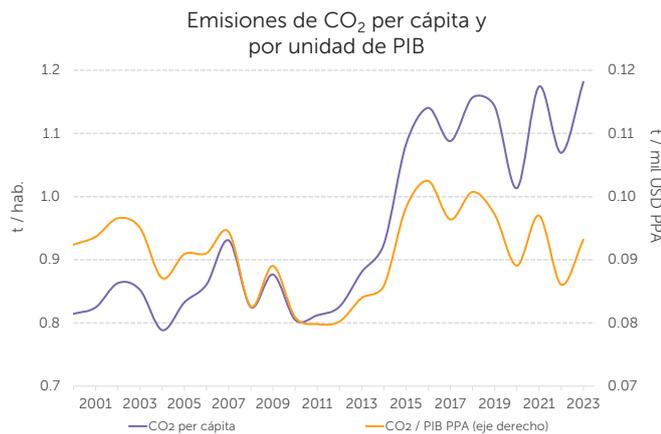
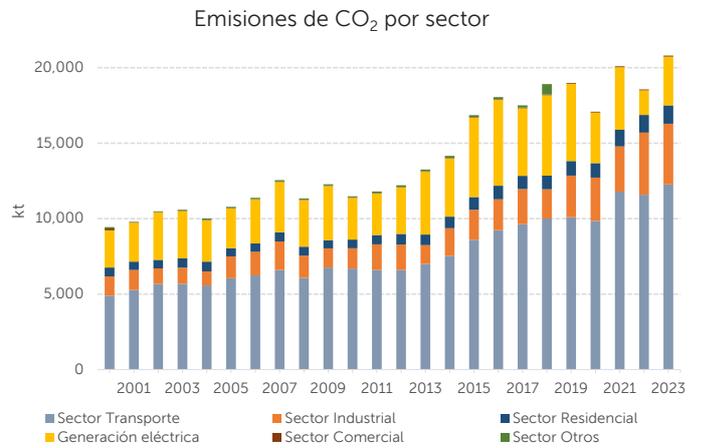


Índice de autarquía energética



Participación de la bioenergía en el consumo residencial







GUYANA



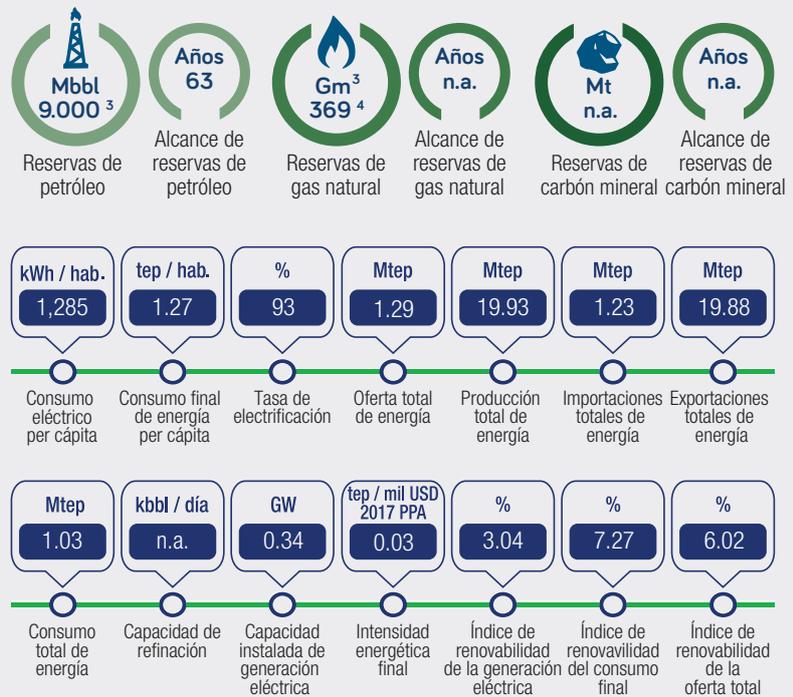
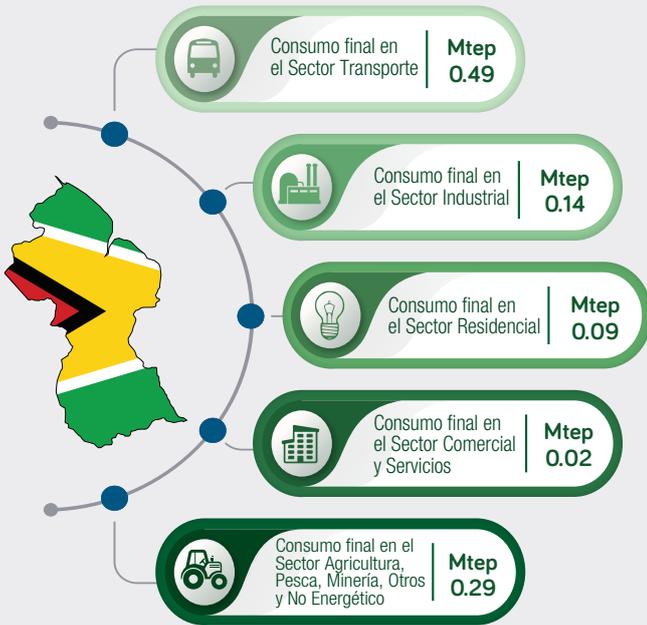
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	814 ¹
Superficie (km ²)	214,970
Densidad de población (hab. / km ²)	4
Población urbana (%)	27
PIB USD 2018 (MUSD)	8,849 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	38,734 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	48

A partir del año 2020 Guyana empezó a producir petróleo y a exportarlo en su totalidad. Con respecto a la importación de gas natural este país inició a importarlo a partir de 2018 y a utilizarlo para generar energía eléctrica.

En el 2023, Guyana puso en marcha un parque solar de 1.5 MW en Bartica, Región 7, con el cual se reducirá el consumo de diésel en 4,500 barriles al año y disminuirá las emisiones de CO₂ en 1.5 millones de kilogramos.

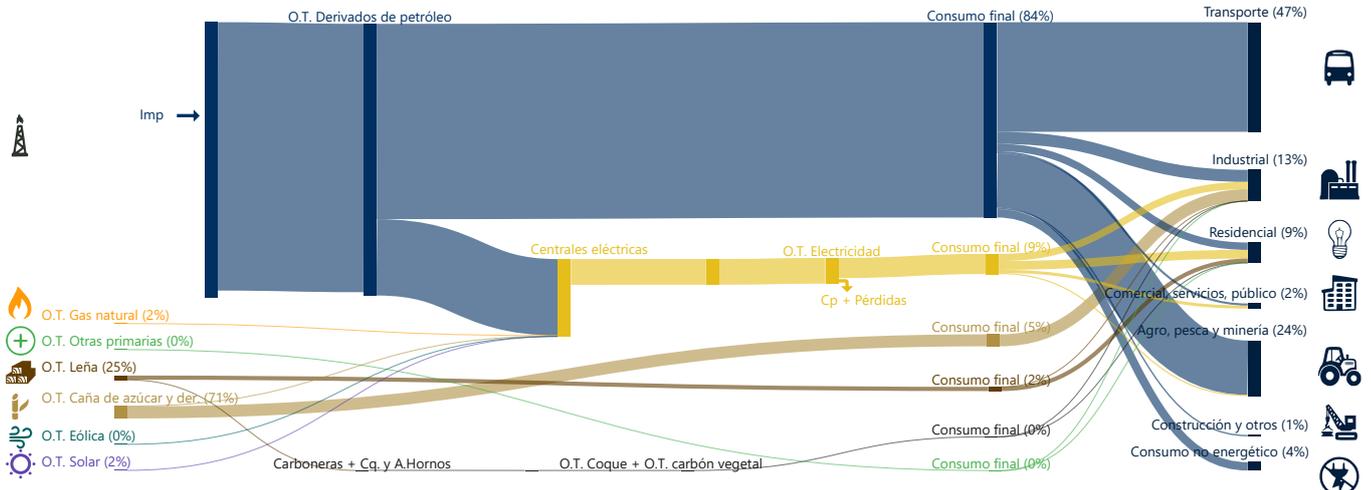
SECTOR ENERGÉTICO 2023



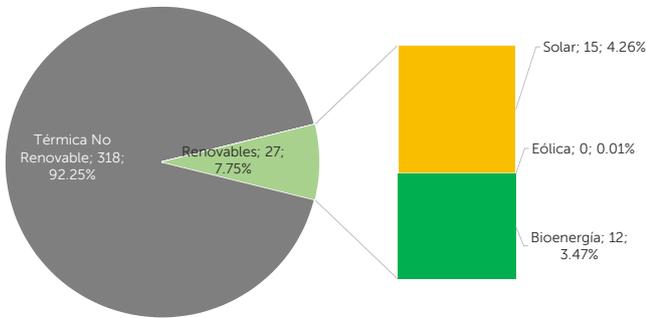
¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.
³ Fuente: Ministerio de Recursos Naturales.
⁴ Dato correspondiente al 2019.

Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023 presentados, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

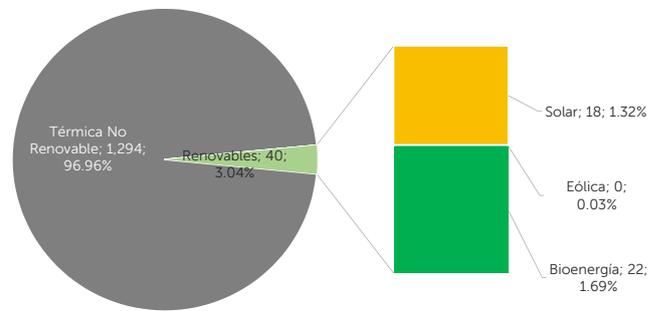
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



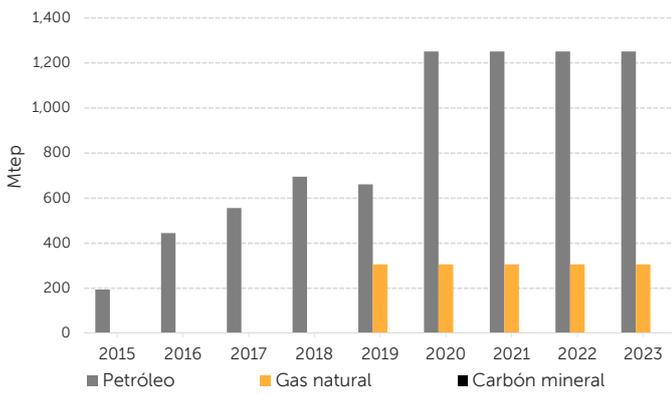
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 345 MW



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 1,334 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

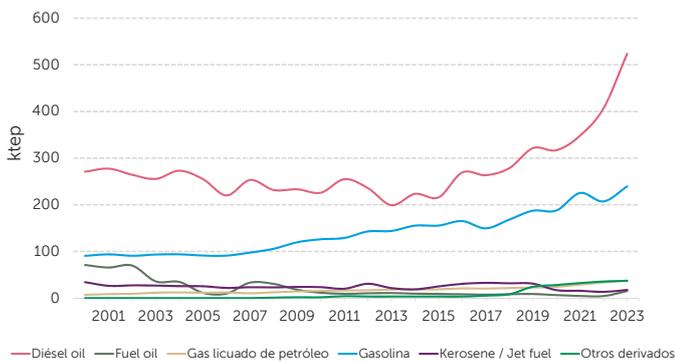


Oferta total de petróleo

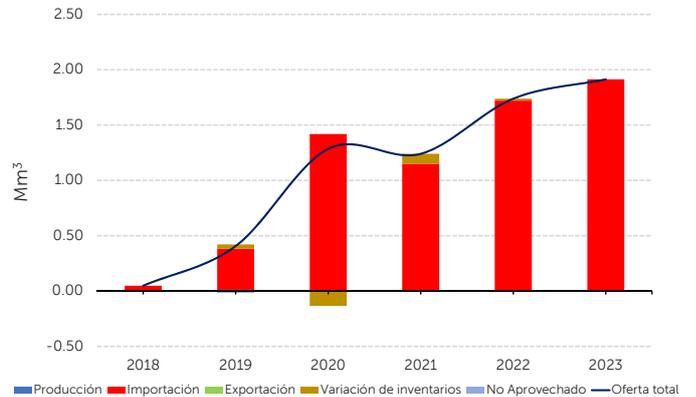


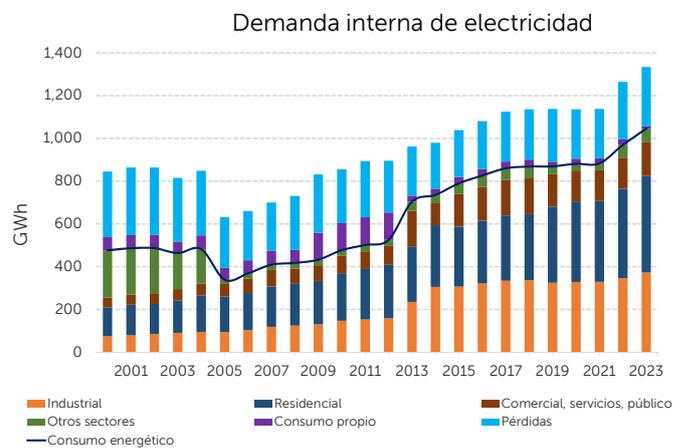
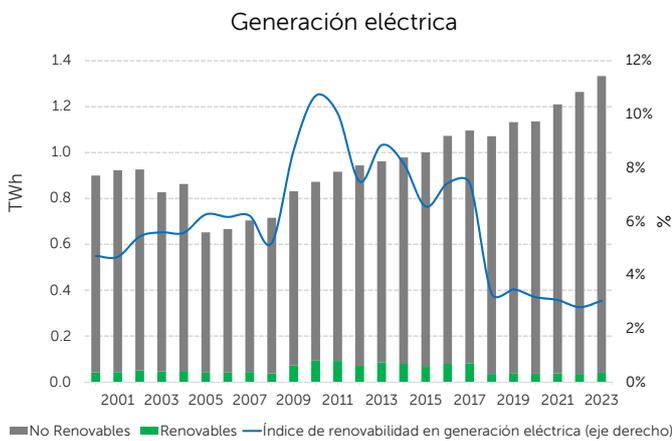
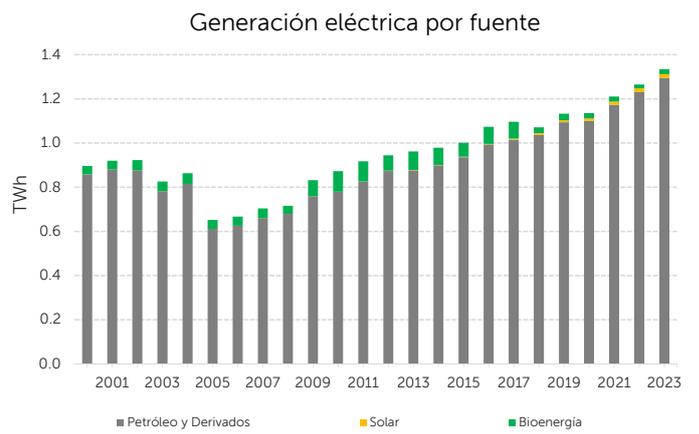
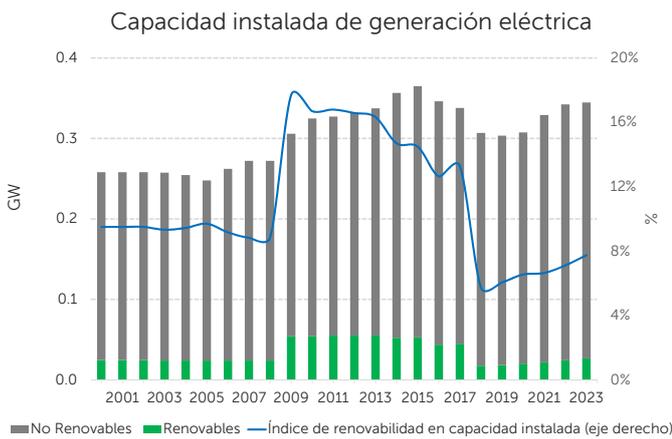
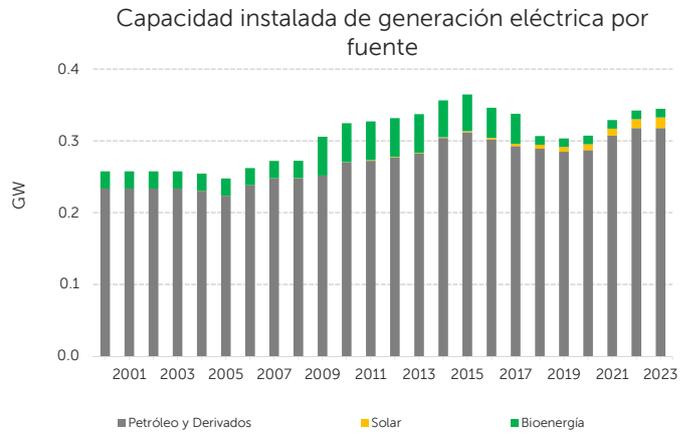
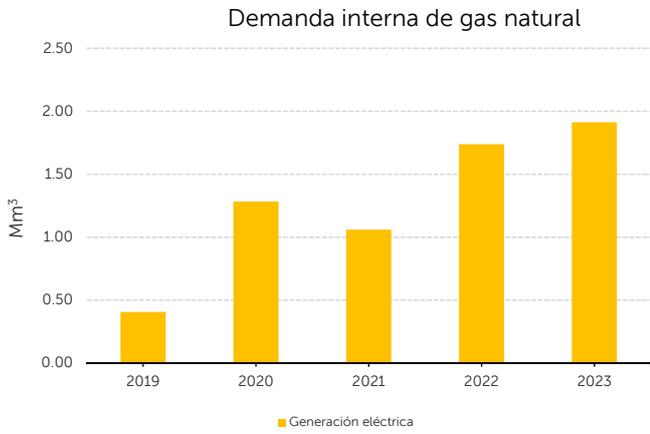
GUYANA

Consumo derivados de petróleo

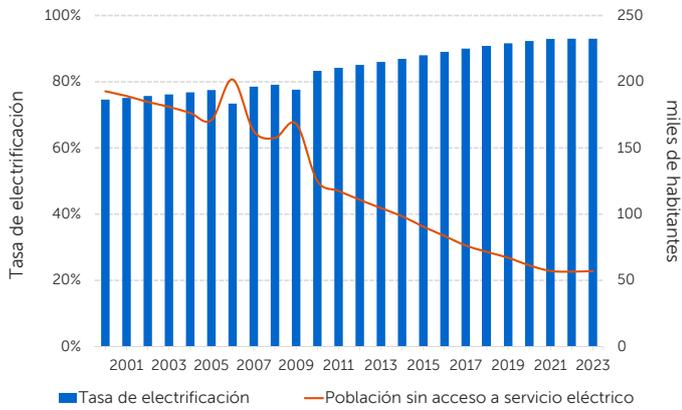


Oferta total de gas natural

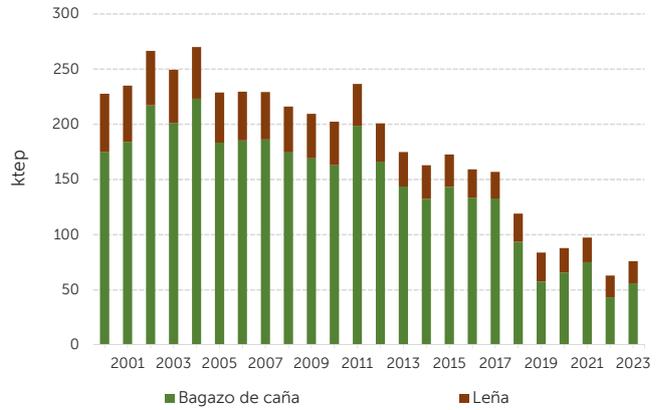




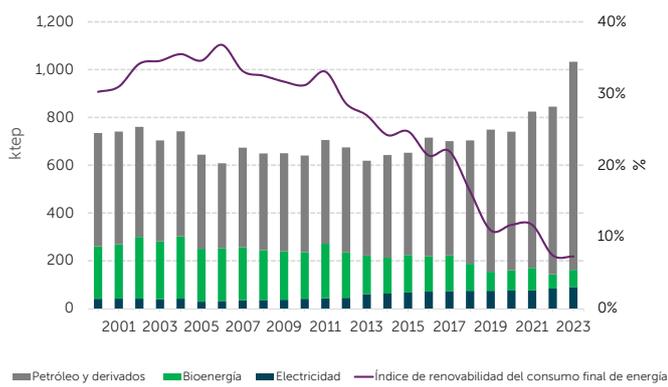
Tasa de electrificación



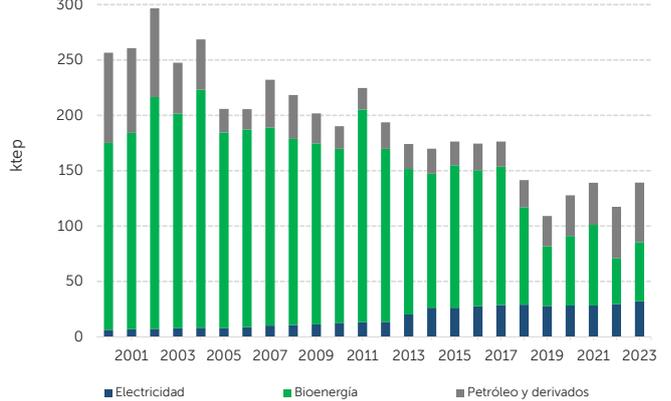
Producción de biomasa



Consumo final de energía por fuente de energía

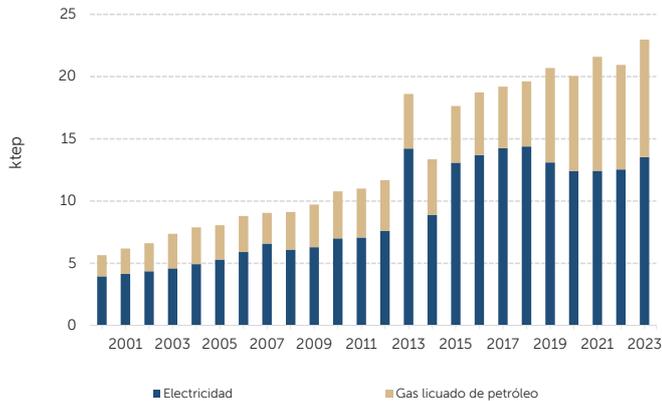


Consumo final Industrial

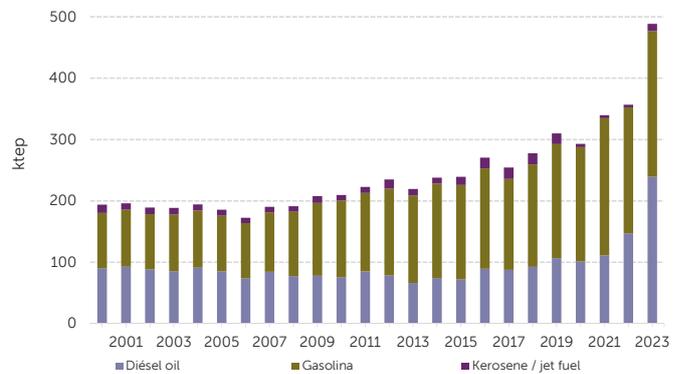


GUYANA

Consumo final Comercial



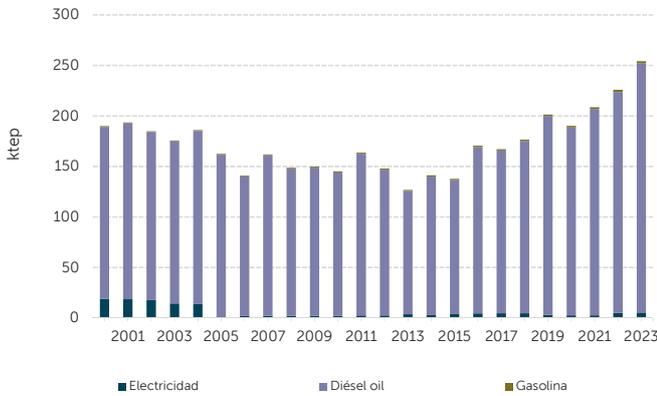
Consumo final Transporte



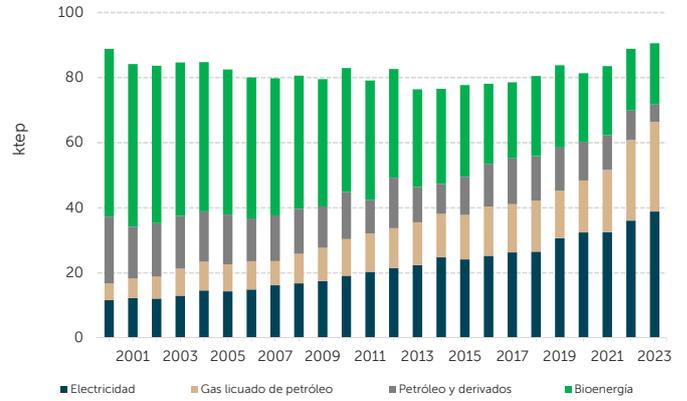
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.



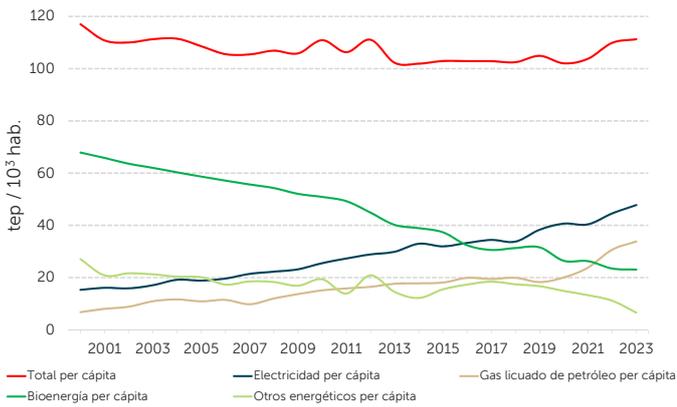
Consumo final de otros sectores



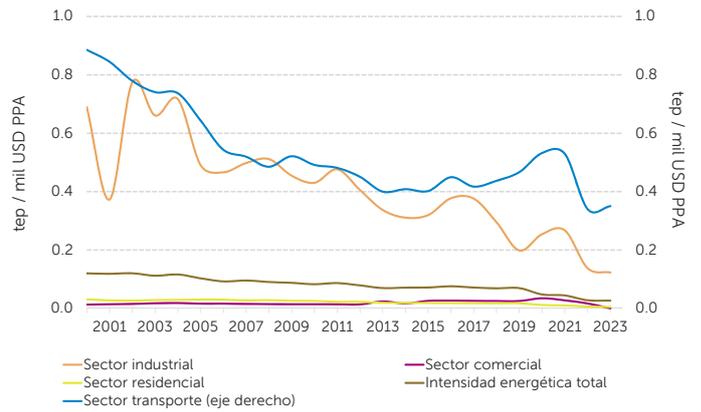
Consumo final Residencial



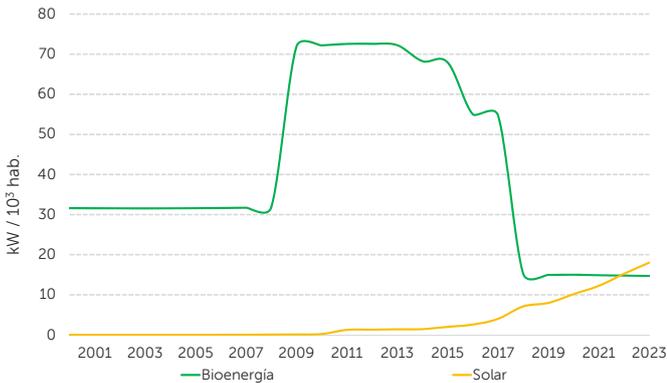
Consumo final per cápita Sector Residencial



Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



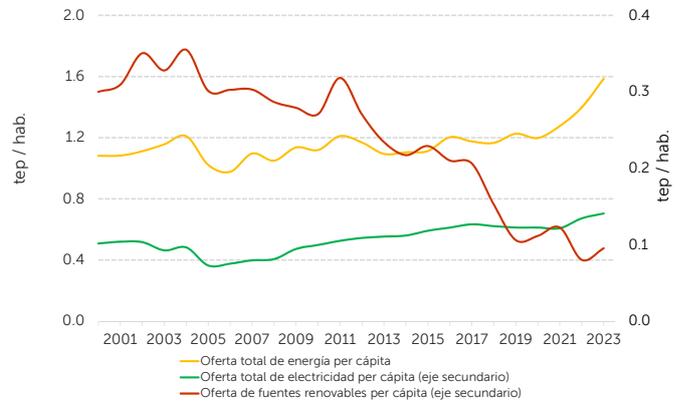
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



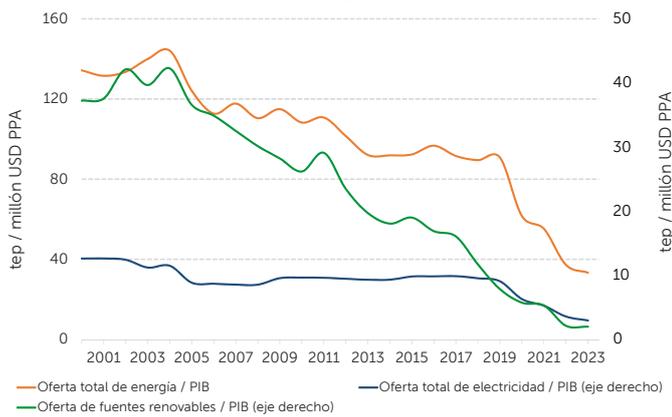
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



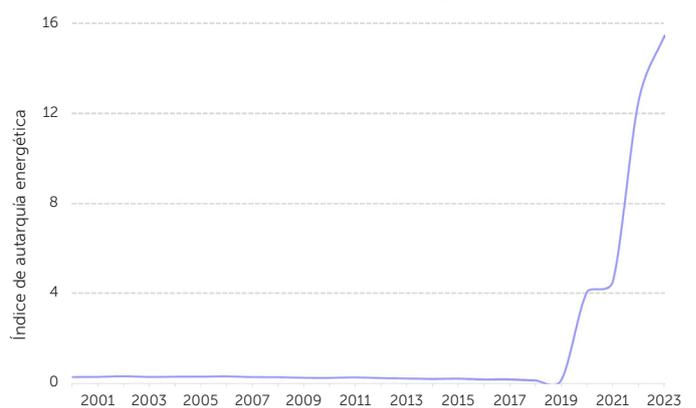
Oferta total de energía per cápita



Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética

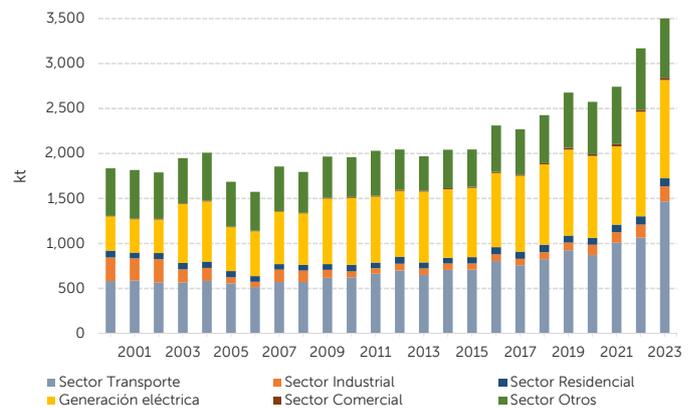


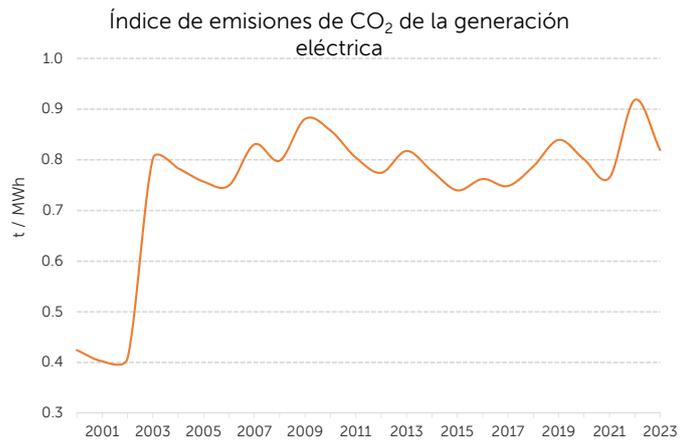
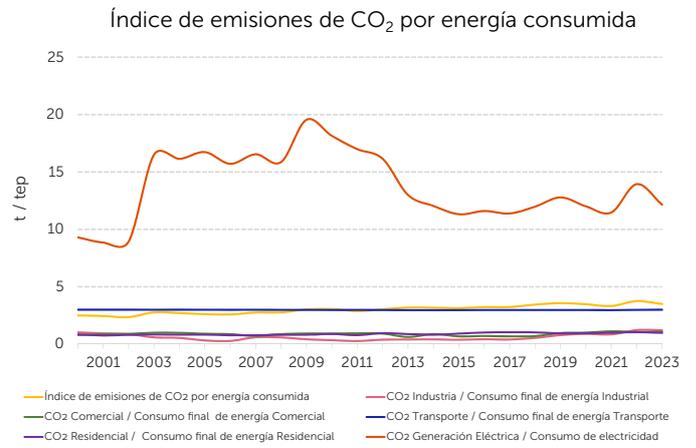
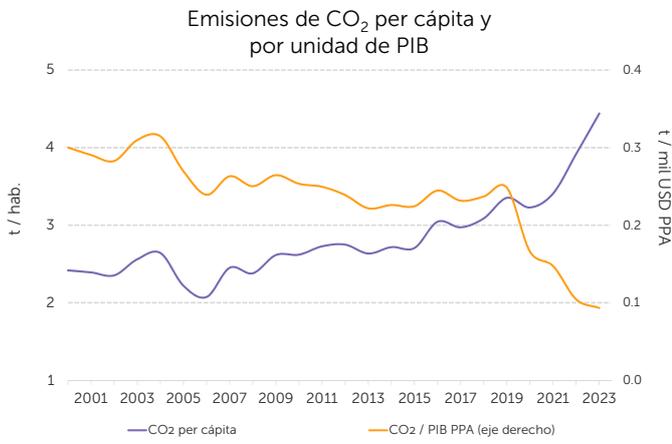
GUYANA

Participación de la bioenergía en el consumo residencial



Emissiones de CO₂ por sector





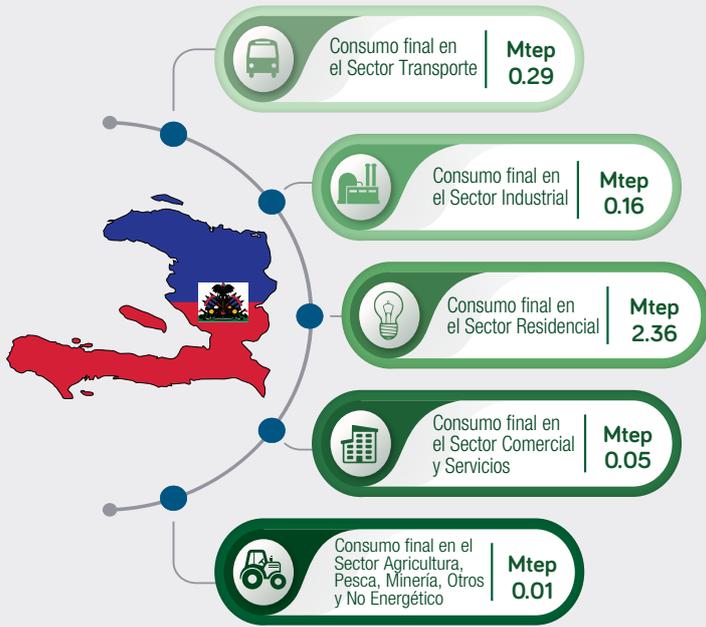


HAITÍ

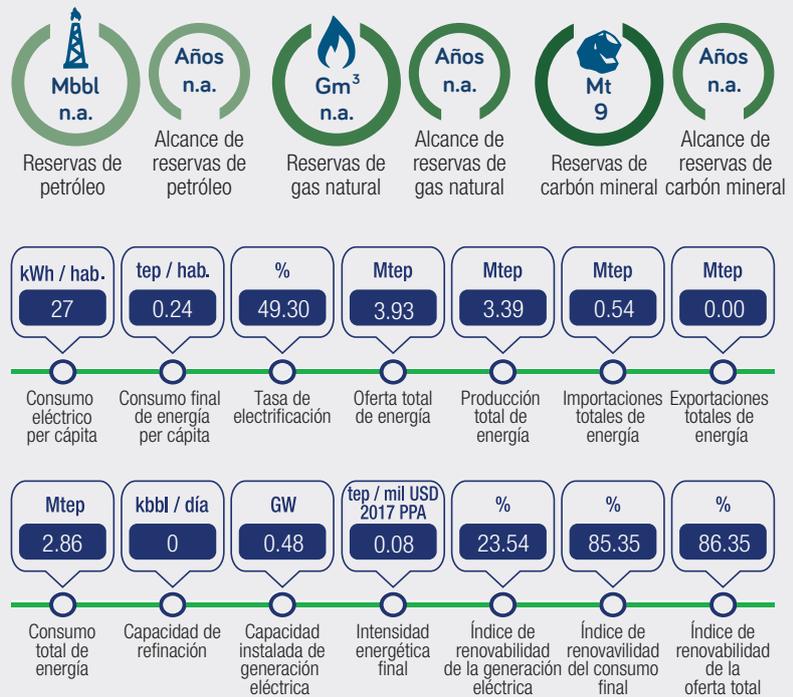
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	11,725 ¹
Superficie (km ²)	27,750
Densidad de población (hab. / km ²)	423
Población urbana (%)	60
PIB USD 2018 (MUSD)	14,933 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	34,406 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	3

La matriz energética de Haití está compuesta principalmente de petróleo importado y biomasa como la leña y bagazo de caña de azúcar. En el 2023, aproximadamente el 76 % de la generación eléctrica en Haití proviene de combustibles fósiles y el 24% a partir de fuentes de energía renovable principalmente a partir de hidroenergía (23%) y energía solar (1%).



SECTOR ENERGÉTICO 2023

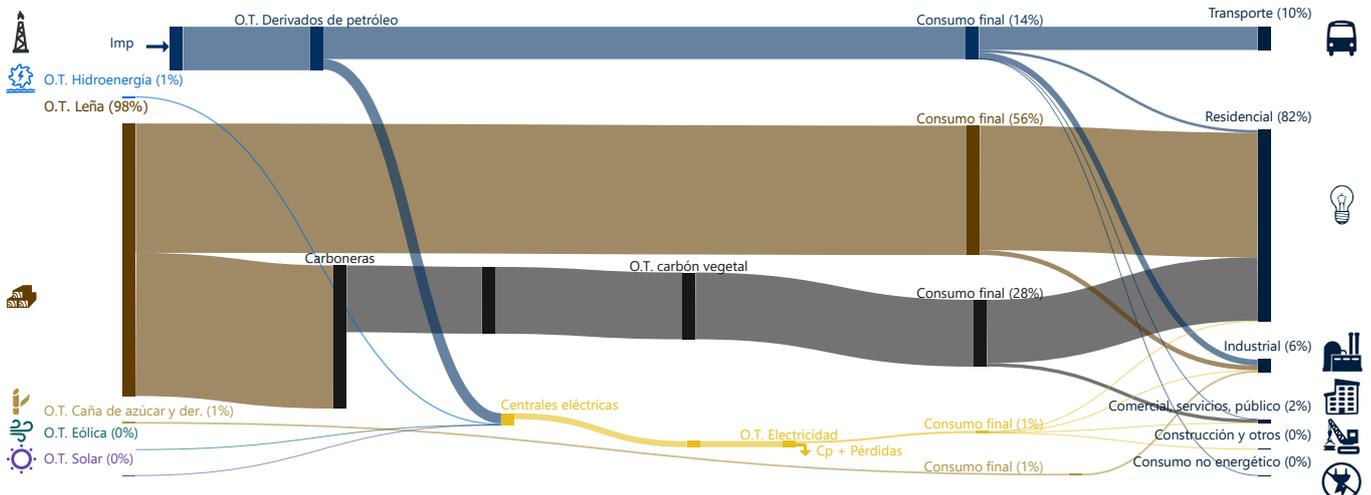


¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

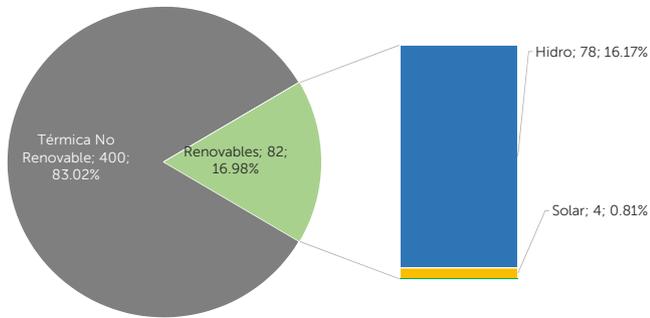
Nota: Los datos de oferta y demanda para el período 2000 - 2023 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023

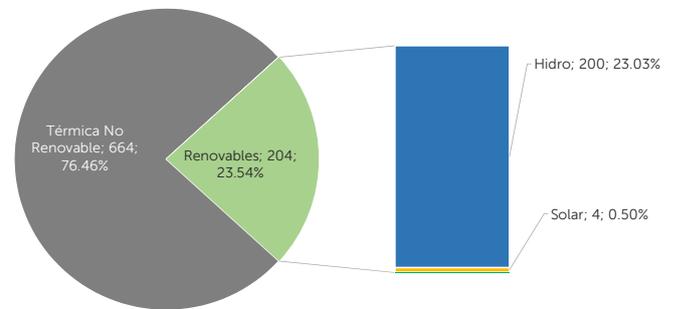




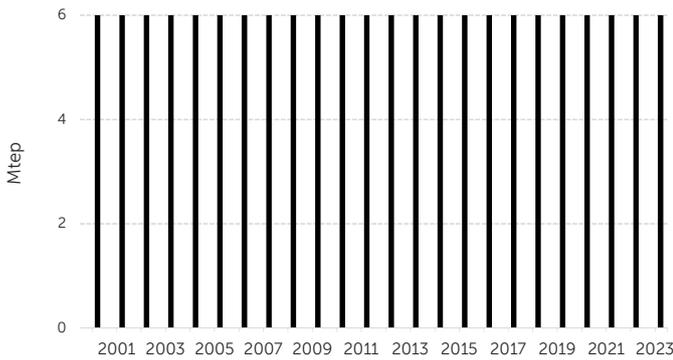
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 482 MW



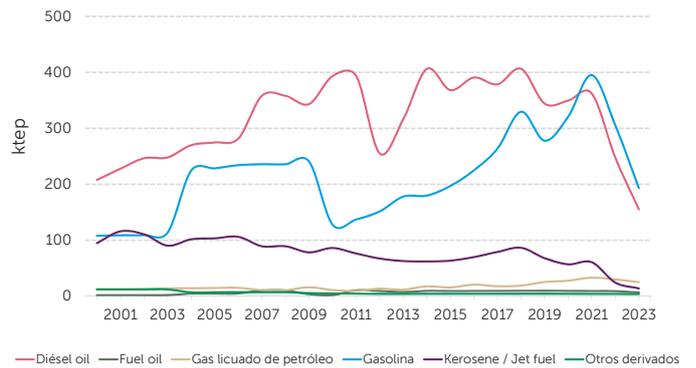
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 869 GWh



Reservas probadas de carbón mineral

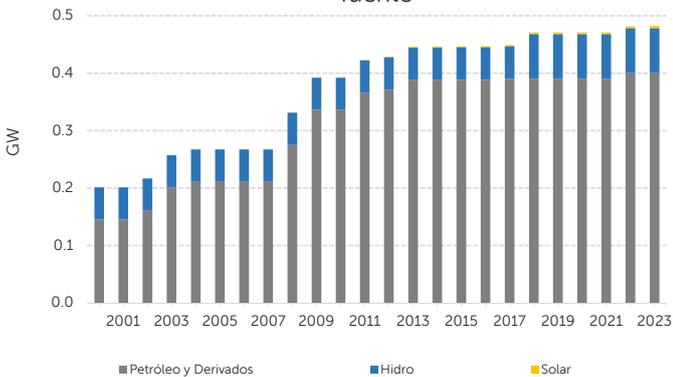


Consumo derivados de petróleo

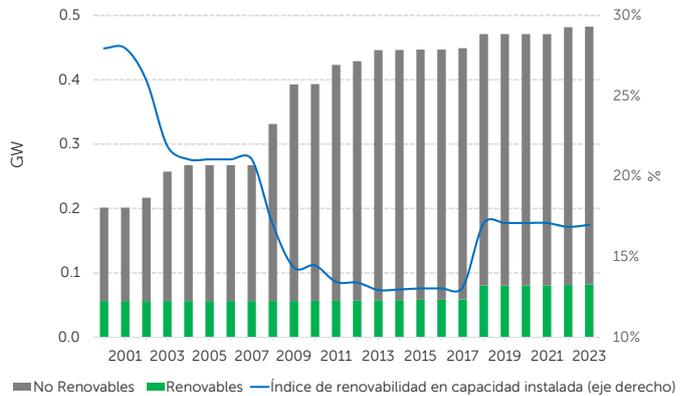


HAÍTÍ

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

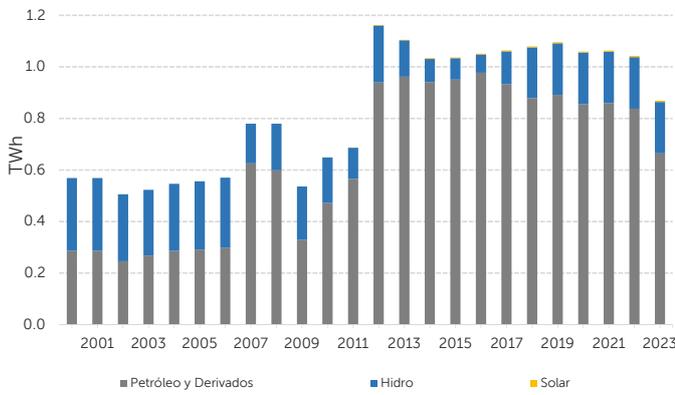


Capacidad instalada de generación eléctrica

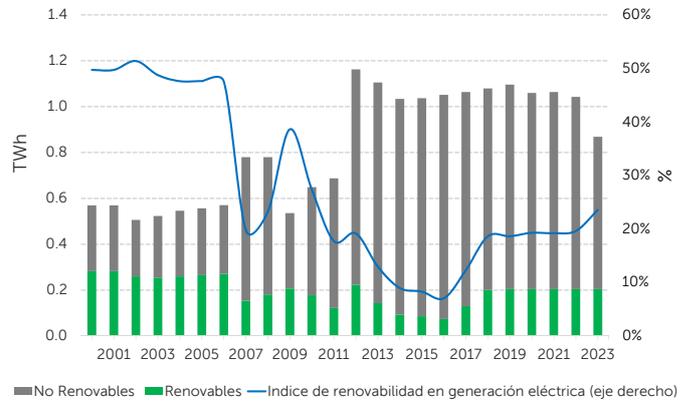




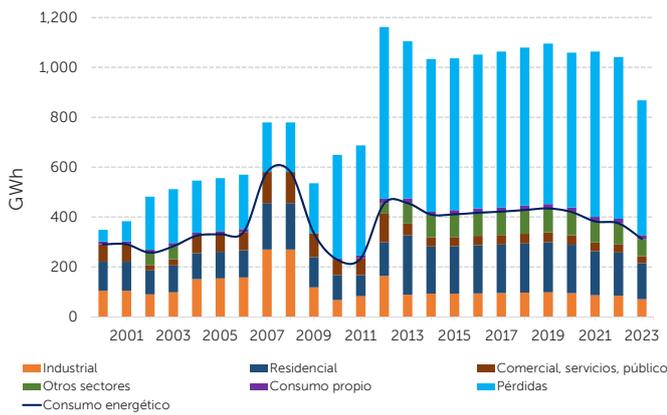
Generación eléctrica por Fuente



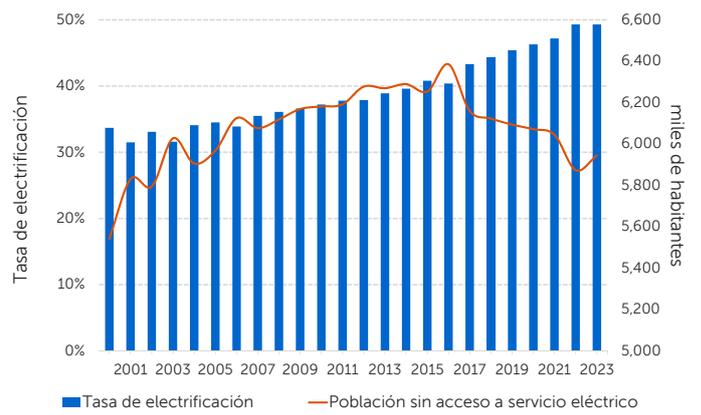
Generación eléctrica



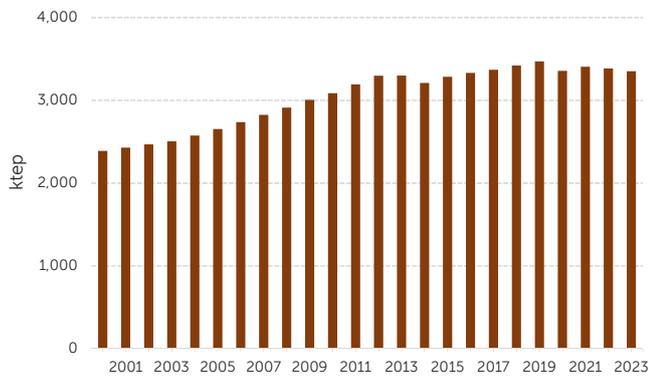
Demanda interna de electricidad



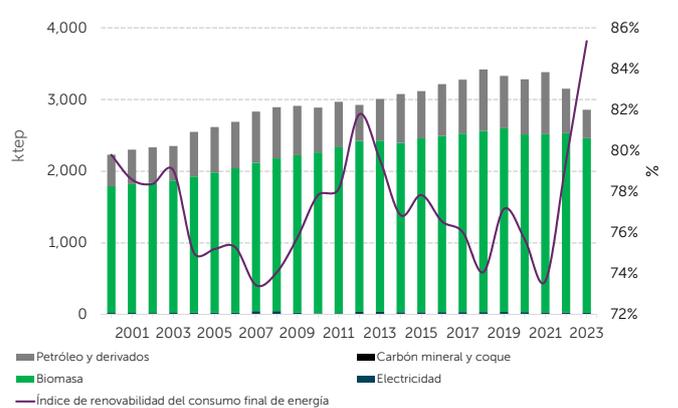
Tasa de electrificación



Producción de leña

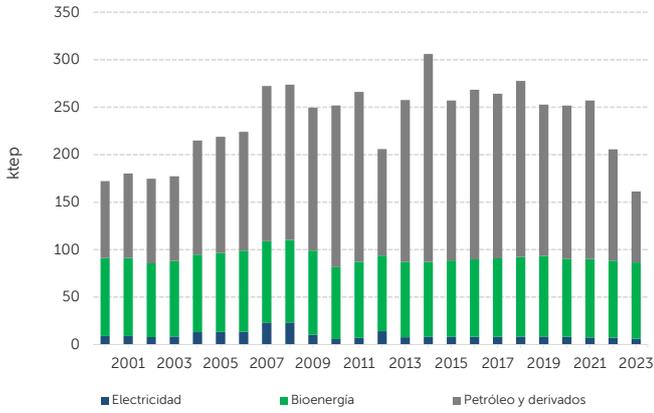


Consumo final de energía por fuente de energía

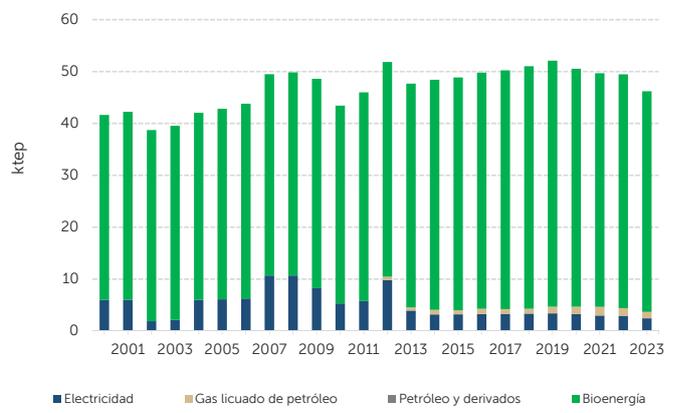




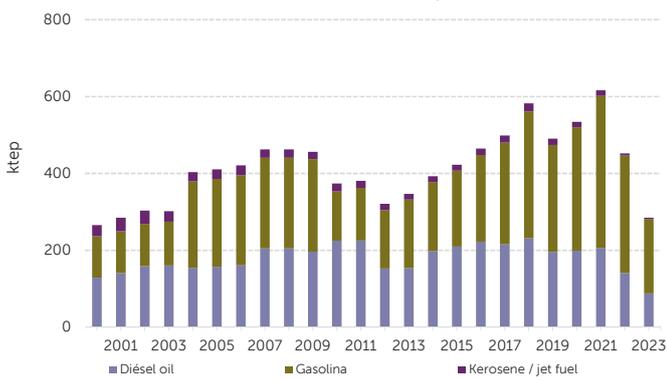
Consumo final Industrial



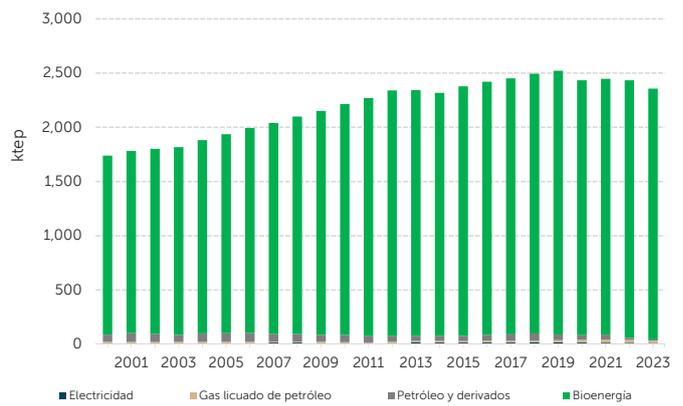
Consumo final Comercial



Consumo final Transporte



Consumo final Residencial

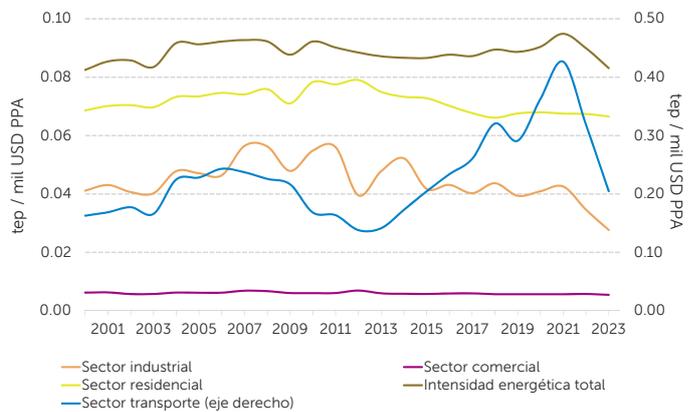


HAÍTÍ

Consumo final per cápita Sector Residencial

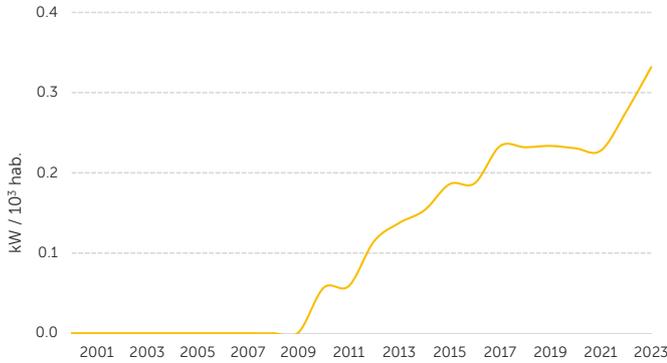


Intensidades energéticas sectoriales

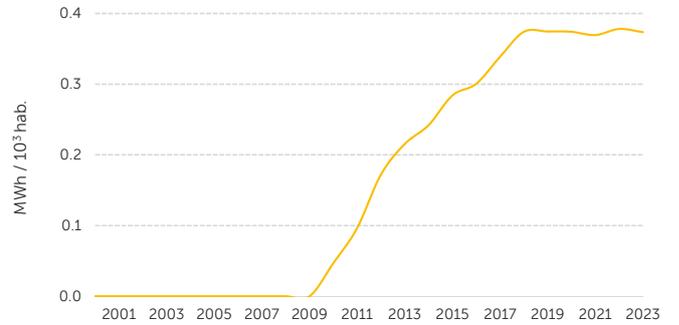




Capacidad instalada de generación solar per cápita



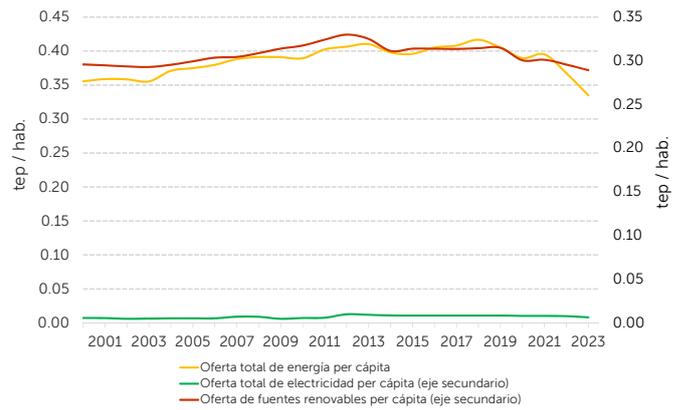
Generación eléctrica solar per cápita



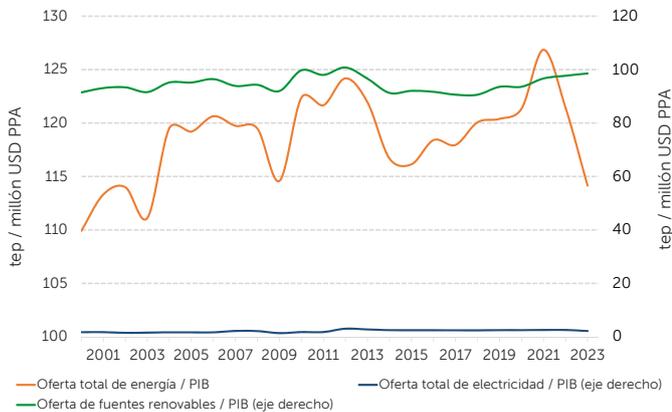
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



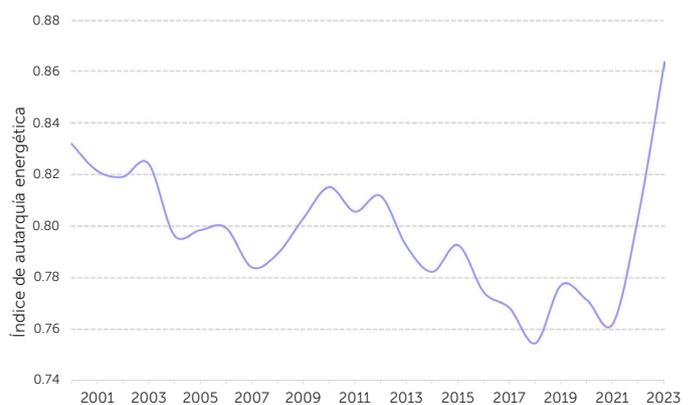
Oferta total de energía per cápita

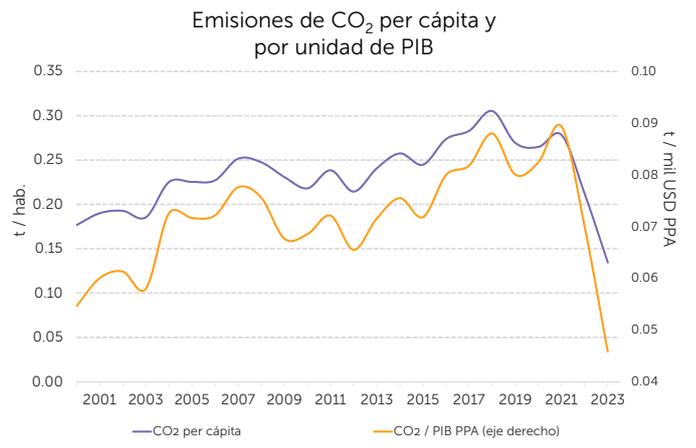
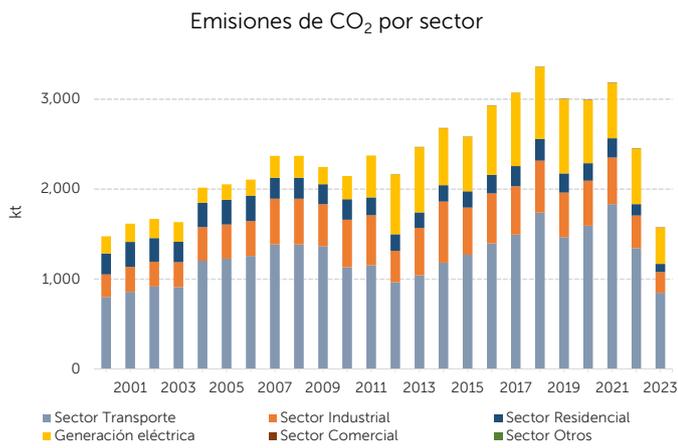
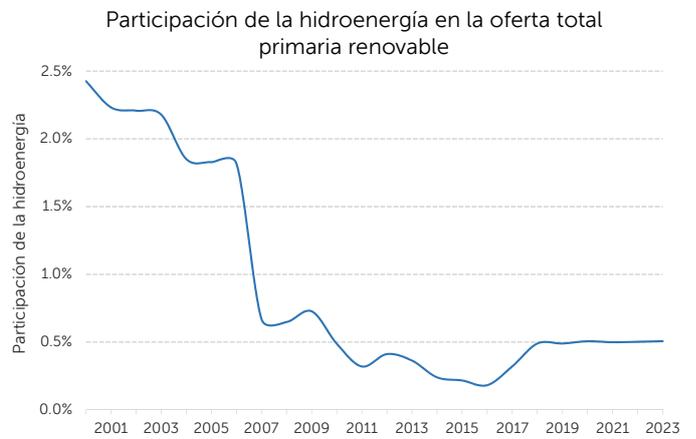
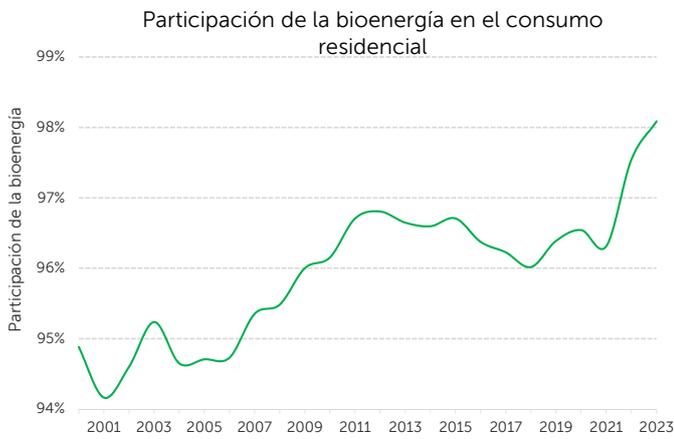


Oferta total de energía por unidad de PIB

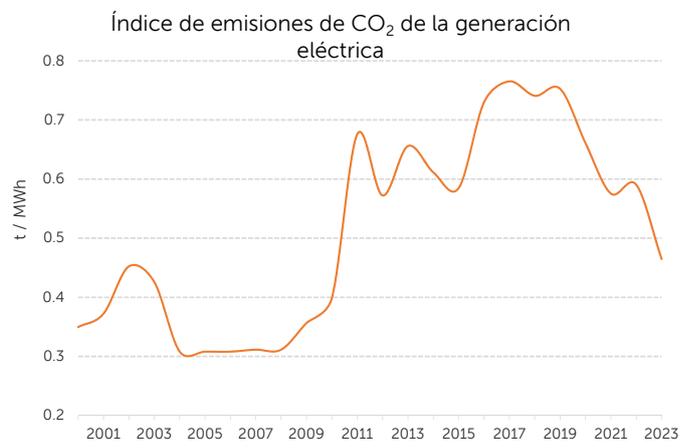
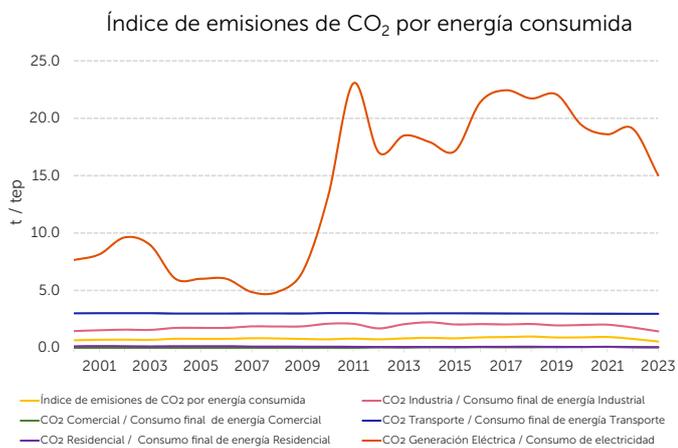


Índice de autarquía energética





HAÍTÍ





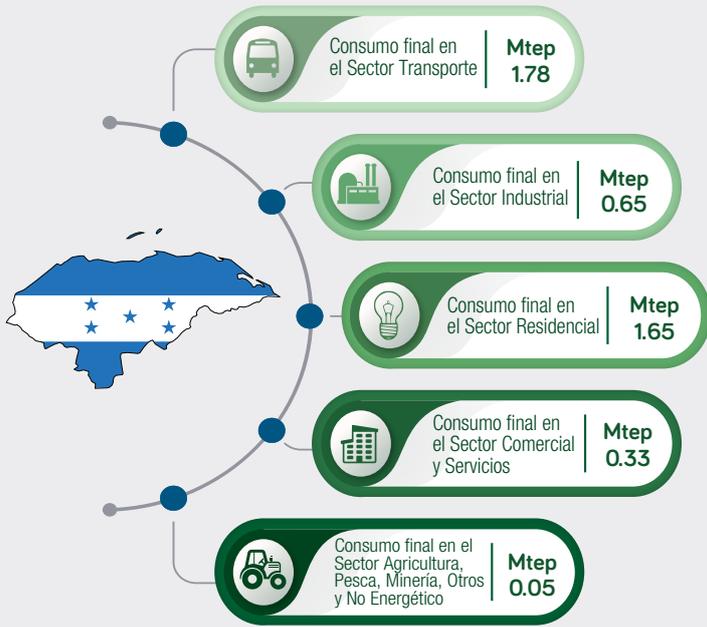
HONDURAS



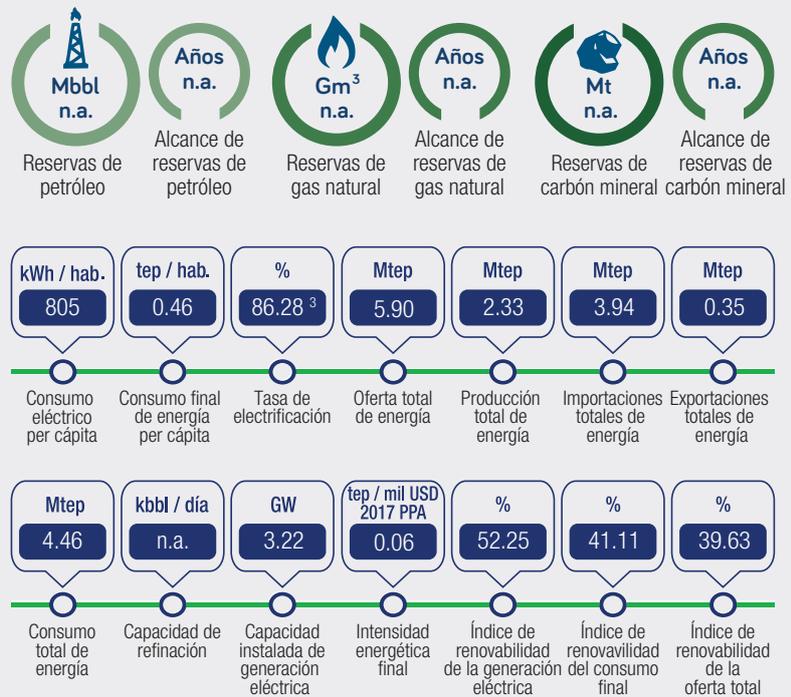
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	9,745
Superficie (km ²)	112,492
Densidad de población (hab. / km ²)	87
Población urbana (%)	56
PIB USD 2018 (MUSD)	27,447 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	68,854 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7.1

La oferta primaria de Honduras, durante el 2023, se compone principalmente de biomasa, siendo la fuente principal la leña, con una participación del 61% del total. En lo que respecta a la oferta secundaria, gran parte corresponde a los derivados de petróleo que es cubierto íntegramente por las importaciones que alcanzaron los 3.93 Mtep de un total de 3.94 Mtep. La generación eléctrica de origen renovable cae de un 59.8% del 2022, al 52.2% en el 2023, en razón de la baja disponibilidad del recurso hídrico relacionado con el fenómeno del Niño. En cuanto a la demanda energética, el sector Transporte predomina con un 40% seguido del sector residencial con el 37%, de un total de 4.46 Mtep.



SECTOR ENERGÉTICO 2023

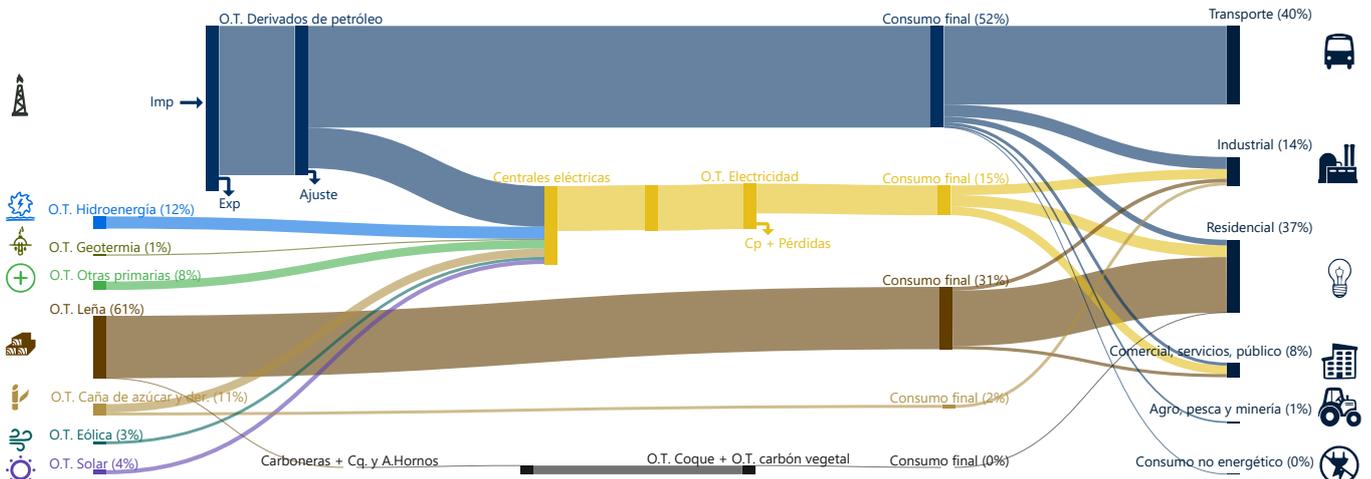


¹ PIB USD 2023 (año base 2018). Fuente: CEPAL.

² PIB USD PPA 2023 (año base 2017). Fuente: Banco Mundial.

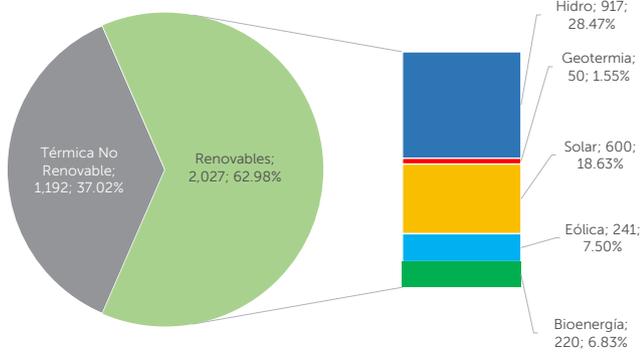
³ Corresponde al índice de Cobertura Eléctrica

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



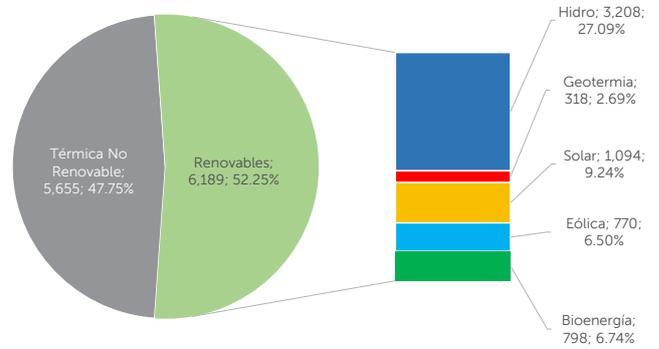
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023

Total: 3,219 MW

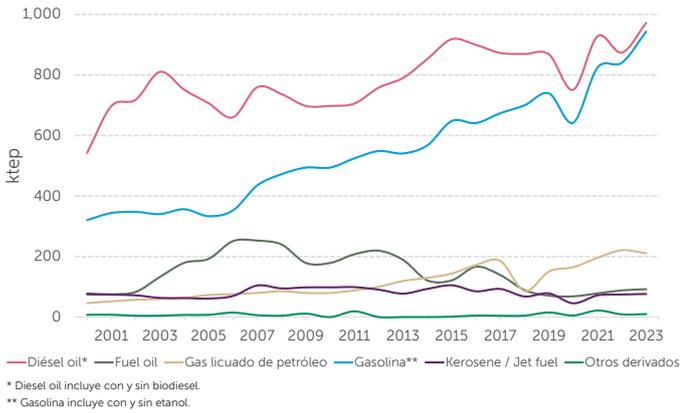


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023

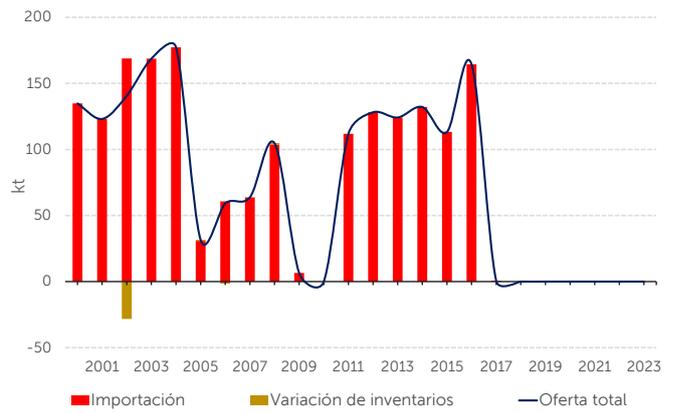
Total: 11,844 GWh



Consumo derivados de petróleo

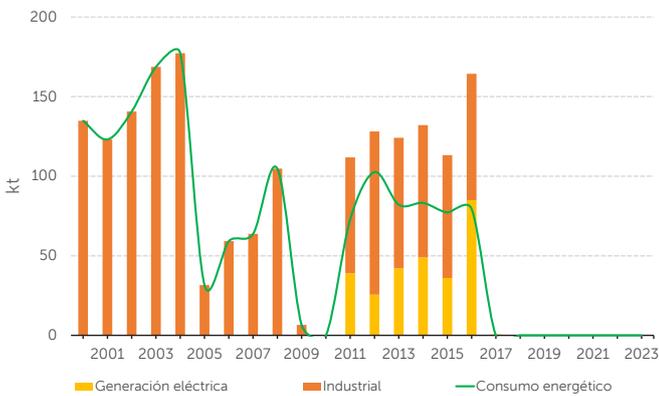


Oferta total de carbón mineral

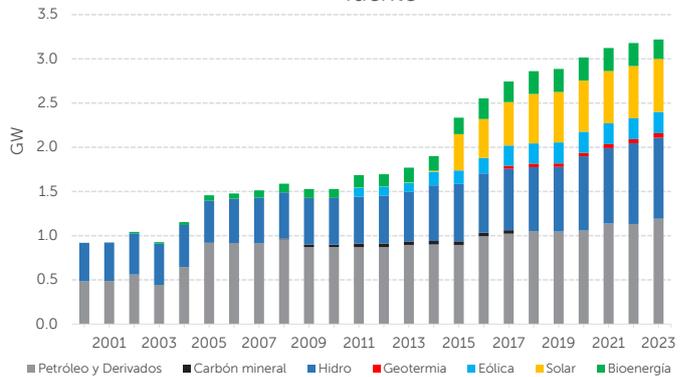


HONDURAS

Demanda interna de carbón mineral

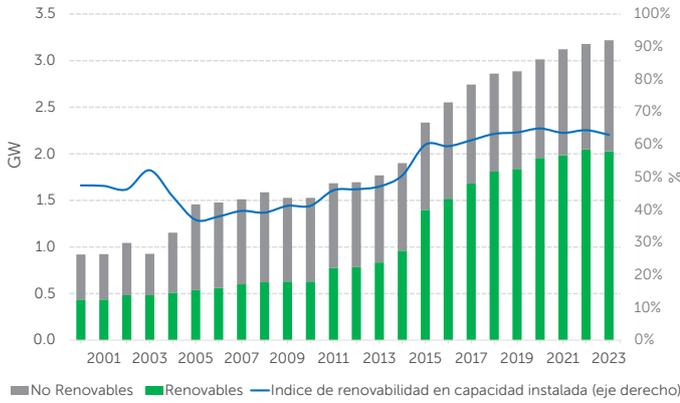


Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

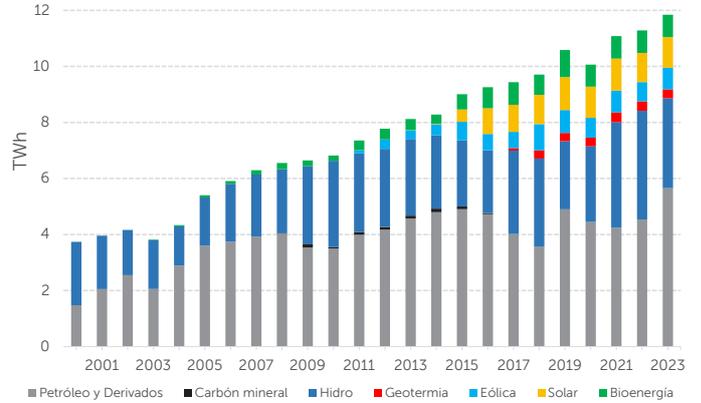




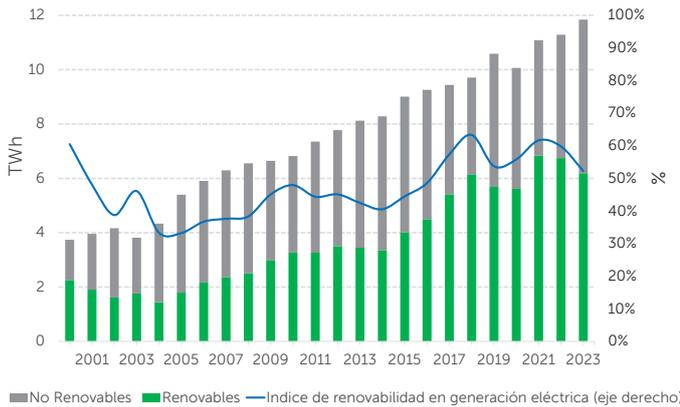
Capacidad instalada de generación eléctrica



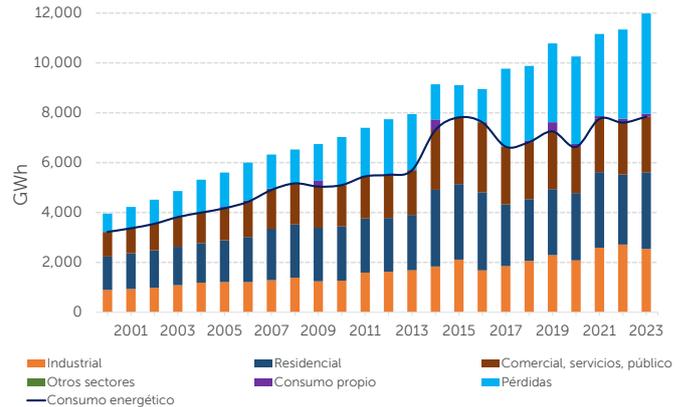
Generación eléctrica por Fuente



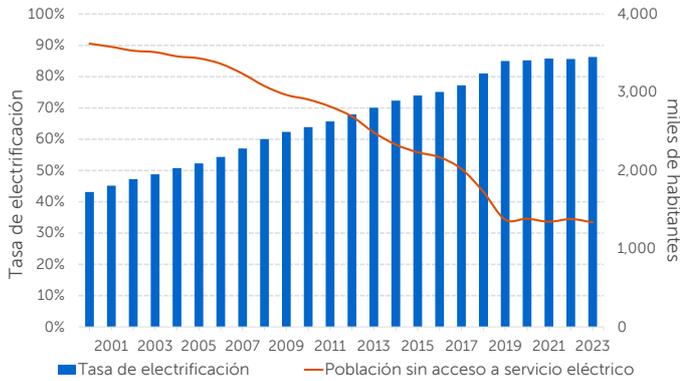
Generación eléctrica



Demanda interna de electricidad

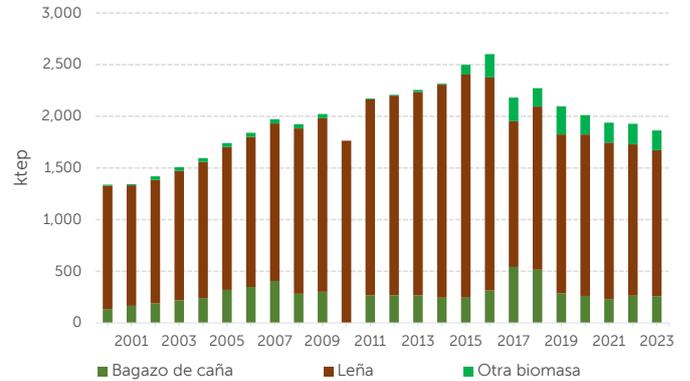


Tasa de electrificación



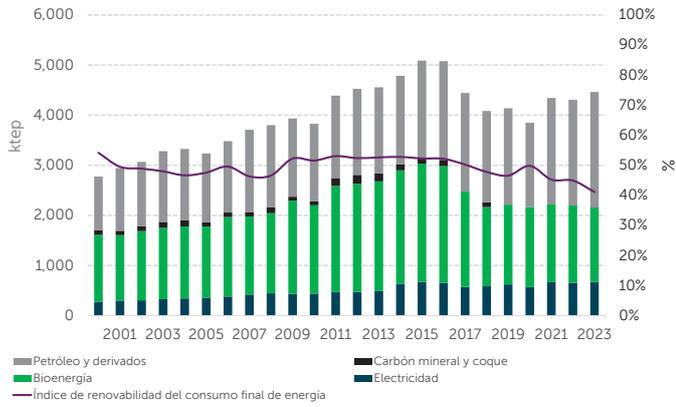
* A partir del año 2019 se cambió de metodología de cálculo realizado ahora por la Secretaría de Energía.

Producción de biomasa y biocombustibles *

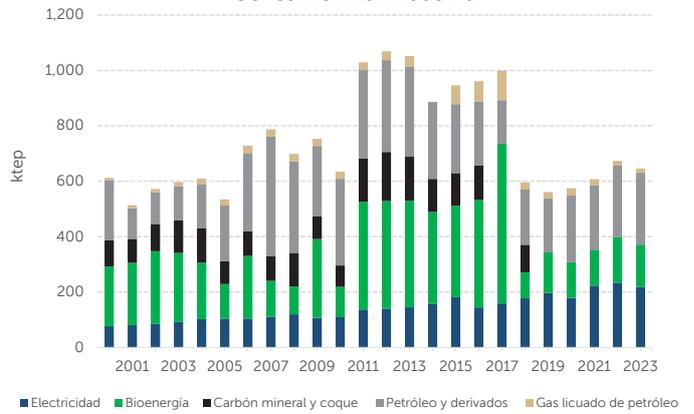


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

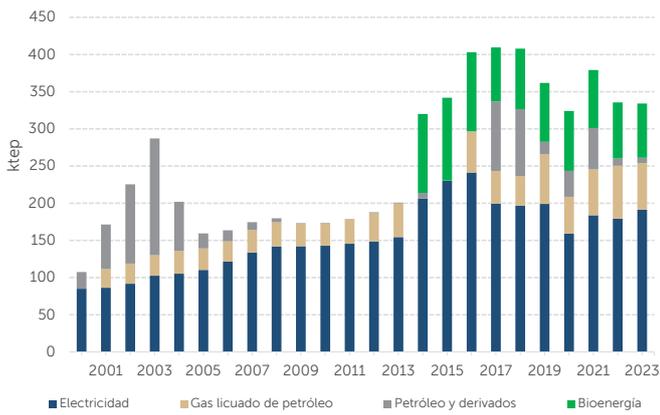
Consumo final de energía por fuente de energía



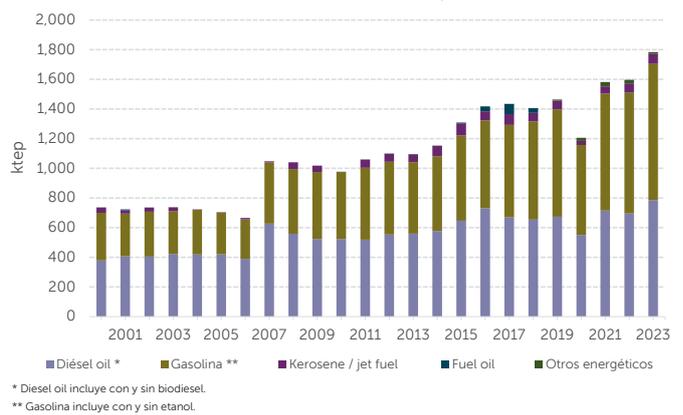
Consumo final Industrial



Consumo final Comercial

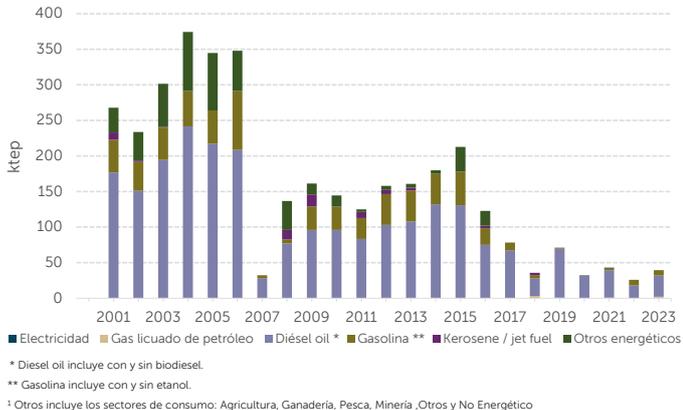


Consumo final Transporte



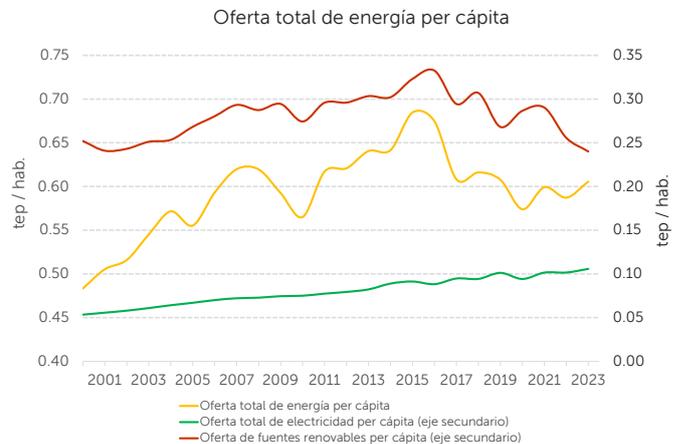
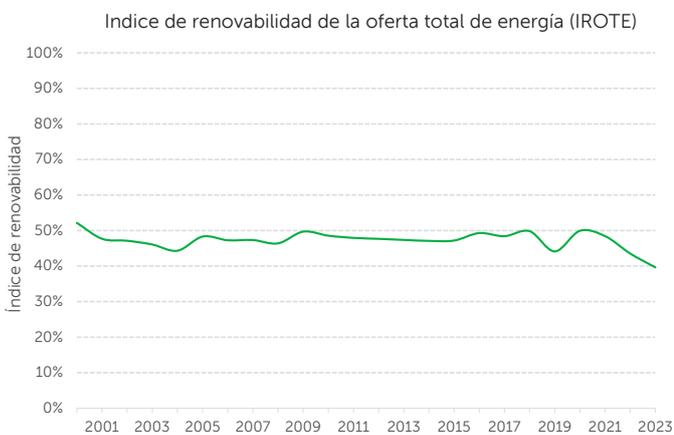
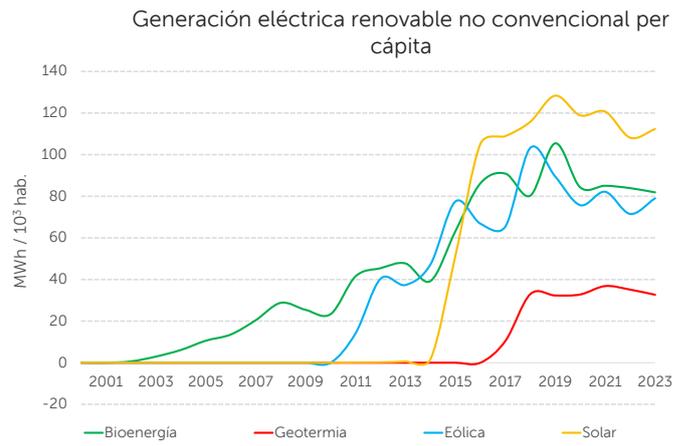
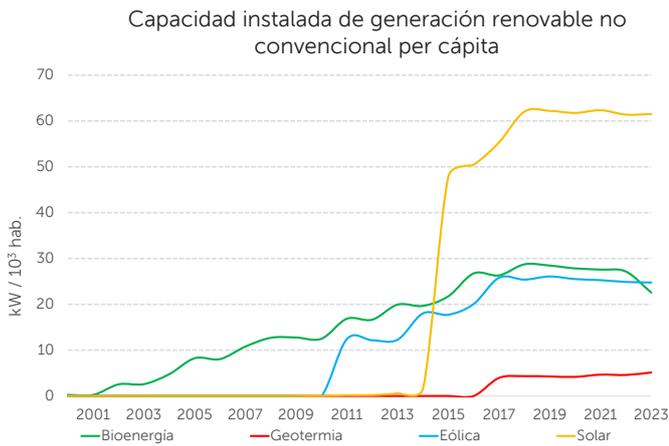
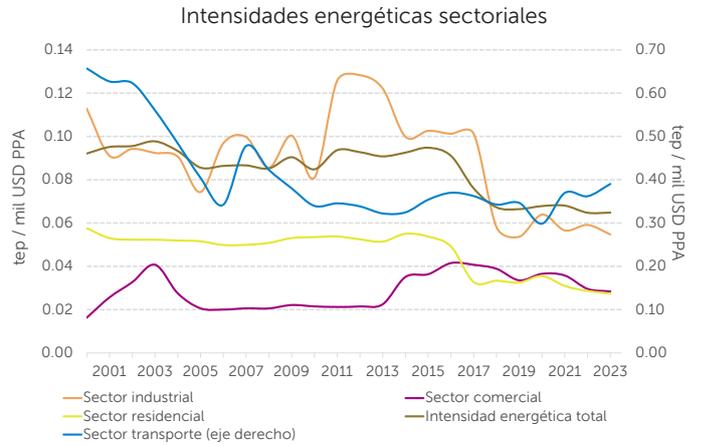
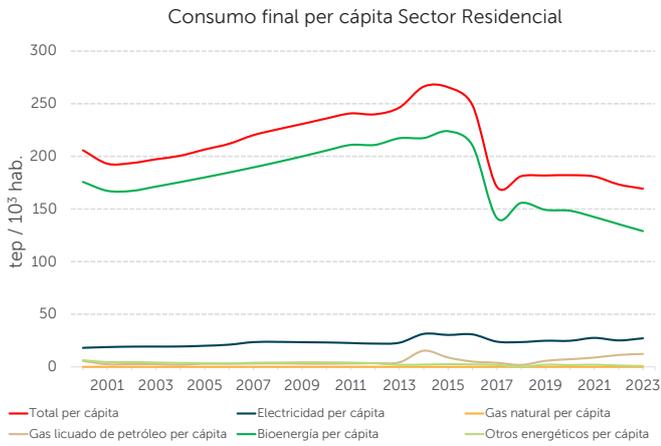
HONDURAS

Consumo final de otros sectores ¹

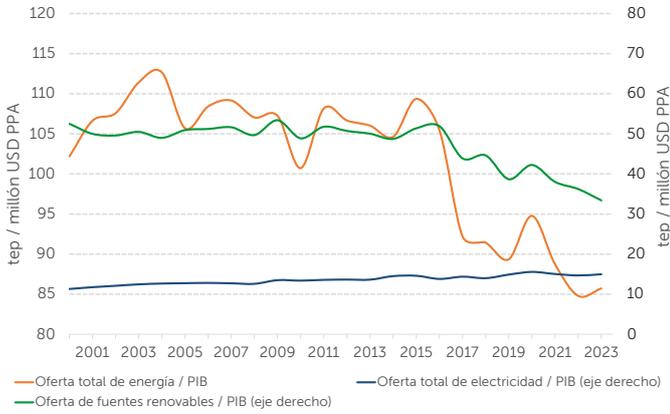


Consumo final Residencial

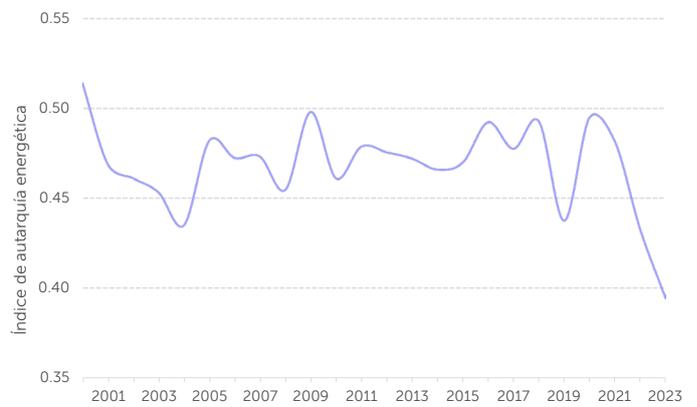




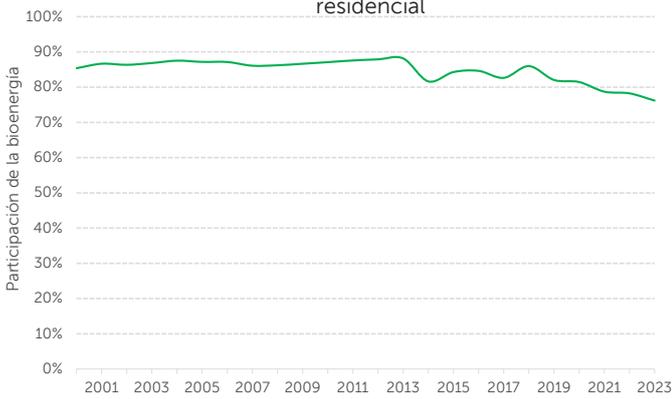
Oferta total de energía por unidad de PIB



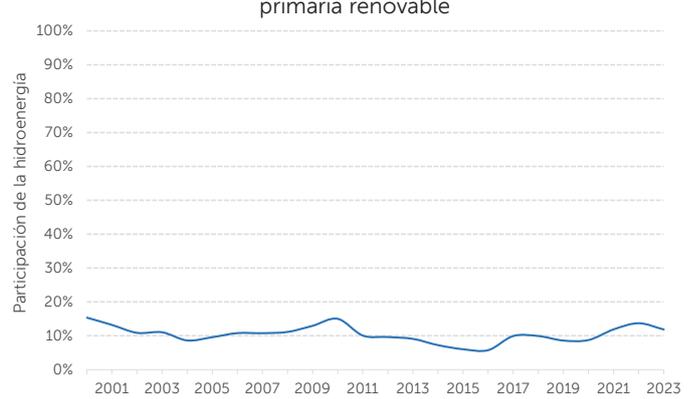
Índice de autarquía energética



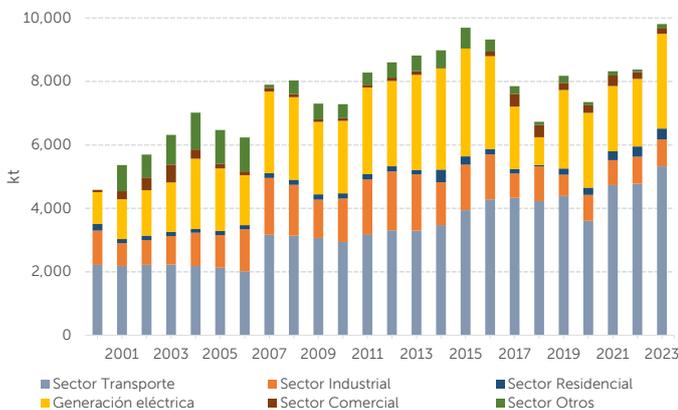
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



Emisiones de CO₂ por sector

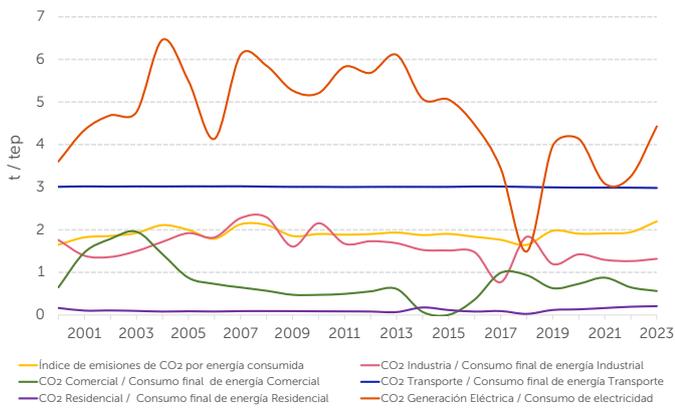


Emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB





Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica

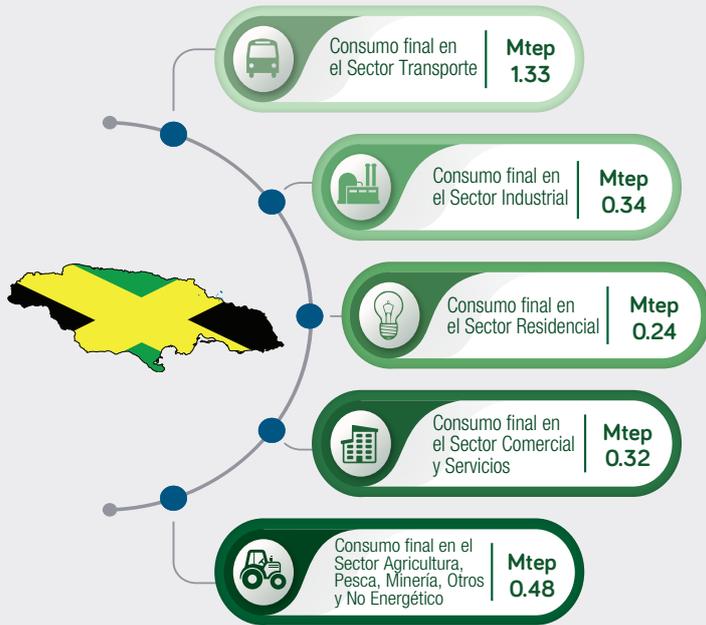


DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	2,826 ¹
Superficie (km ²)	10,990
Densidad de población (hab. / km ²)	257
Población urbana (%)	57
PIB USD 2018 (MUSD)	16,556 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	29,225 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

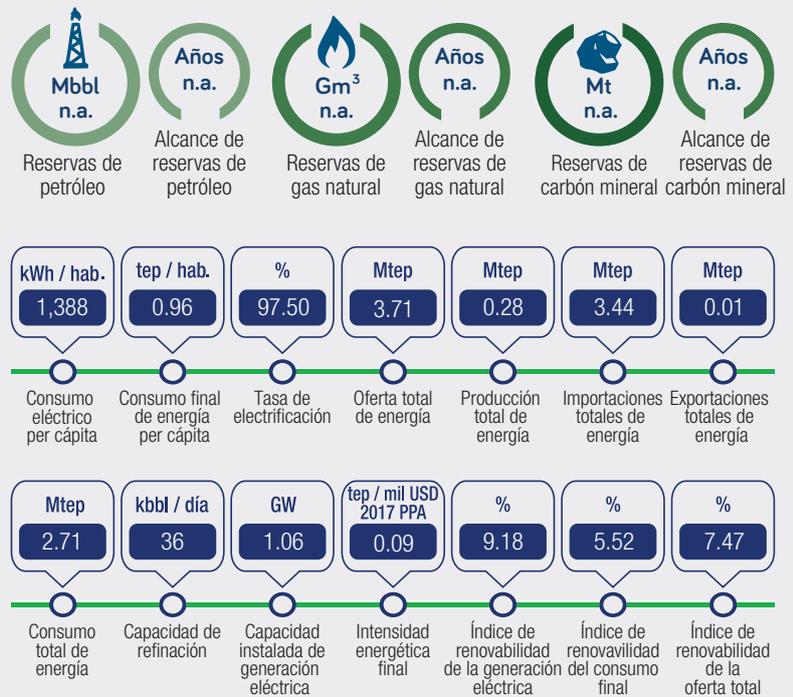
Jamaica se caracteriza por ser un país importador de petróleo. De igual forma, para el caso de gas natural el país del Caribe es un importador desde el 2016 alcanzando así para el 2023 una importación de 835 Mm³. Por otro lado, respecto a la capacidad instalada para generación eléctrica aproximadamente el 80% proviene de fuentes de energía renovable y el 20 % restante de fuentes de energía renovable principalmente eólica, solar e hidroenergía.

Por otra parte, en cuanto al consumo final de energía, en su mayoría proviene de los derivados de petróleo, así como de la electricidad y el carbón mineral, el cual en el 2023 incrementó su participación principalmente en el sector industrial.

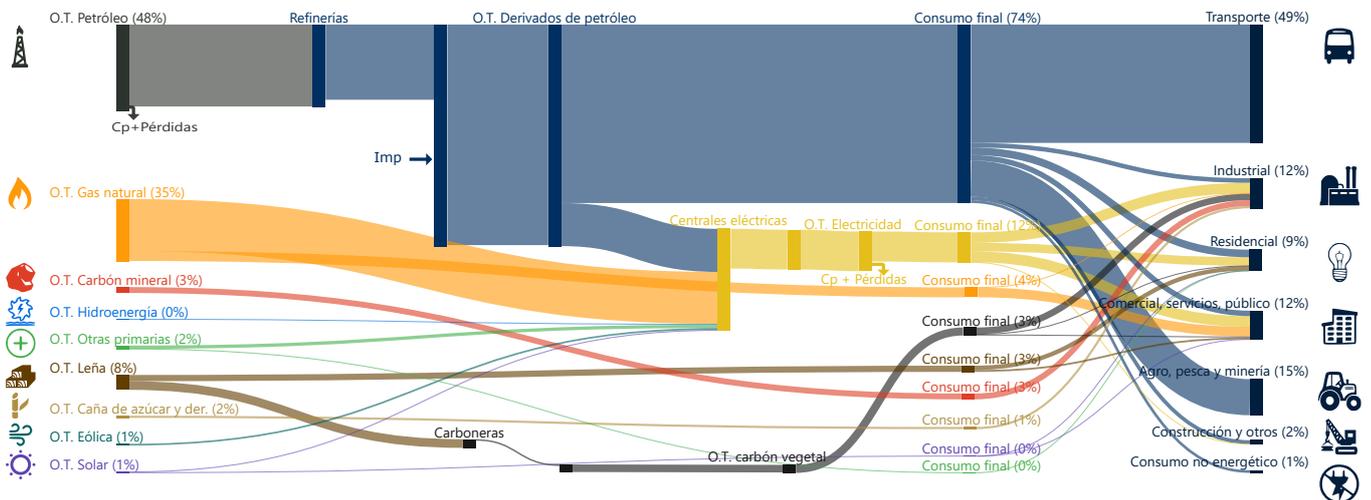


¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

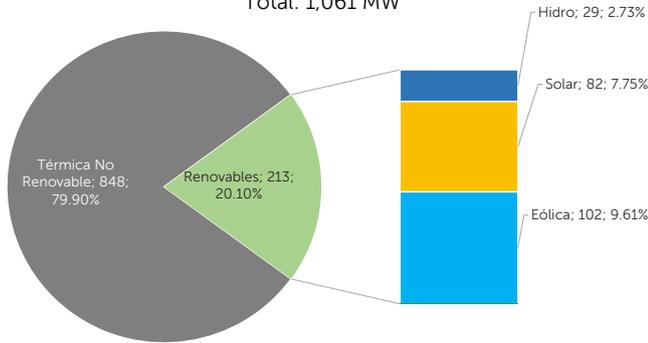


BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



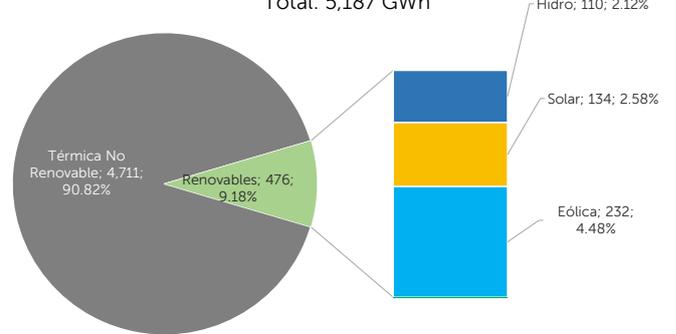
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

2023
Total: 1,061 MW

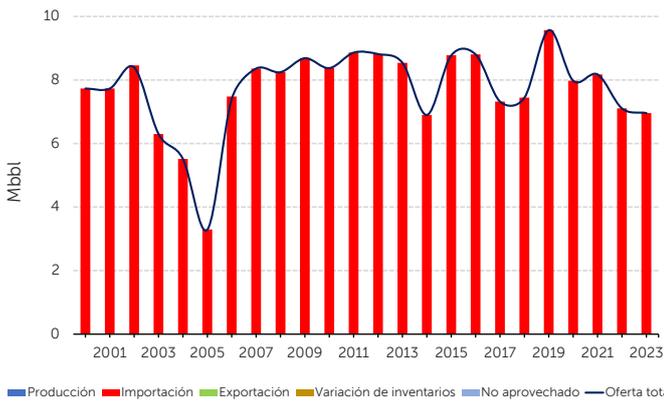


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

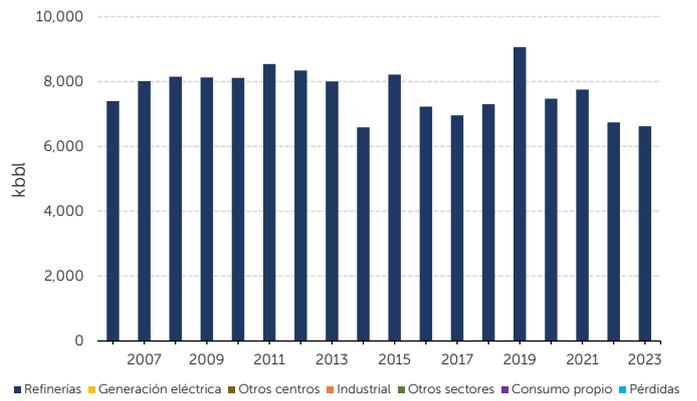
2023
Total: 5,187 GWh



Oferta total de petróleo

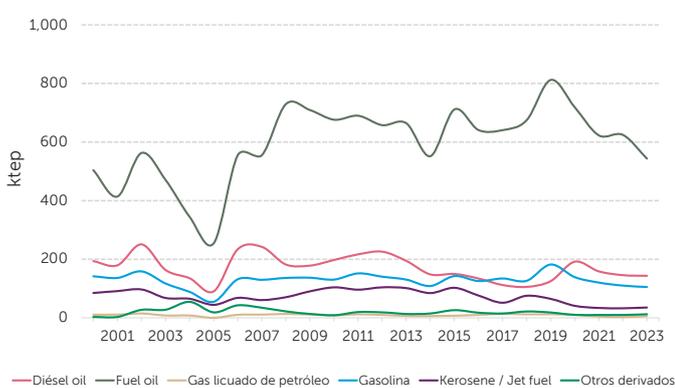


Demanda interna de petróleo

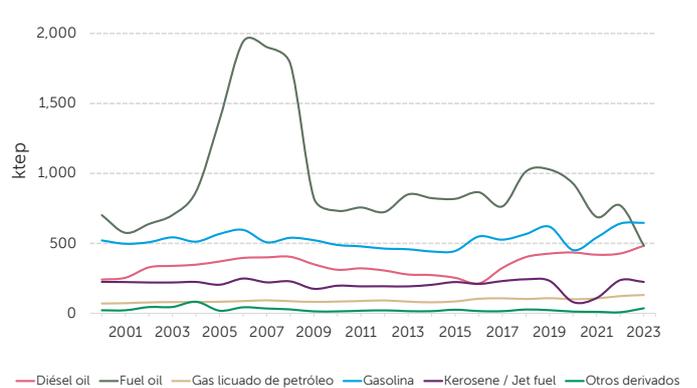


JAMAICA

Producción derivados de petróleo

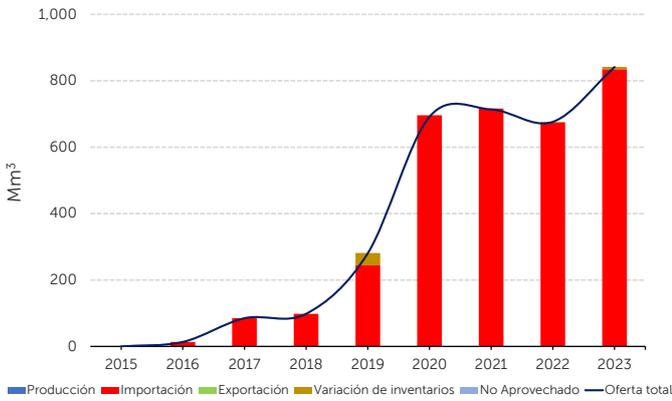


Consumo derivados de petróleo

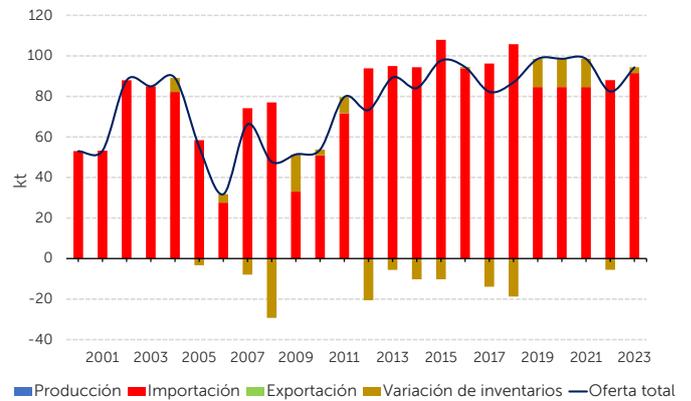




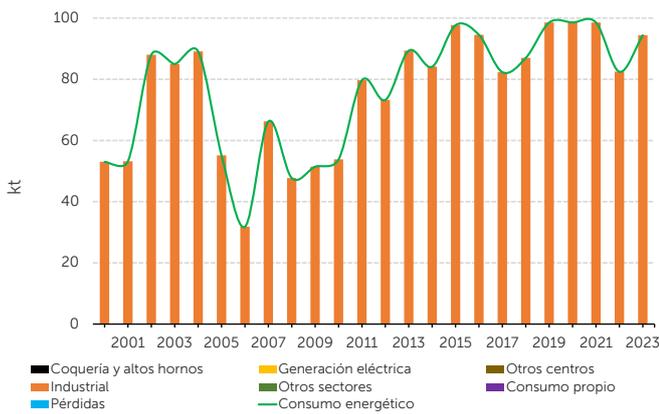
Oferta total de gas natural



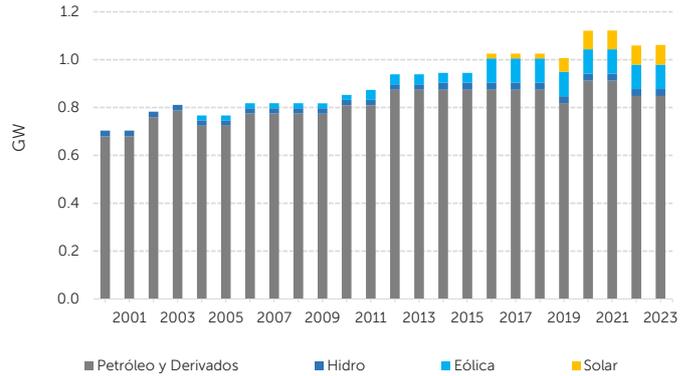
Oferta total de carbón mineral



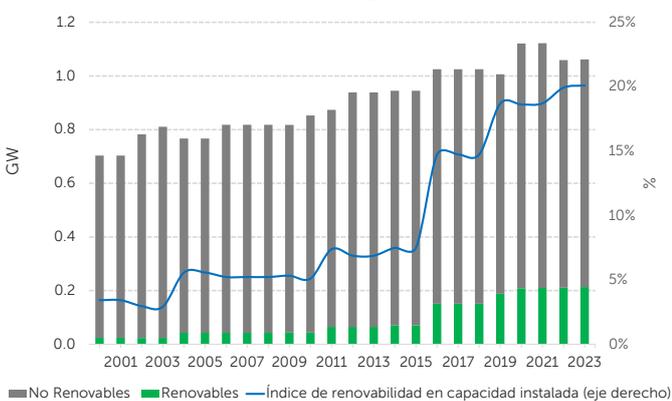
Demanda interna de carbón mineral



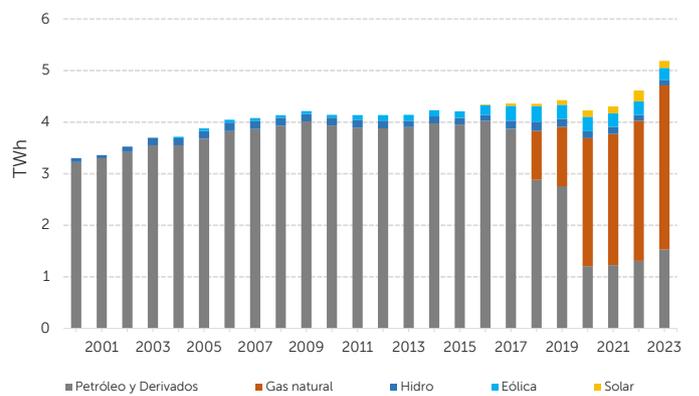
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



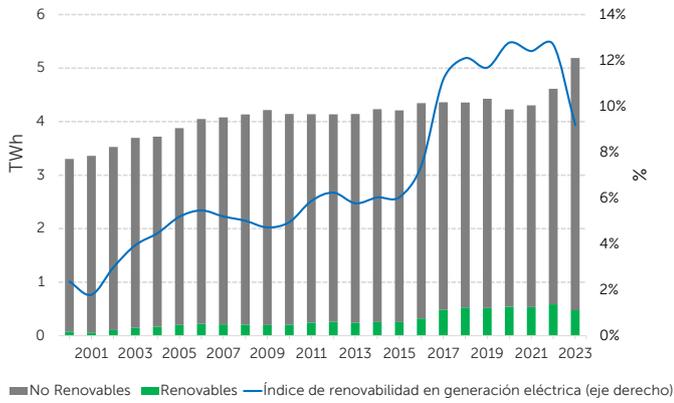
Capacidad instalada de generación eléctrica



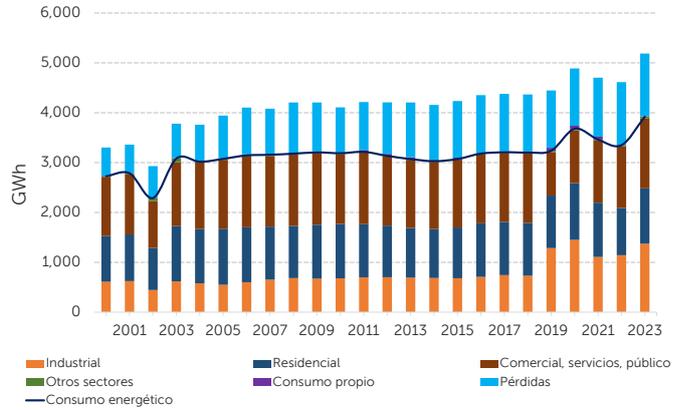
Generación eléctrica por fuente



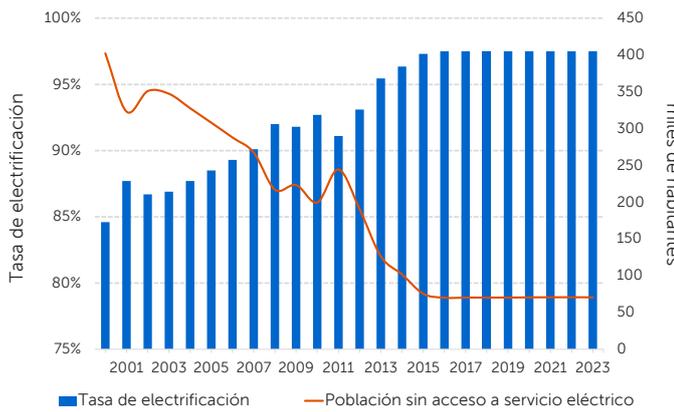
Generación eléctrica



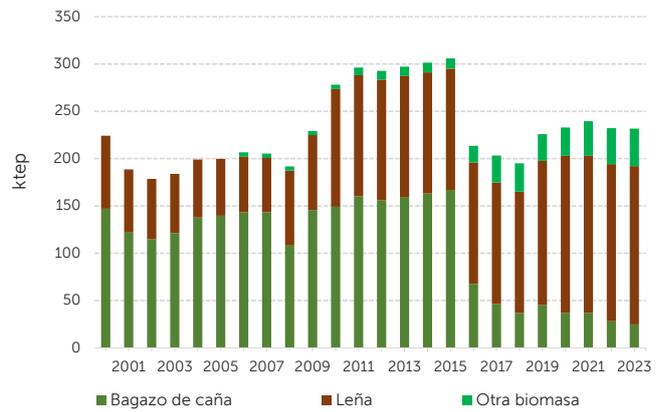
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

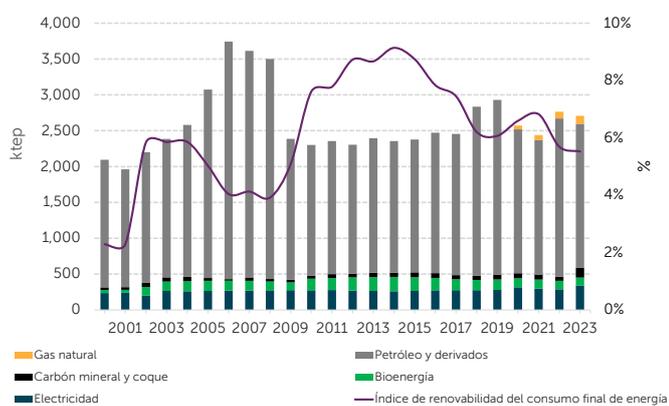


Producción de biomasa

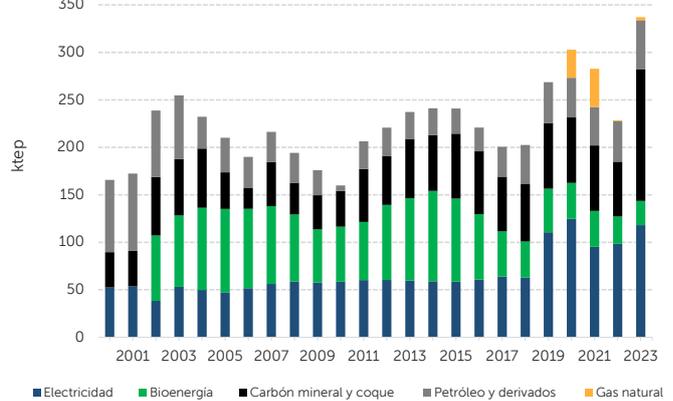


JAMAICA

Consumo final de energía por fuente de energía

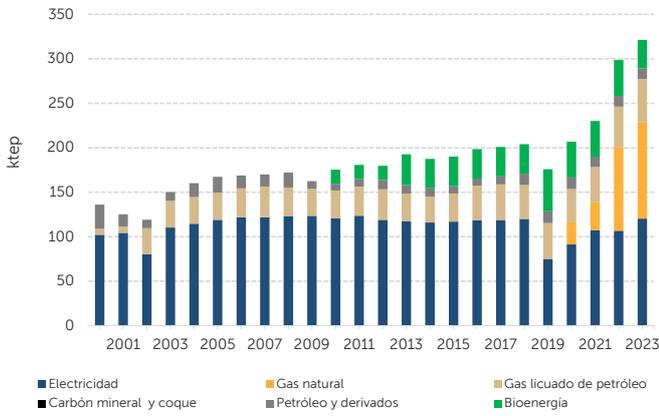


Consumo final Industrial

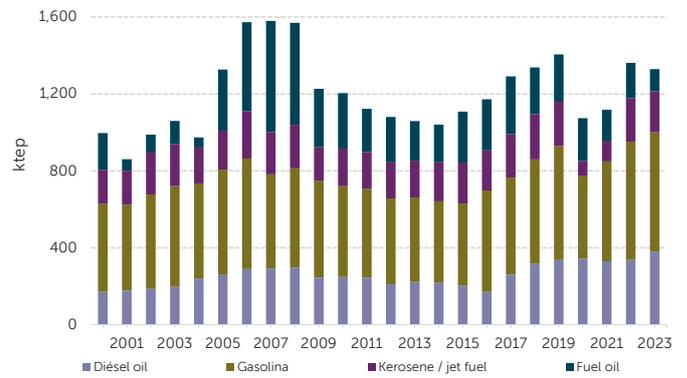




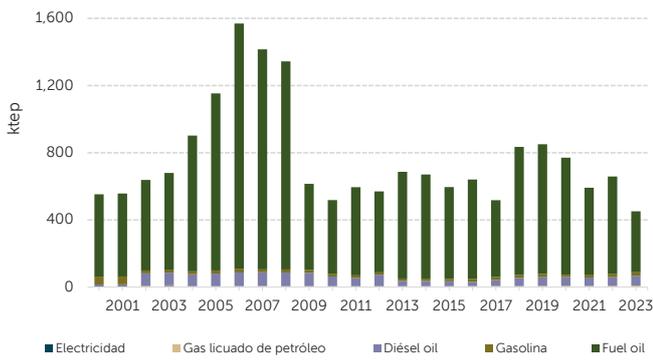
Consumo final Comercial



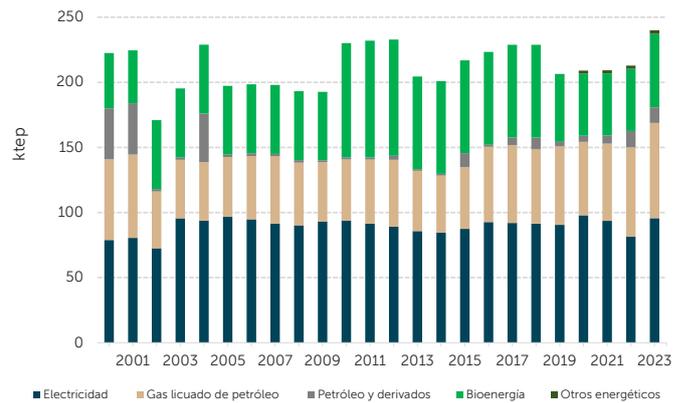
Consumo final Transporte



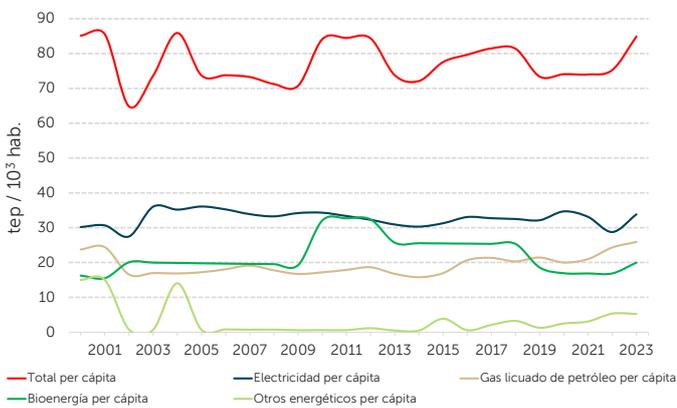
Consumo final de otros sectores



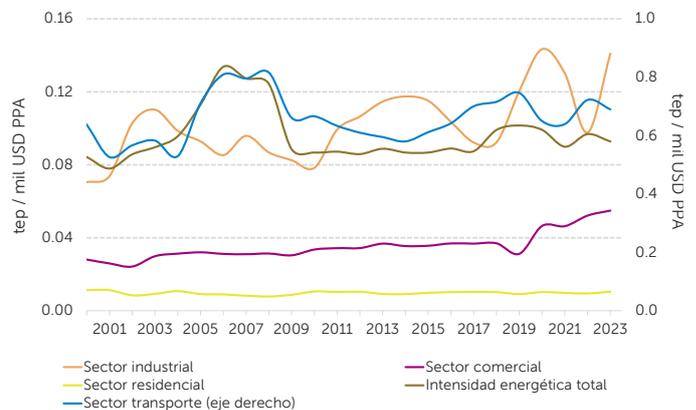
Consumo final Residencial



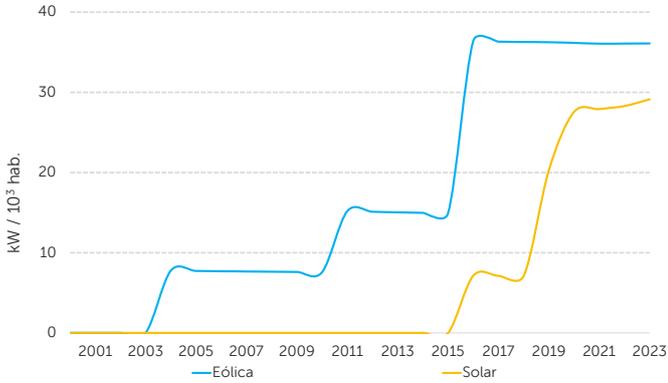
Consumo final per cápita Sector Residencial



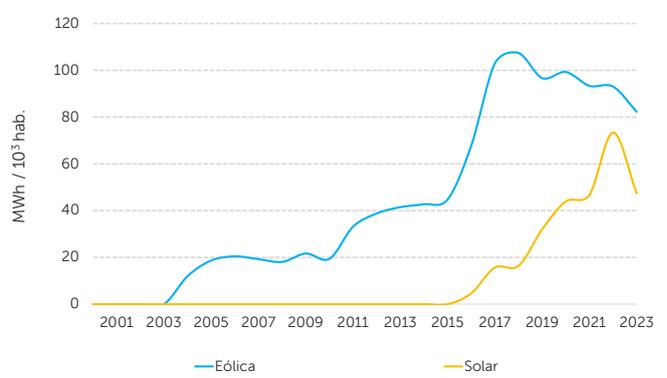
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



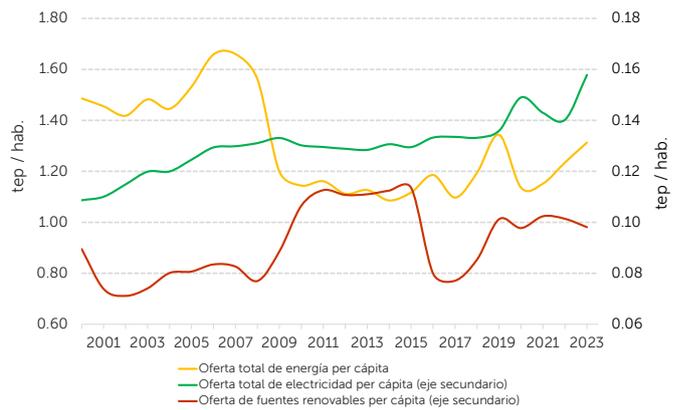
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

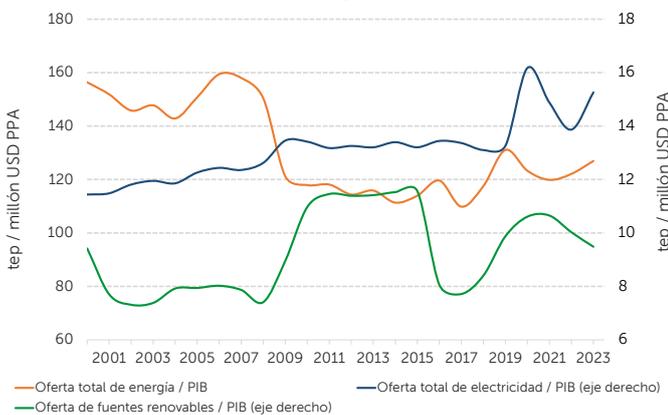


Oferta total de energía per cápita

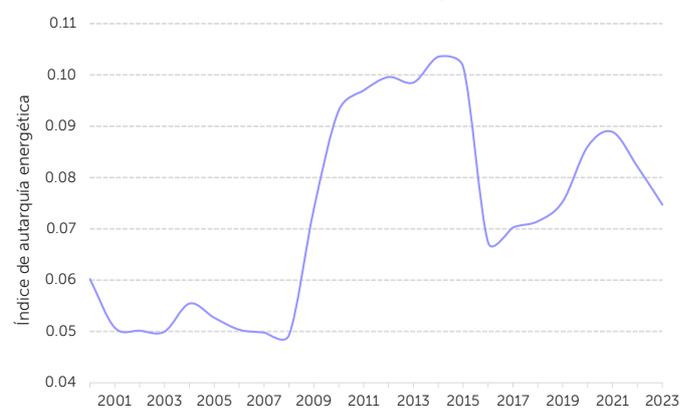


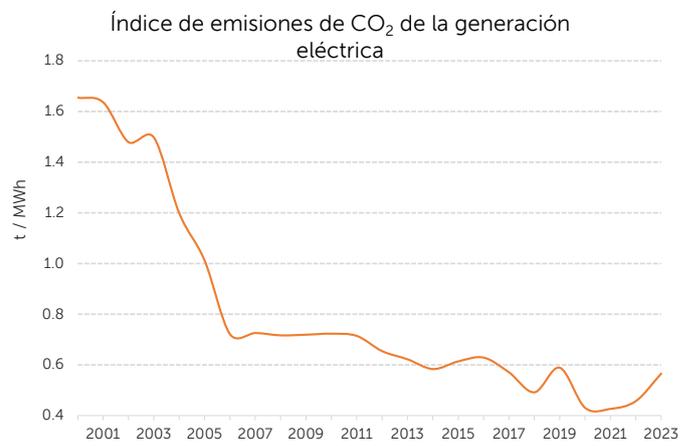
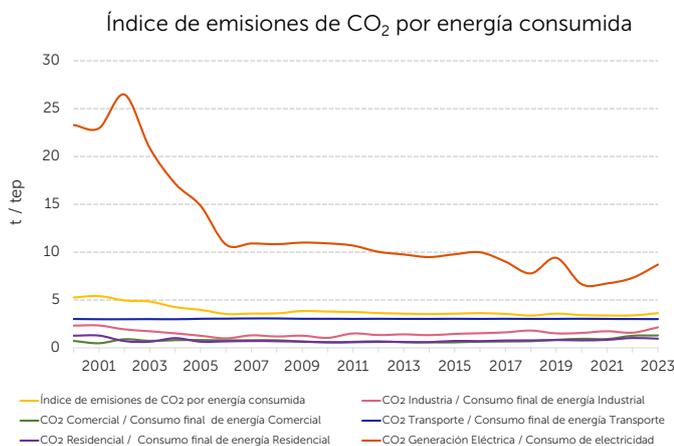
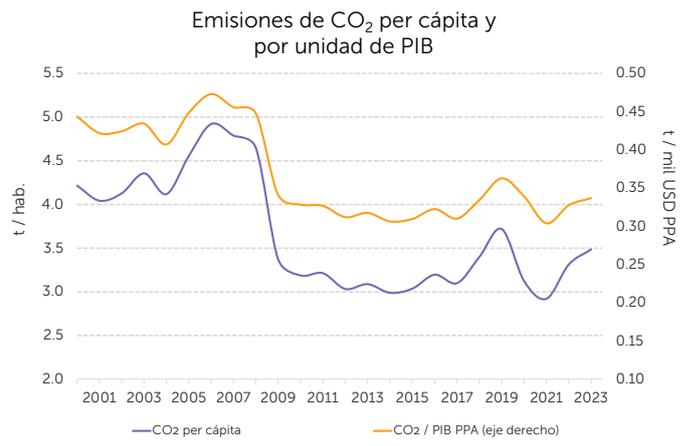
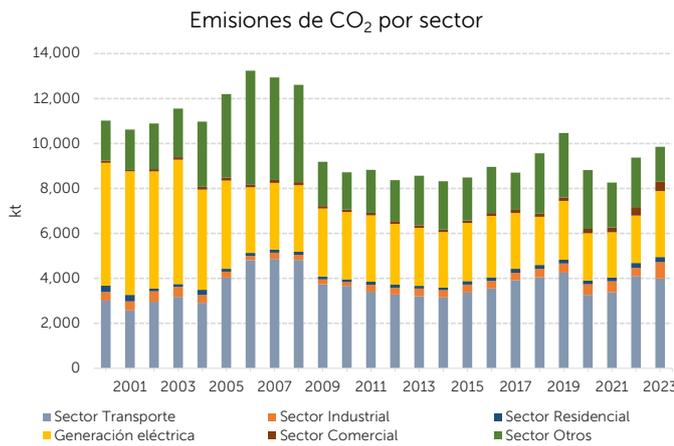
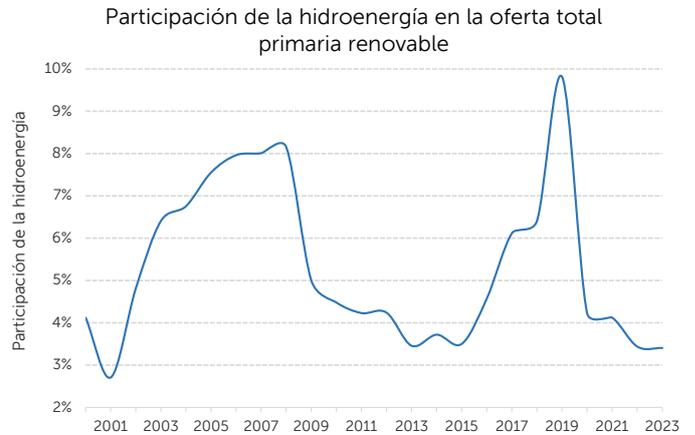
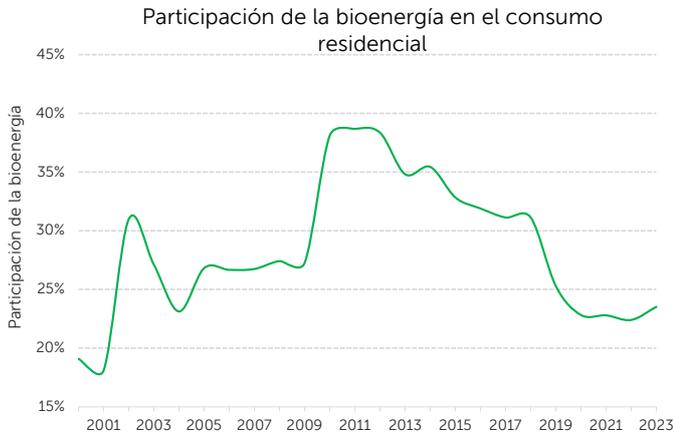
JAMAICA

Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética





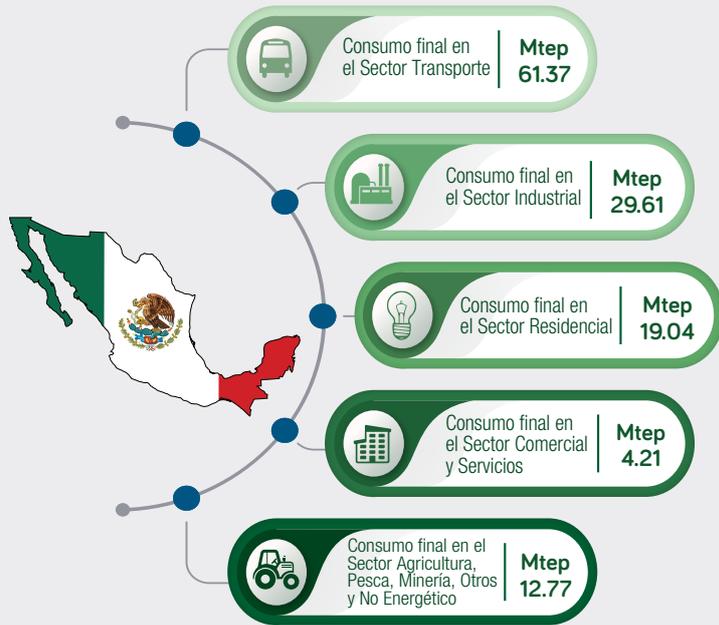


MÉXICO

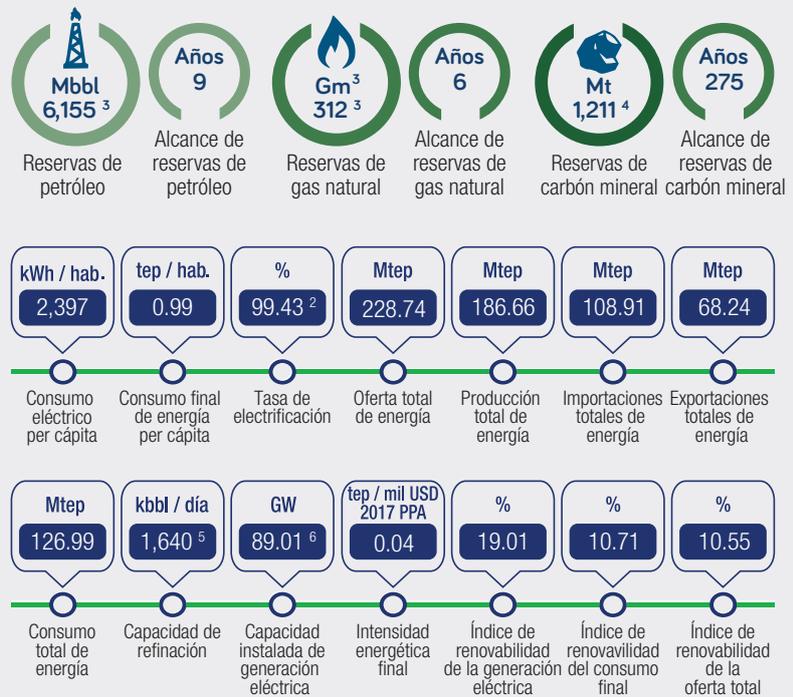
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	128,456 ¹
Superficie (km ²)	1,964,375
Densidad de población (hab. / km ²)	65
Población urbana (%)	82
PIB USD 2018 (MUSD)	1,268,342
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,873,122
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

En 2023, la oferta de energía primaria en México disminuyó un 2.3% respecto al 2022, totalizando 184.17 Mtep. Los hidrocarburos representaron el 82.9% de la producción nacional. Mientras que, la exportación total de energía aumentó un 6.4% en comparación con el año anterior, alcanzando 68.24 Mtep, las importaciones crecieron un 6.8%, impulsadas principalmente por la compra del gas seco y gasolinas. En términos de generación eléctrica por tipo de fuente alcanzó los 346.5 TWh, de los cuales, las fuentes no renovables, lideradas por el gas natural, aportaron el 78% del total, seguidas por las fuentes renovables (hidro, geotermia, solar, eólica, biomasa y biogás) con un 19% y la energía nuclear con un 3%. Esto resultó en un Índice de renovabilidad de la generación eléctrica del 19%. El consumo final de energía alcanzó los 126.9 Mtep en 2023, registrando una disminución del 5% respecto al año anterior. El sector industrial presentó la mayor reducción, con un descenso del 16%, seguido por el consumo no energético, que cayó un 14%. Sin embargo, el sector transporte siguió siendo el principal consumidor de energía fósil en el 2023.

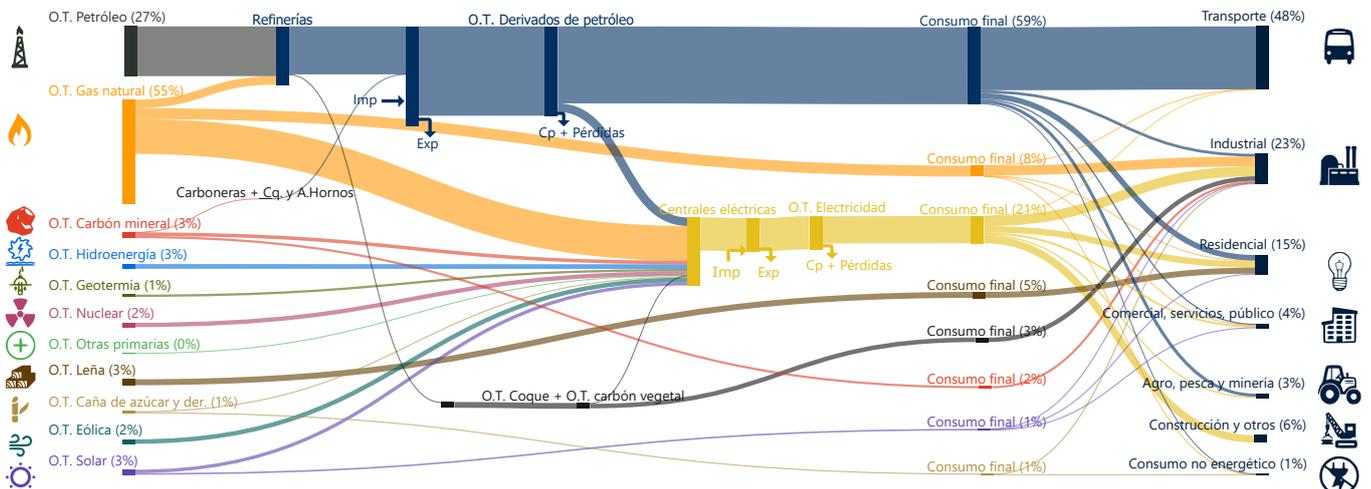


SECTOR ENERGÉTICO 2023*

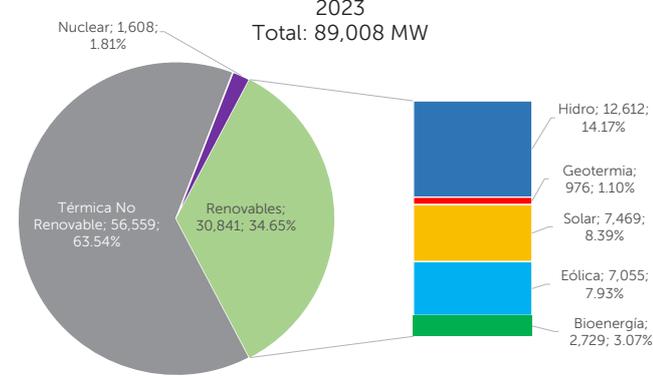


¹ Fuente: Banco Mundial.
² Informe PRODESEN 2024-2038.
³ Base de datos institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos.
⁴ BP Statistical Review of World Energy.
⁵ SENER, Informe PRODESEN 2024 - 2038.
⁶ SENER, Balance Nacional de Energía 2023 (Preliminar).

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023

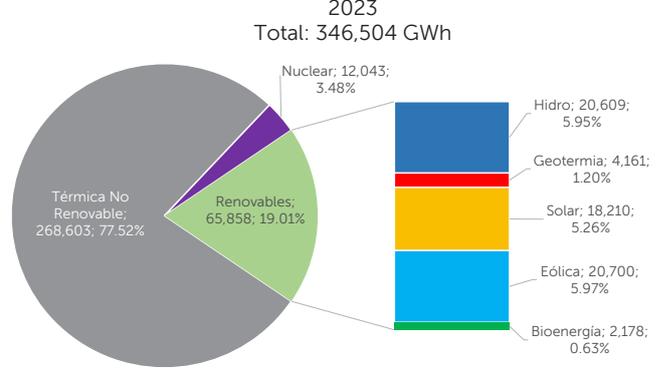


Capacidad instalada de generación eléctrica *[MW; %]



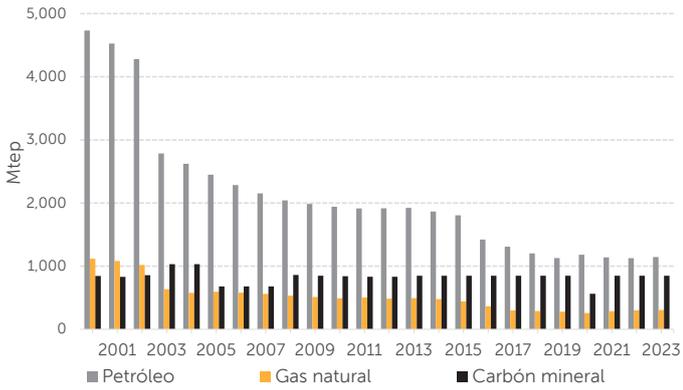
(*) Fuente: SENER, Informe PRODESEN 2024 - 2038.

Generación eléctrica por fuente *[GWh; %]

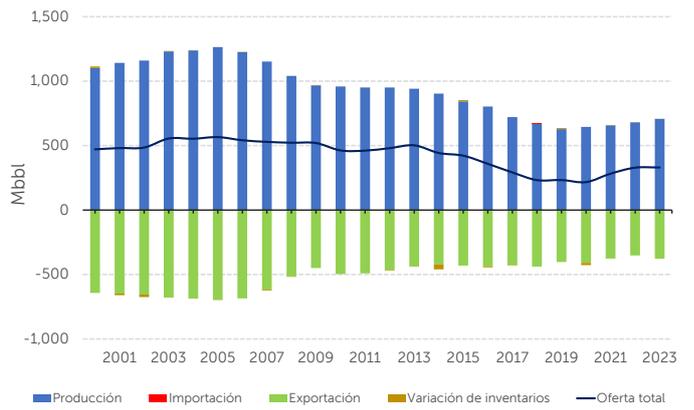


(*) Fuente: SENER, Informe PRODESEN 2024 - 2038.

Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

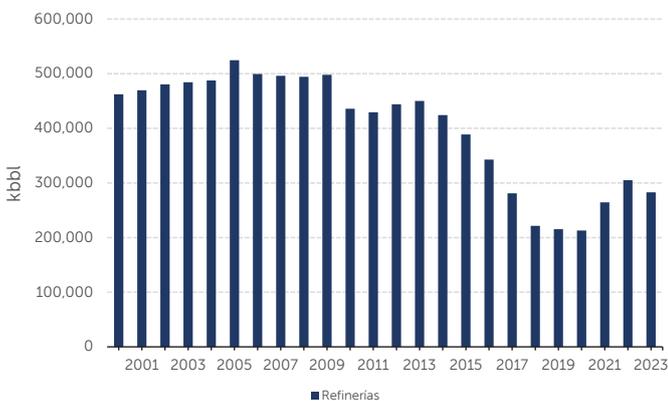


Oferta total de petróleo

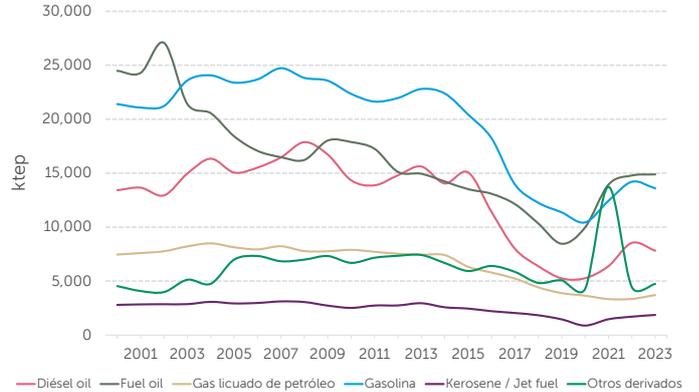


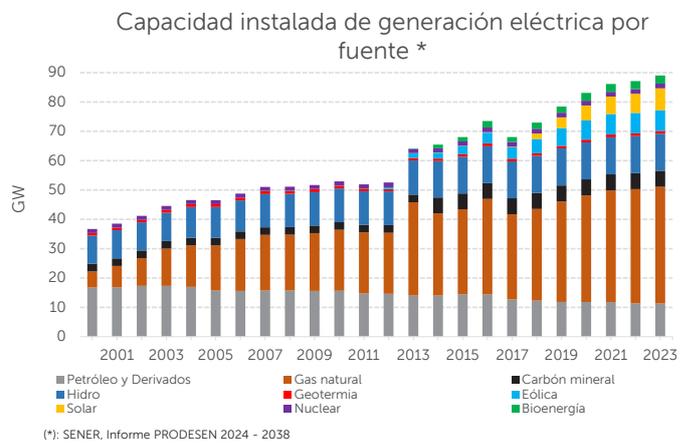
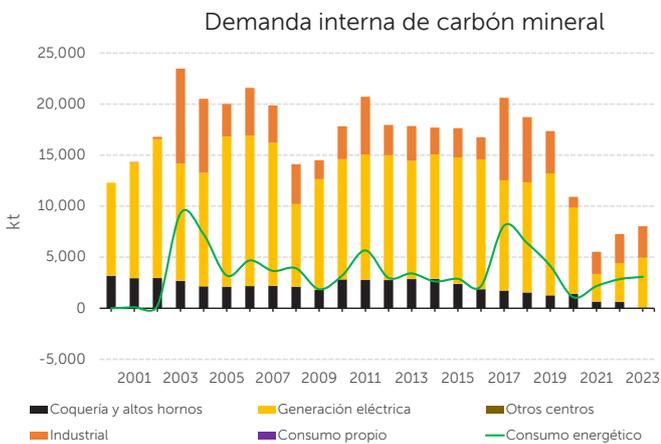
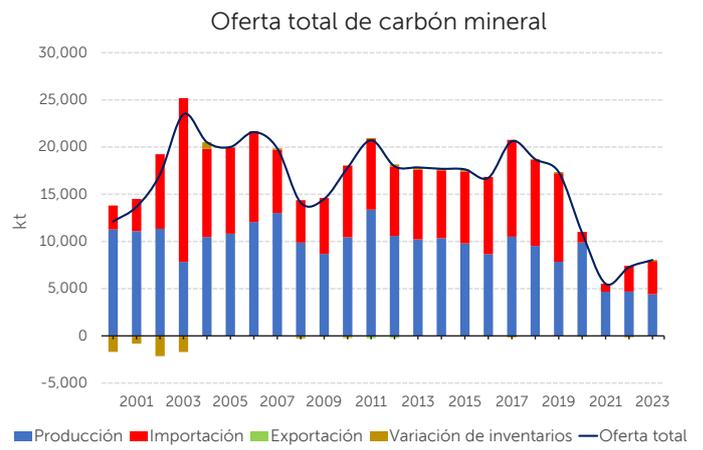
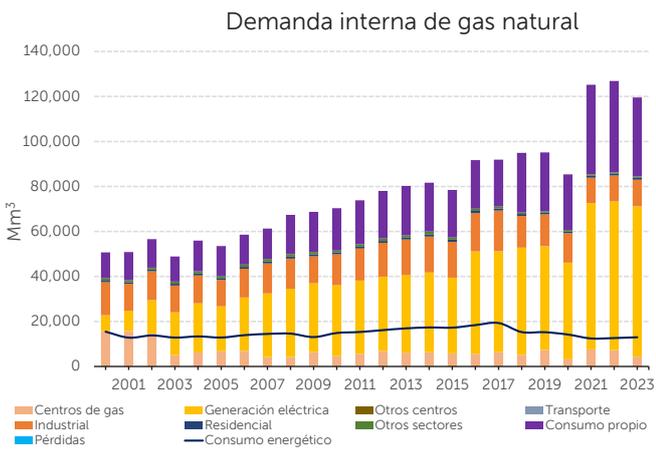
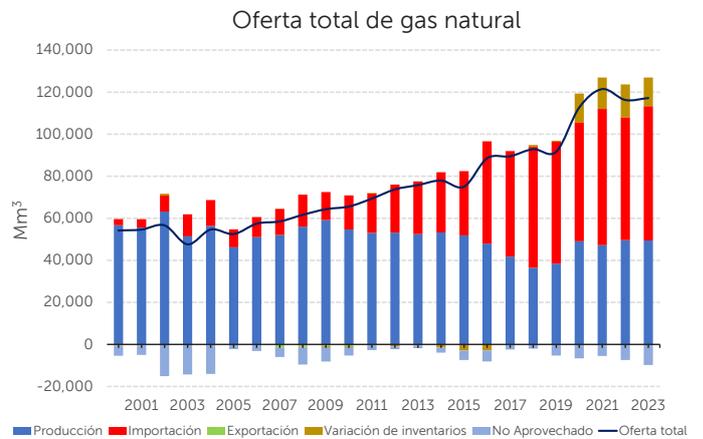
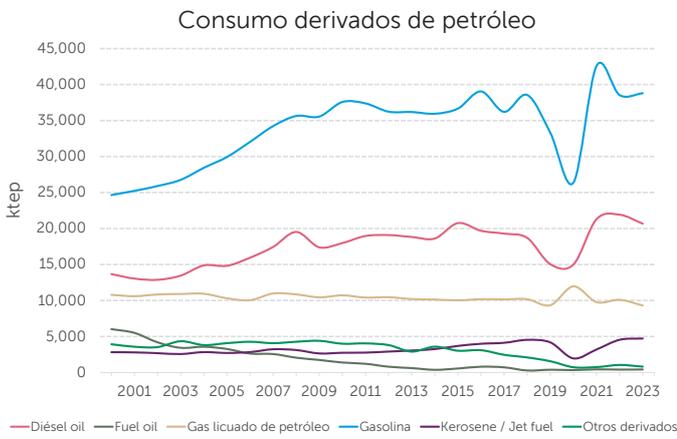
MÉXICO

Demanda interna de petróleo



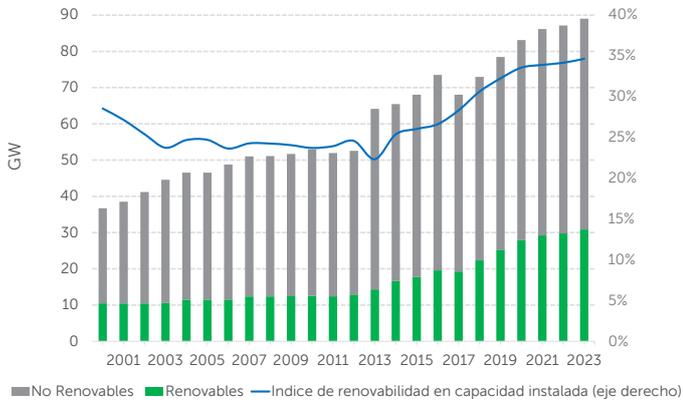
Producción derivados de petróleo



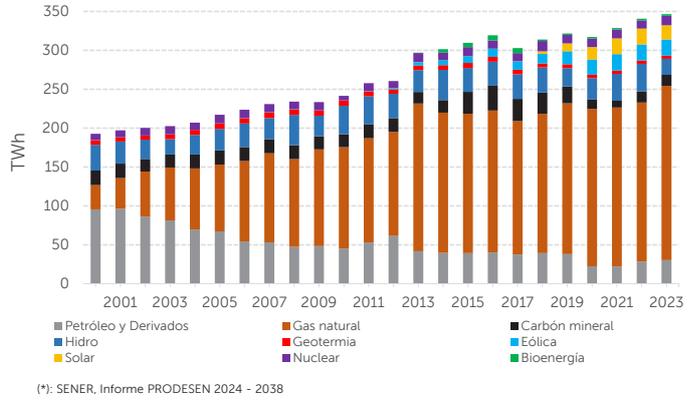


(*): SENER, Informe PRODESEN 2024 - 2038

Capacidad instalada de generación eléctrica

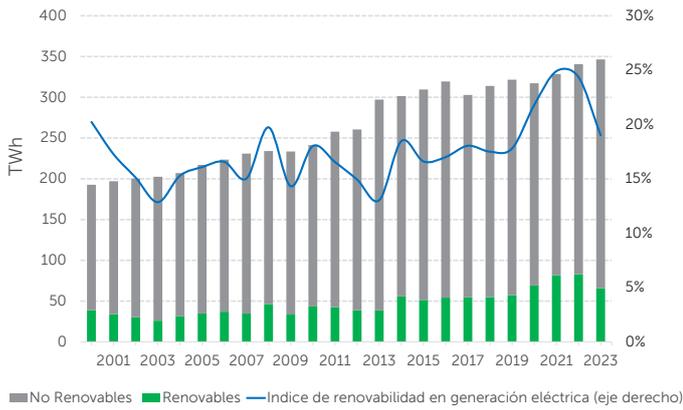


Generación eléctrica por fuente *

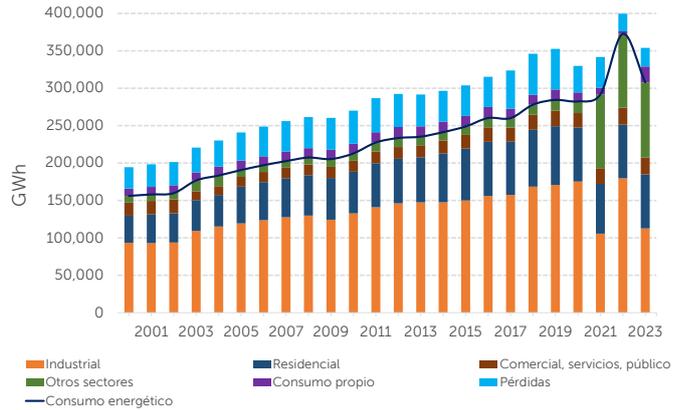


(*): SENER, Informe PRODESEN 2024 - 2038

Generación eléctrica

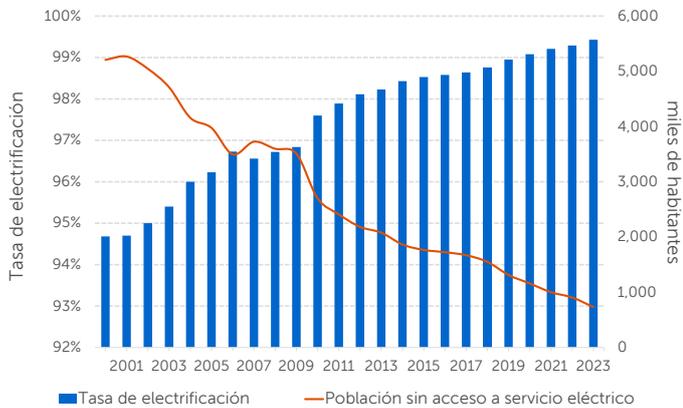


Demanda interna de electricidad

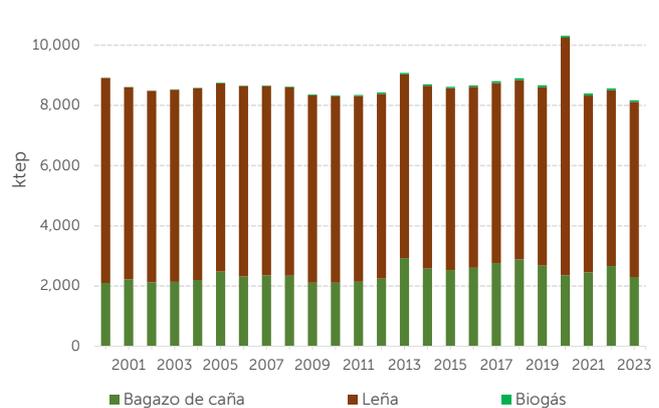


MÉXICO

Tasa de electrificación

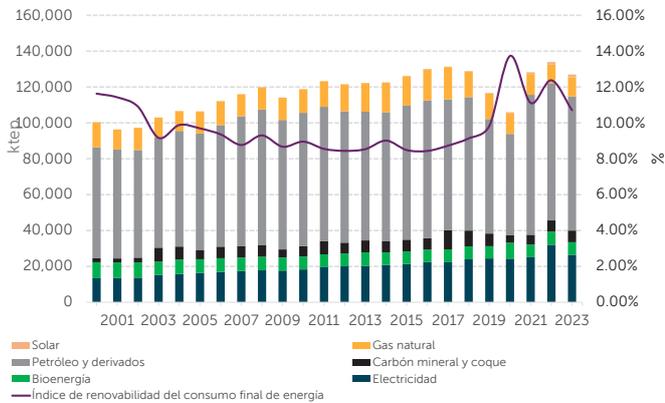


Producción de biomasa

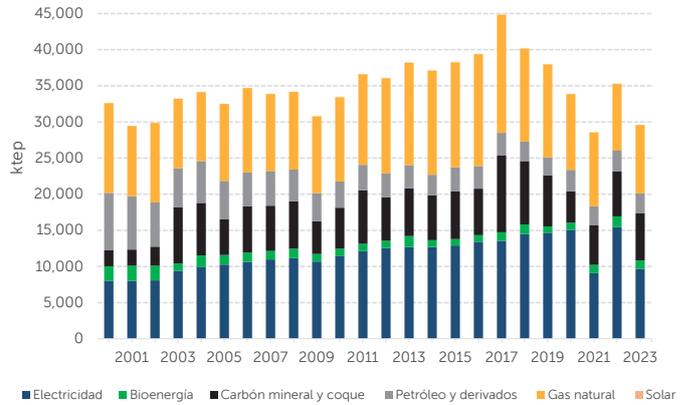




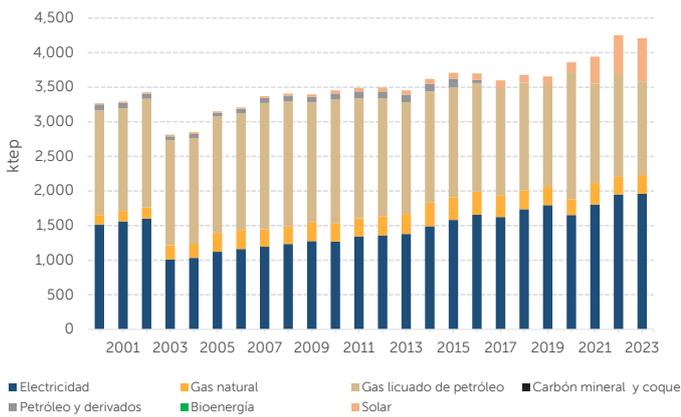
Consumo final de energía por fuente de energía



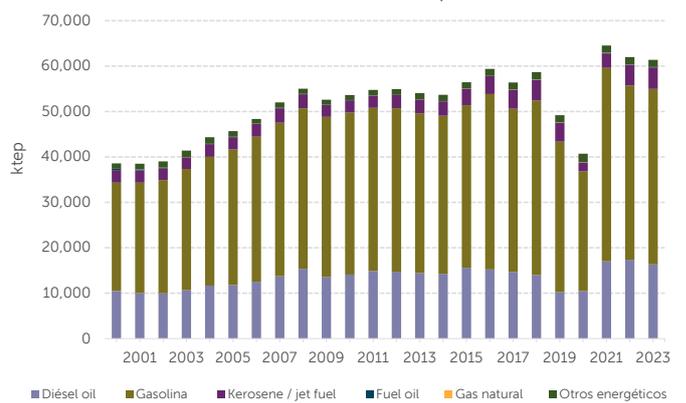
Consumo final Industrial



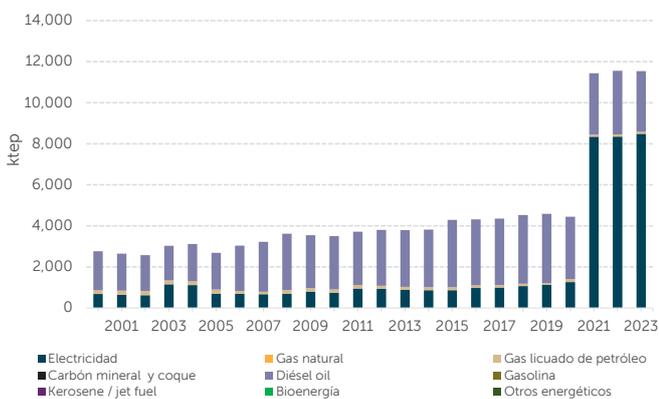
Consumo final Comercial



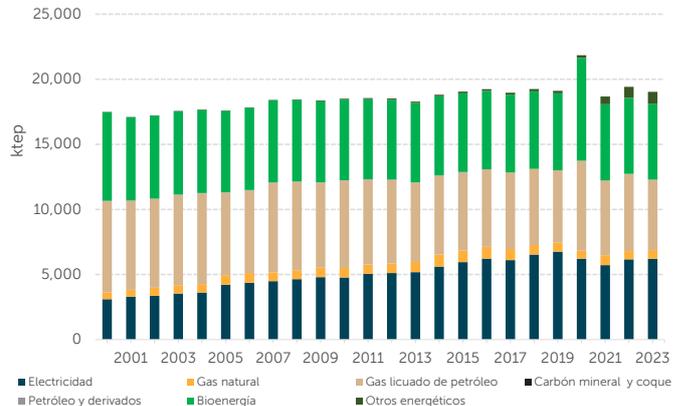
Consumo final Transporte



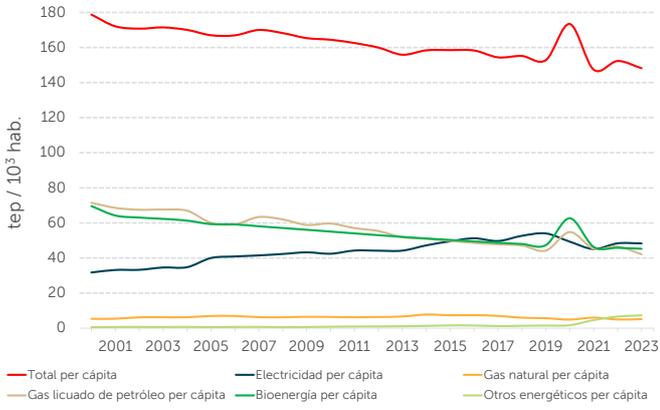
Consumo final de otros sectores



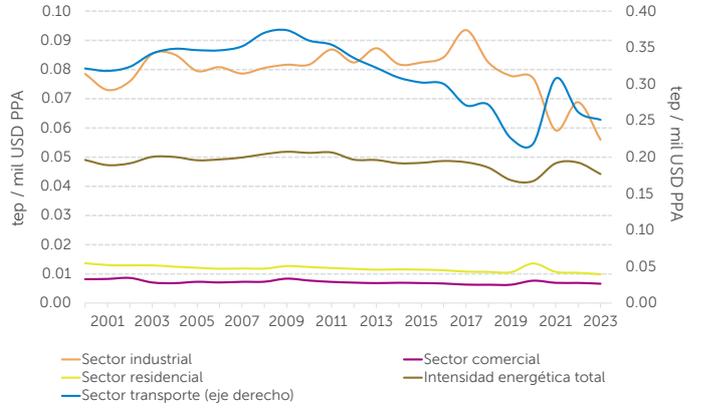
Consumo final Residencial



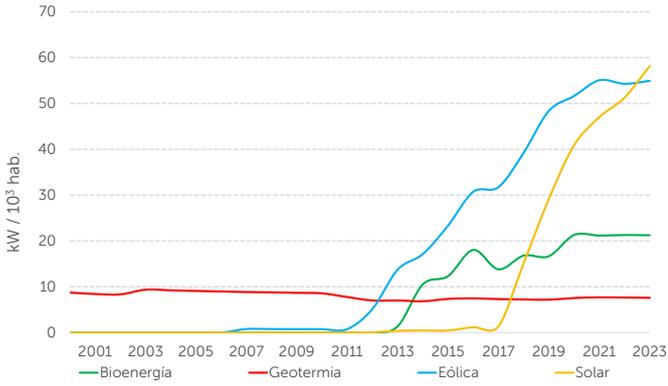
Consumo final per cápita Sector Residencial



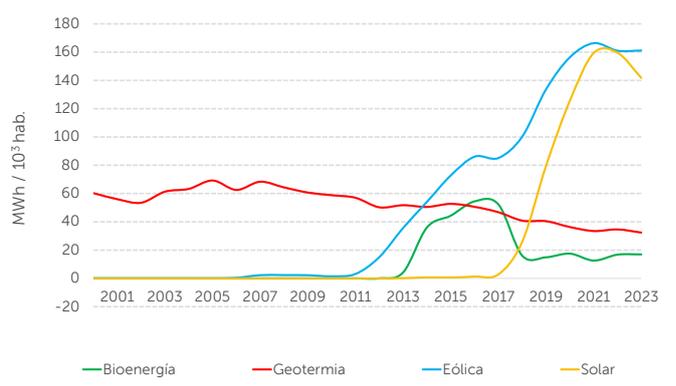
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

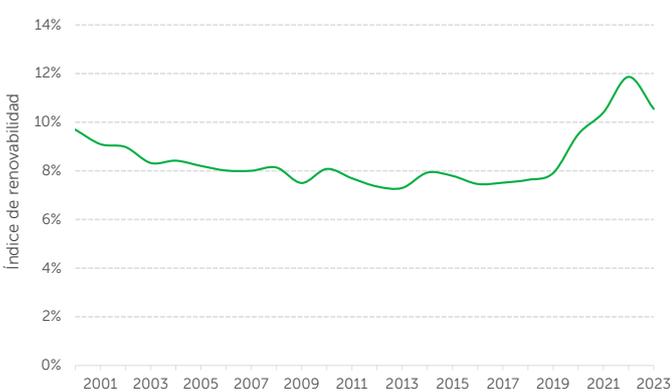


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

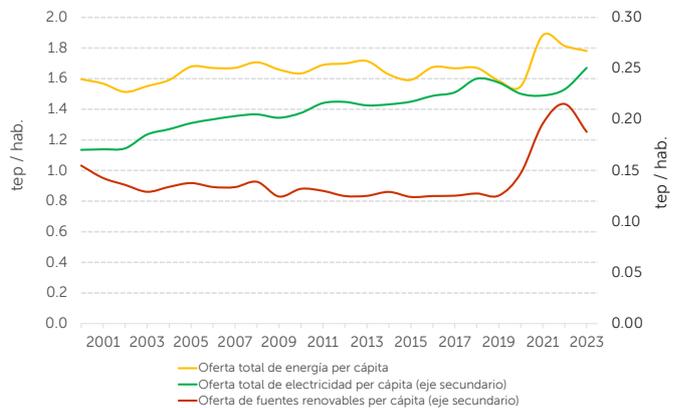


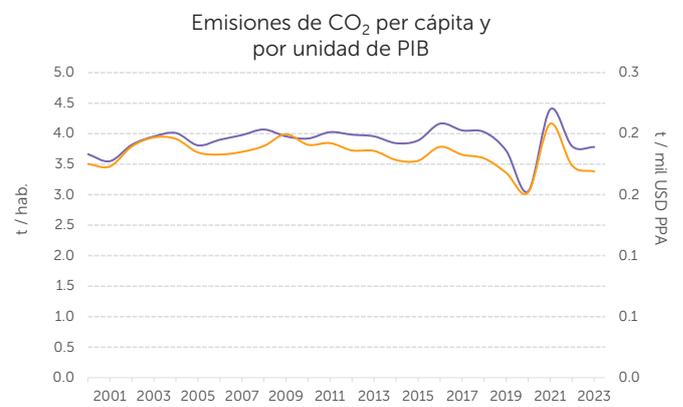
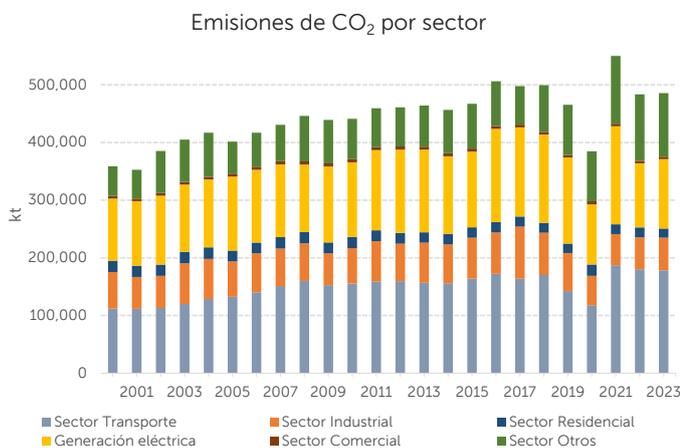
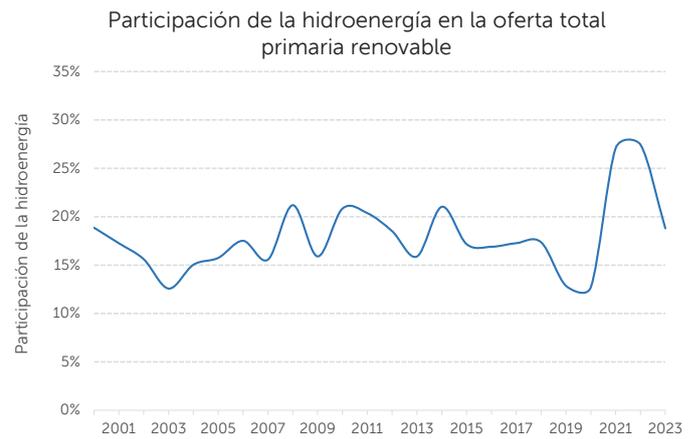
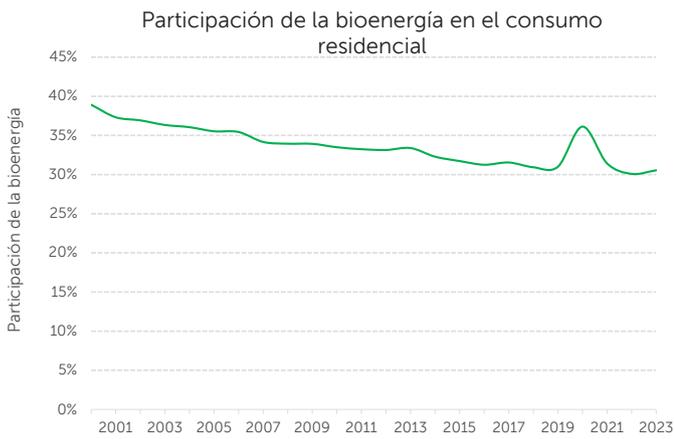
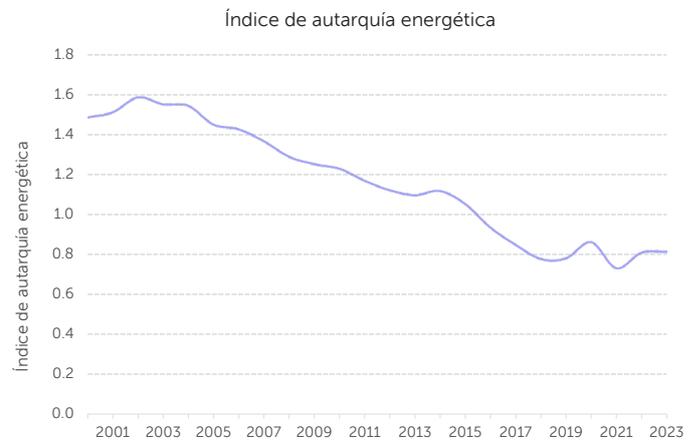
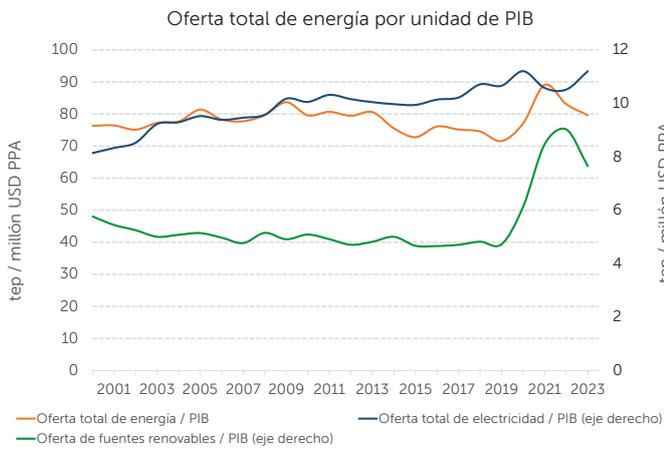
MÉXICO

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

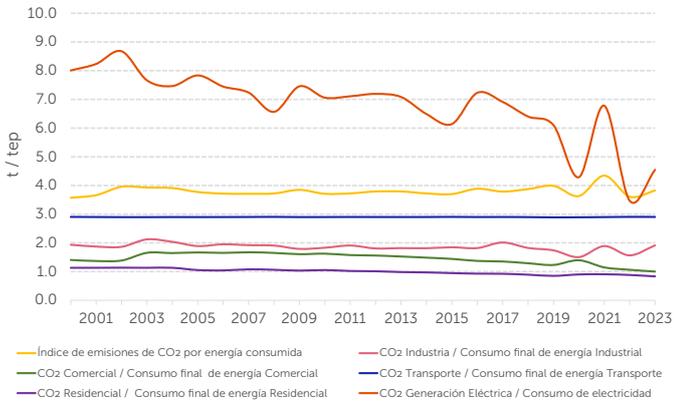


Oferta total de energía per cápita

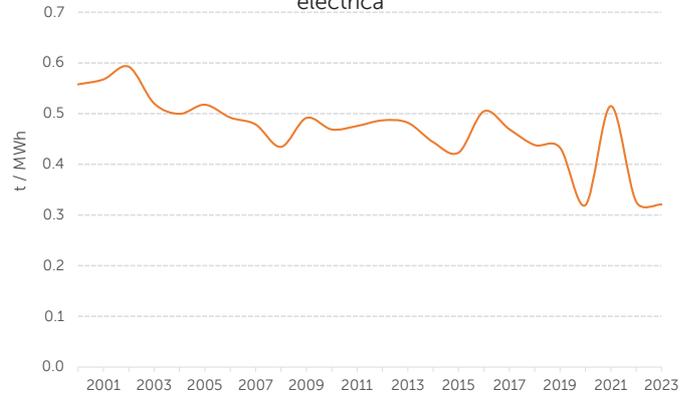




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





NICARAGUA



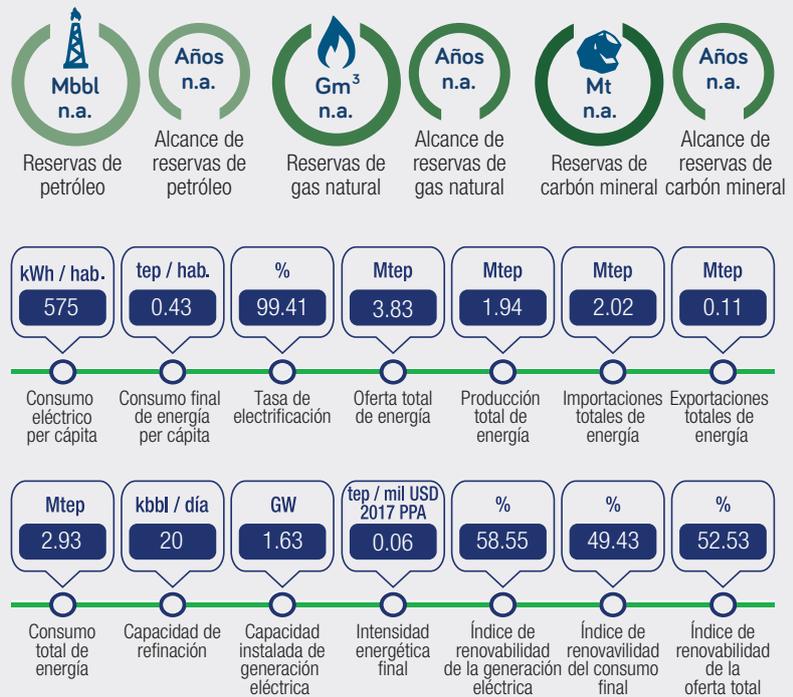
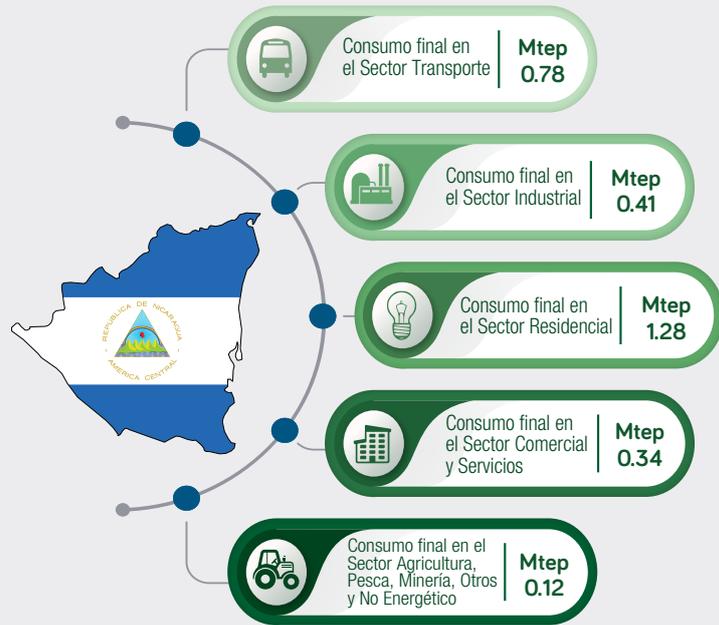
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	6,804 ¹
Superficie (km ²)	130,370
Densidad de población (hab. / km ²)	52
Población urbana (%)	59
PIB USD 2018 (MUSD)	14,143 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	51,088 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8

Este país se caracteriza por ser un importador neto de petróleo y derivados. En el 2023 la oferta total primaria de energía alcanzó los 2,750 Mtep de los cuales el 29% corresponde a petróleo seguido del bagazo de caña y sus derivados con una participación del 14%. Las importaciones totales de energía en el 2023 respecto al 2022 crecieron en un 3.2%

Con relación a la generación eléctrica, en el 2023 aproximadamente el 59% proviene de fuentes de energía renovable de los cuales el 19% corresponde a biomasa (bagazo de caña, residuos) y lo restante con fuentes no renovables principalmente a partir de fuel oil.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

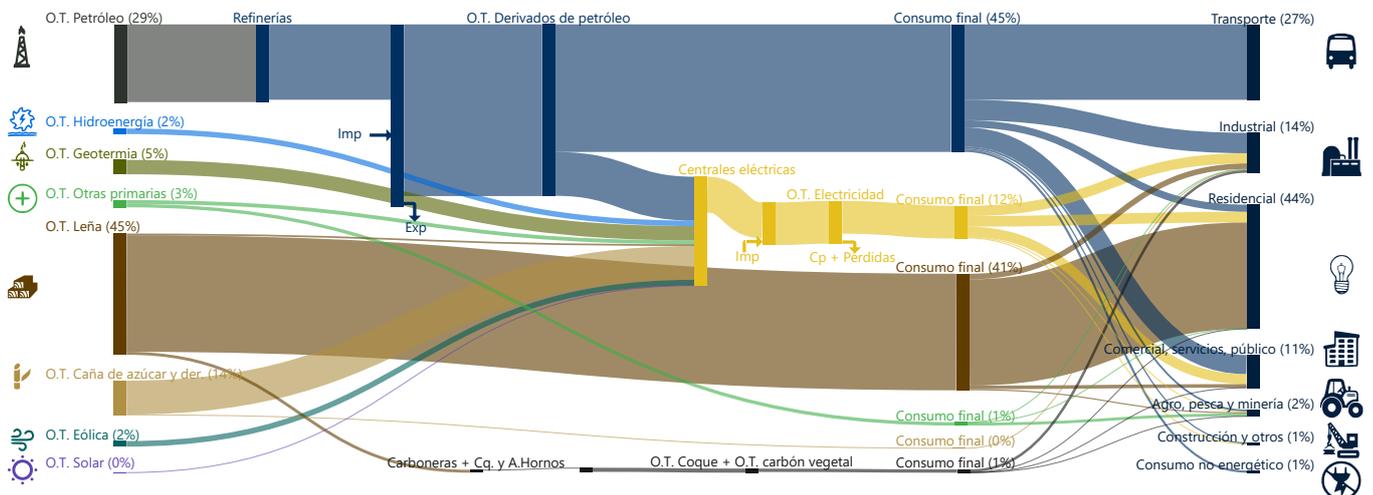


¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

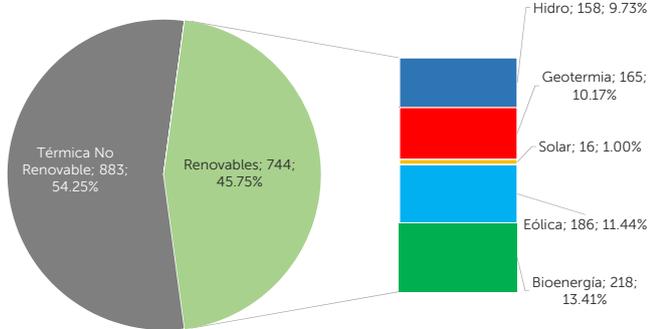
Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE y están sujetos a revisión por parte del país, por lo que la información presentada debe ser considerada como preliminar.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



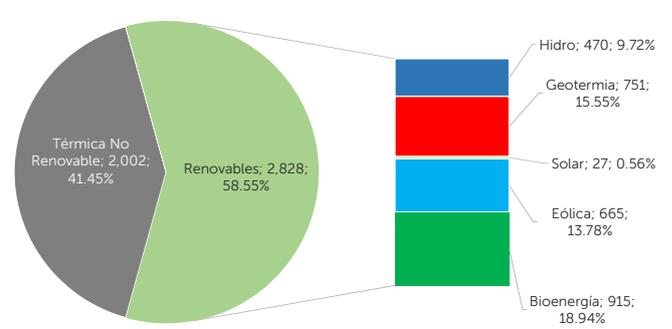
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023

Total: 1,627 MW

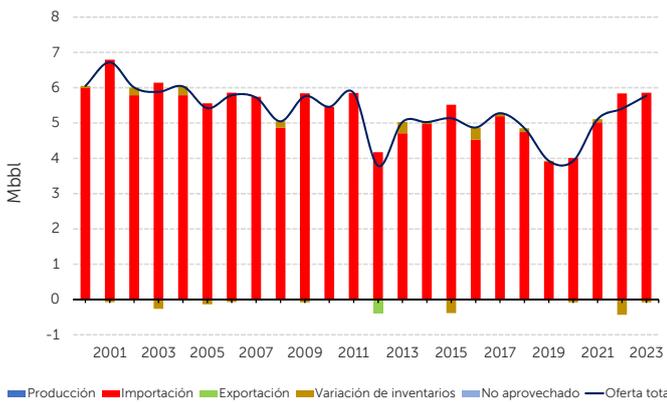


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023

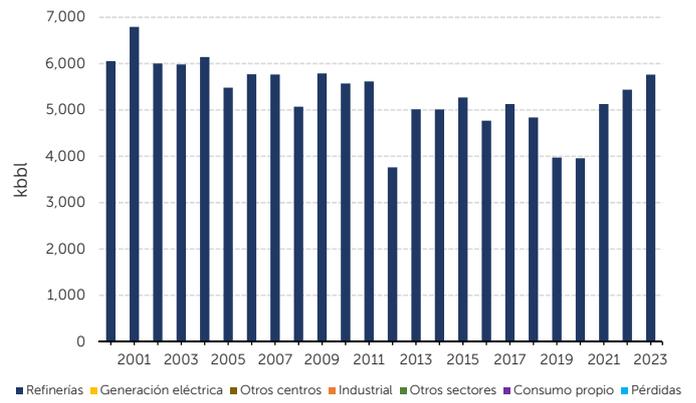
Total: 4,830 GWh



Oferta total de petróleo

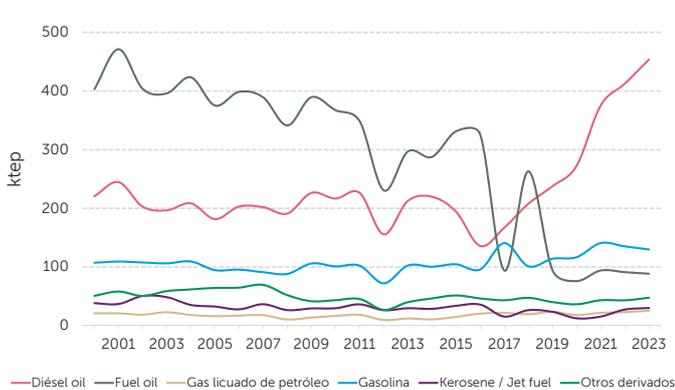


Demanda interna de petróleo

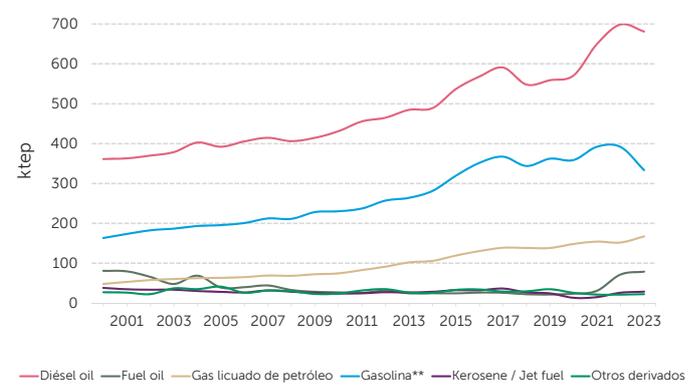


NICARAGUA

Producción derivados de petróleo

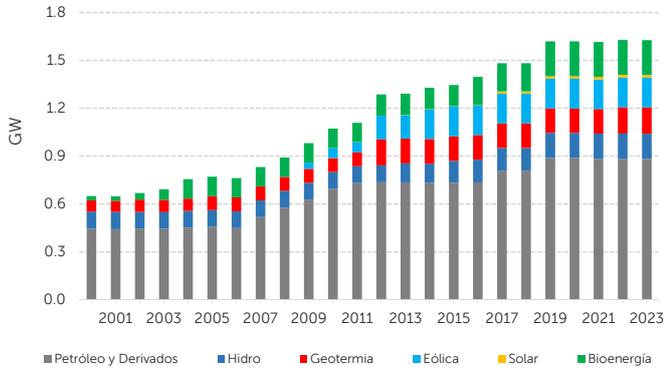


Consumo derivados de petróleo

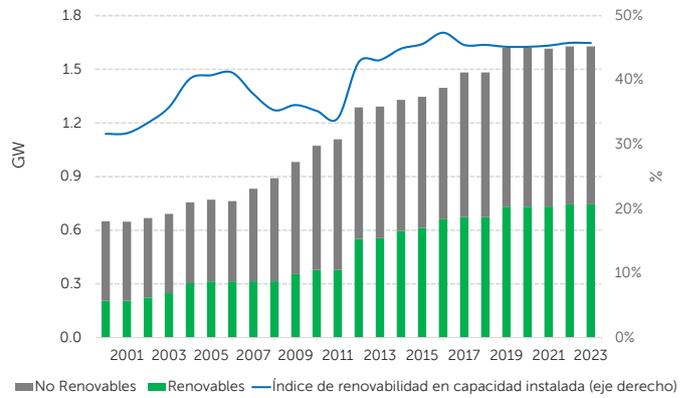




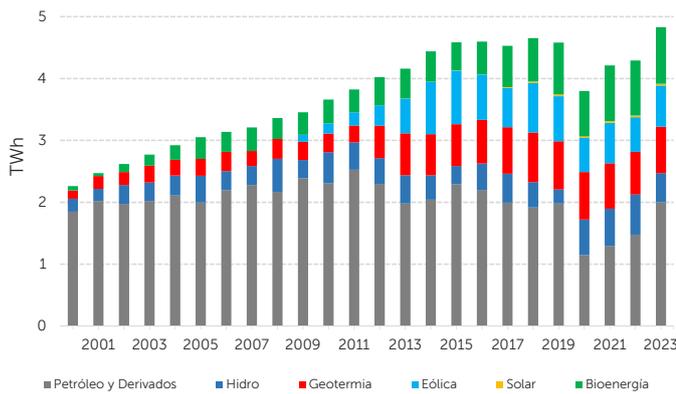
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



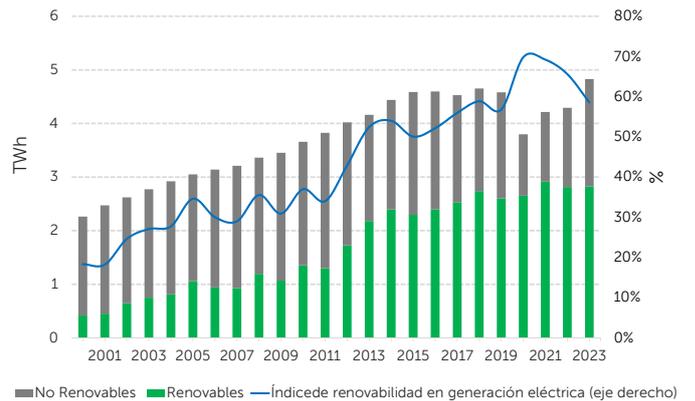
Capacidad instalada de generación eléctrica



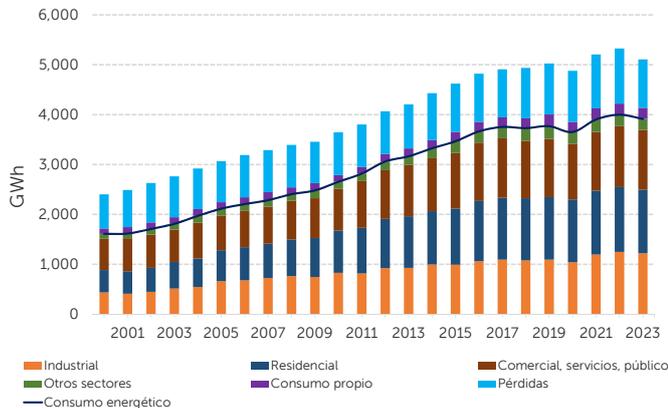
Generación eléctrica por fuente



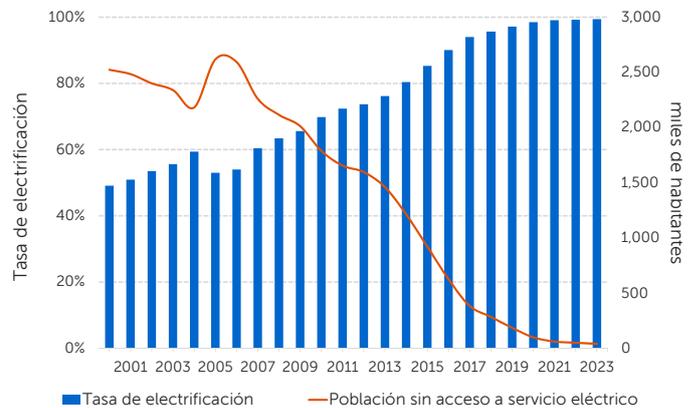
Generación eléctrica



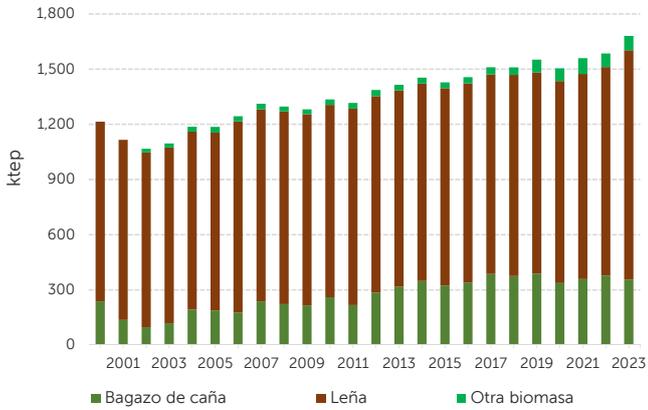
Demanda interna de electricidad



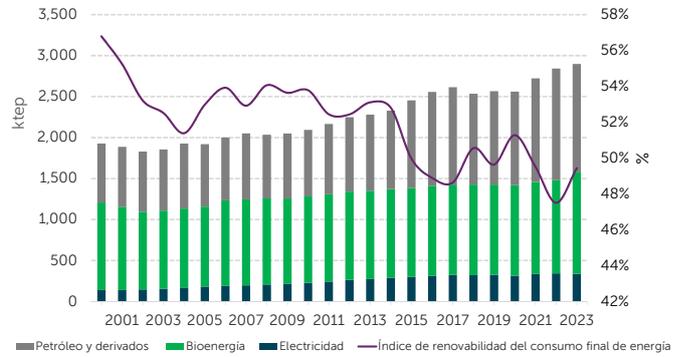
Tasa de electrificación



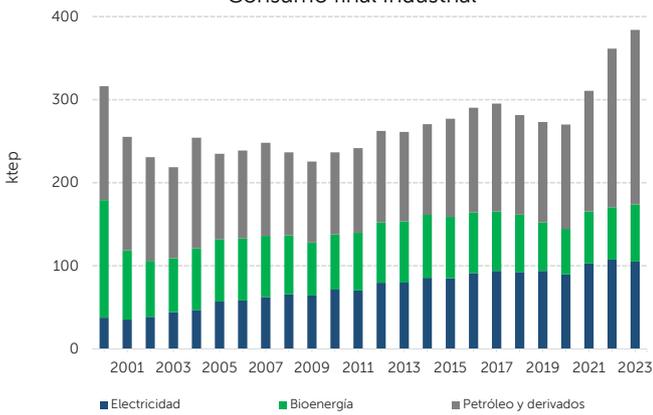
Producción de biomasa



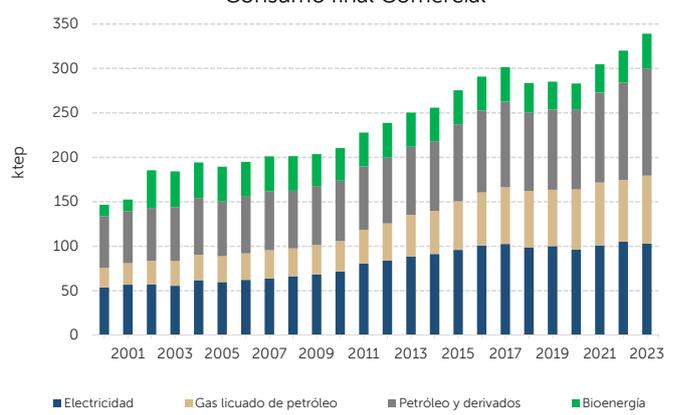
Consumo final de energía por fuente de energía



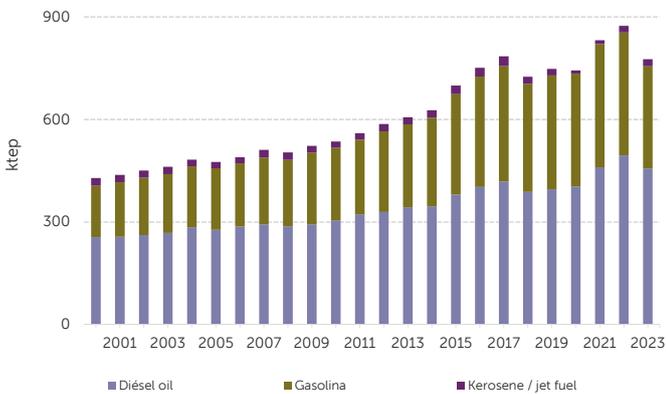
Consumo final Industrial



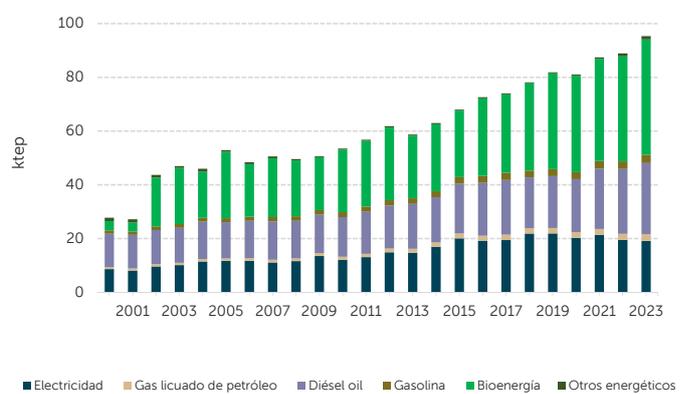
Consumo final Comercial



Consumo final Transporte

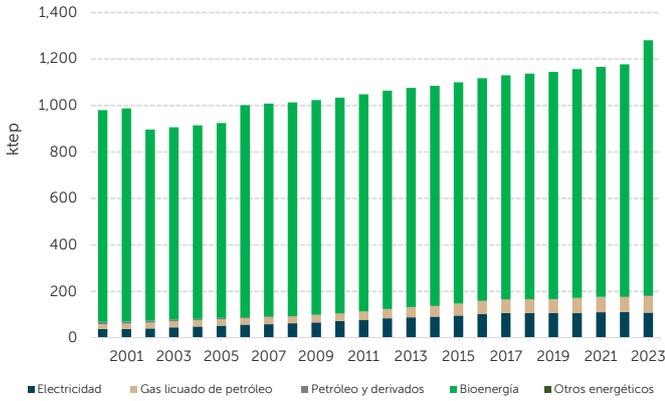


Consumo final de otros sectores

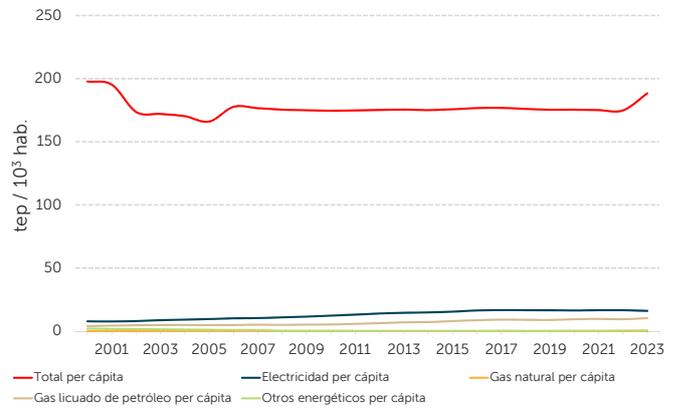




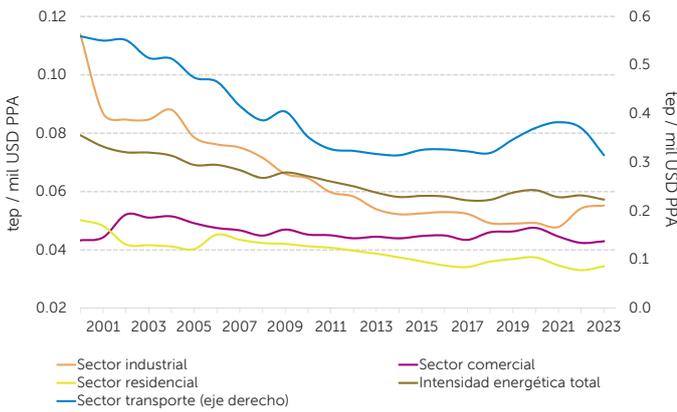
Consumo final Residencial



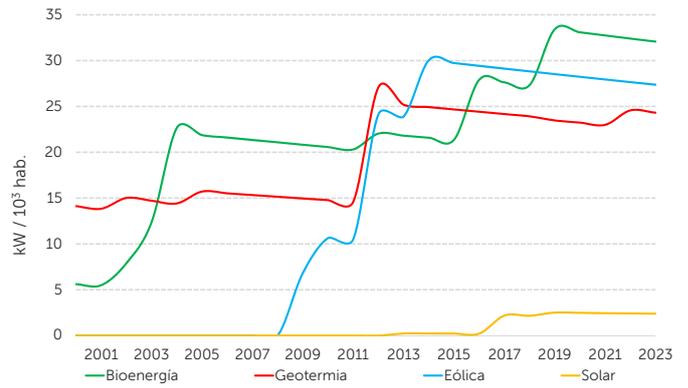
Consumo final per cápita Sector Residencial



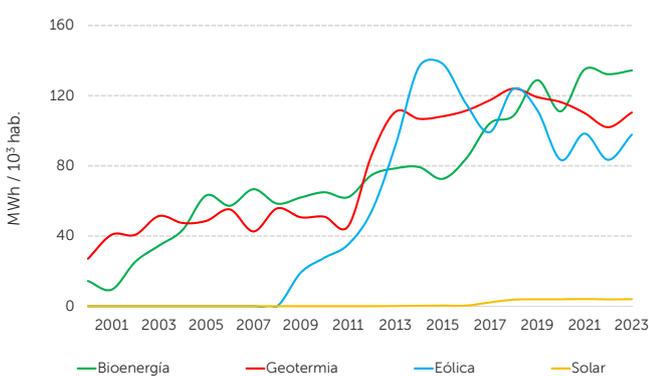
Intensidades energéticas sectoriales



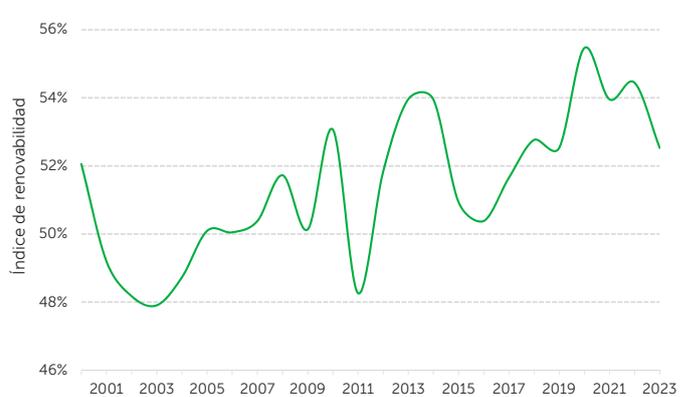
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



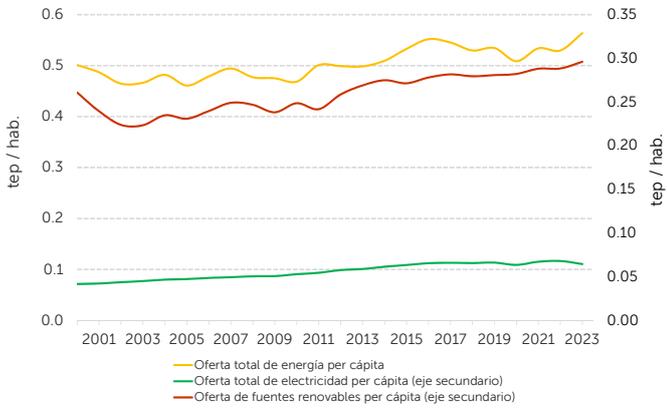
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



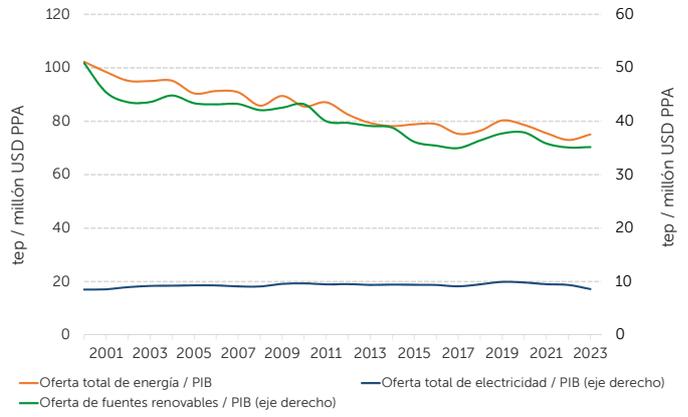
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



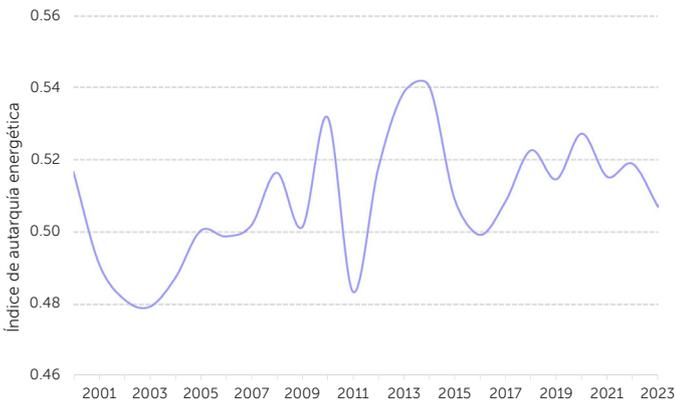
Oferta total de energía per cápita



Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética



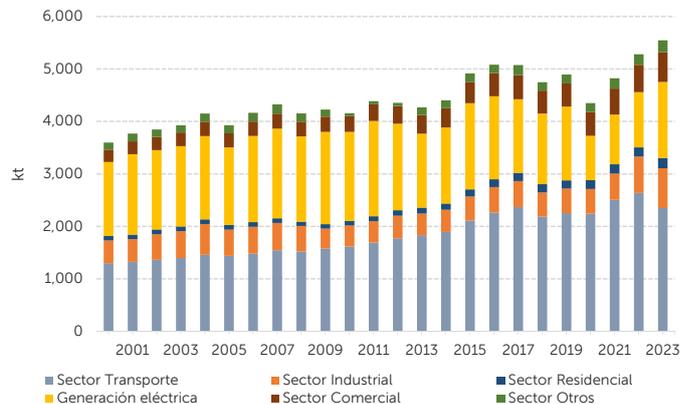
Participación de la bioenergía en el consumo residencial

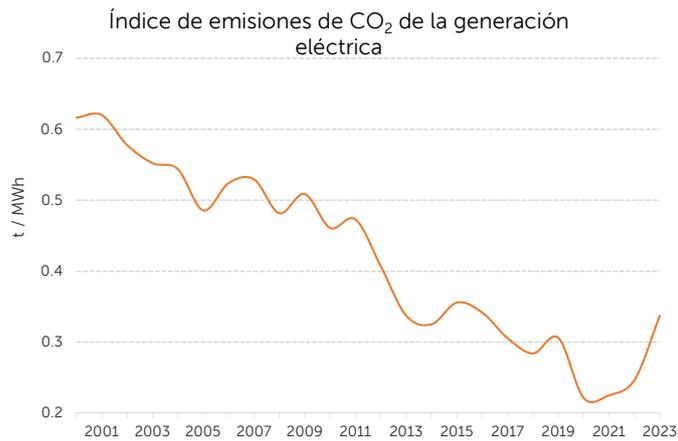
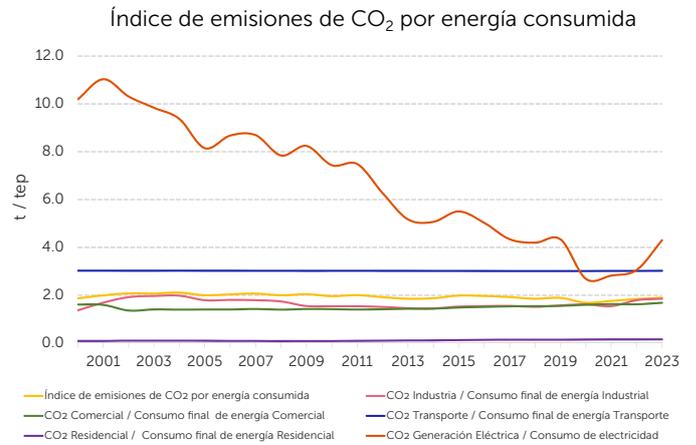
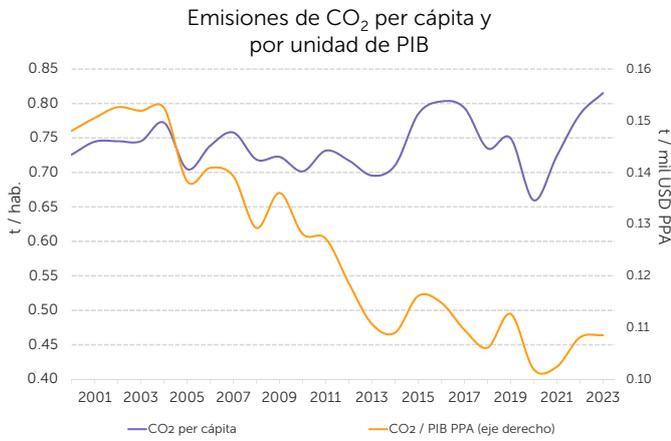


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



Emissiones de CO₂ por sector





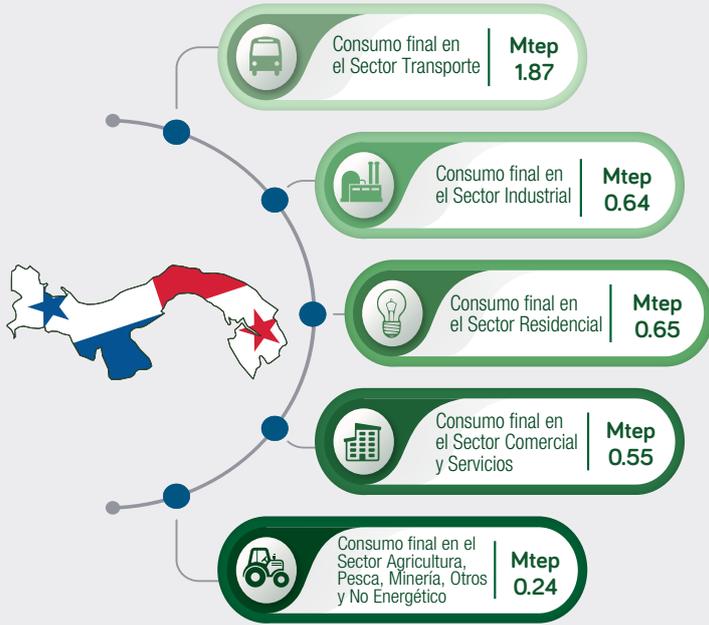


PANAMÁ

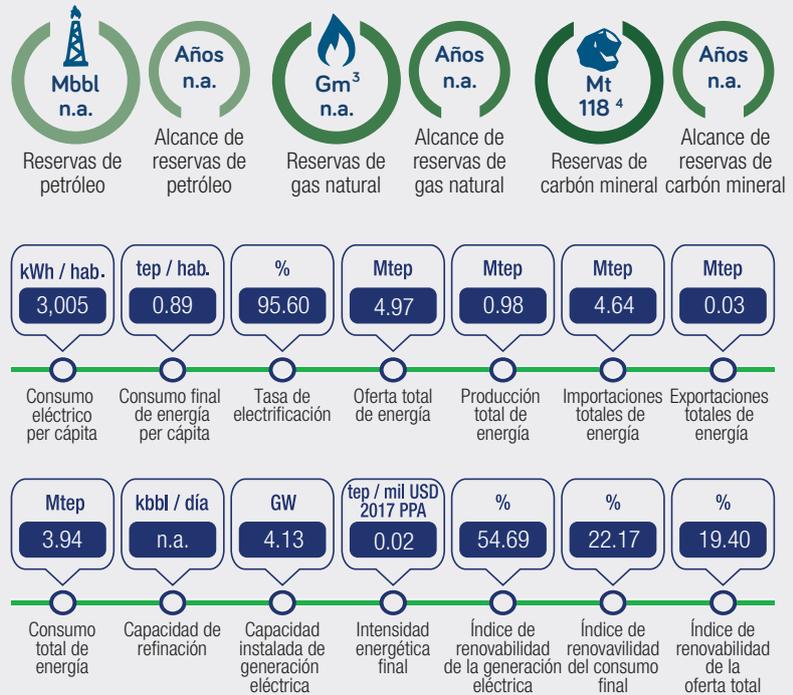
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	4,453 ¹
Superficie (km ²)	74,473
Densidad de población (hab. / km ²)	60
Población urbana (%)	69
PIB USD 2018 (MUSD)	75,212 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	159,867 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	36

En 2023, Panamá registró un leve crecimiento del 1.4% en la oferta primaria de energía alcanzando los 2.01 Mtep, siendo el carbón mineral el de mayor participación con 29%, seguido de la hidroenergía con el 26%, el gas natural el 23%, la leña con el 10% y el resto corresponde a eólica, solar, biogás y bagazo. Sin embargo, la producción primaria nacional fue de 0.9 Mtep de los cuales la hidroenergía lidera con el 54%, la leña el 21%, bagazo, eólica y solar el 10%, 8% y 8%. Por otro lado, la exportación total de energía disminuyó un 23% en comparación con el año anterior alcanzando 0.03 Mtep. En cuanto a la generación eléctrica por tipo de fuente, lideraron las fuentes renovables con una participación del 54.7% esto gracias al uso de una variedad de fuentes alternativas en la que sobresalen la hidroenergía, eólica y solar, con una participación del 42.3%, 6.1% y 6%, el resto le corresponde a bioenergía. Mientras que la energía generada a partir de combustibles no renovables como el gas natural, carbón mineral y derivados de petróleo fue del 45.3% de la generación total que alcanzó los 14,531 GWh. La demanda de energía registró 3.9 Mtep que corresponde en su mayoría a consumo de derivados de petróleo en el sector transporte con una participación del 47%, mientras que la demanda en los sectores residencial, industria, comercial y otros fue de: 17%, 16%, 14% y 6%.

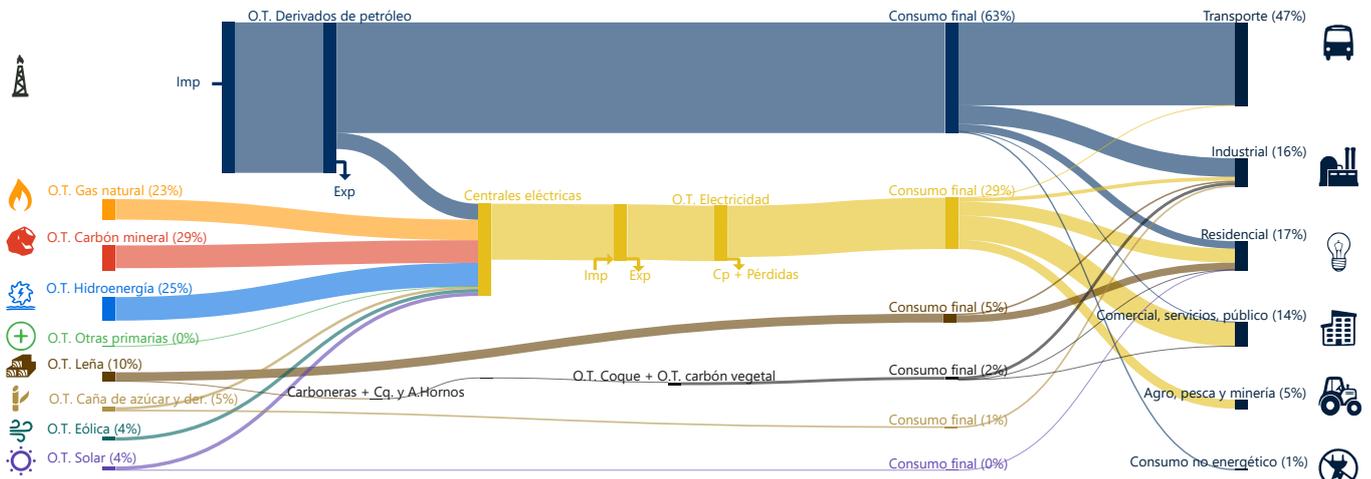


SECTOR ENERGÉTICO 2023

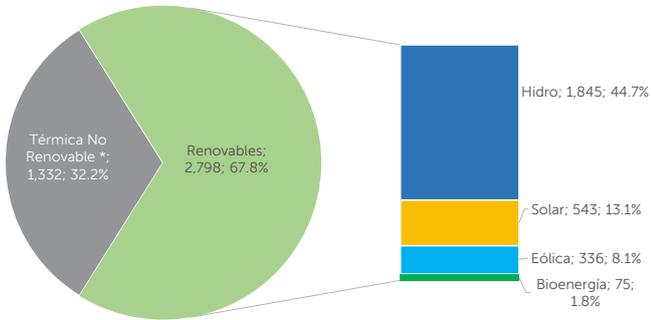


¹ INEC Panamá: Estimación y proyección de la población total.
² Fuente: CEPAL.
³ Fuente: Banco Mundial.
⁴ Turba de Changuinola.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023

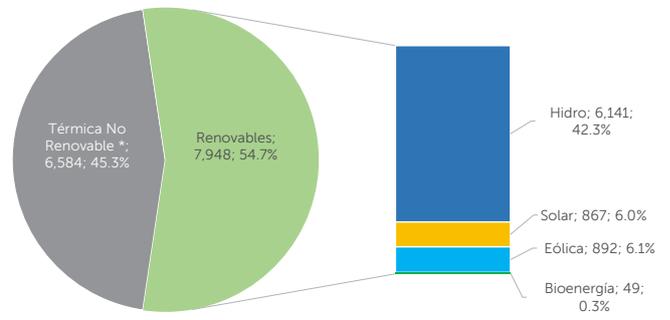


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 4,130 MW



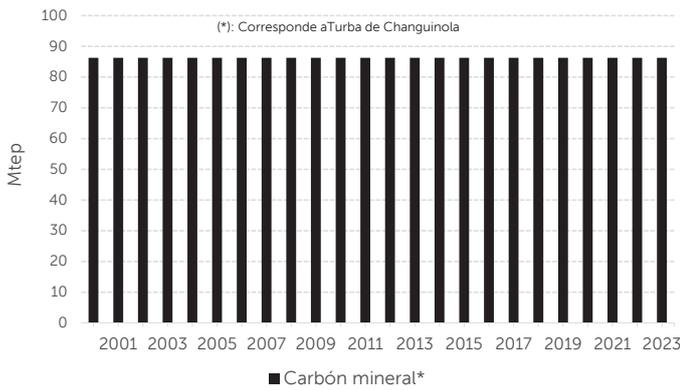
(*): incluye capacidad de generación eléctrica con derivados de petróleo, gas natural y carbón mineral

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 14,531 GWh



(*): incluye generación eléctrica con derivados de petróleo, gas natural y carbón mineral

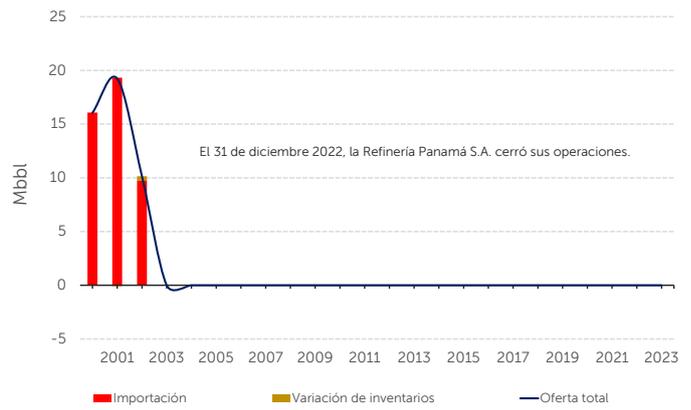
Reservas probadas de carbón mineral



(*): Corresponde a Turba de Changuinola

■ Carbón mineral*

Oferta total de petróleo

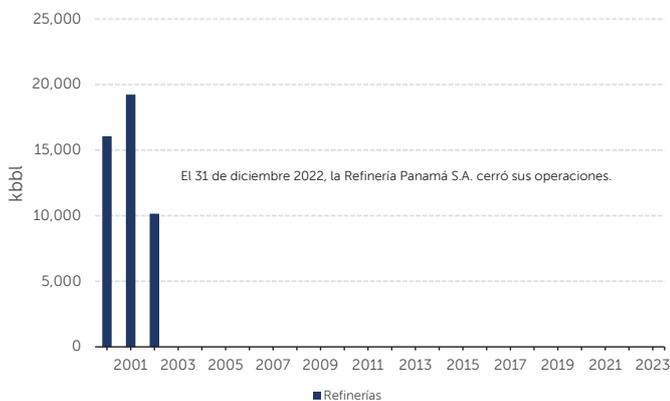


El 31 de diciembre 2022, la Refinería Panamá S.A. cerró sus operaciones.

■ Importación ■ Variación de inventarios — Oferta total

PANAMÁ

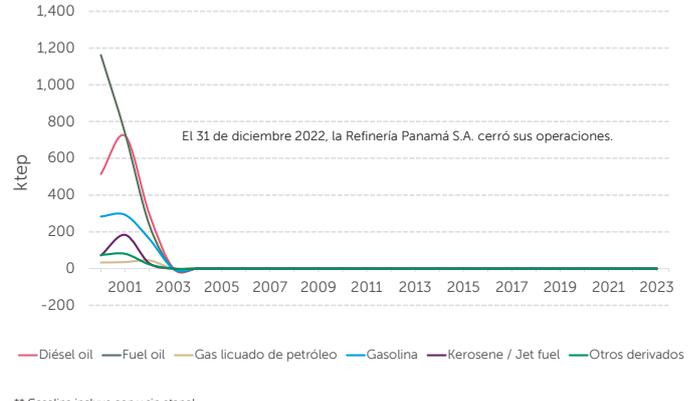
Demanda interna de petróleo



El 31 de diciembre 2022, la Refinería Panamá S.A. cerró sus operaciones.

■ Refinerías

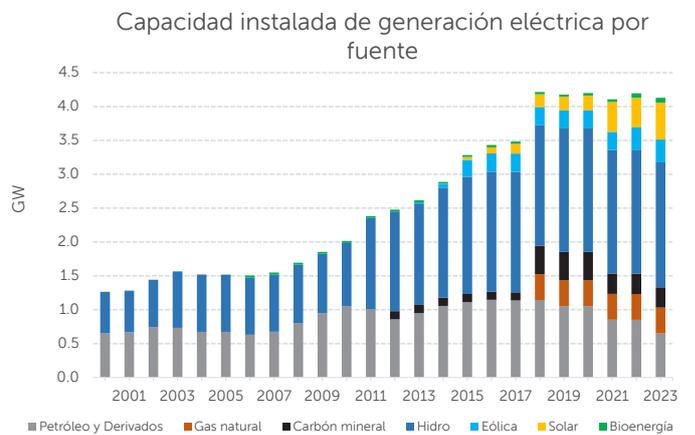
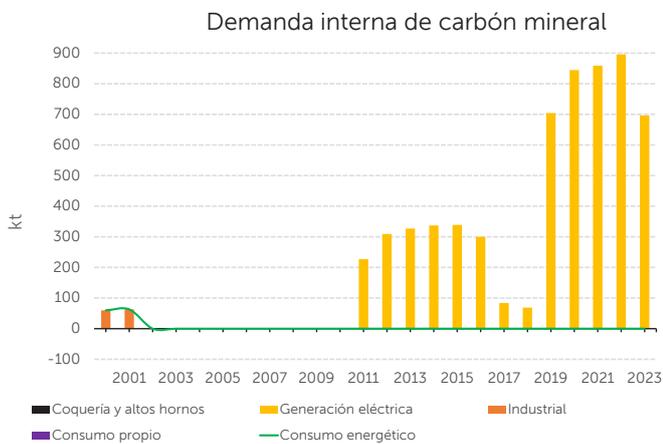
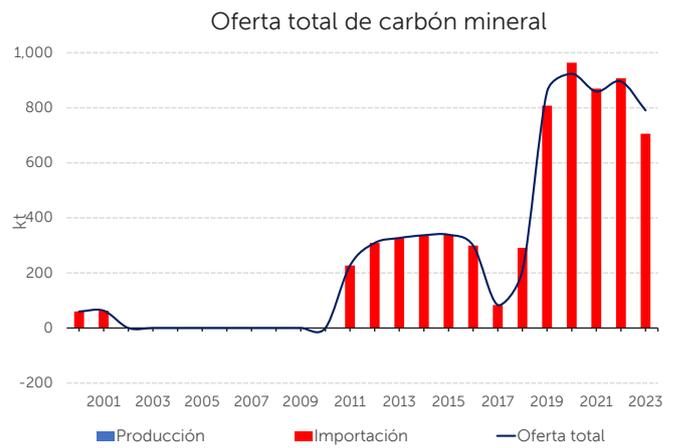
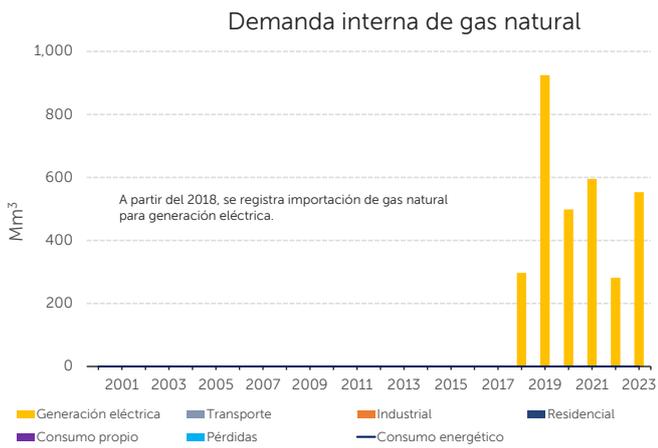
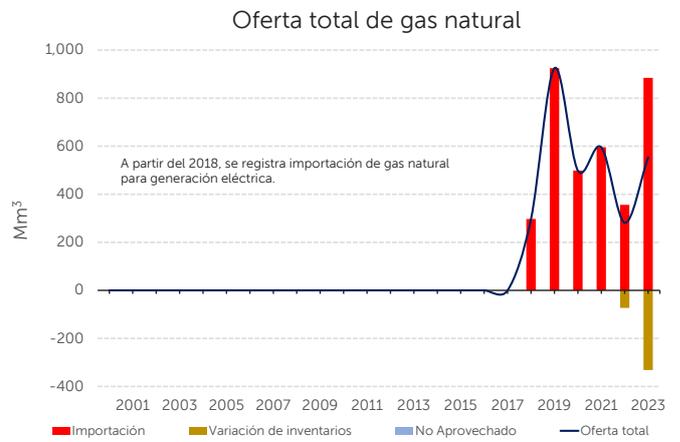
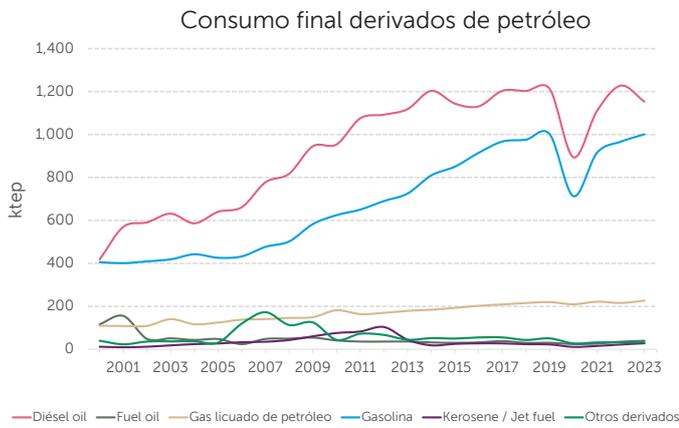
Producción derivados de petróleo



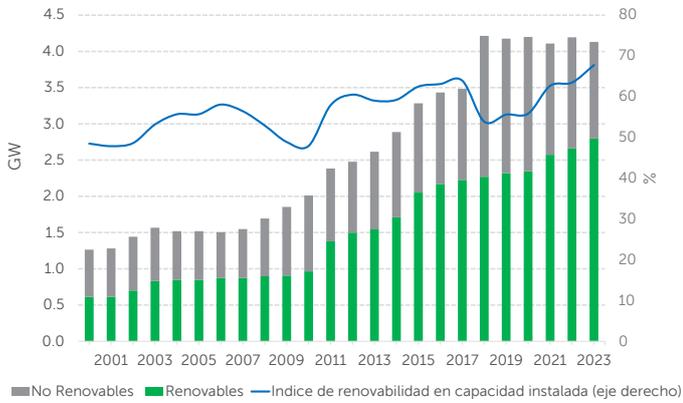
El 31 de diciembre 2022, la Refinería Panamá S.A. cerró sus operaciones.

— Diésel oil — Fuel oil — Gas licuado de petróleo — Gasolina — Kerosene / Jet fuel — Otros derivados

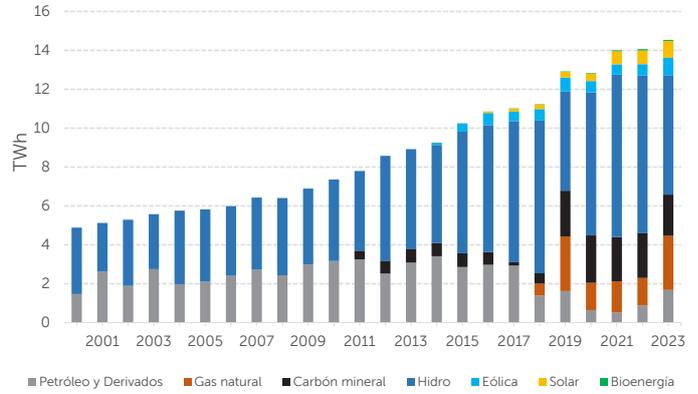
** Gasolina incluye con y sin etanol.



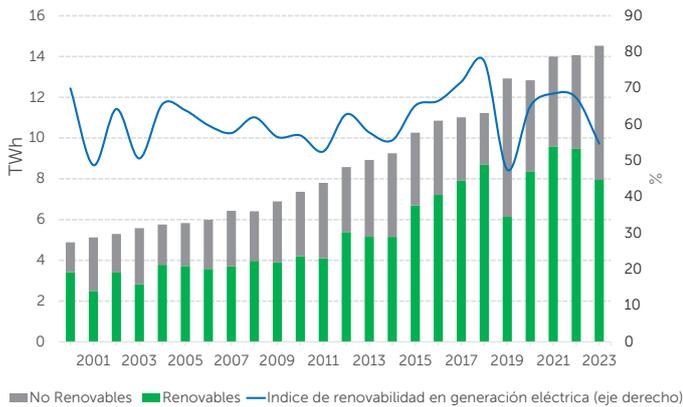
Capacidad instalada de generación eléctrica



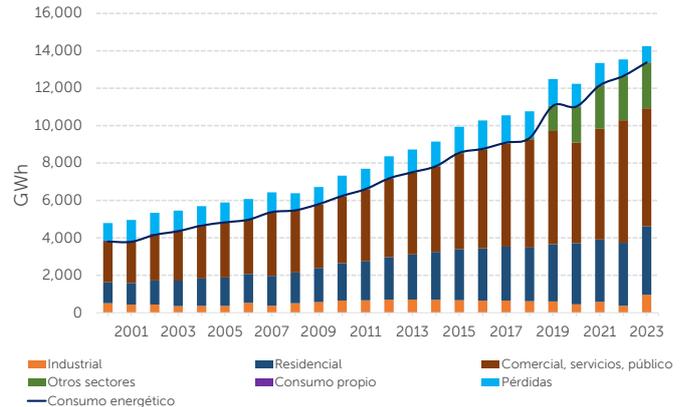
Generación eléctrica por Fuente



Generación eléctrica

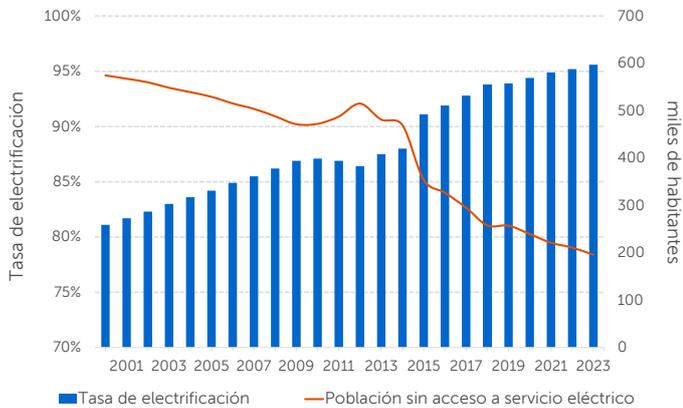


Demanda interna de electricidad

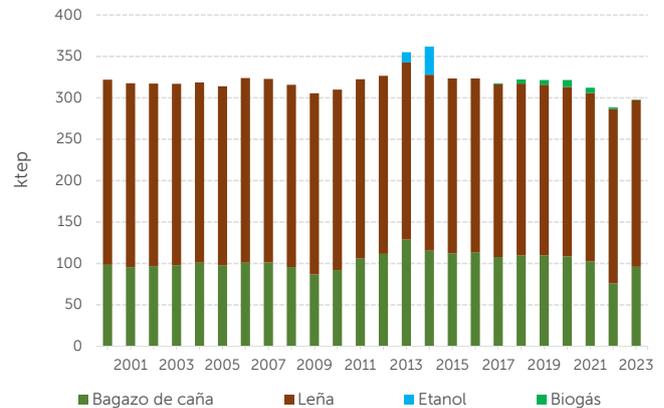


PANAMÁ

Tasa de electrificación

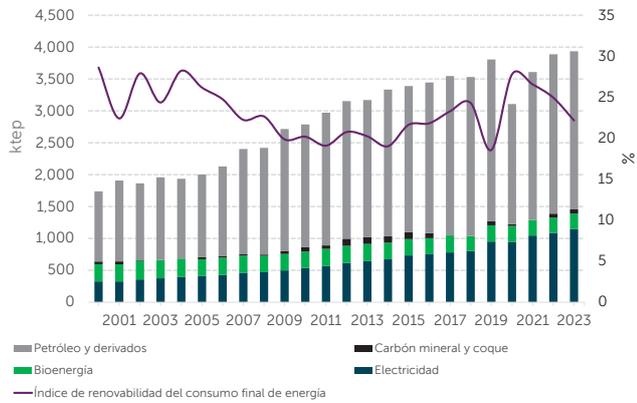


Producción de biomasa y biocombustibles

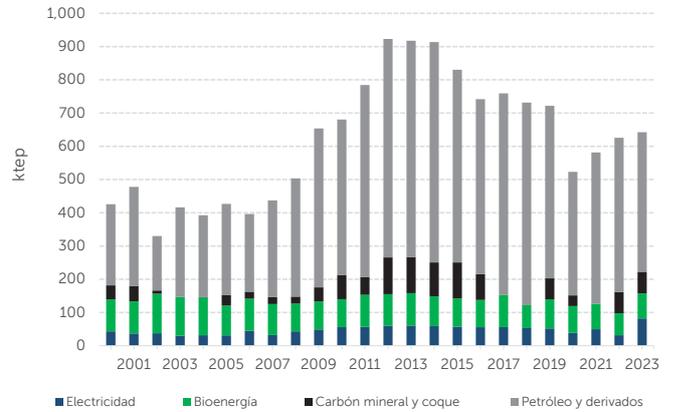




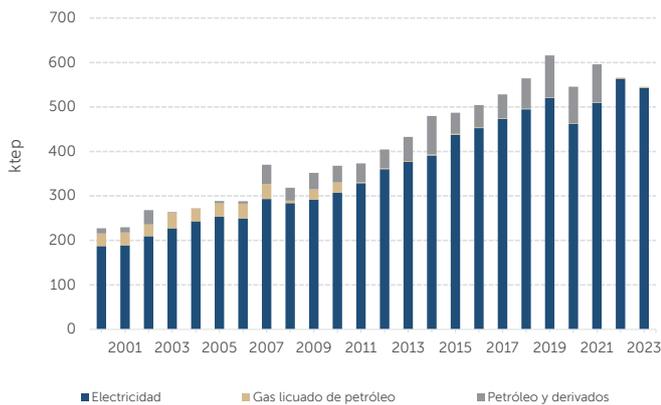
Consumo final de energía por fuente de energía



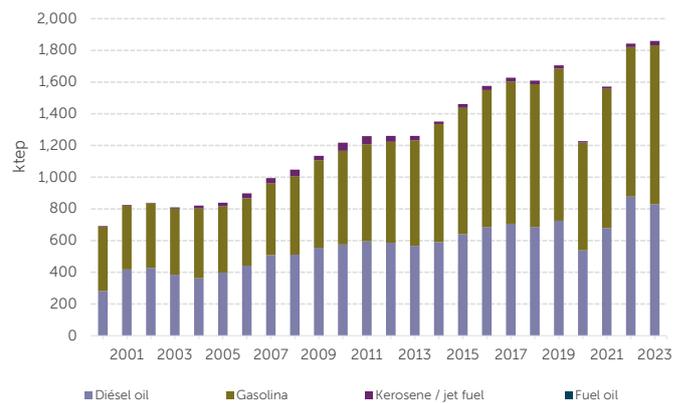
Consumo final Industrial



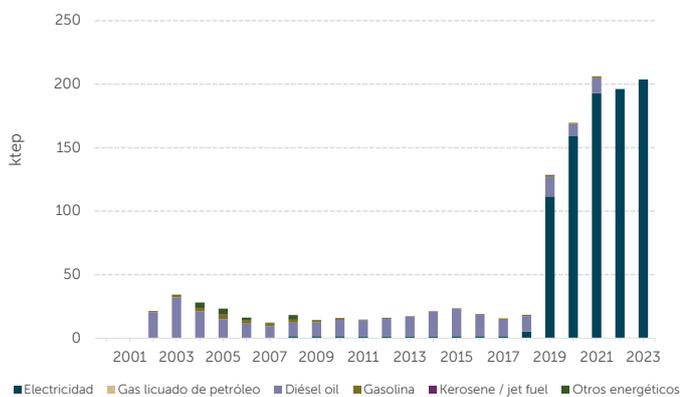
Consumo final Comercial



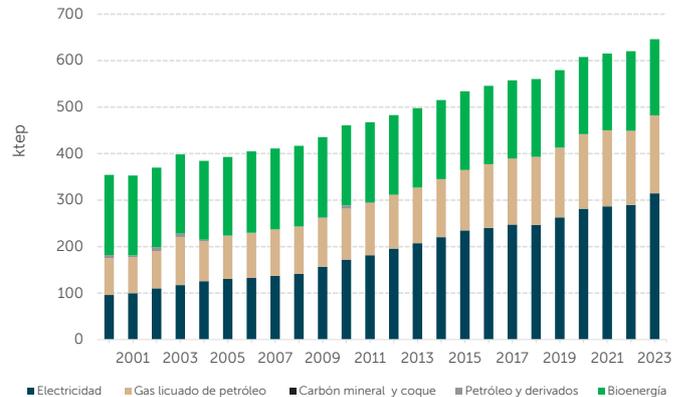
Consumo final Transporte



Consumo final de otros sectores

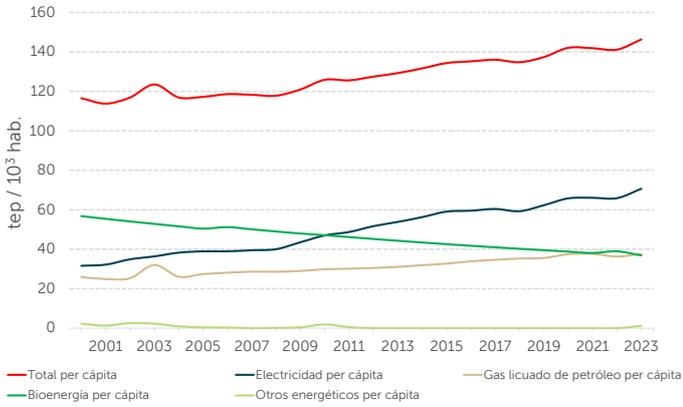


Consumo final Residencial

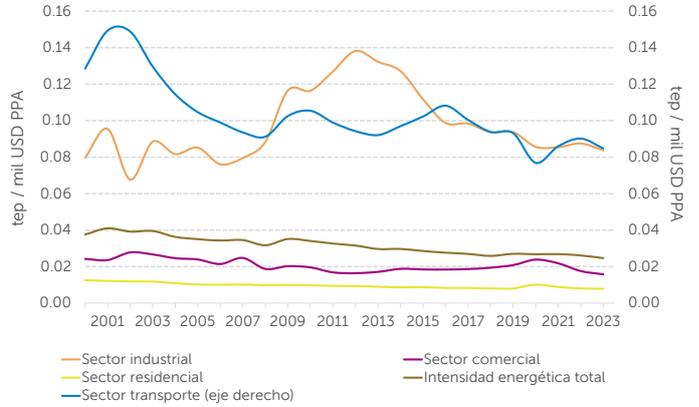




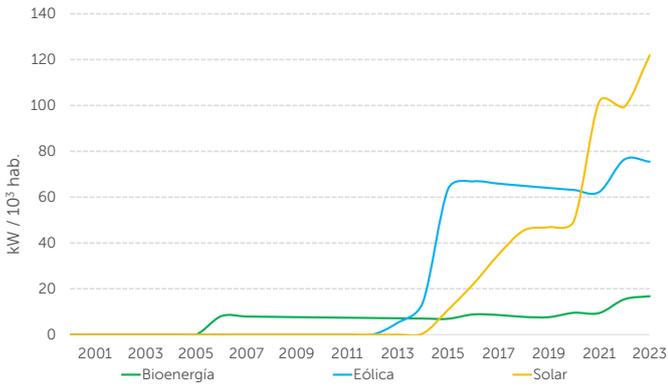
Consumo final per cápita Sector Residencial



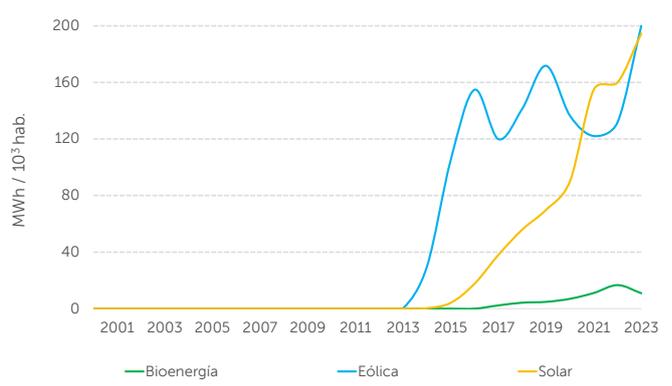
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

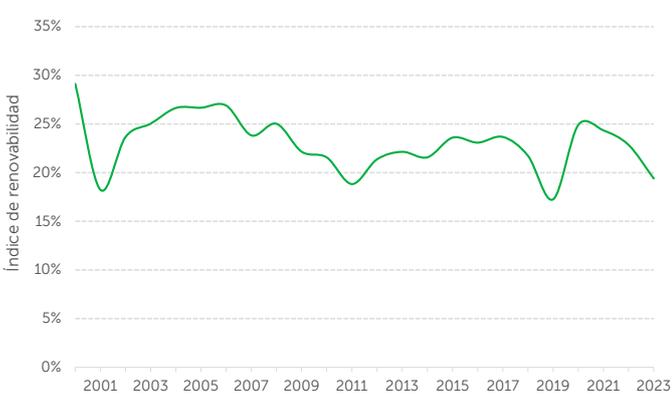


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

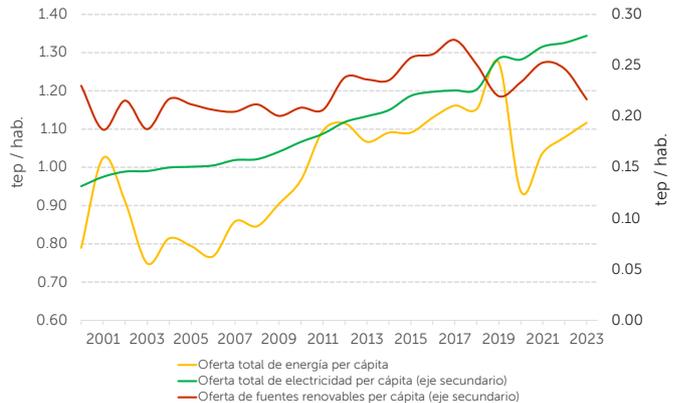


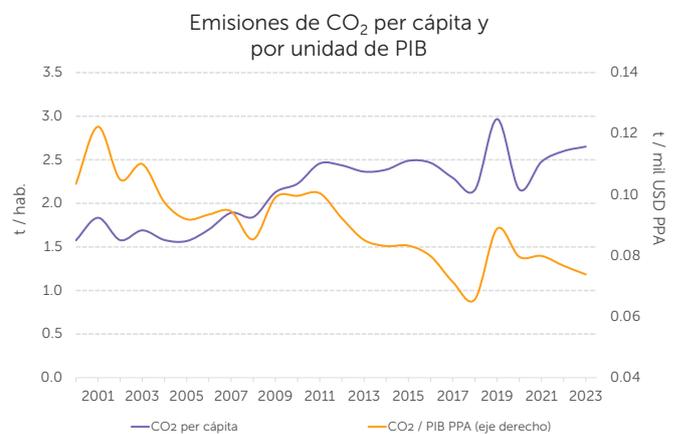
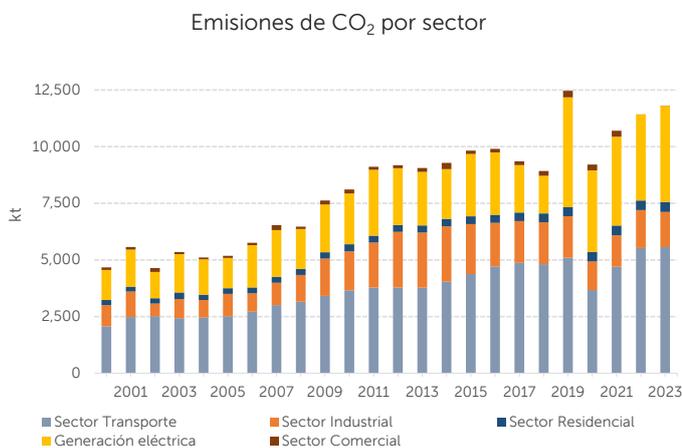
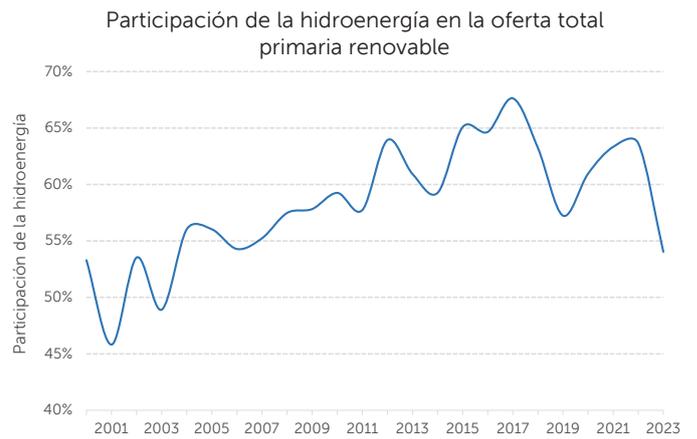
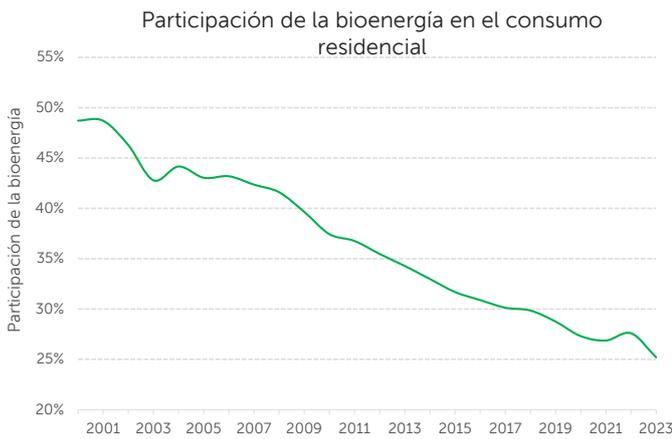
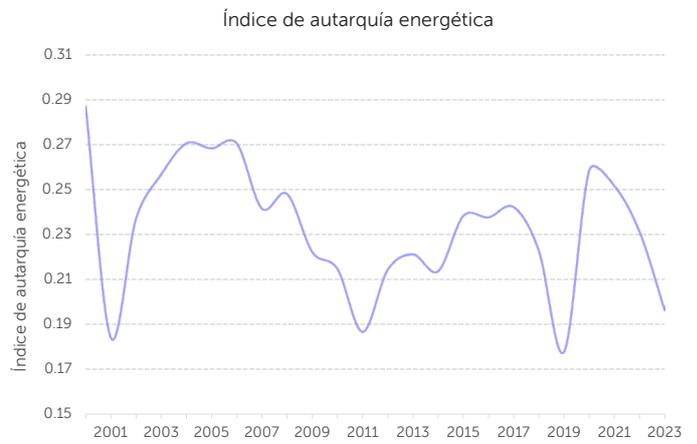
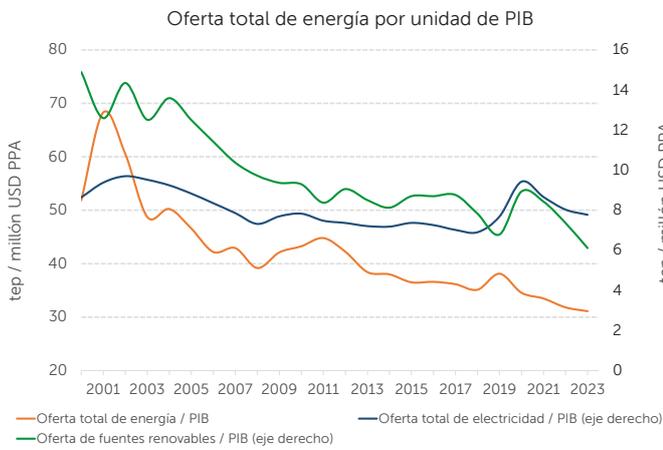
PANAMÁ

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

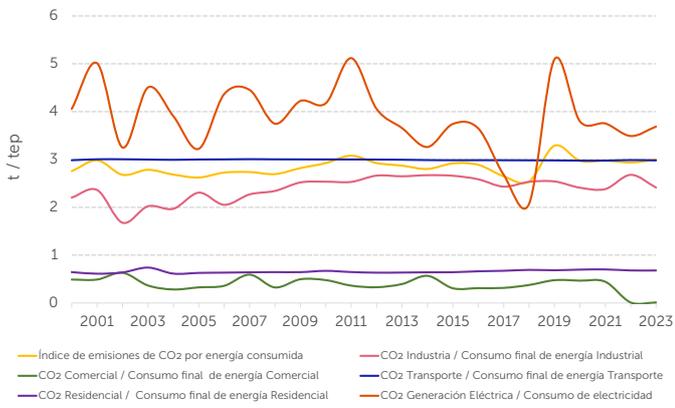


Oferta total de energía per cápita

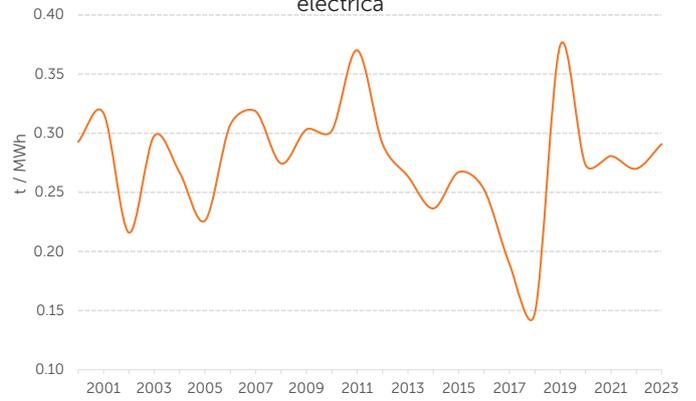




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





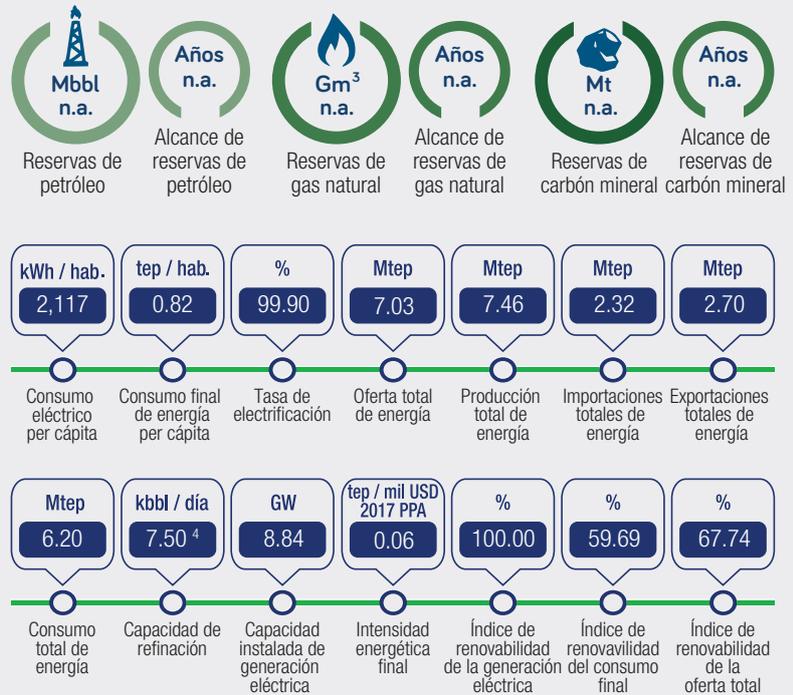
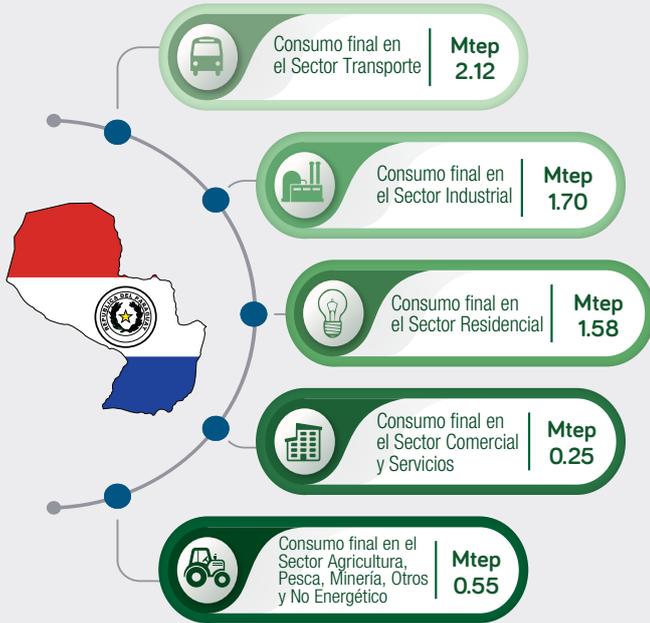
PARAGUAY

DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	7,555 ¹
Superficie (km ²)	406,752
Densidad de población (hab. / km ²)	19
Población urbana (%)	64
PIB USD 2018 (MUSD)	42,246 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	108,022 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14

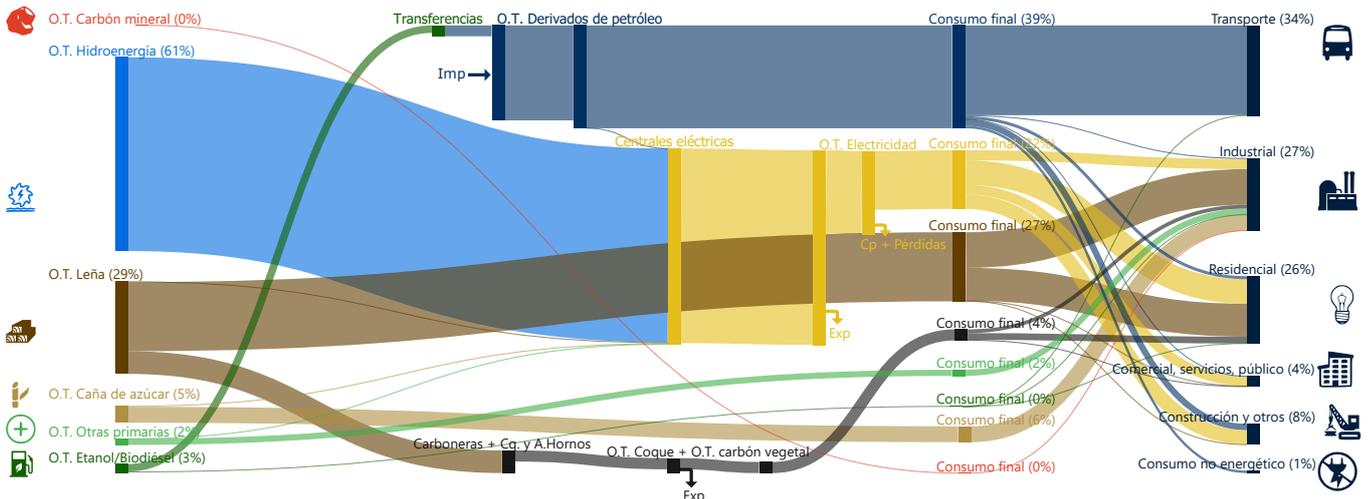
En el 2023, la producción de energía primaria creció en un 10% respecto al año 2022, impulsada básicamente por el incremento del 20% en la producción de hidroenergía, también las exportaciones de energía crecen un 24% manteniéndose como uno de los principales exportadores de energía eléctrica en la región, gracias a su generación predominantemente renovable, proveniente de las hidroeléctricas Itaipú, Yacretá y Acaray que aportaron más del 99.57% a la matriz eléctrica nacional alcanzando una producción total de electricidad de 53.04 TWh. Otro aspecto a destacar es el consumo de energía, que muestra un ligero crecimiento del 0.9% respecto al año anterior, donde decrecen los consumos de productos de la biomasa (1.9%) y los de derivados del petróleo (0,6%), mientras que el consumo de electricidad crece en 9%. A su vez, el sector transporte lideró con una participación del 34%, seguido del sector industrial con un 27%, el residencial con un 25%, y otros sectores con un 13% del total, equivalente a 6.1 Mtep.

SECTOR ENERGÉTICO 2023



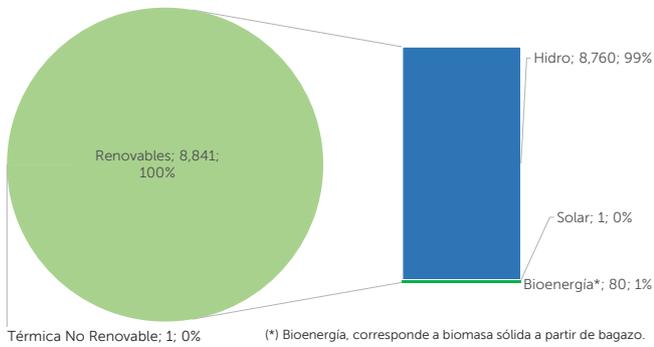
¹ Proyecciones de población 2000 - 2025 (Revisión 2015) del Instituto Nacional de Estadística (INE).
² Fuente: CEPAL.
³ Fuente: Banco Mundial.
⁴ La refinería de "Villa Elisa" está inactiva pero no ha sido desmantelada, el dato correspondiente al año 2005.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



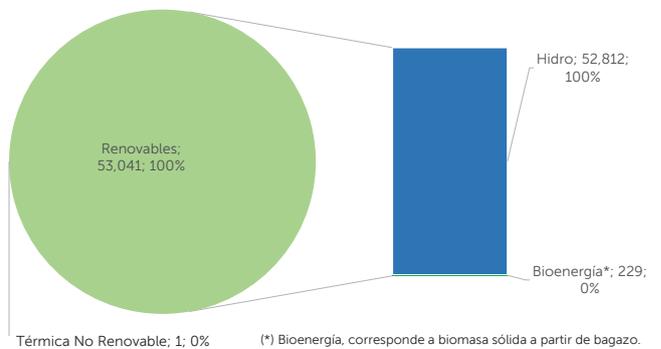
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

2023
Total: 8,842 MW

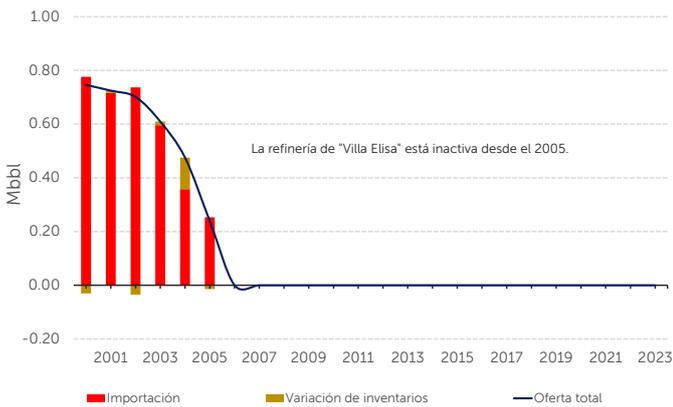


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

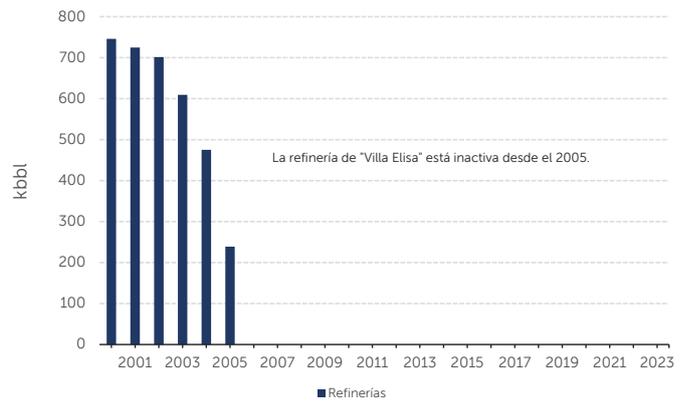
2023
Total: 53,042 GWh



Oferta total de petróleo

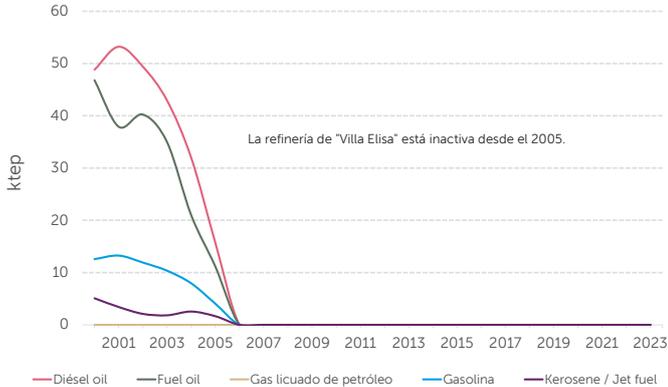


Demanda interna de petróleo

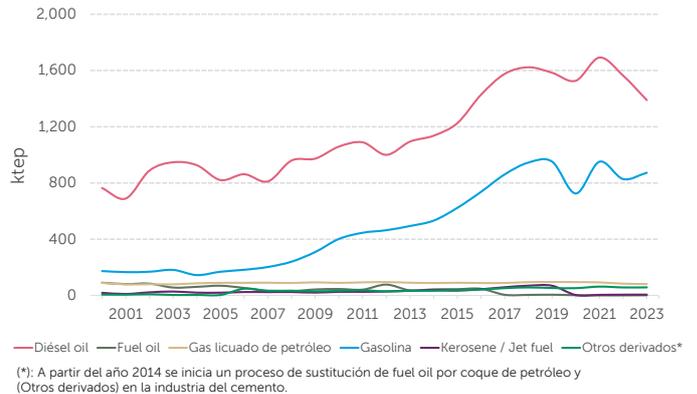


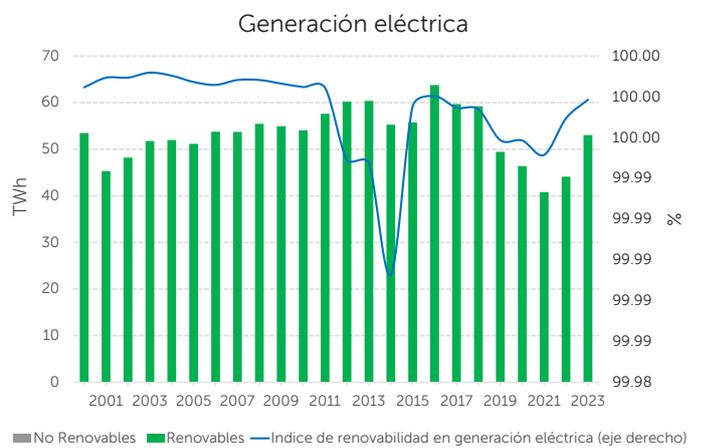
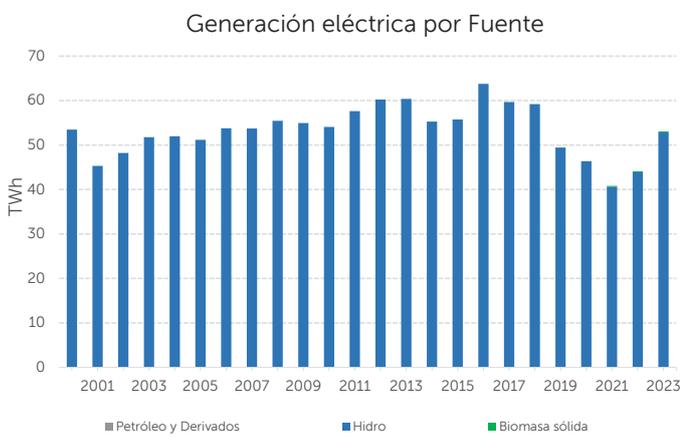
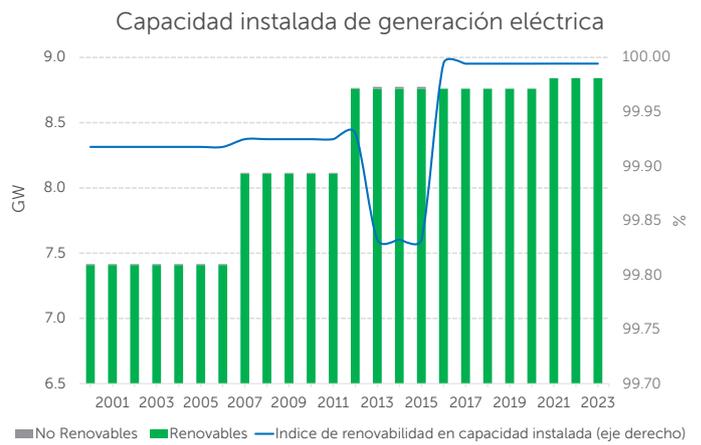
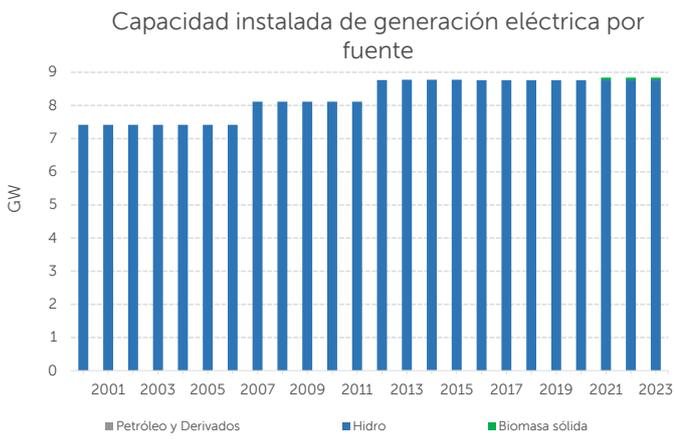
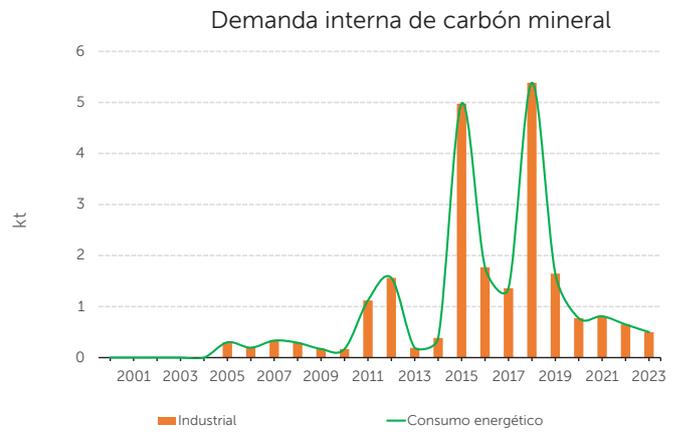
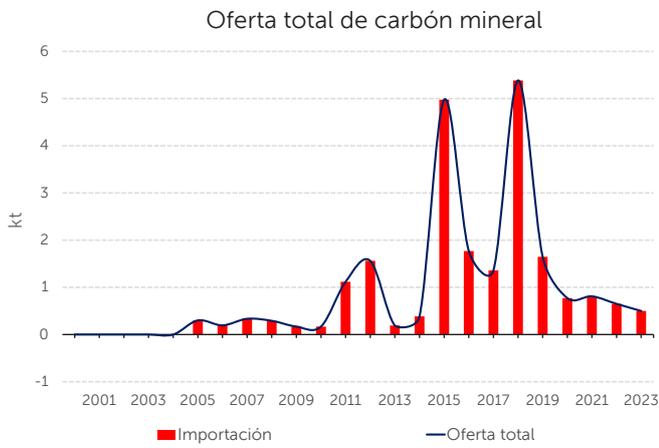
PARAGUAY

Producción derivados de petróleo

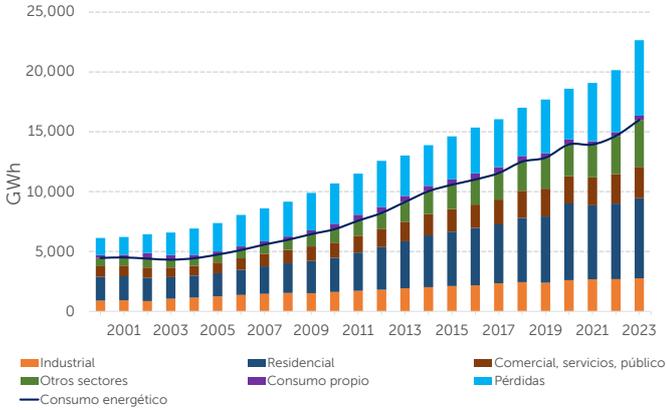


Consumo final derivados de petróleo

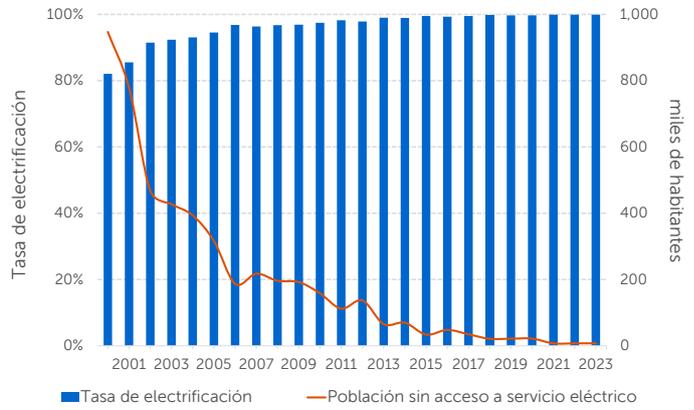




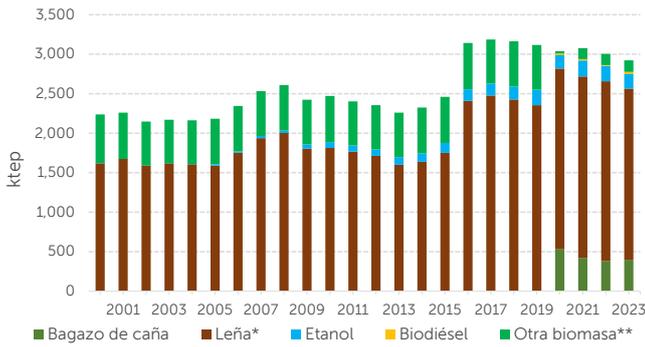
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

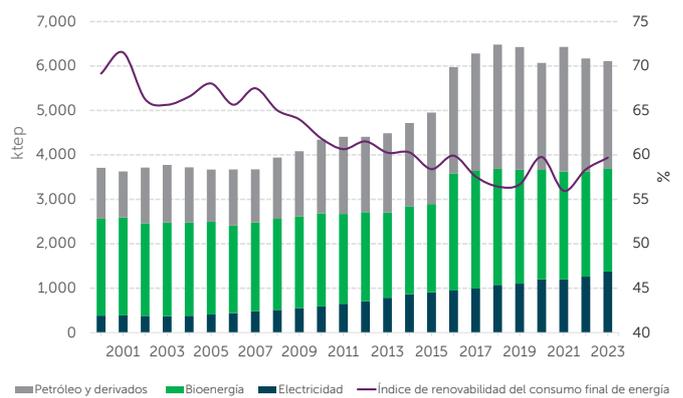


Producción de biomasa y biocombustibles



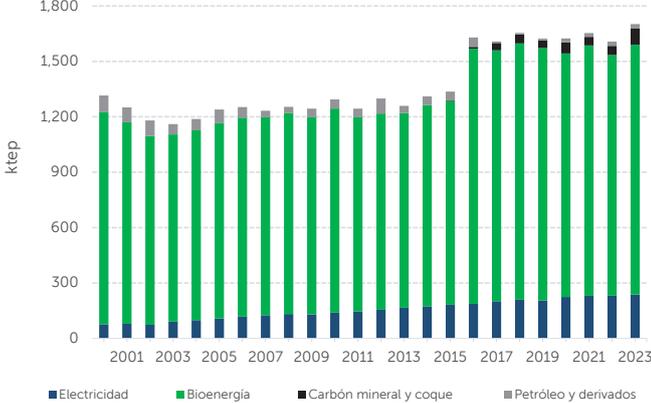
(*) Para los años 2016 - 2023 el país procede a cambiar la densidad de la leña. El valor asignado es de 768.8 kg/m³ el que ha sido aplicado para estos años.
 (**): En el período 2000 - 2019, otra biomasa incluye caña de azúcar y biomasa sólida, para el 2020 - 2023 es únicamente biomasa sólida.

Consumo final de energía por fuente de energía

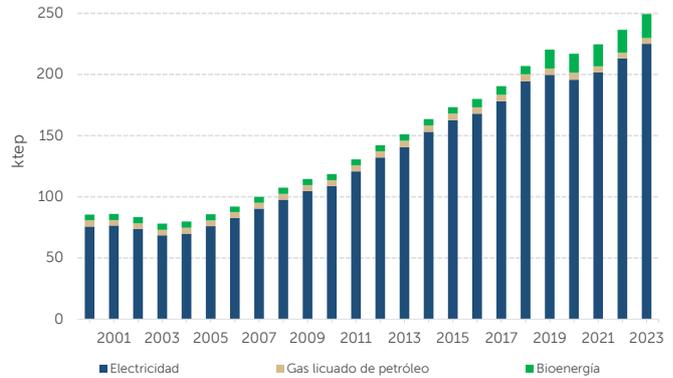


PARAGUAY

Consumo final Industrial



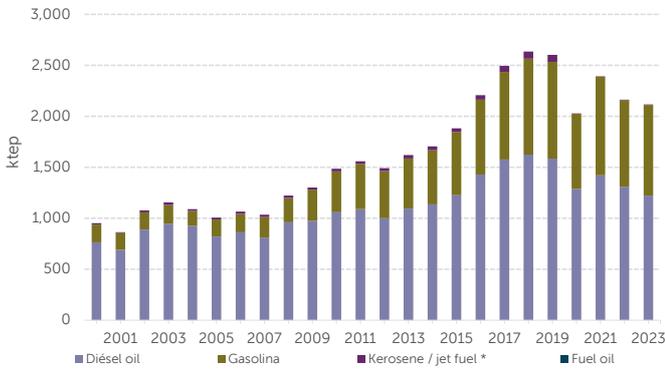
Consumo final Comercial



Nota: A partir del 2020, los datos del BEN fueron revisados de acuerdo a la metodología OLADE-IREs y al BEU de Paraguay.

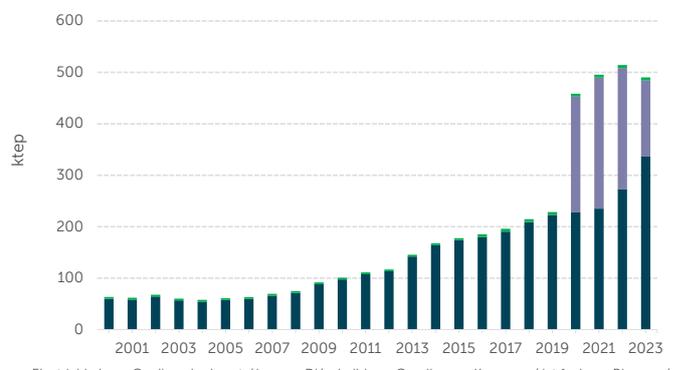


Consumo final Transporte



Nota: A partir del 2020, los datos del BEN fueron revisados de acuerdo a la metodología OLADE-IRES y al BEU de Paraguay.
 (*): A partir del 2020, los datos de kerosene/jet fuel se contabilizan en bunkers según la nueva metodología.

Consumo final de otros sectores



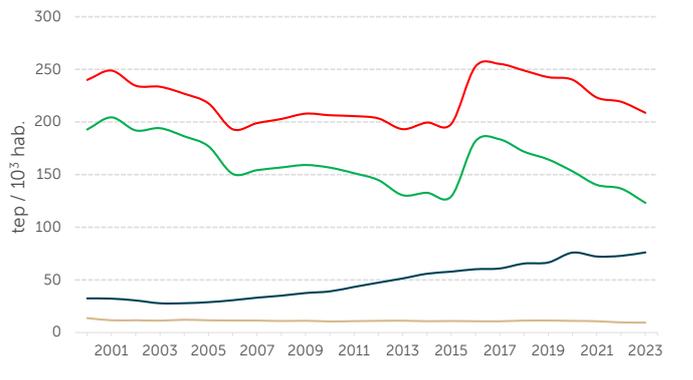
(*): A partir del 2020, los datos de diésel oil fueron revisados de acuerdo a la metodología IRES y al BEU de Paraguay.

Consumo final Residencial

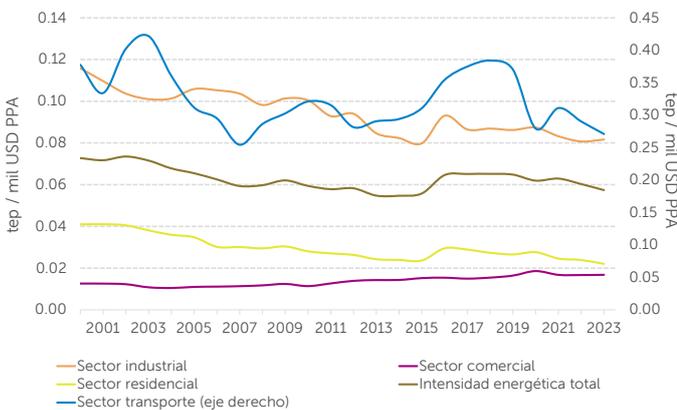


(*): La variación de los datos 2016-2023 de biomasa se debe a la actualización de la densidad de la leña.

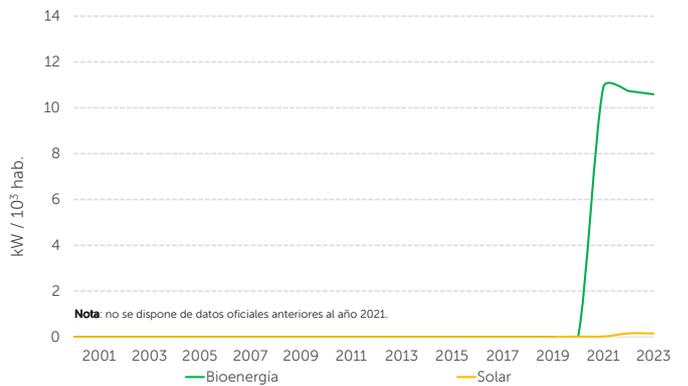
Consumo final per cápita Sector Residencial



Intensidades energéticas sectoriales

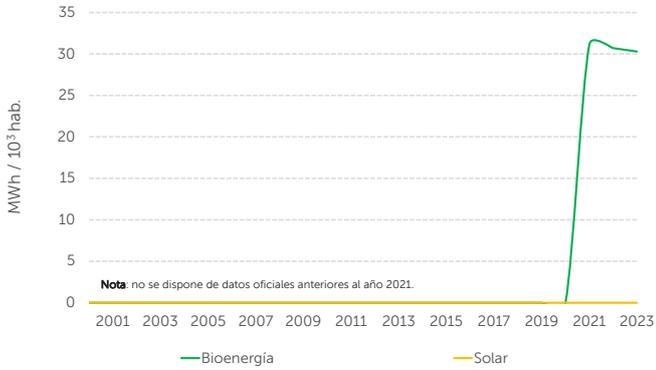


Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Nota: no se dispone de datos oficiales anteriores al año 2021.

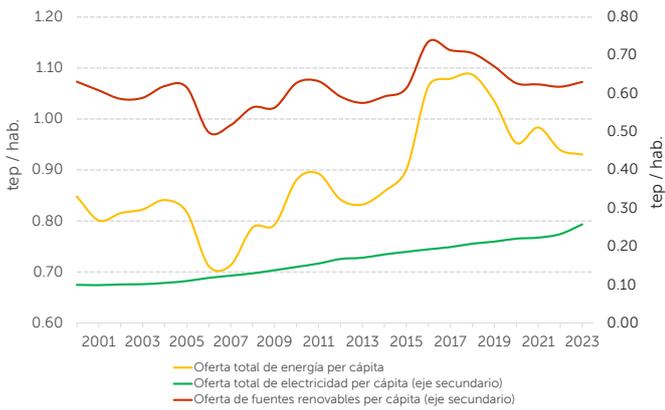
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



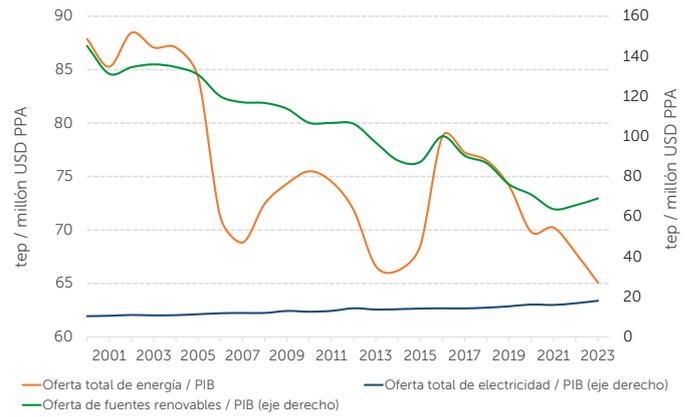
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



Oferta total de energía per cápita

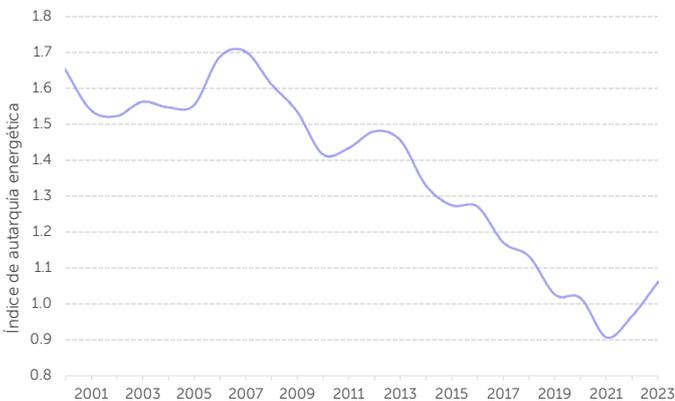


Oferta total de energía por unidad de PIB



PARAGUAY

Índice de autarquía energética



Participación de la bioenergía en el consumo residencial





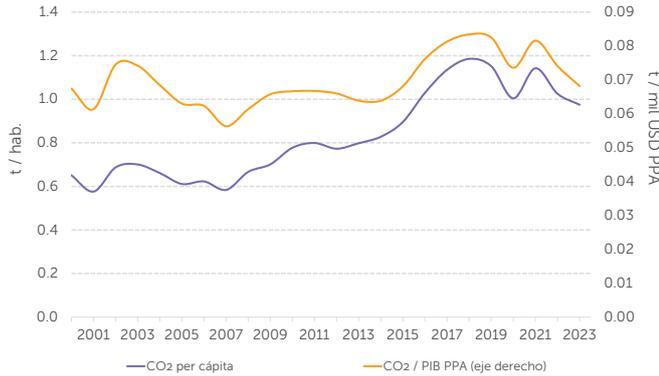
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



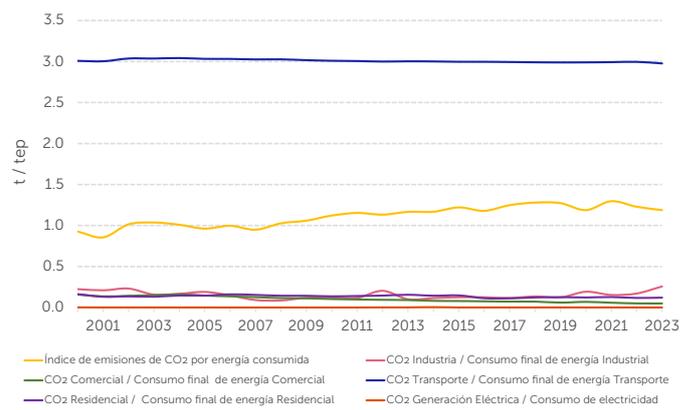
Emisiones de CO₂ por sector



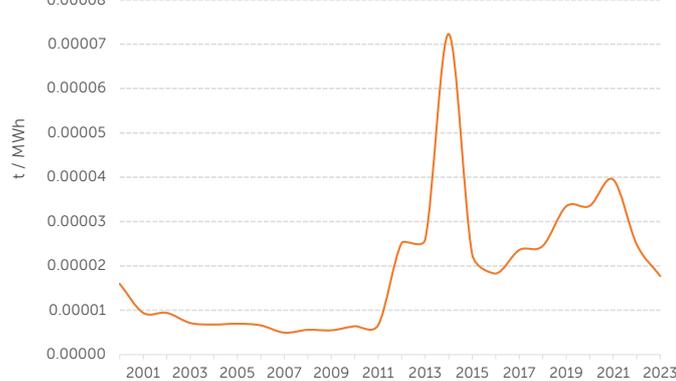
Emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





PERÚ



DATOS GENERALES 2023

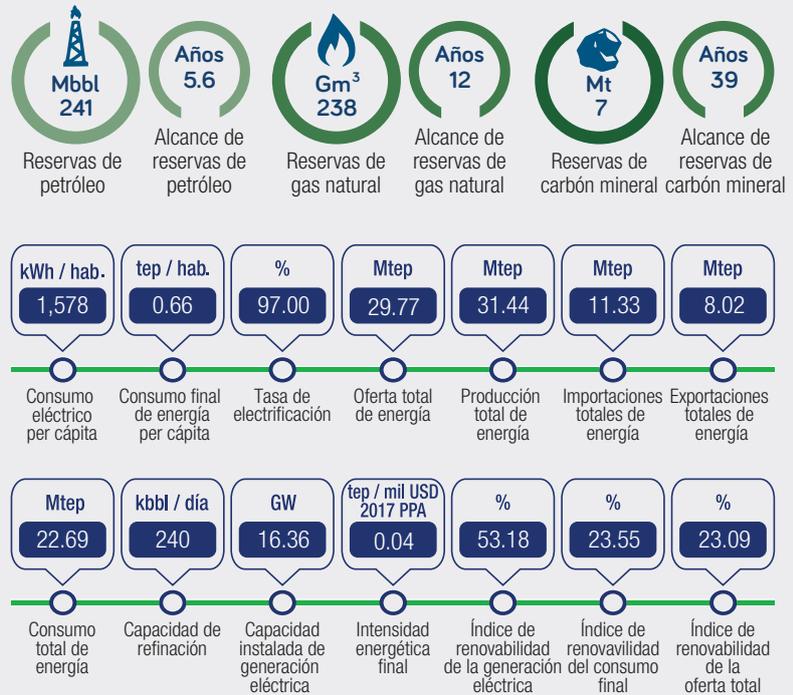
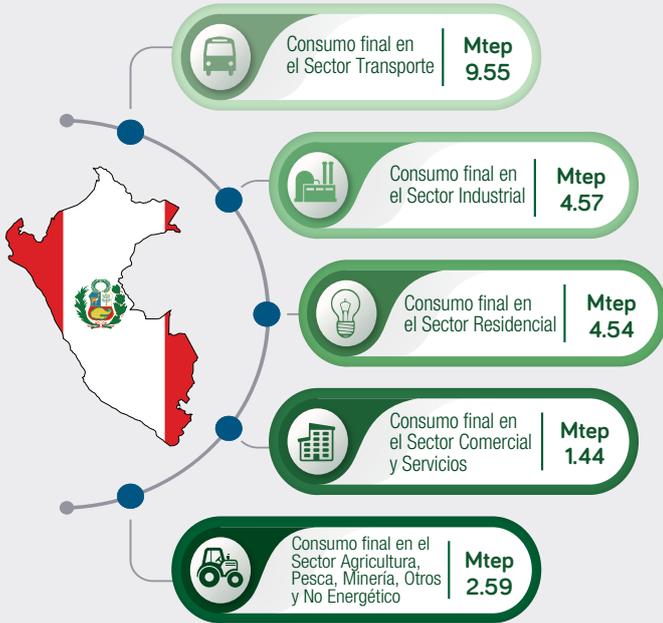
Población (mil hab.)	34,353 ¹
Superficie (km ²)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km ²)	27
Población urbana (%)	79
PIB USD 2018 (MUSD)	236,210 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	517,644 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Este país cuenta con una diversidad de recursos energéticos, centrándose su matriz energética en el gas natural el cual tiene una participación del 40% en la oferta total de energía primaria seguido del petróleo con el 30%.

En el 2023, las exportaciones totales de energía, fueron menores que las importaciones totales de energía, manteniéndose la tendencia presentada en el año 2022, debido principalmente a la reducción en la producción de gas natural licuado, debido a la paralización de operaciones de la planta Melchorita (cierre de puertos y paradas programadas de mantenimiento).

Con relación a la generación eléctrica aproximadamente el 47% proviene de fuentes de energía no renovables y el 53% a partir de fuentes renovables de energía, de los cuales el 47% corresponde a hidroenergía.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

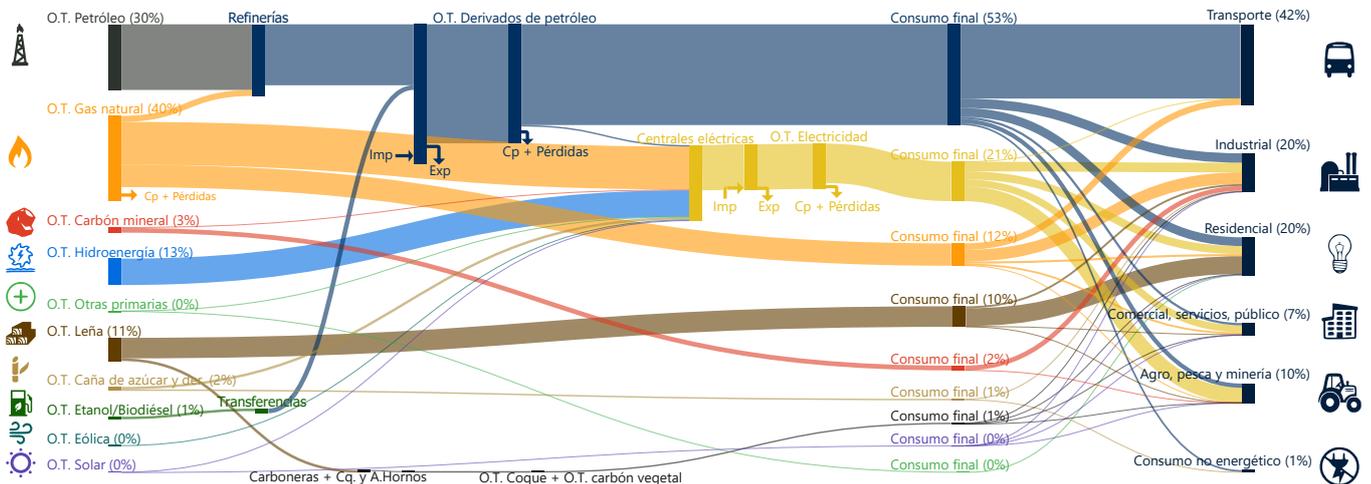


¹ Fuente: Banco Mundial.

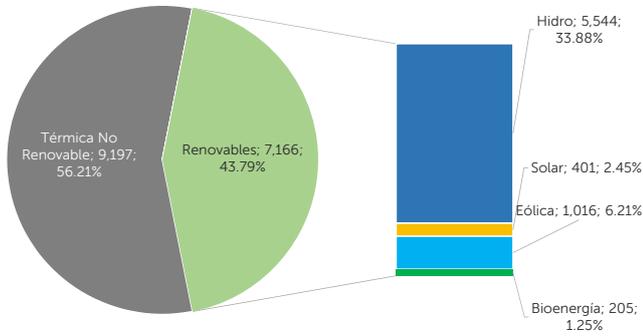
² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE y están sujetas a revisión por parte del país, por lo que se deben considerar como datos preliminares.

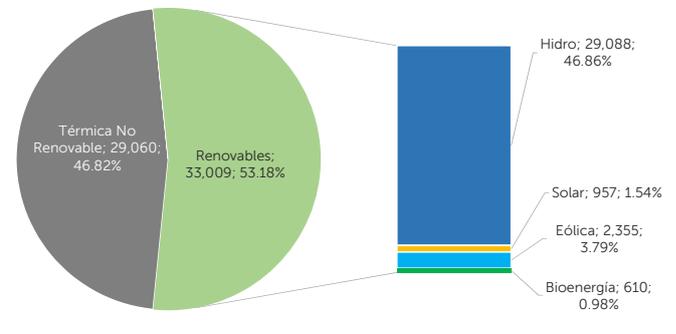
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



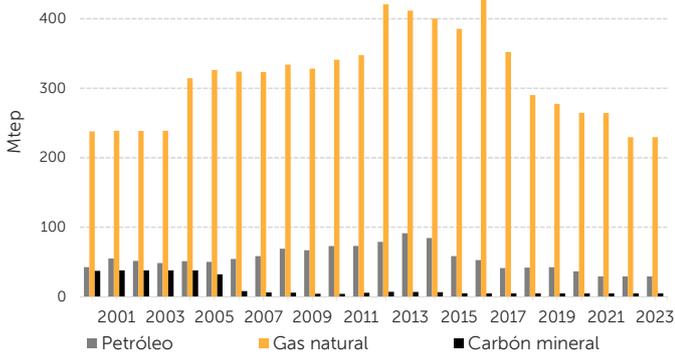
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 16,362 MW



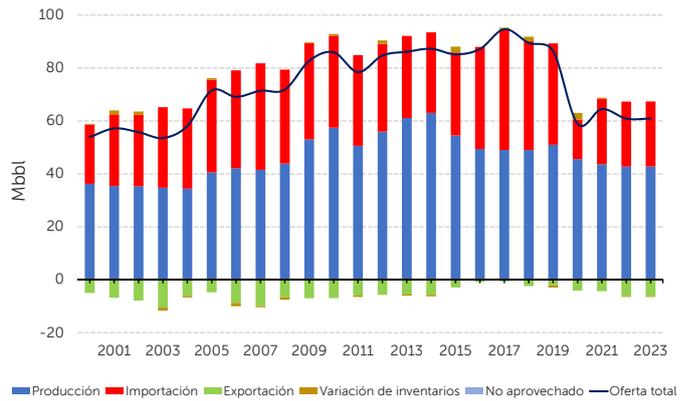
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 62,069 GWh



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

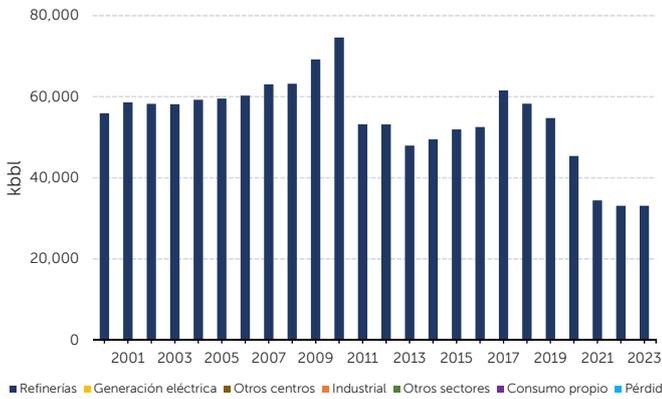


Oferta total de petróleo

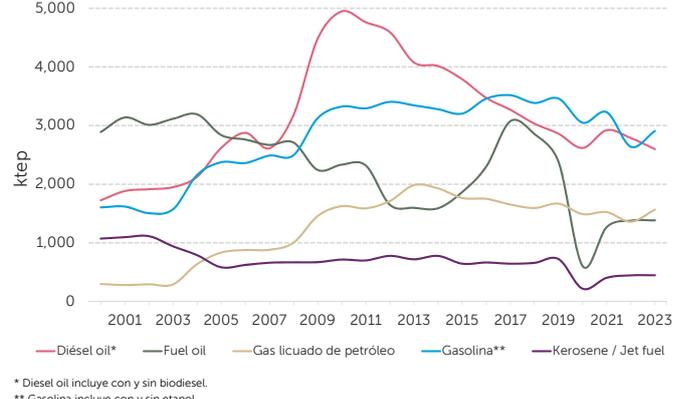


PERÚ

Demanda interna de petróleo



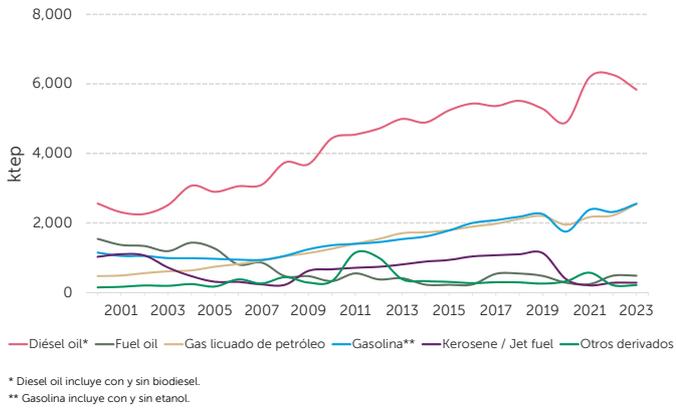
Producción derivados de petróleo



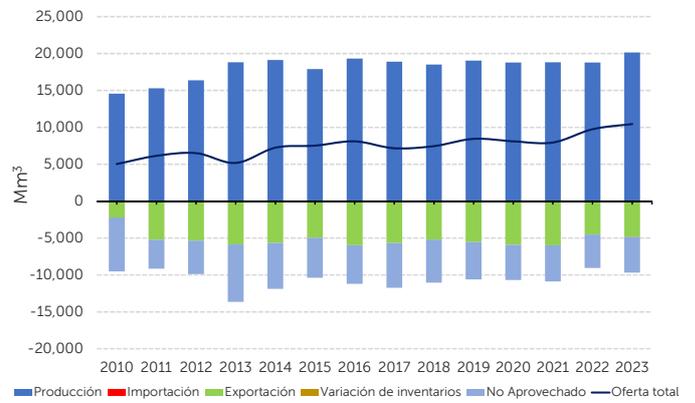
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.



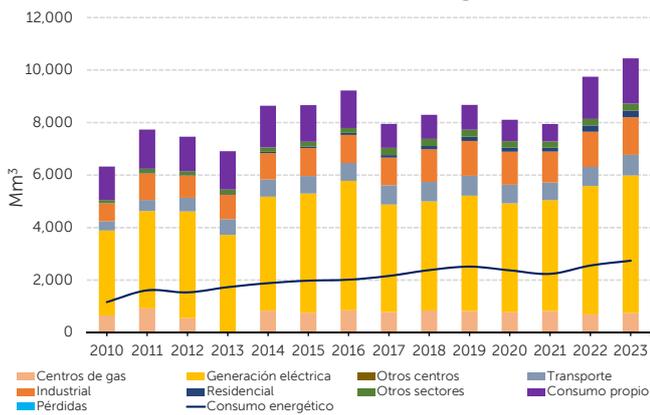
Consumo derivados de petróleo



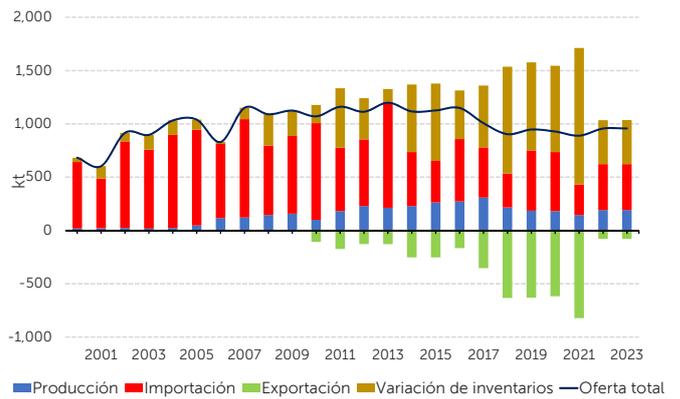
Oferta total de gas natural



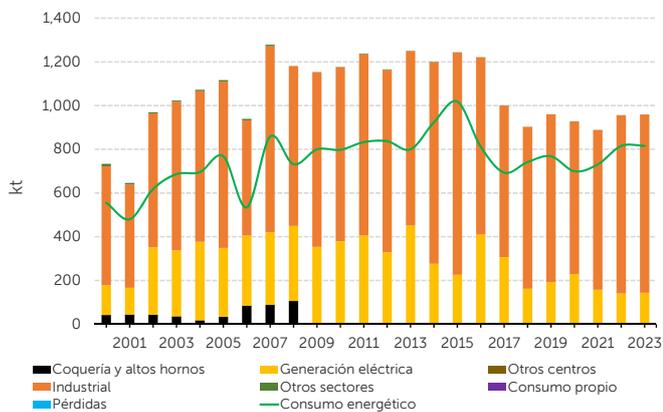
Demanda interna de gas natural



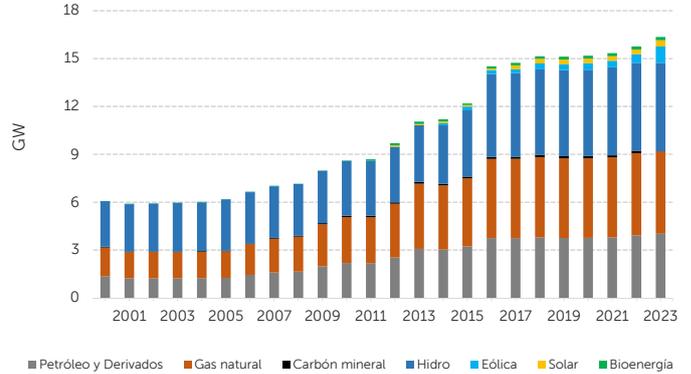
Oferta total de carbón mineral



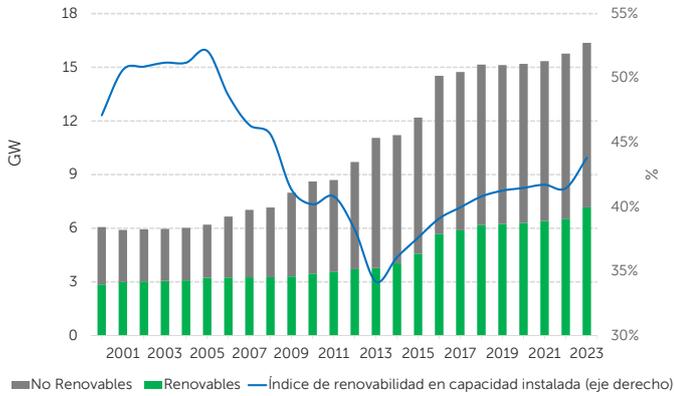
Demanda interna de carbón mineral



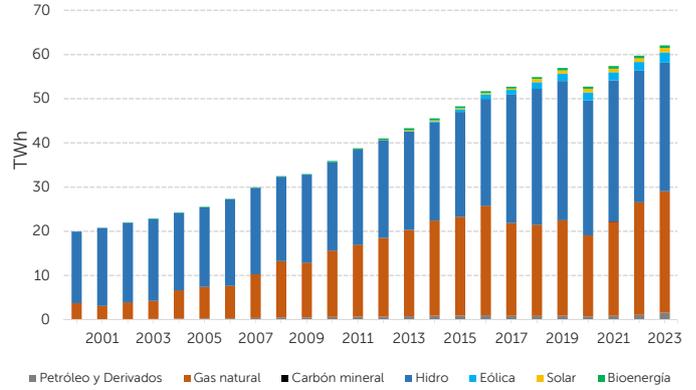
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



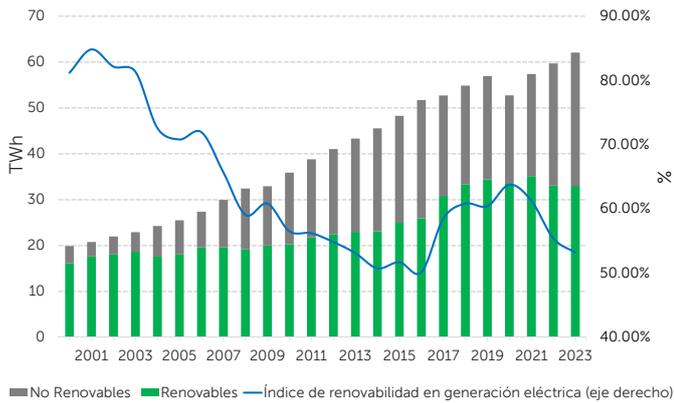
Capacidad instalada de generación eléctrica



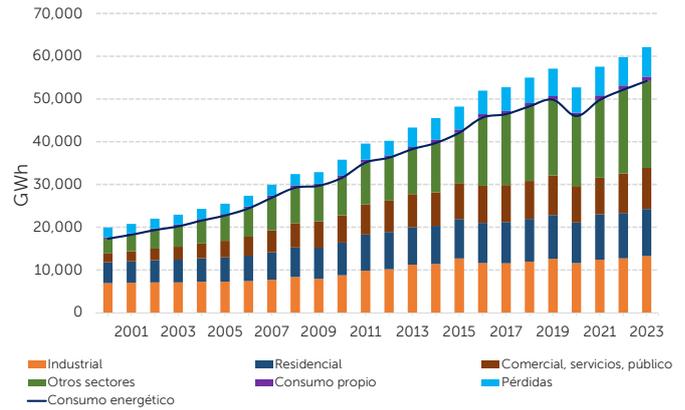
Generación eléctrica por fuente



Generación eléctrica

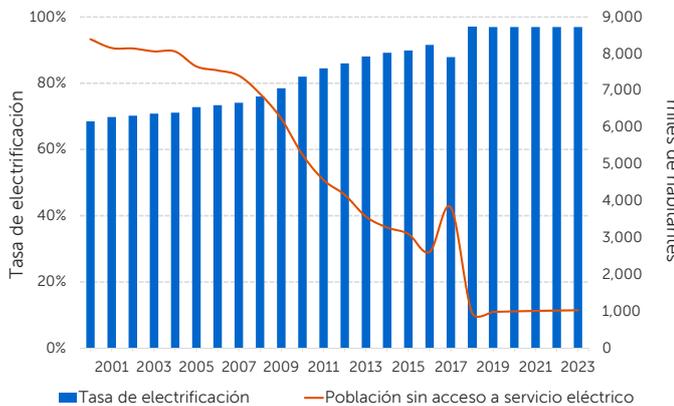


Demanda interna de electricidad

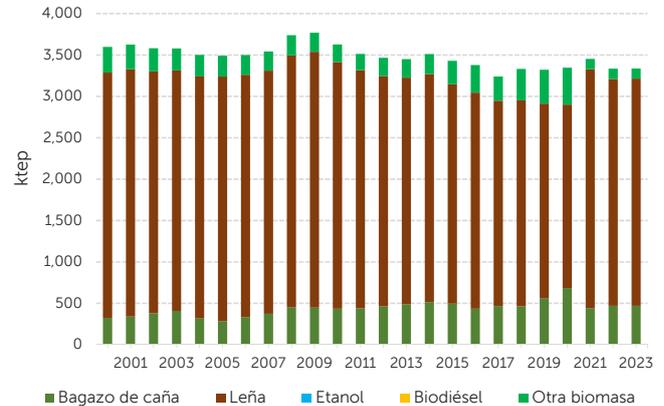


PERÚ

Tasa de electrificación

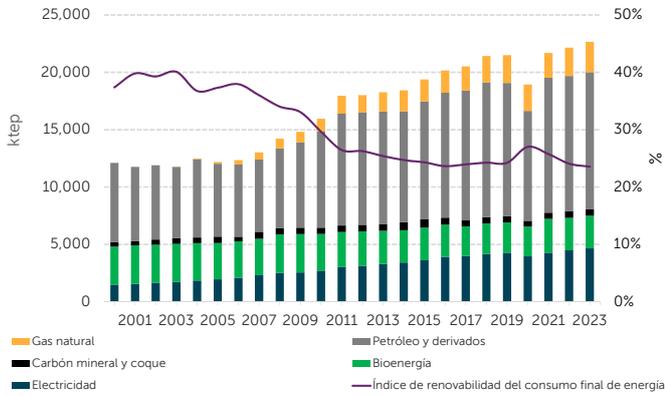


Producción de biomasa y biocombustibles

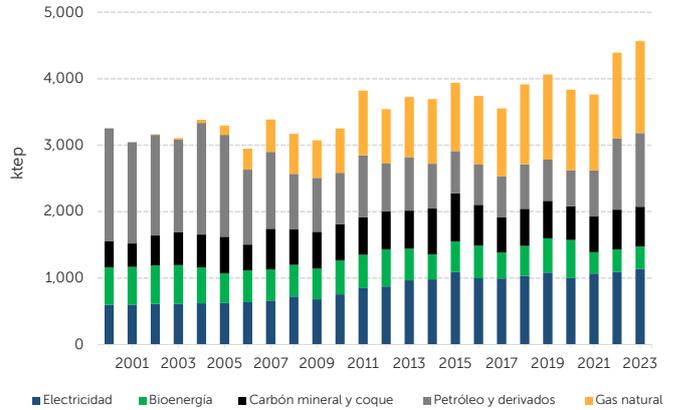




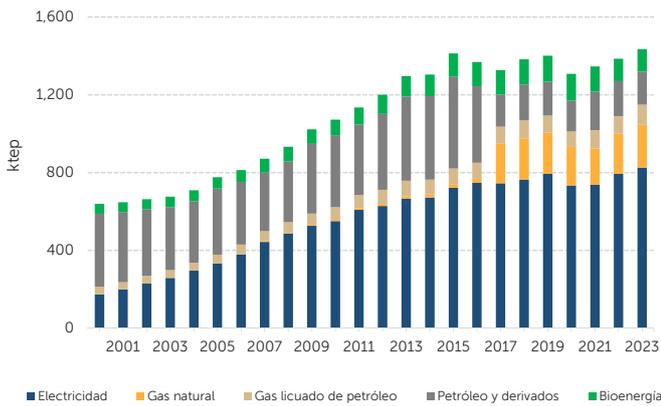
Consumo final de energía por fuente de energía



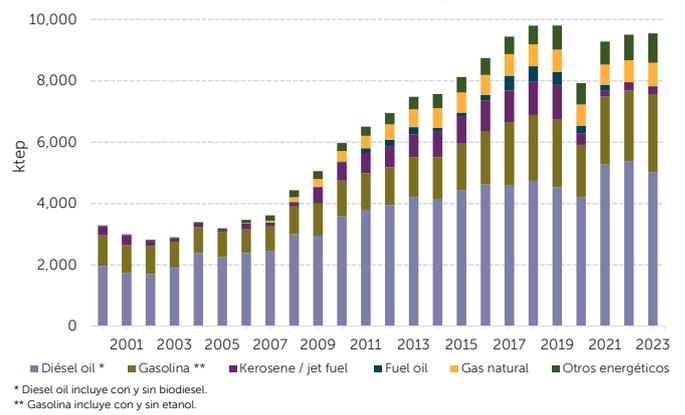
Consumo final Industrial



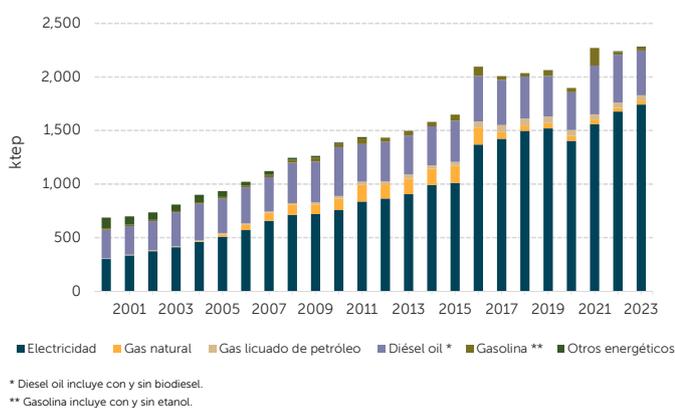
Consumo final Comercial



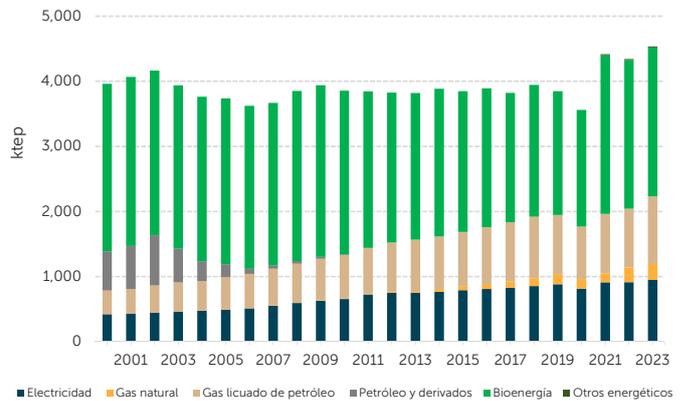
Consumo final Transporte



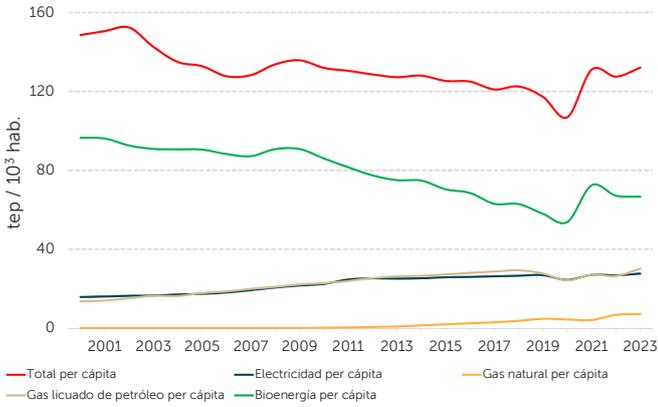
Consumo final de otros sectores



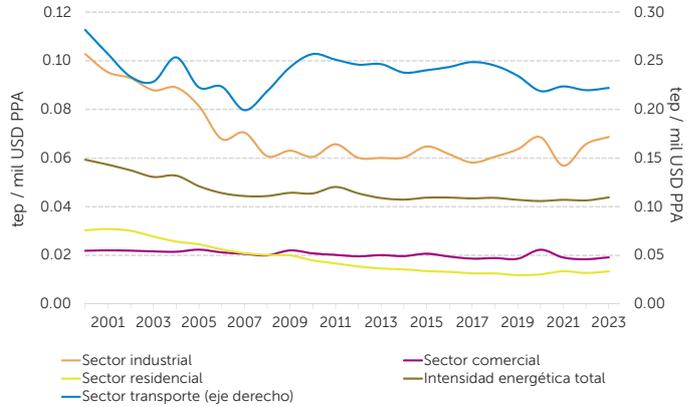
Consumo final Residencial



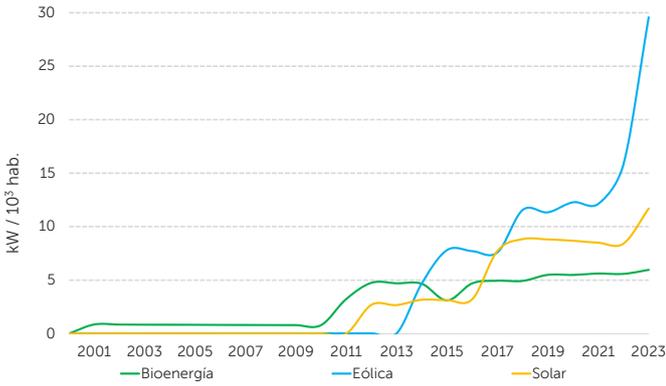
Consumo final per cápita Sector Residencial



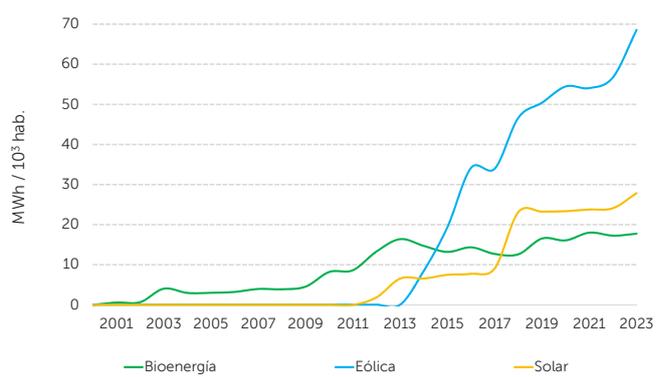
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

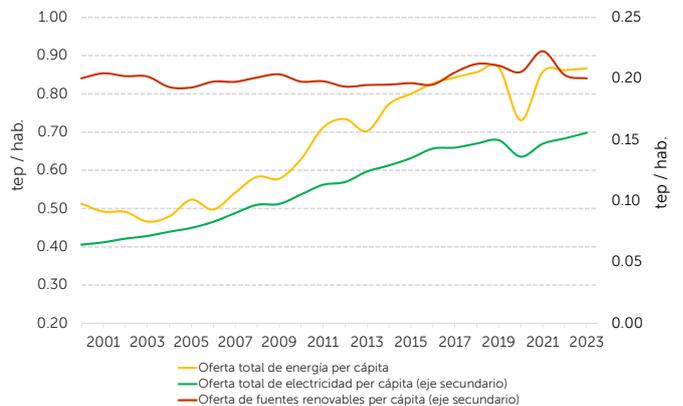


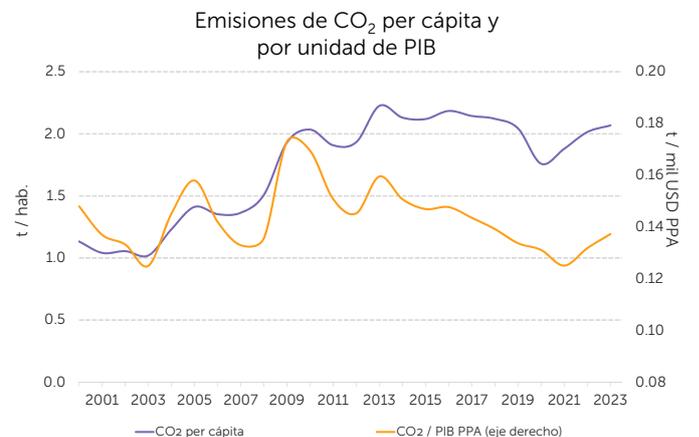
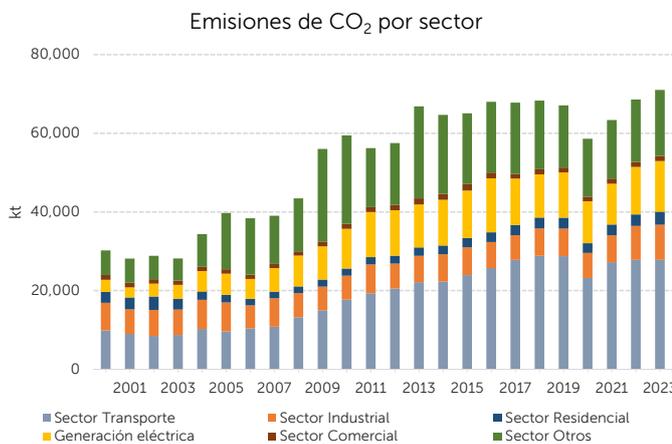
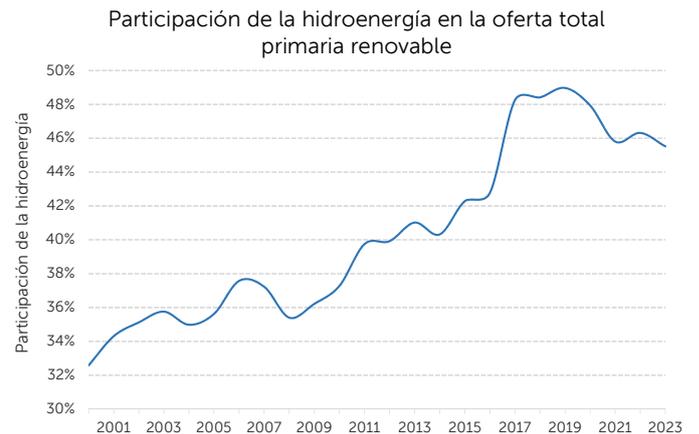
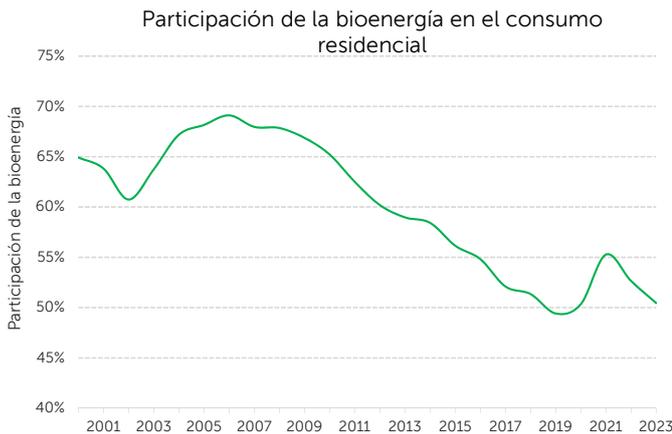
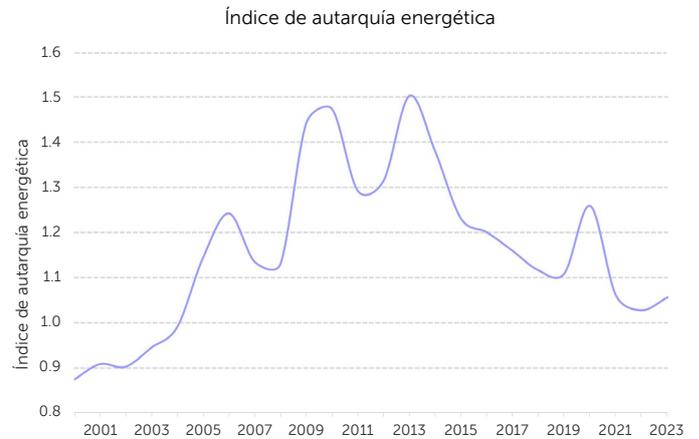
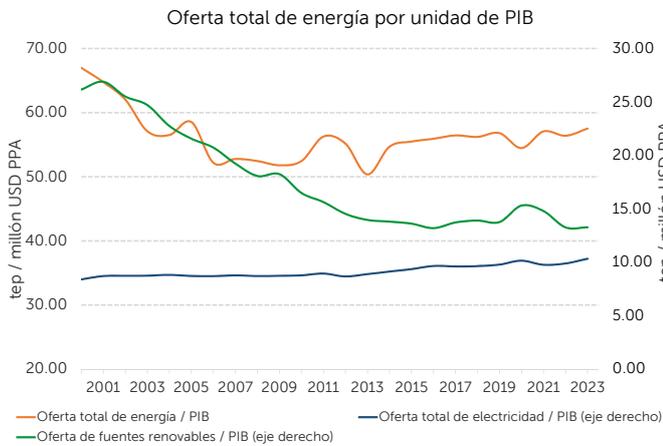
PERÚ

Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

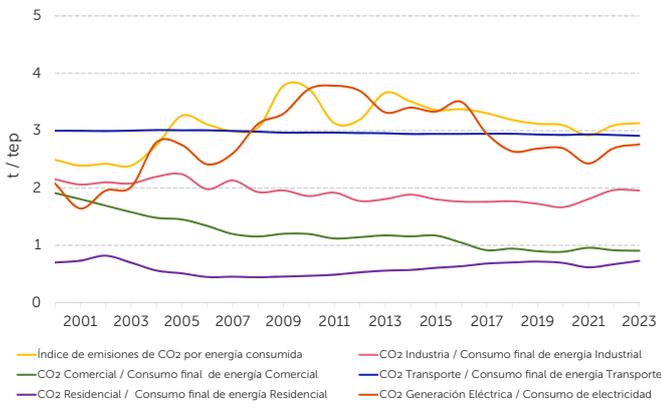


Oferta total de energía per cápita

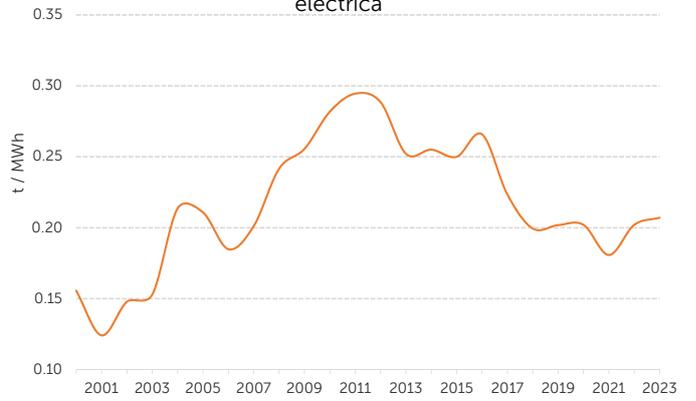




Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica

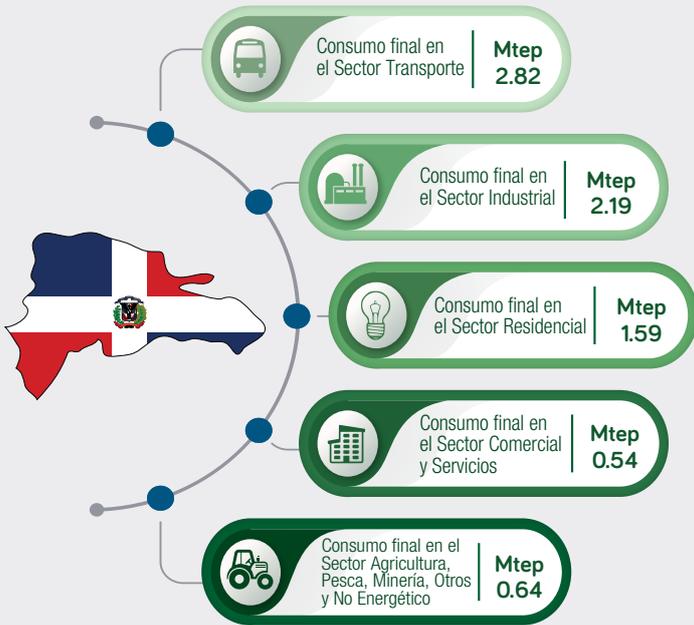




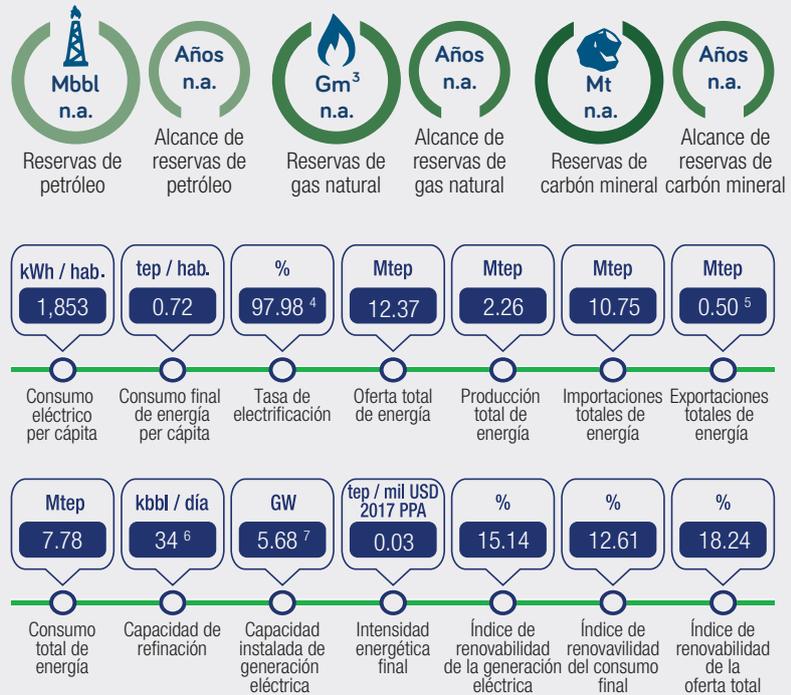
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	10,774 ¹
Superficie (km ²)	48,442
Densidad de población (hab. / km ²)	222
Población urbana (%)	84
PIB USD 2018 (MUSD)	101,041 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	262,616 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24

En República Dominicana, en el 2023, la oferta primaria de energía alcanzó los 7.3 Mtep y está representada principalmente por la importación de gas natural, petróleo y carbón mineral, que en conjunto aportan con un 69%, mientras que, la producción de fuentes de energía renovables contribuye con el 31% del total. El país continuó avanzando en la ampliación de su capacidad instalada de generación eléctrica, destacándose un notable incremento del 66.5% a partir de energía solar durante 2023 en comparación con el año anterior. Sin embargo, la capacidad instalada de generación térmica renovable, principalmente con gas natural, carbón mineral y el diésel, mantuvieron una posición predominante con más o menos el 69% de los 5,675 MW. Mientras que el Índice de renovabilidad de la generación eléctrica fue del 15.14%. En cuanto a la demanda energética, el sector transporte predomina con un 36% seguido del sector industrial con el 28% y residencial con el 20%, de un total de 7.7 Mtep.

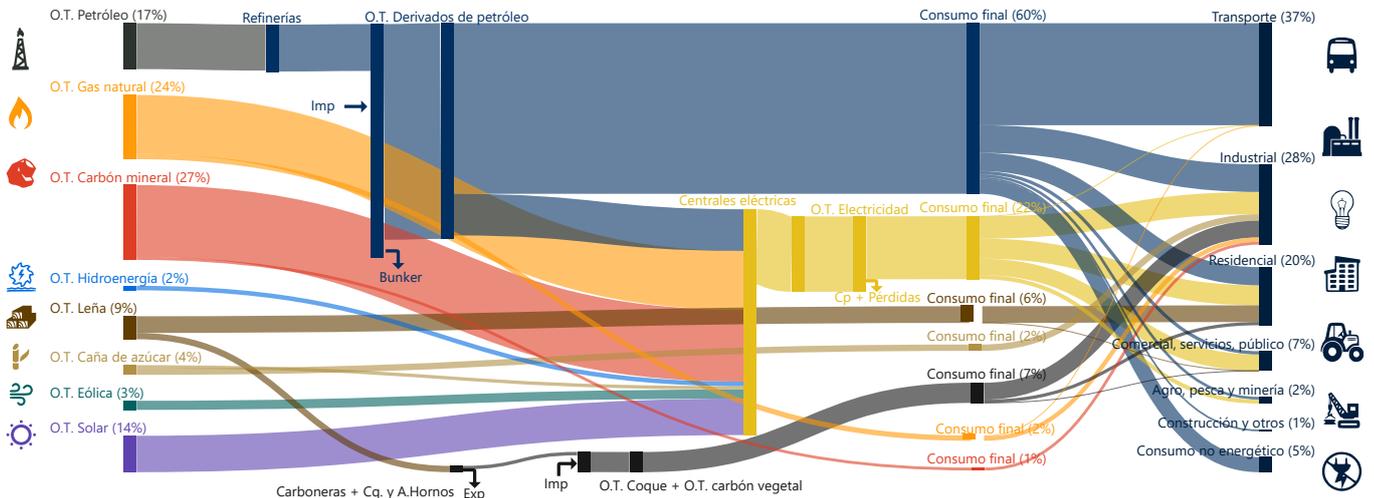


SECTOR ENERGÉTICO 2023*



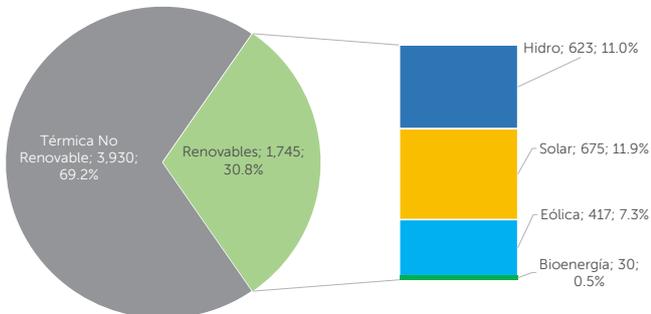
¹ Resultado del Censo Población y Vivienda 2022. • ² CEPAL. • ³ Banco Mundial.
⁴ SIEN, estimaciones propias de CNE con base a tasa de crecimiento intercensal.
⁵ Exportaciones incluye búnker de AVTUR.
⁶ REFIDOMSA - 34 kbbl/día y FALCONDO - 16 kbbl/día que está fuera de servicio.
⁷ Memoria 2023, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, no incluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.
 Nota(*): Los datos de oferta y demanda de energía para el año 2023 son preliminares y fueron estimados por OLADE.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

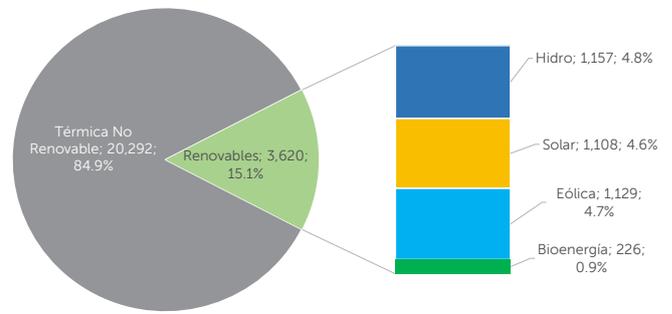
2023
Total: 5,675 MW



(*) Memoria 2023 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a la capacidad instalada nominal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

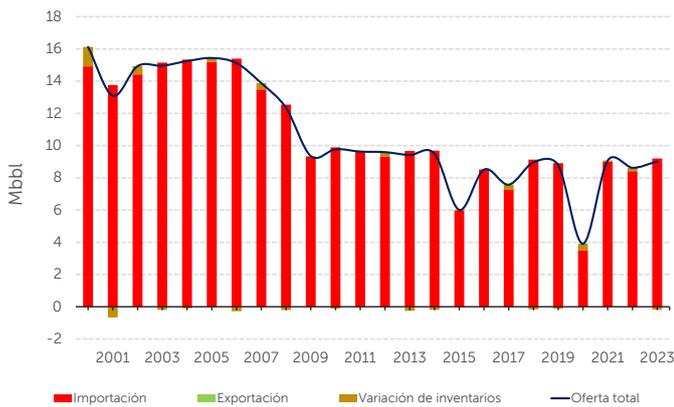
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

2023
Total: 23,913 GWh

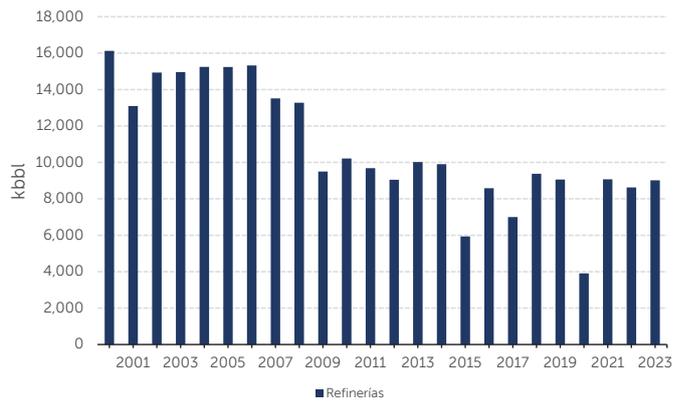


(*) Memoria 2023 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

Oferta total de petróleo



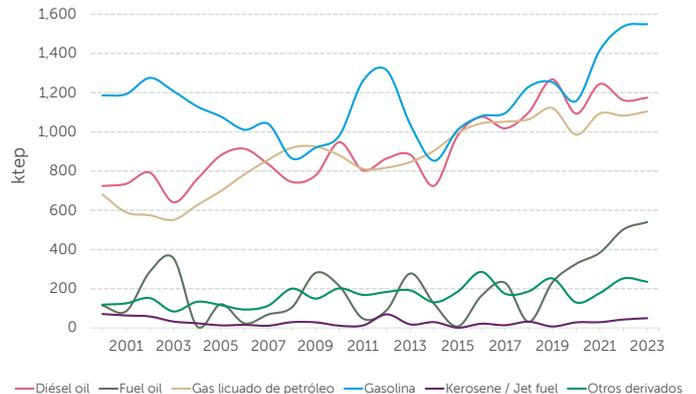
Demanda interna de petróleo

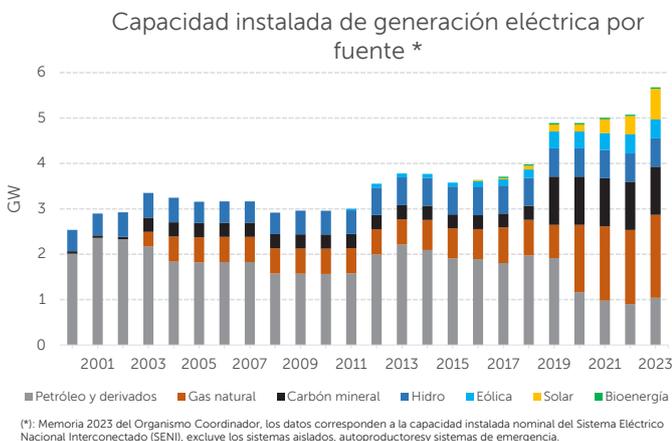
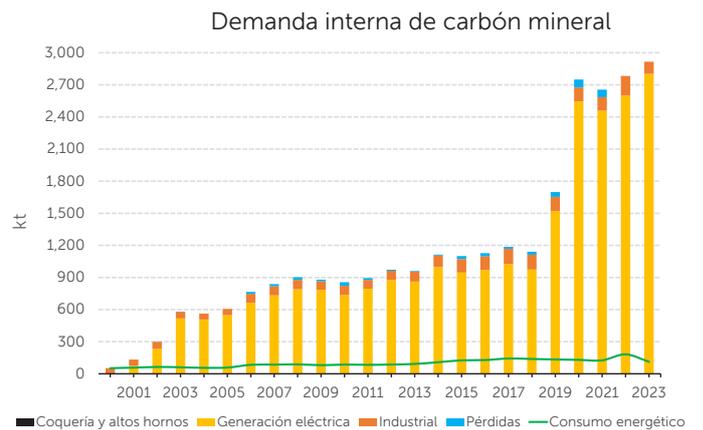
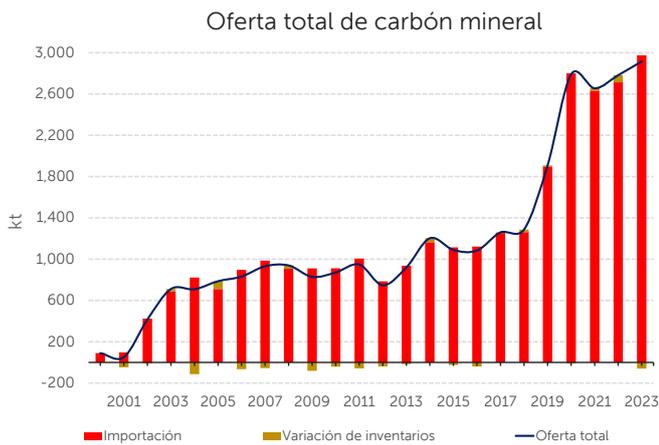
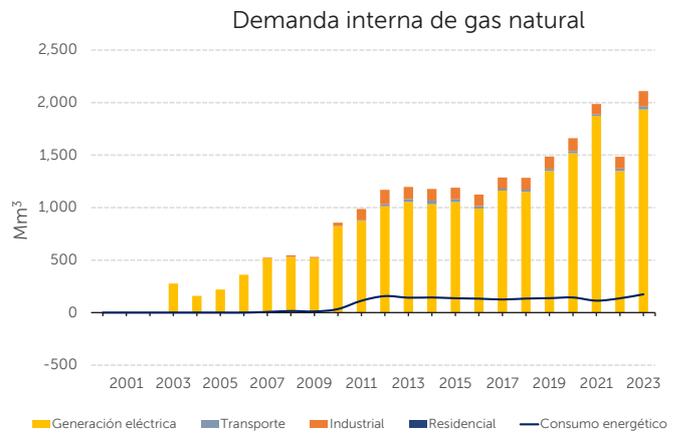
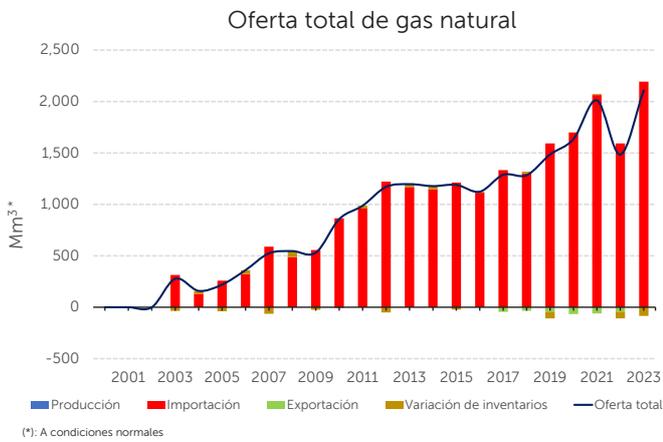


Producción derivados de petróleo

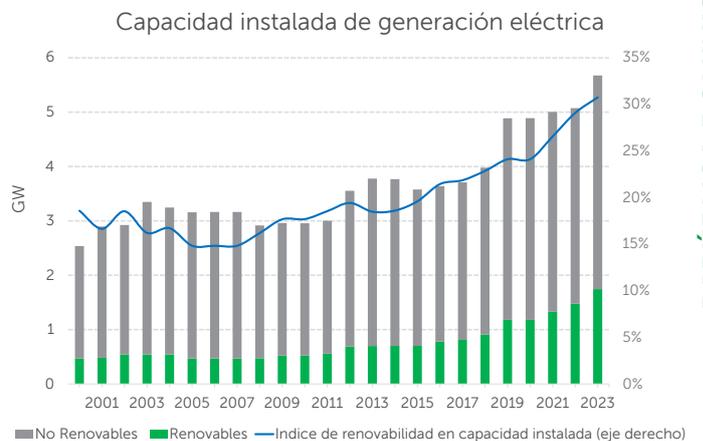


Consumo final de derivados de petróleo



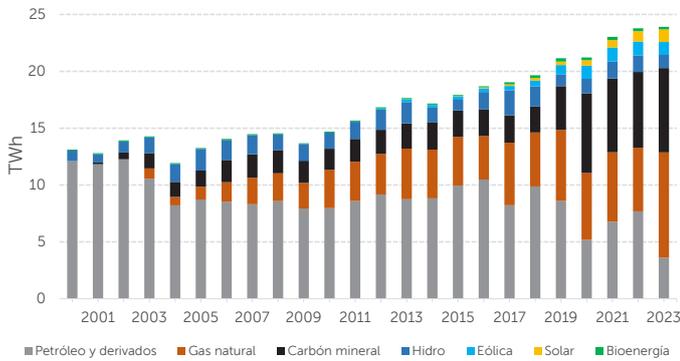


(*) Memoria 2023 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a la capacidad instalada nominal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.



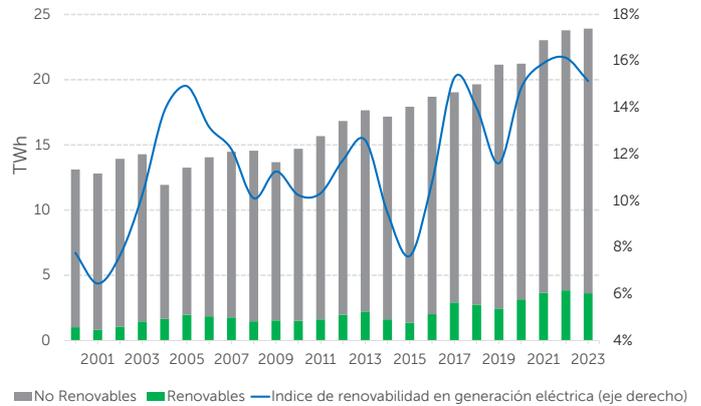
■ No Renovables ■ Renovables — Índice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

Generación eléctrica por fuente *

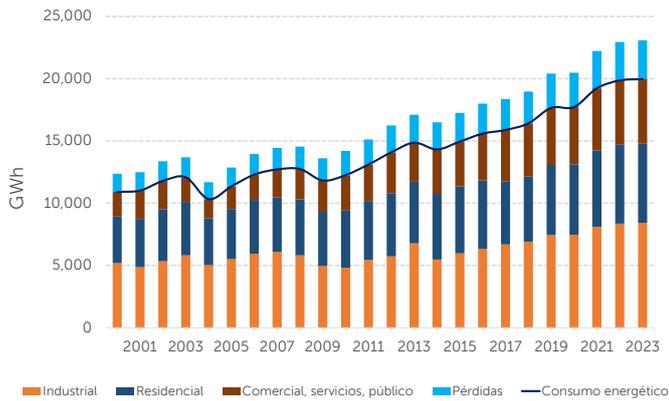


[*]: Memoria 2023 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

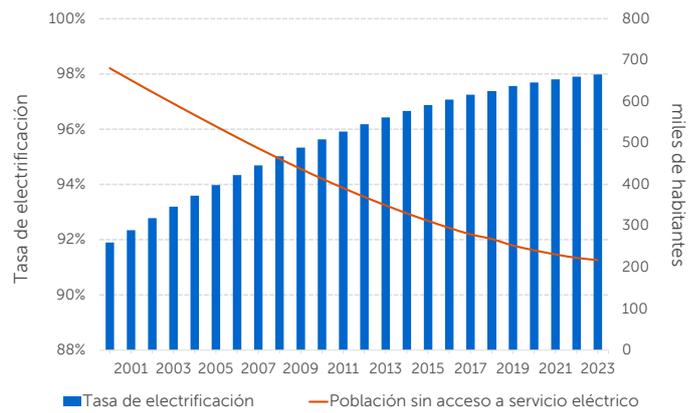
Generación eléctrica



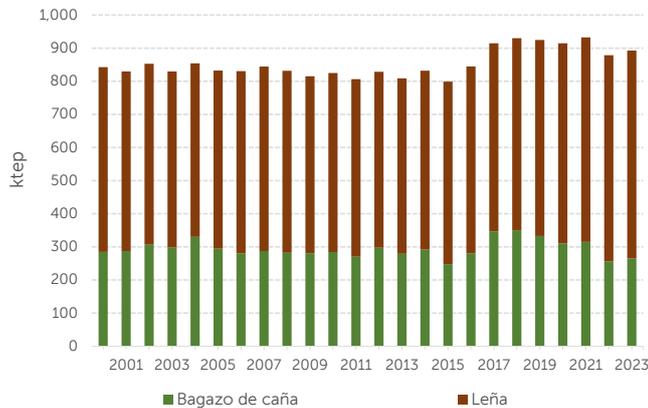
Demanda interna de electricidad



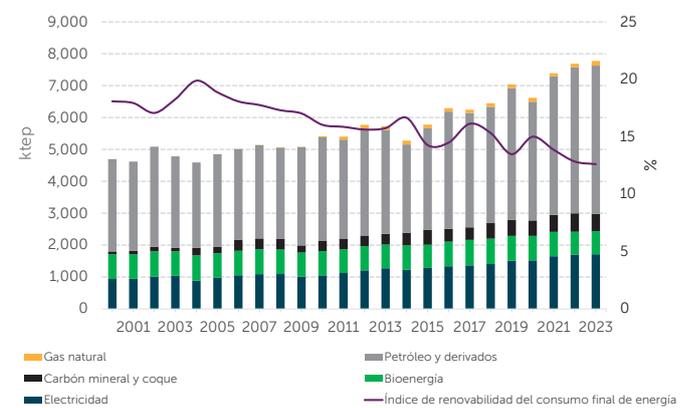
Tasa de electrificación



Producción de biomasa

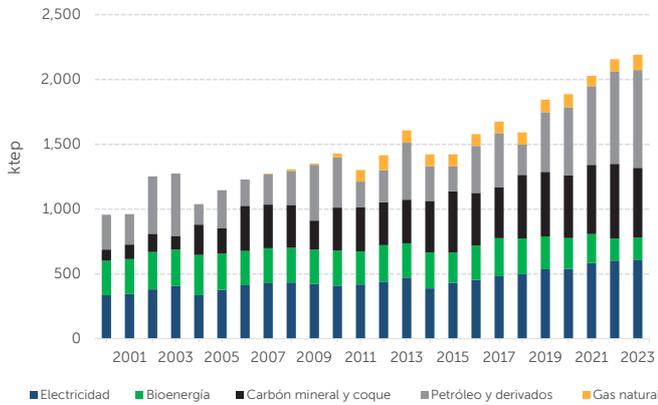


Consumo final de energía por fuente de energía

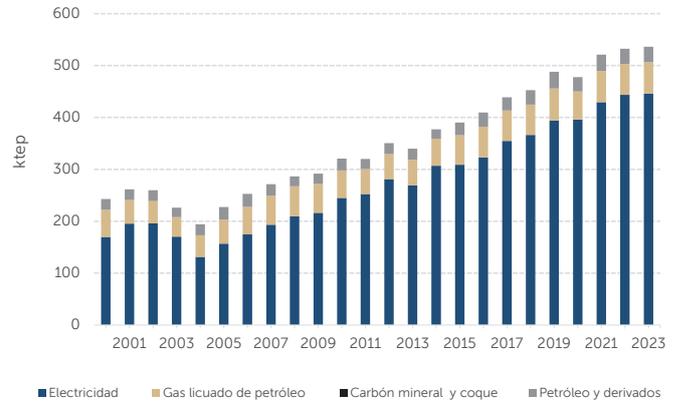




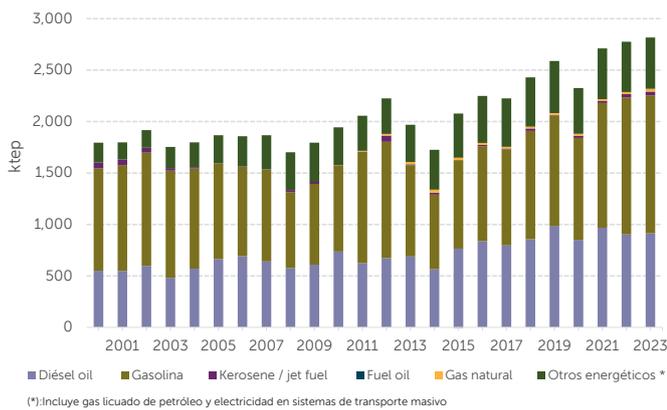
Consumo final Industrial



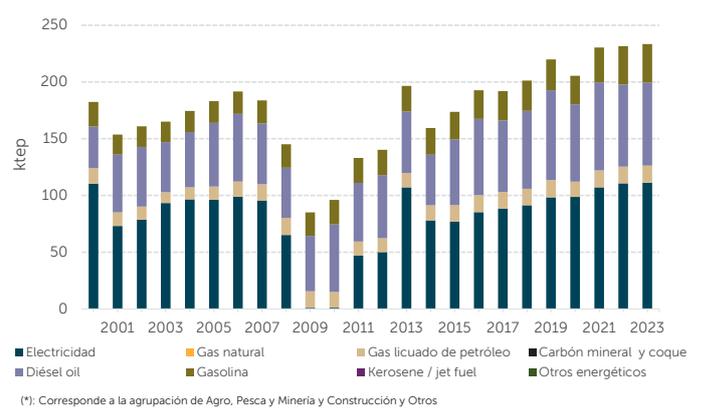
Consumo final Comercial



Consumo final Transporte



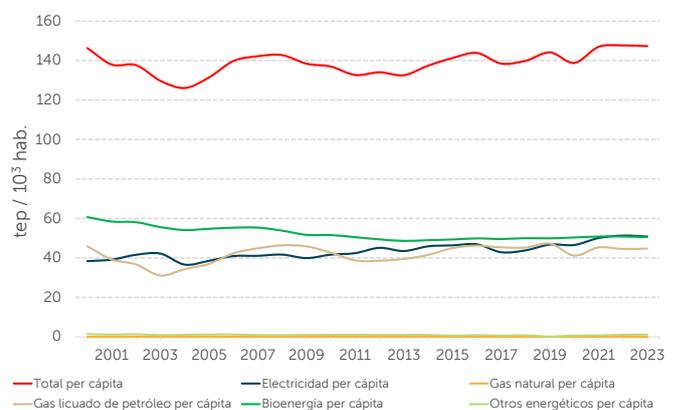
Consumo final de otros sectores *



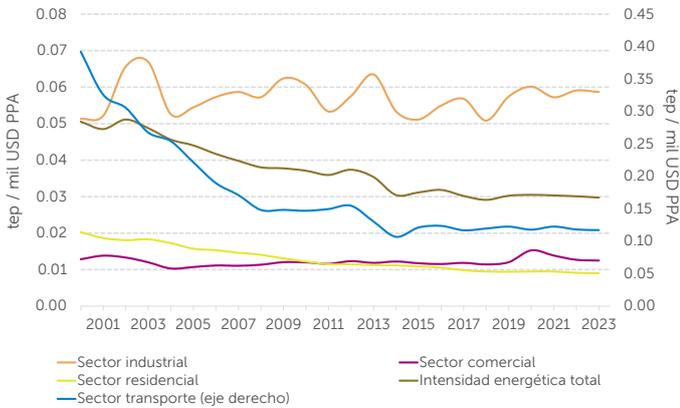
Consumo final Residencial



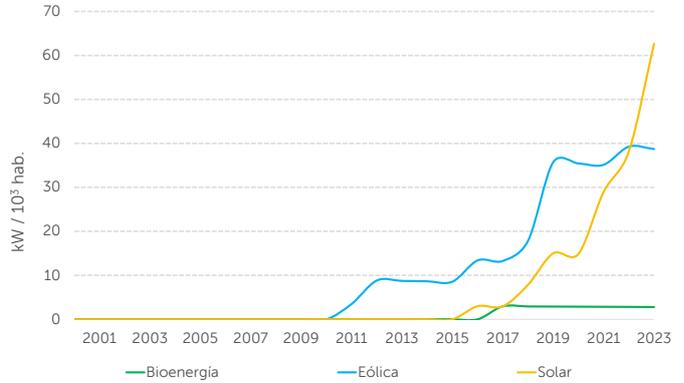
Consumo final per cápita Sector Residencial



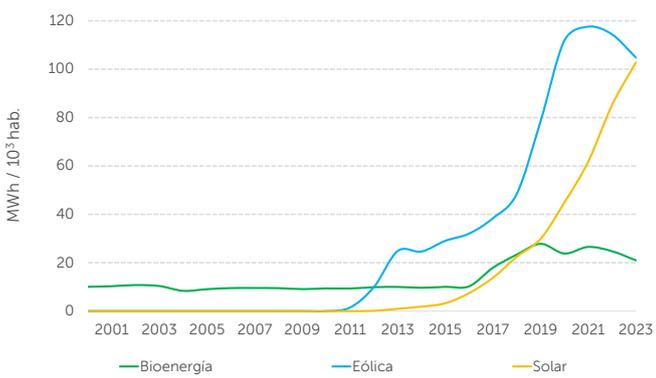
Intensidades energéticas sectoriales



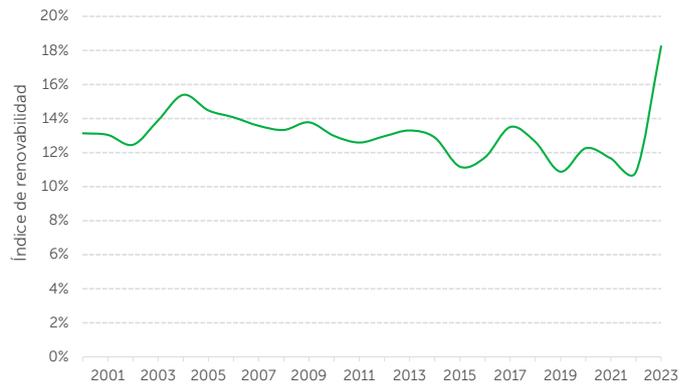
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



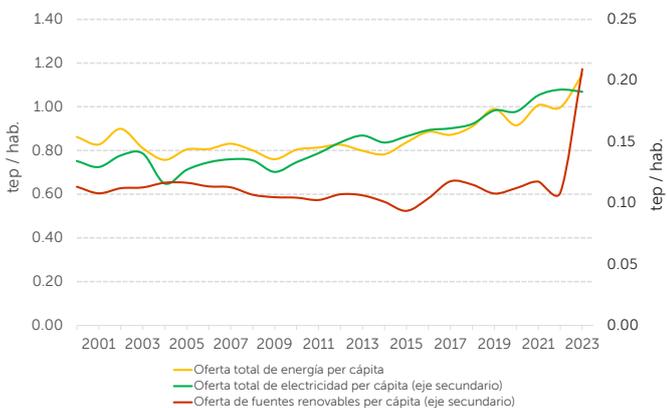
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



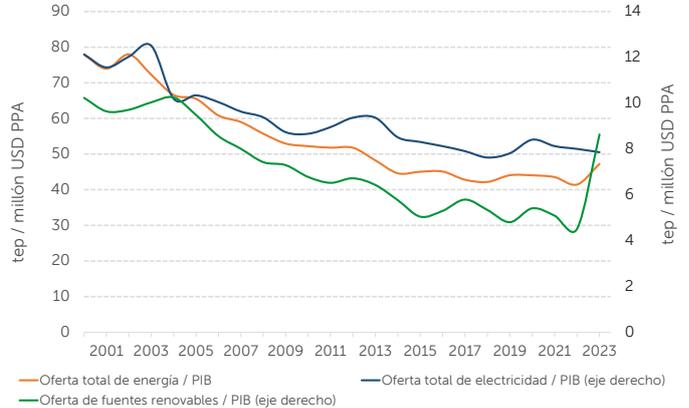
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

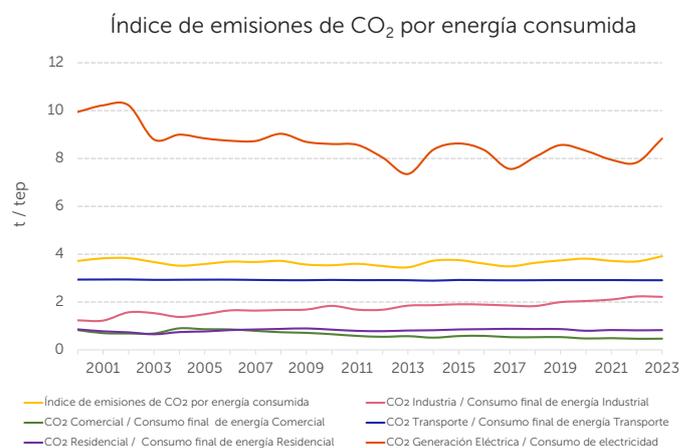
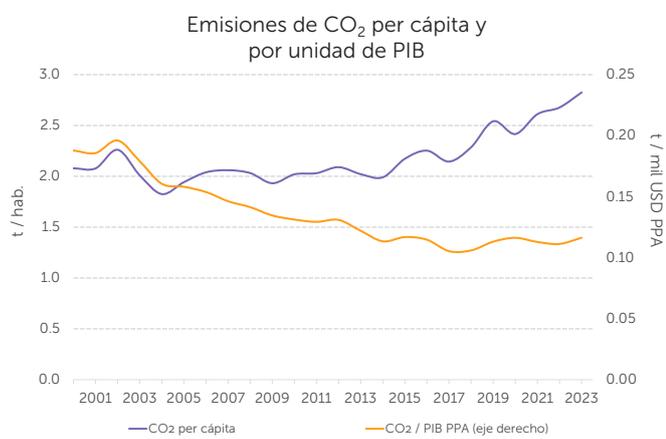
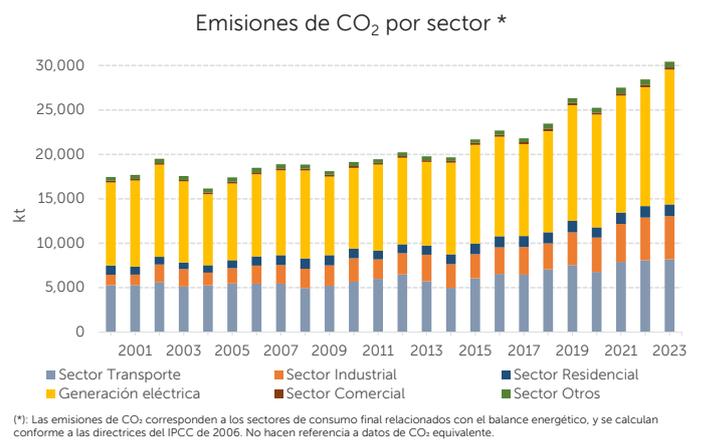
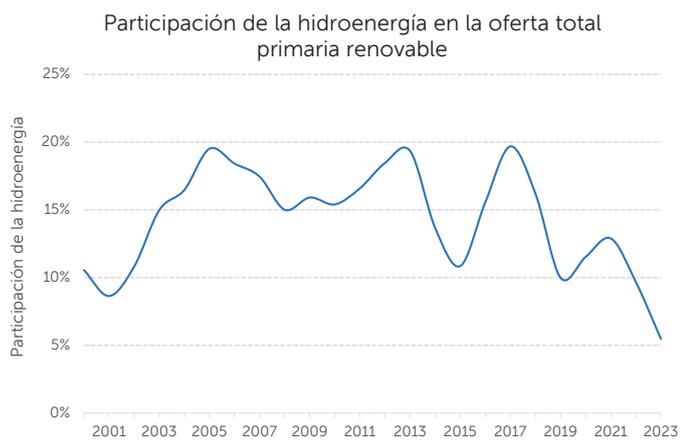
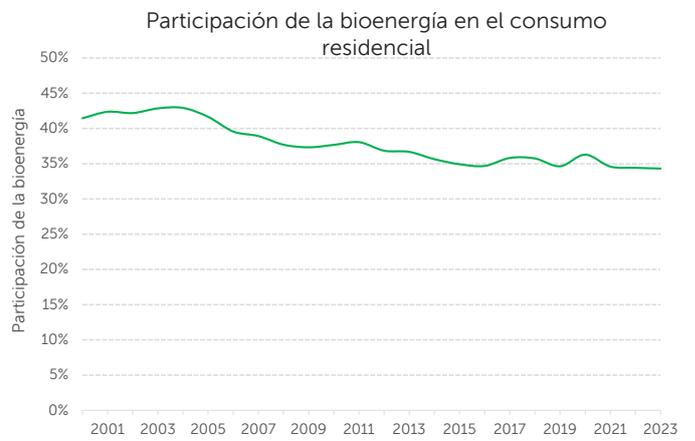
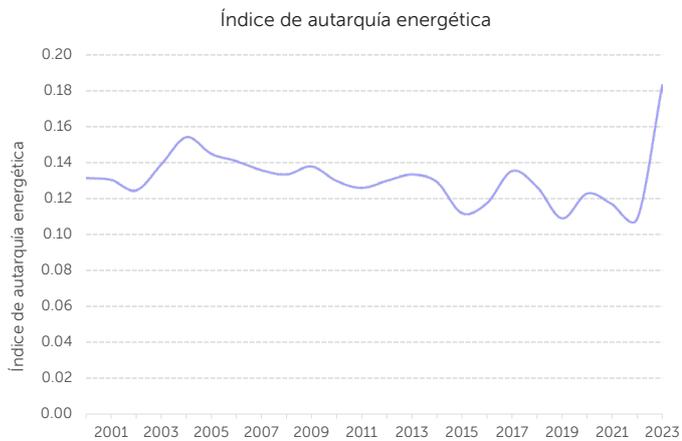


Oferta total de energía per cápita



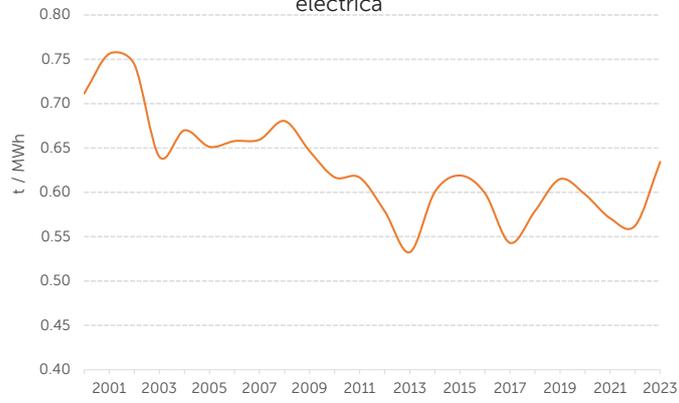
Oferta total de energía por unidad de PIB







Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





SURINAME



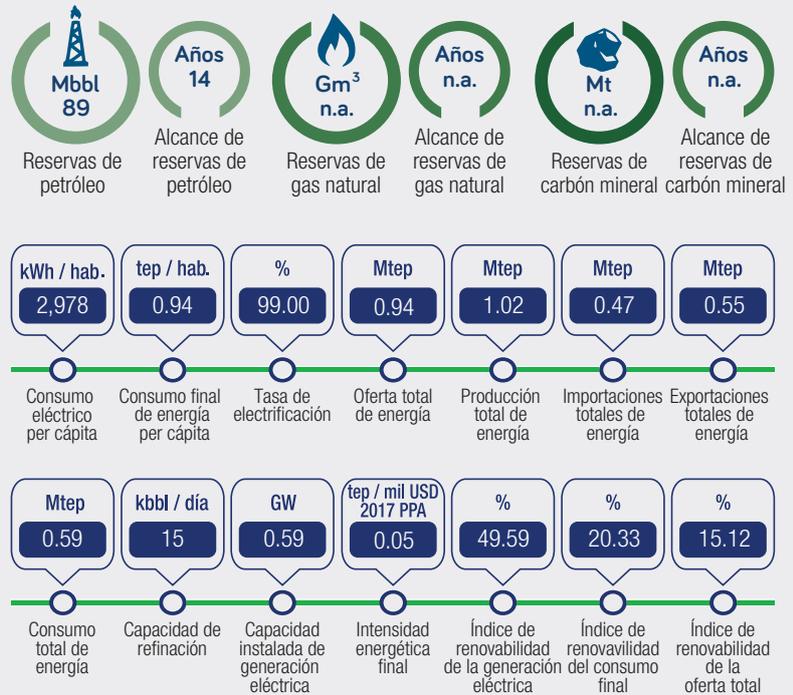
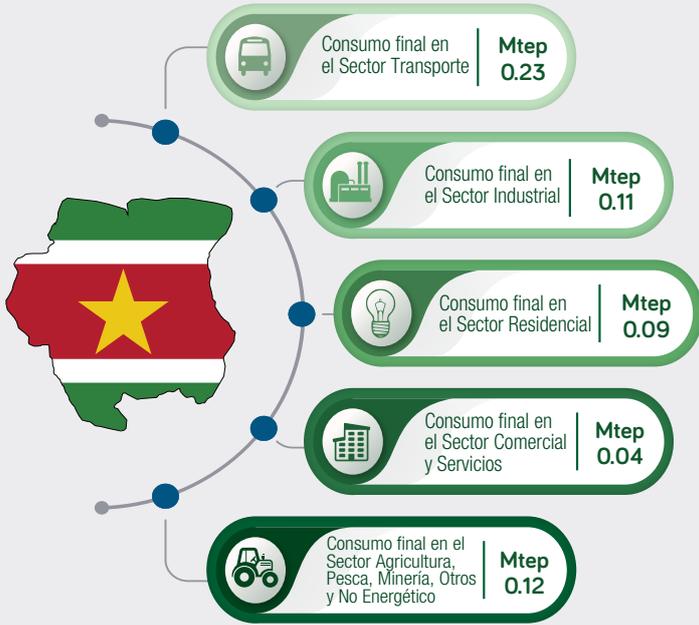
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	623 ¹
Superficie (km ²)	163,820
Densidad de población (hab. / km ²)	4
Población urbana (%)	66
PIB USD 2018 (MUSD)	3,533 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	11,824 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

La matriz energética de este país está predominada por el petróleo, el cual con respecto a la oferta total primaria de energía tiene una participación del 85% al 2023. La producción de petróleo durante los últimos 8 años se ha mantenido en un valor cercano a los 6 Mbbl, lo cual también se ve reflejado en las reservas de petróleo, las cuales se han mantenido constante durante los últimos tres años.

Con respecto a la capacidad instalada para generación eléctrica, aproximadamente el 50% proviene de fuentes renovables de energía principalmente hidroenergía (48%), solar y bioenergía.

SECTOR ENERGÉTICO 2023

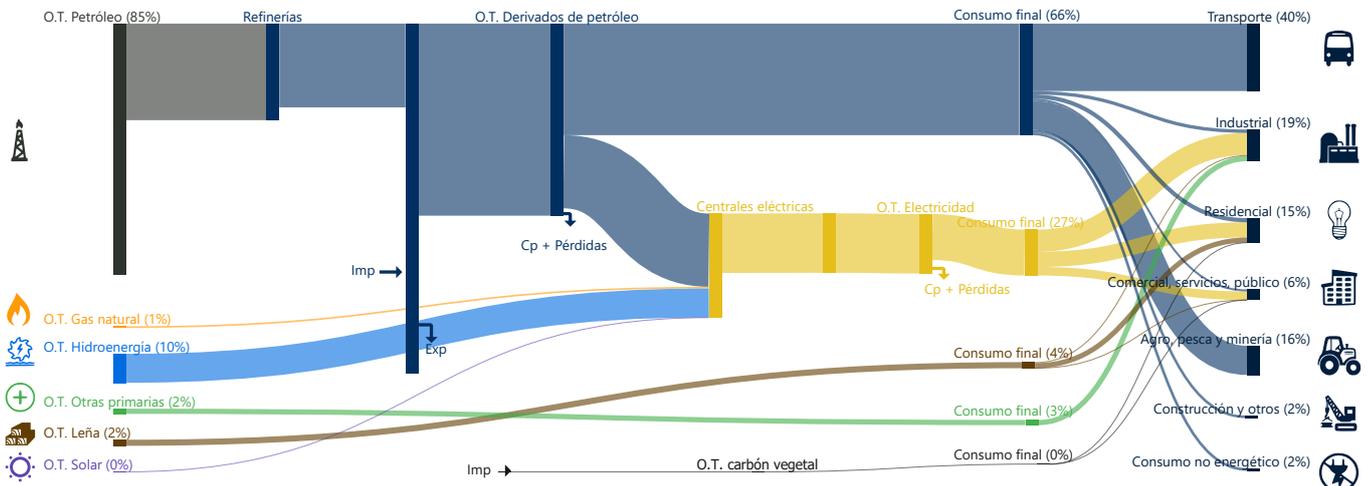


¹ Fuente: Banco Mundial.

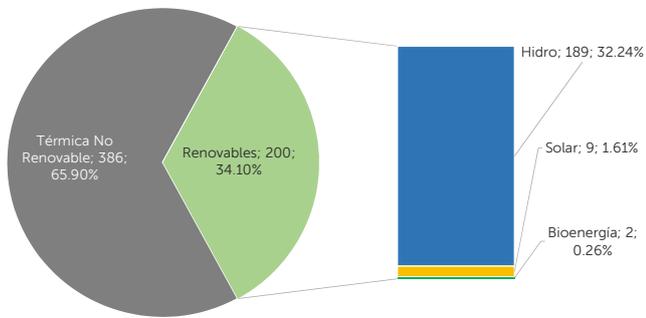
² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023 presentados, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

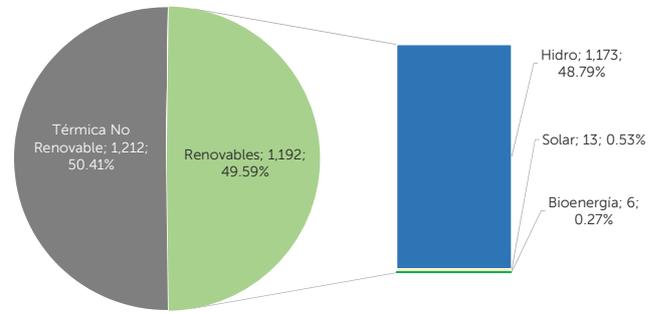
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



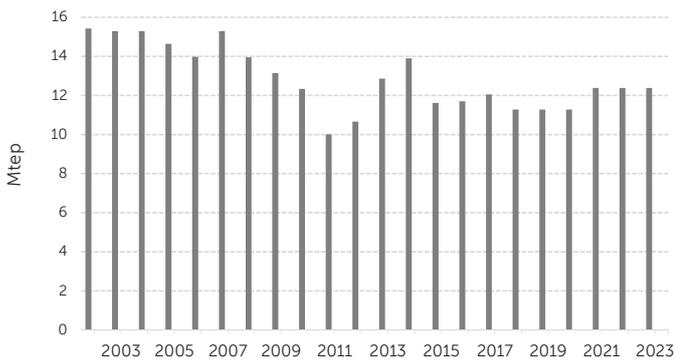
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 586 MW



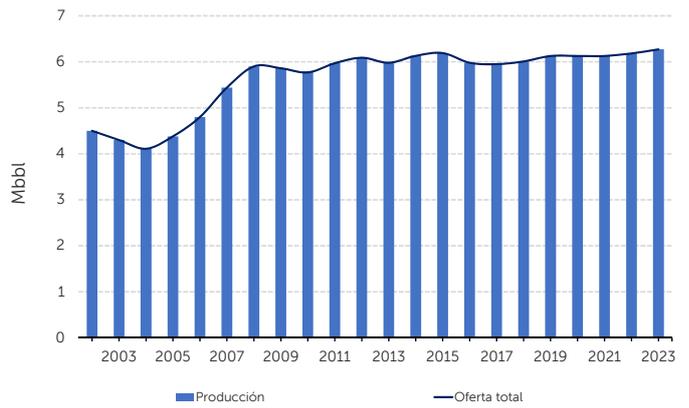
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 2,404 GWh



Reservas probadas de petróleo



Oferta total de petróleo



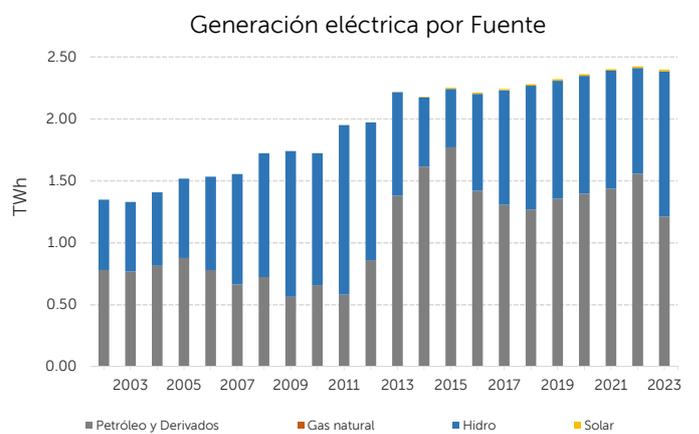
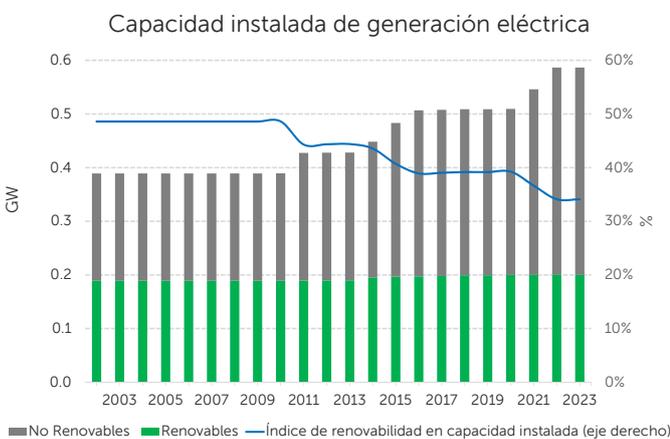
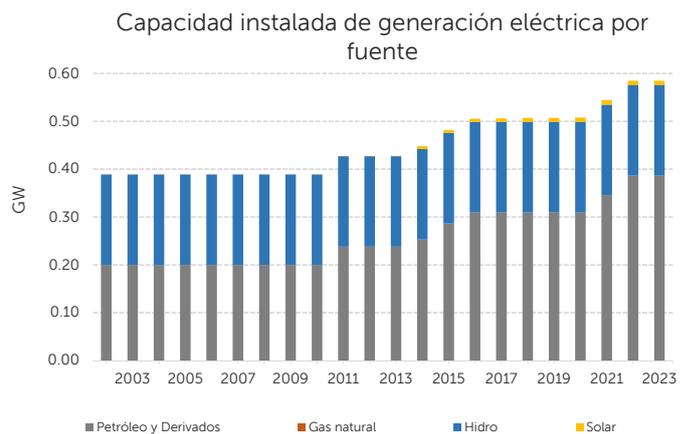
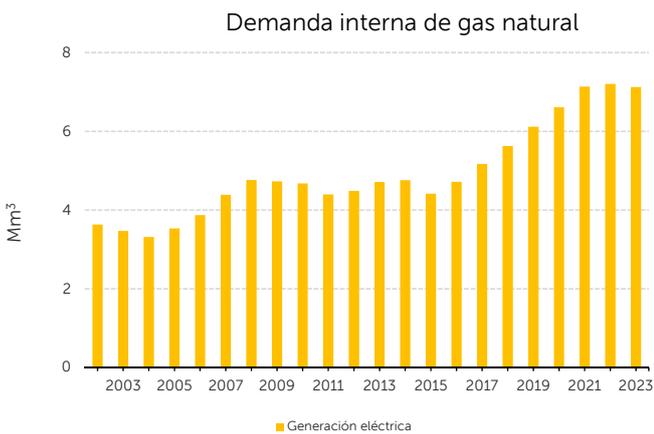
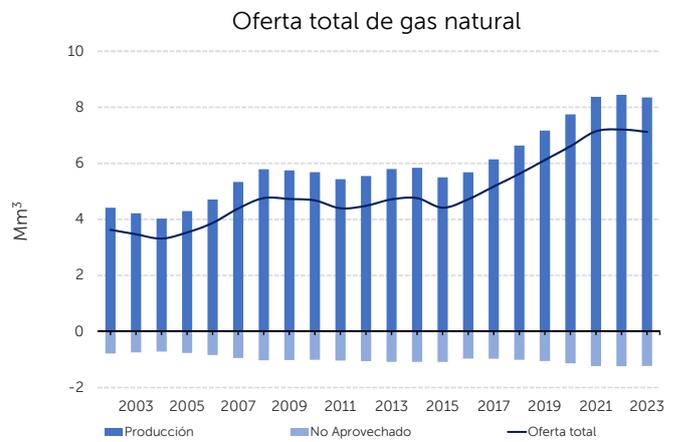
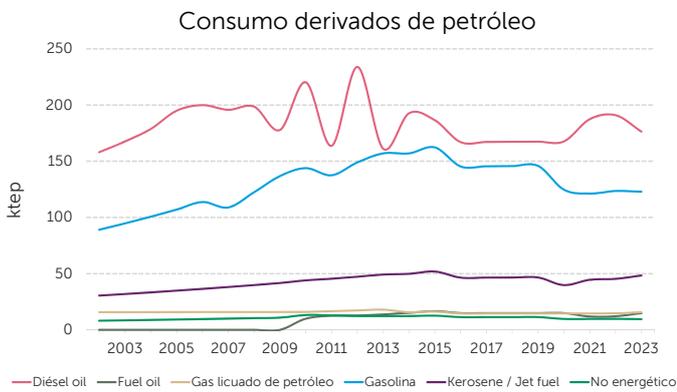
SURINAME

Demanda interna de petróleo



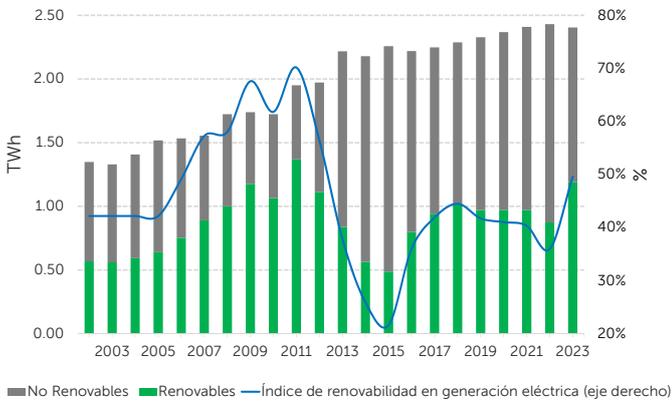
Producción derivados de petróleo



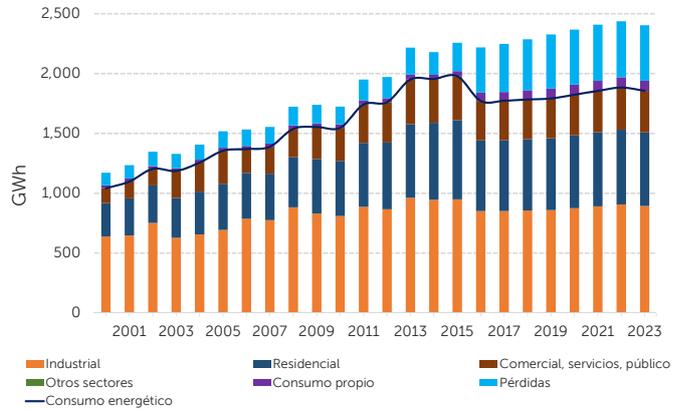




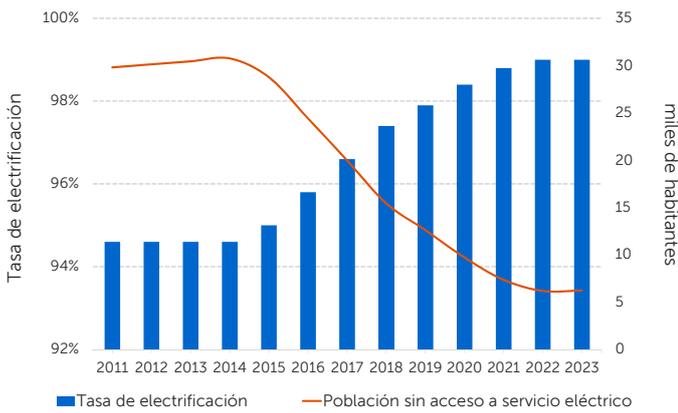
Generación eléctrica



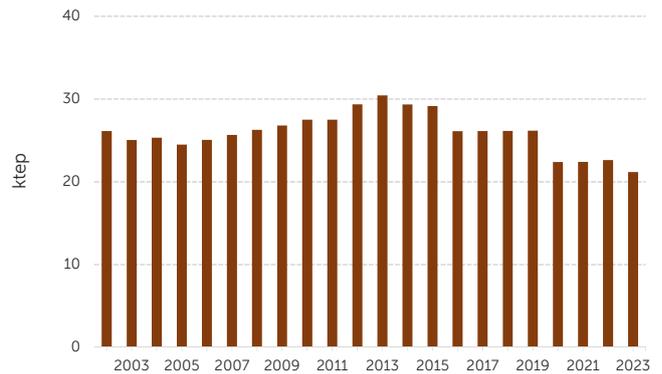
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

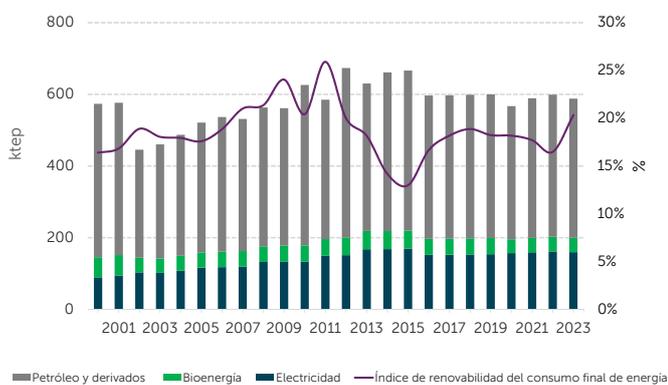


Producción de leña

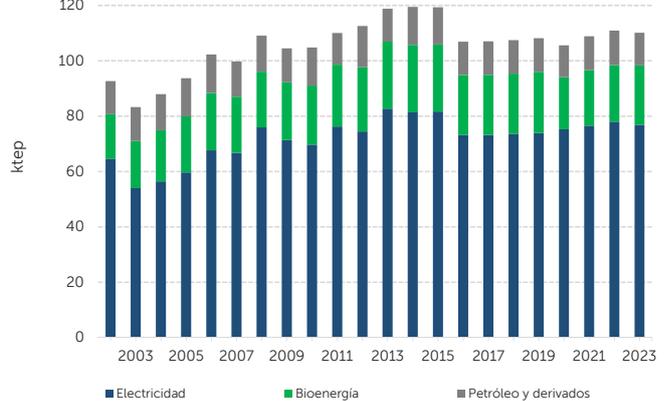


SURINAME

Consumo final de energía por fuente de energía

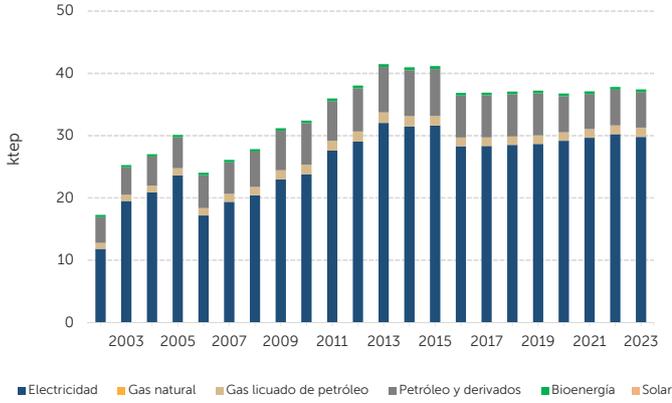


Consumo final Industrial

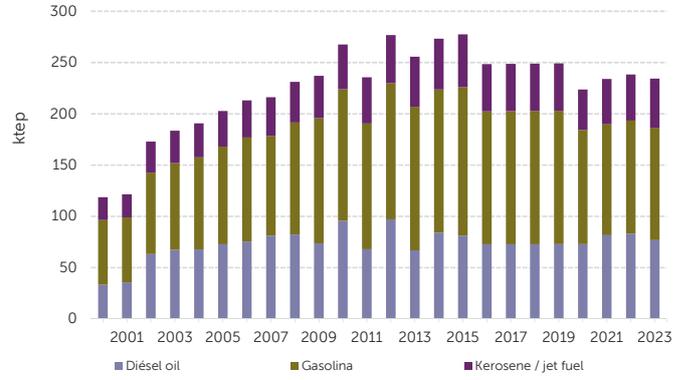




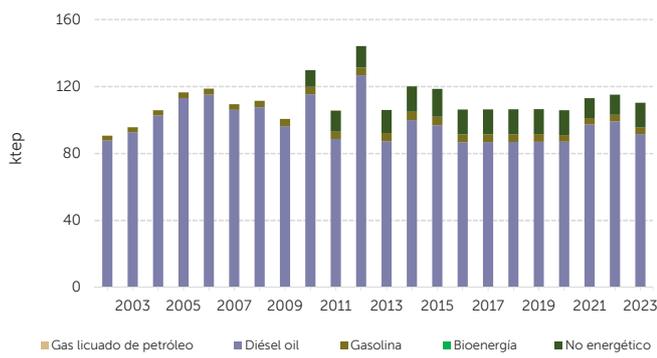
Consumo final Comercial



Consumo final Transporte

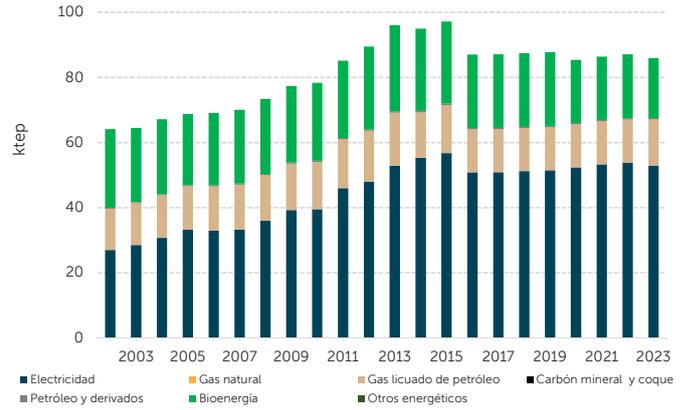


Consumo final de otros sectores

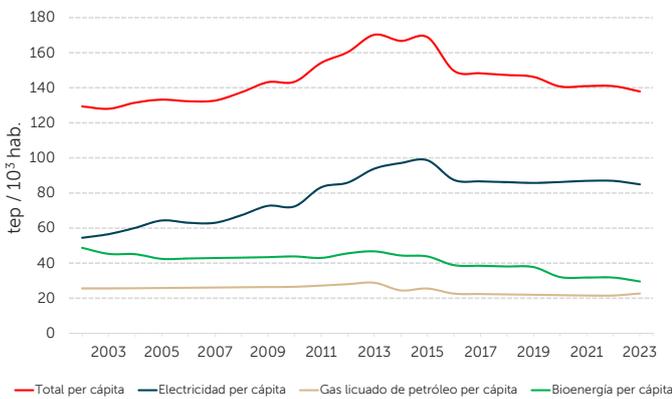


* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

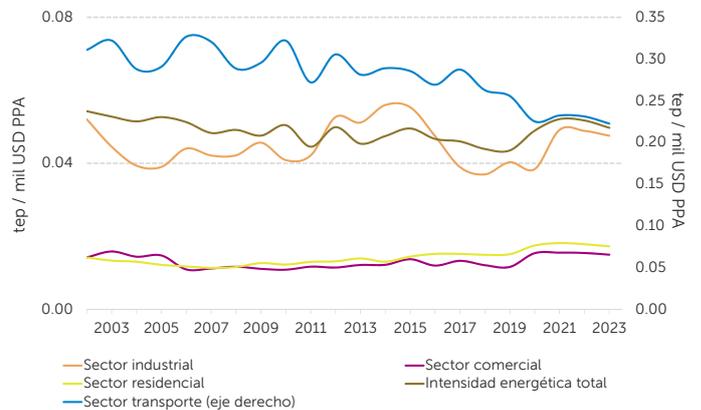
Consumo final Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial



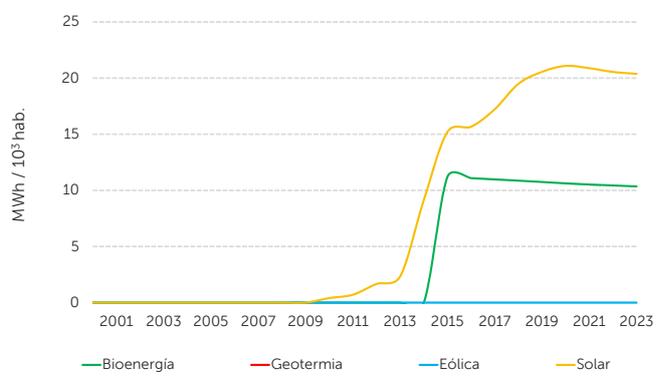
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



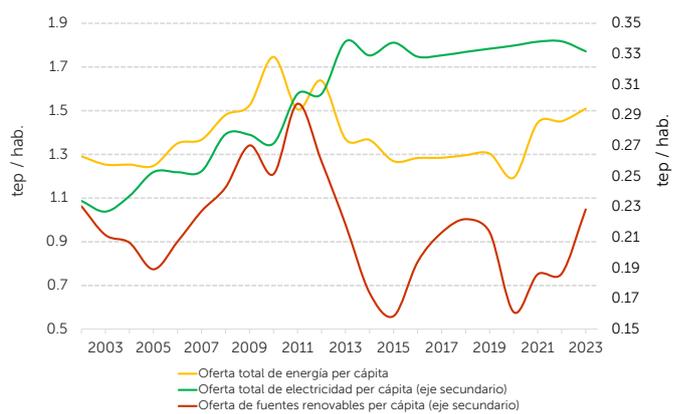
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

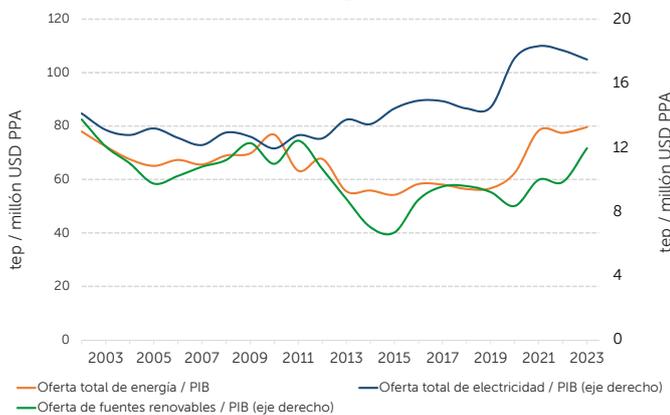


Oferta total de energía per cápita

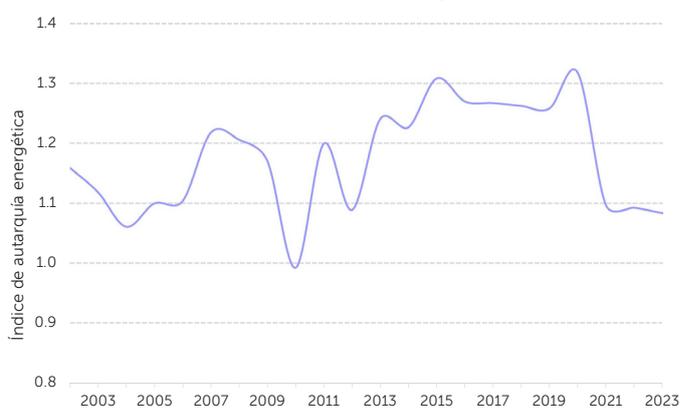


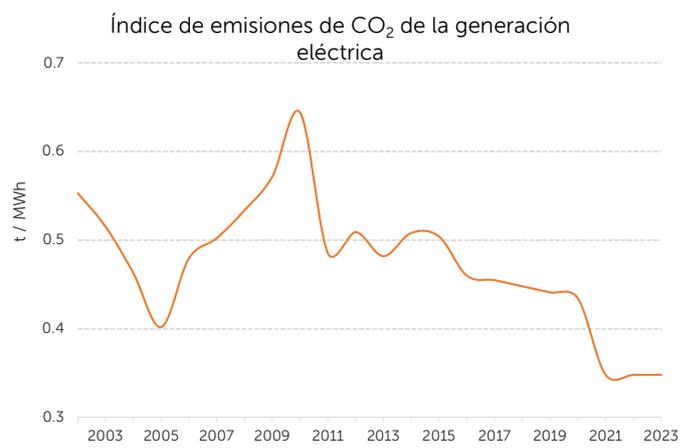
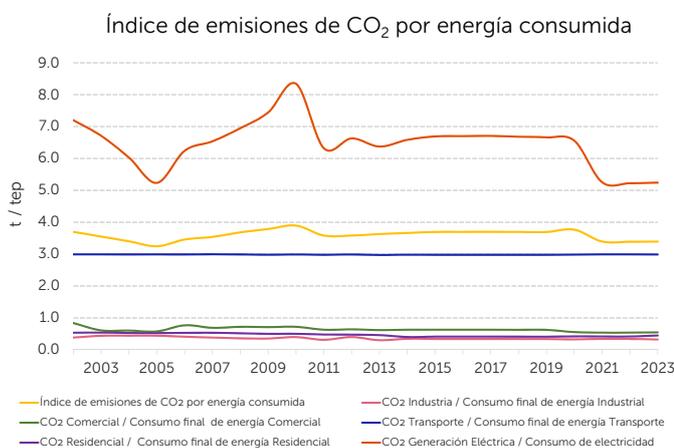
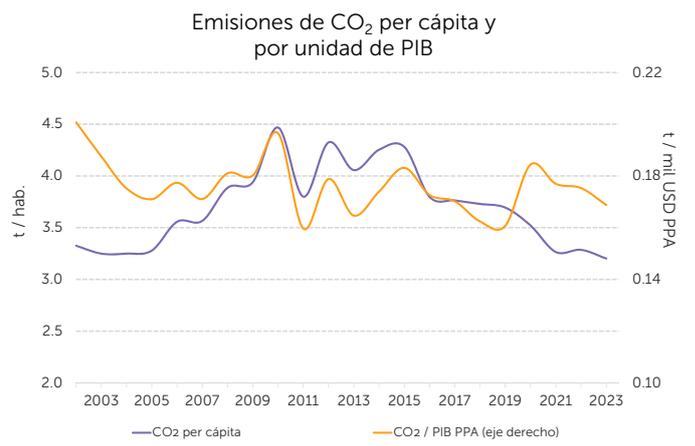
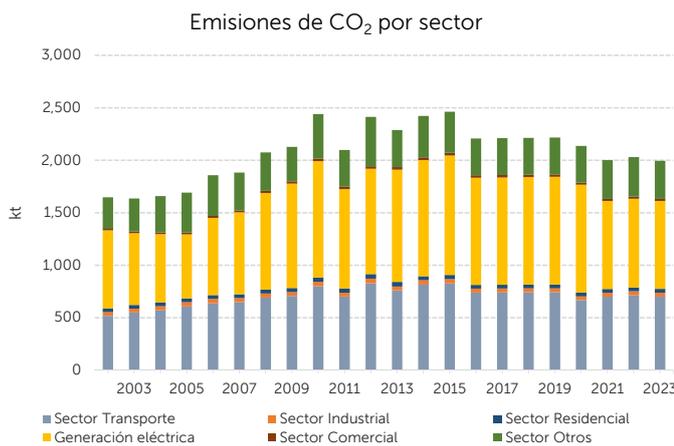
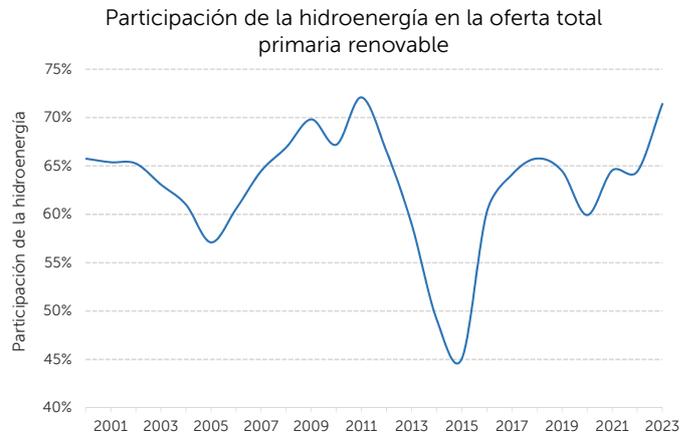
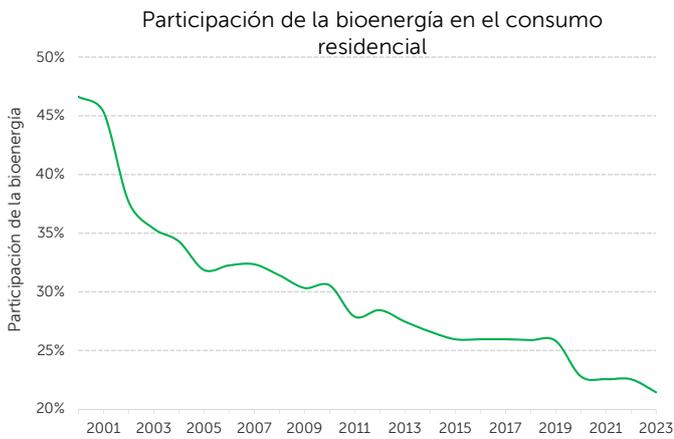
SURINAME

Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética







TRINIDAD Y TOBAGO



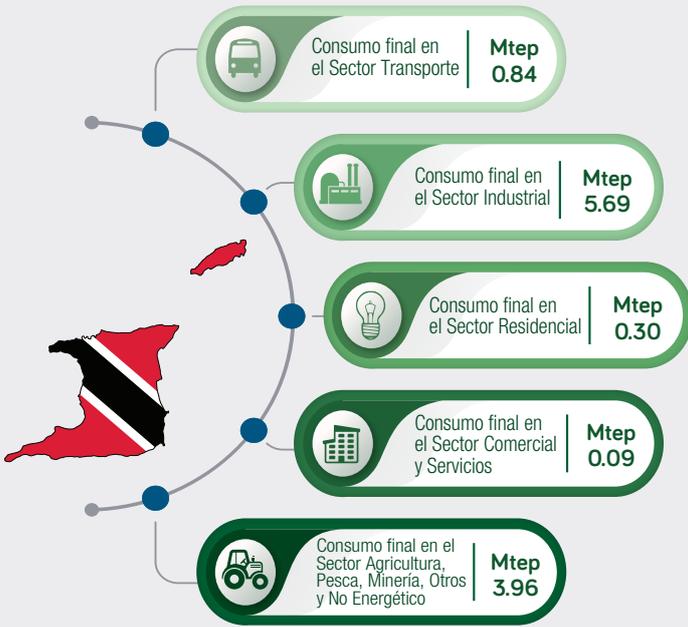
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	1,535 ¹
Superficie (km ²)	5,130
Densidad de población (hab. / km ²)	299
Población urbana (%)	53
PIB USD 2018 (MUSD)	22,896 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	43,681 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	28

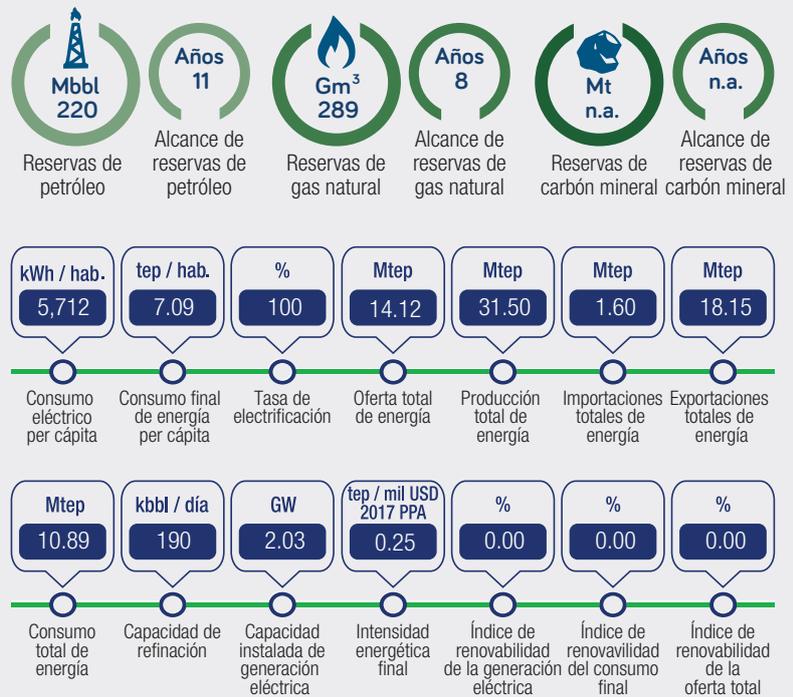
Trinidad & Tobago se caracteriza por ser el primer país exportador de gas natural licuado de la región y su matriz energética está concentrada en la producción de gas natural.

Cabe destacar que a partir del año 2020 el país ya no importa petróleo y todo lo que produce lo exporta por lo que no hay producción de derivados a partir de este energético.

Con relación a generación eléctrica en el 2023, el 100% fue partir de fuentes de energía no renovables, principalmente gas natural aproximadamente el 99% y el 1% con diésel oil.



SECTOR ENERGÉTICO 2023

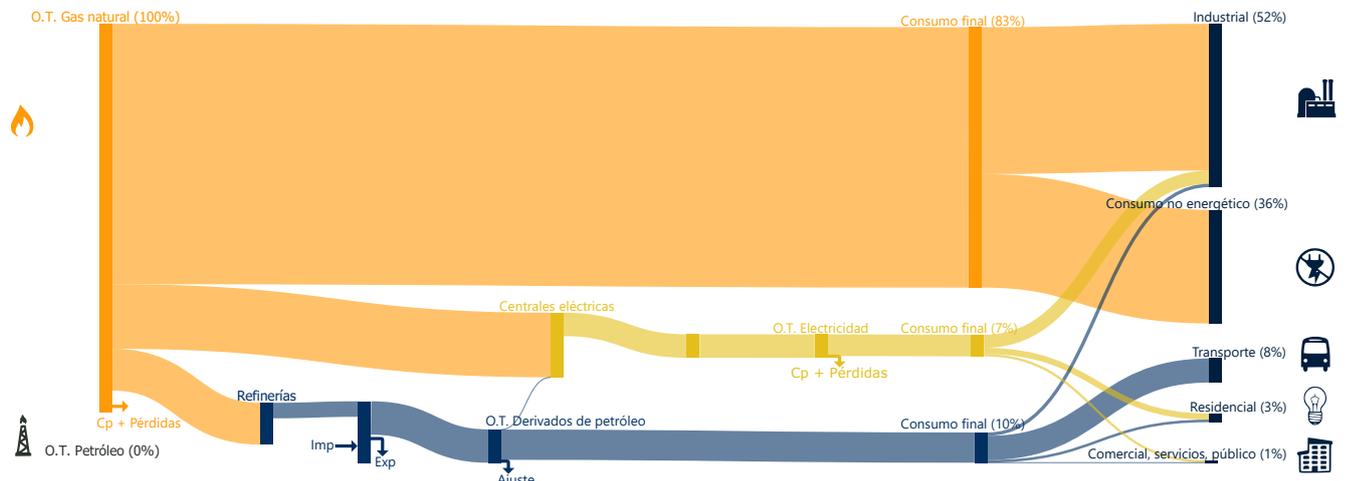


¹ Fuente: Banco Mundial.

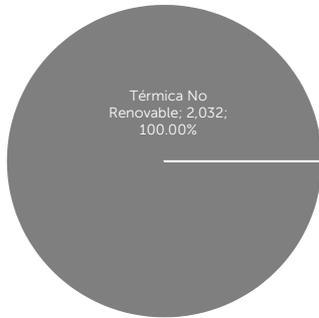
² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda del año 2023 presentados, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

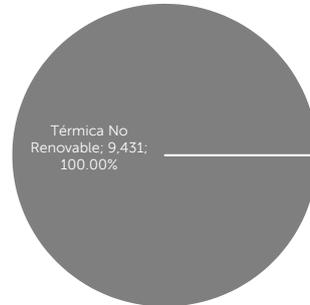
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



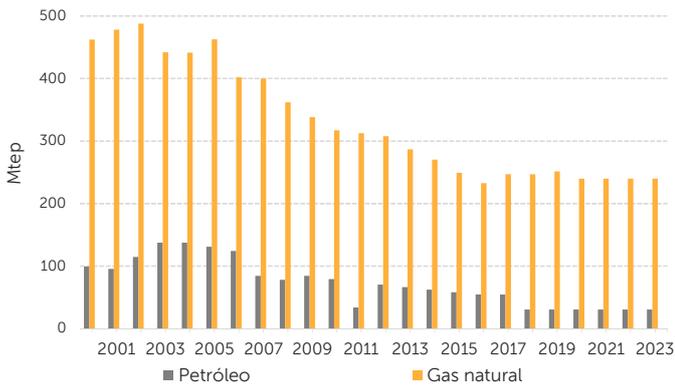
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 2,032 MW



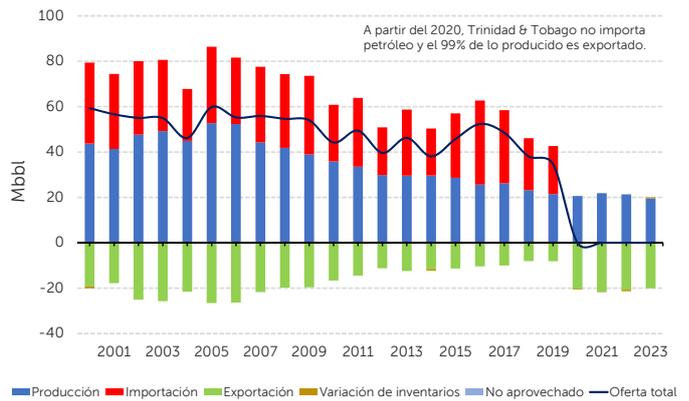
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 9,431 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

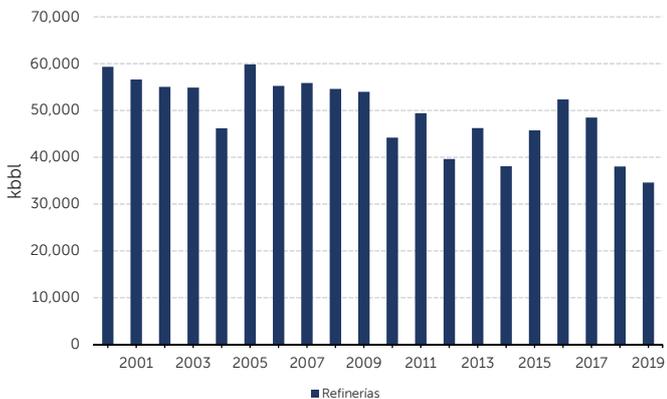


Oferta total de petróleo

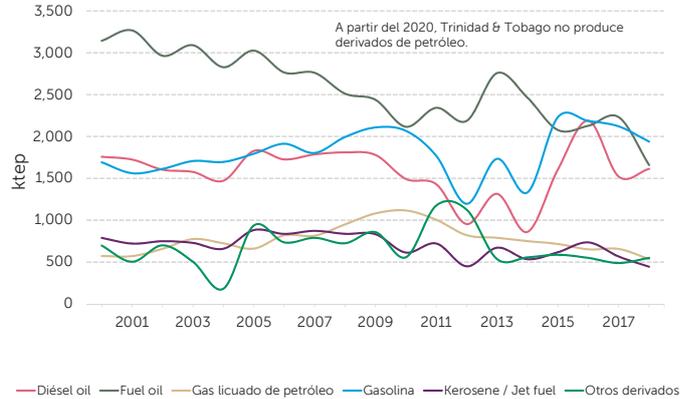


TRINIDAD Y TOBAGO

Demanda interna de petróleo

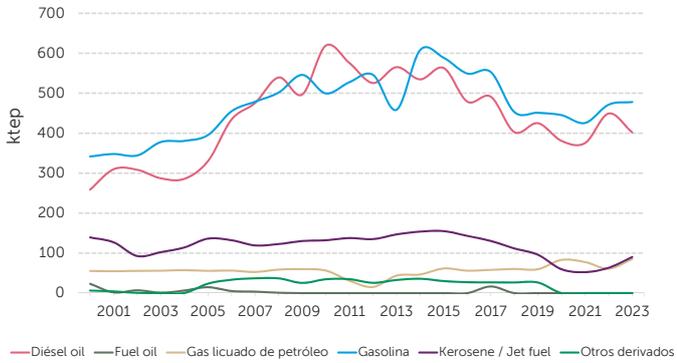


Producción derivados de petróleo

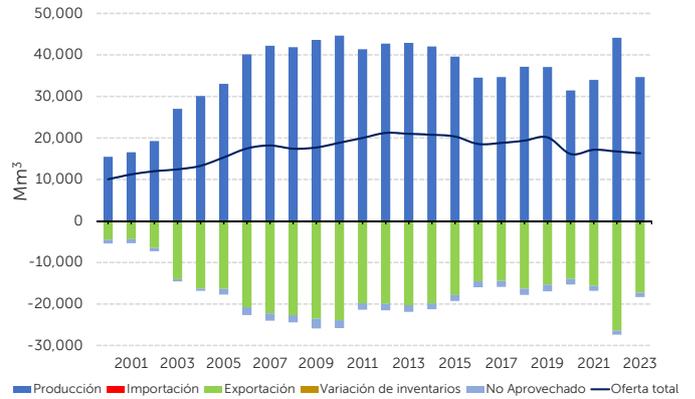




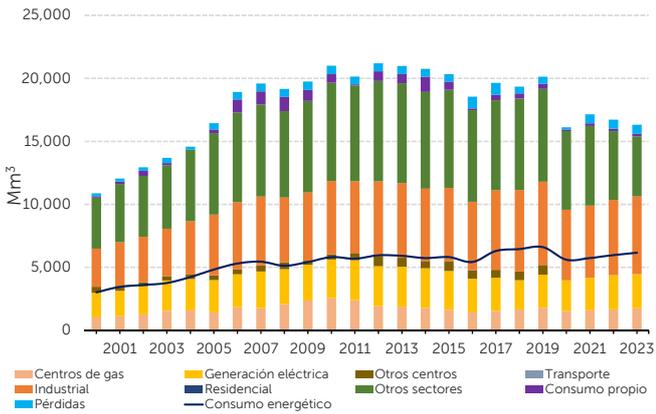
Consumo derivados de petróleo



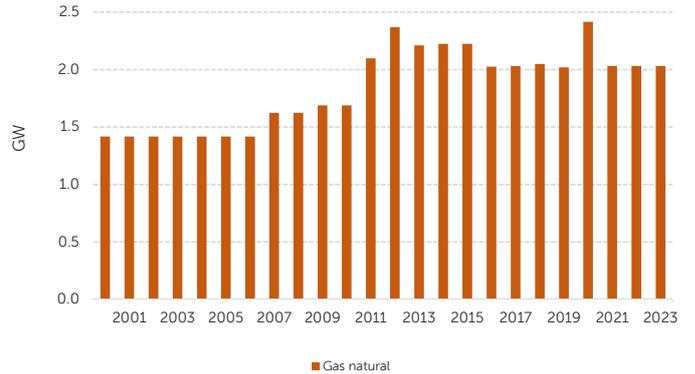
Oferta total de gas natural



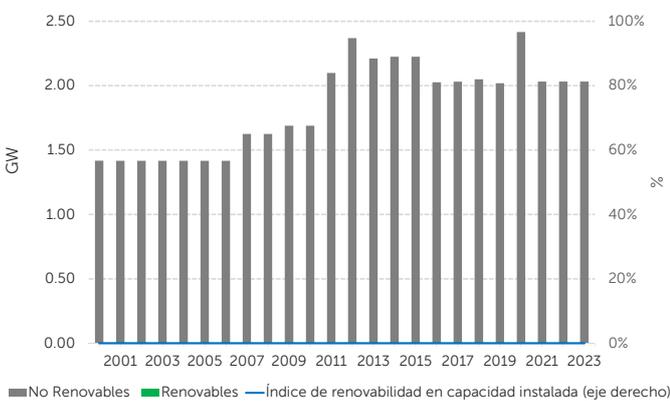
Demanda interna de gas natural



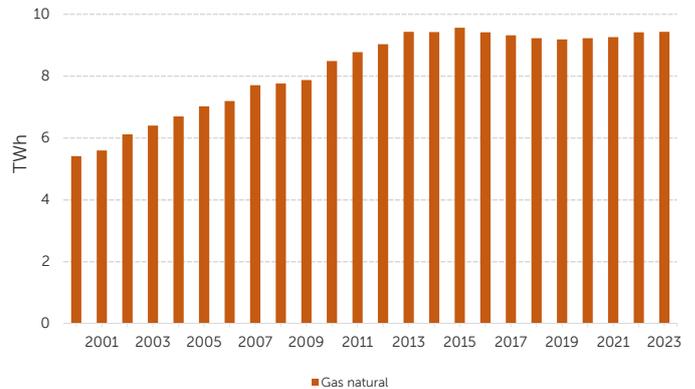
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



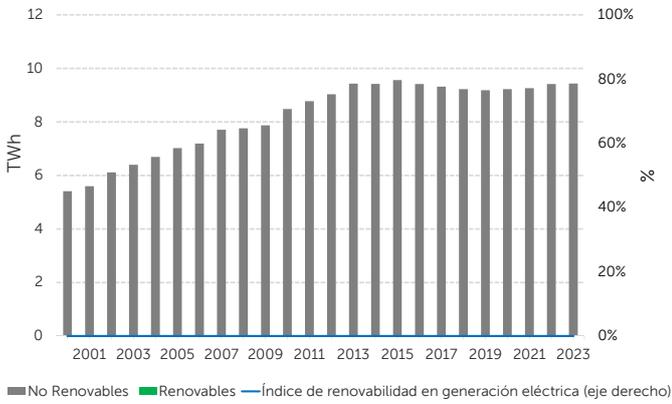
Capacidad instalada de generación eléctrica



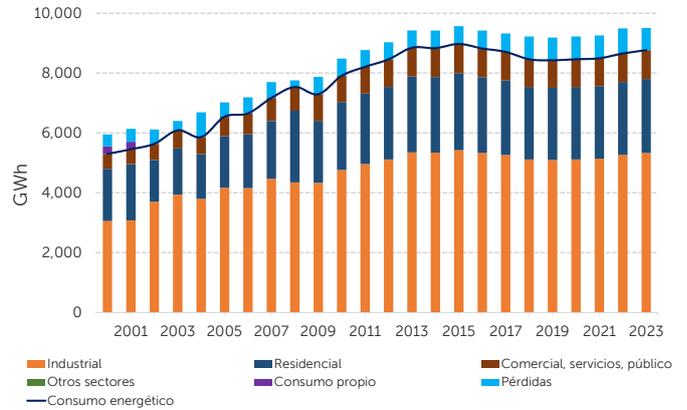
Generación eléctrica por fuente



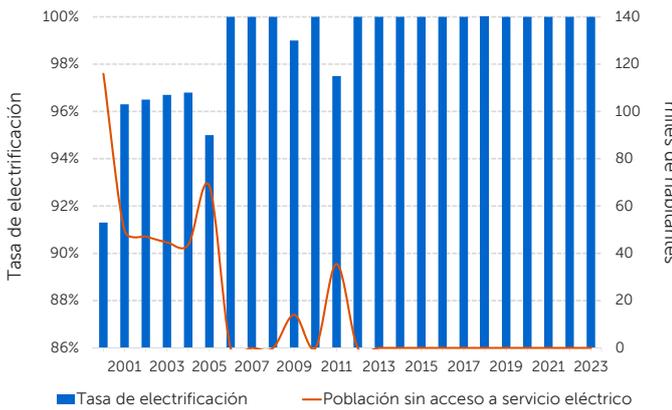
Generación eléctrica



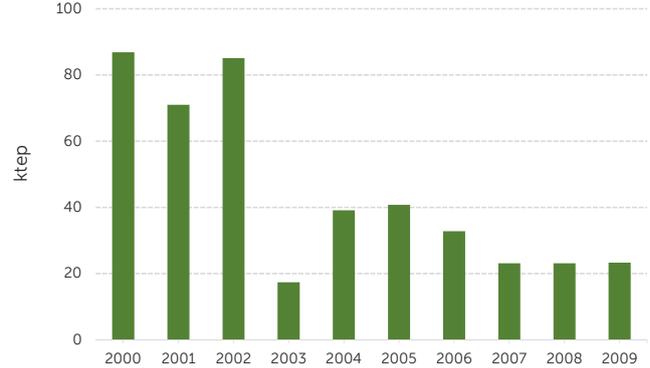
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

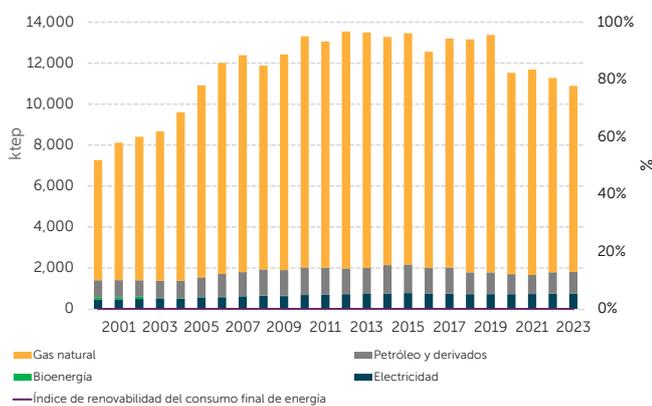


Producción de caña de azúcar

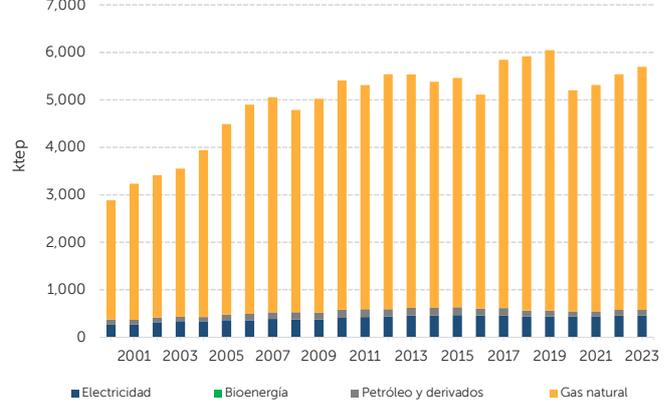


TRINIDAD Y TOBAGO

Consumo final de energía por fuente de energía

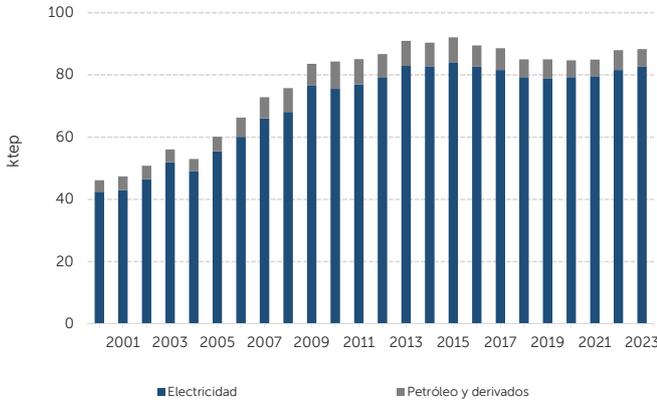


Consumo final Industrial

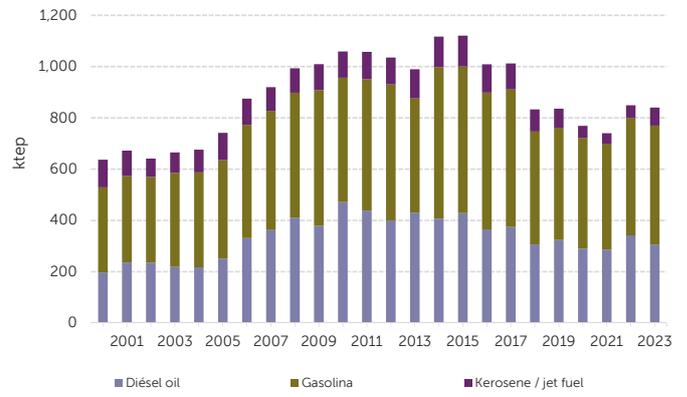




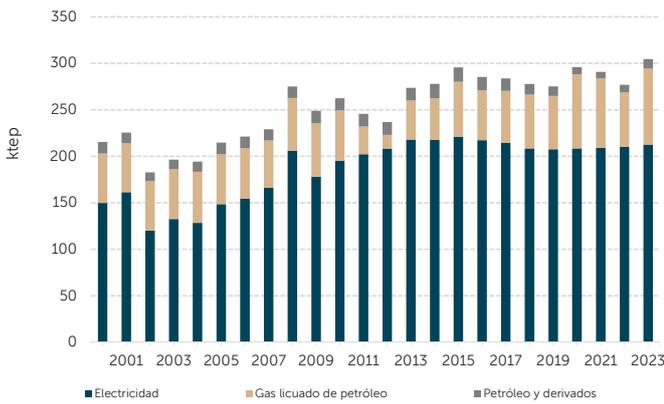
Consumo final Comercial



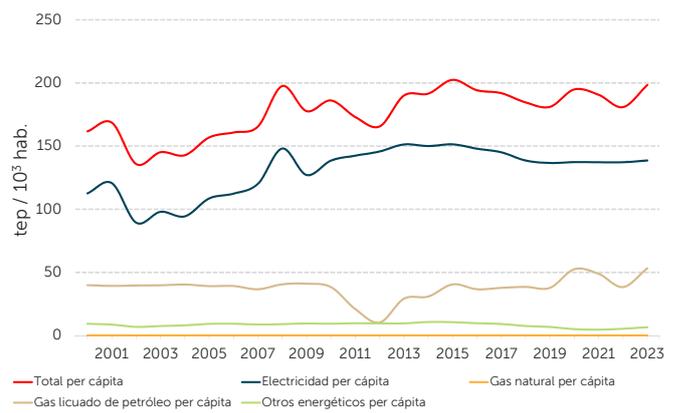
Consumo final Transporte



Consumo final Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial



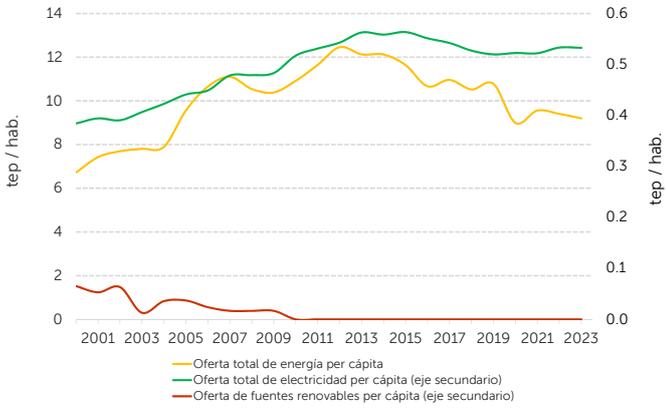
Intensidades energéticas sectoriales



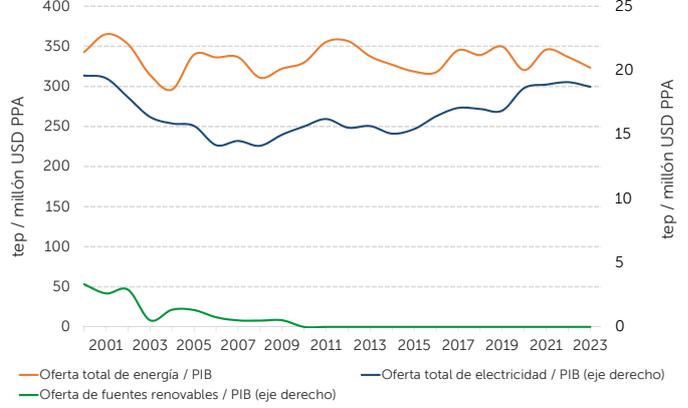
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



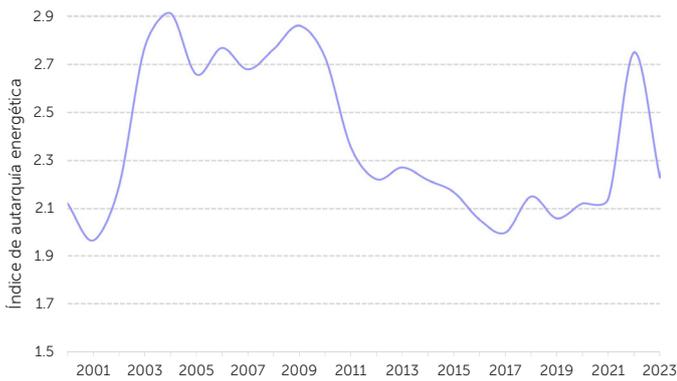
Oferta total de energía per cápita



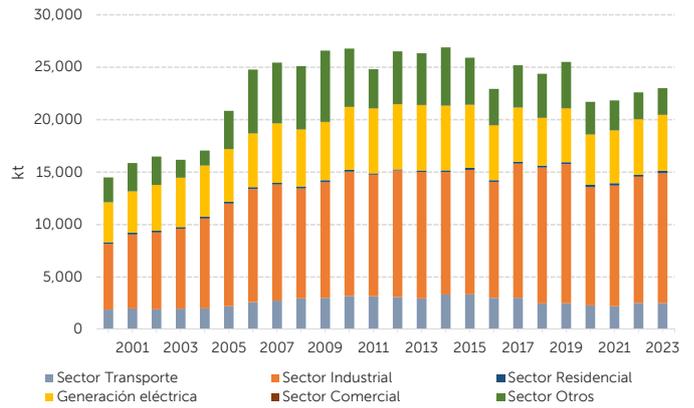
Oferta total de energía por unidad de PIB



Índice de autarquía energética



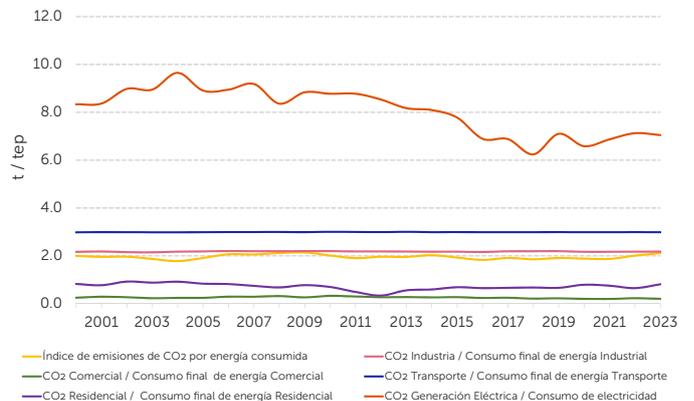
Emisiones de CO₂ por sector

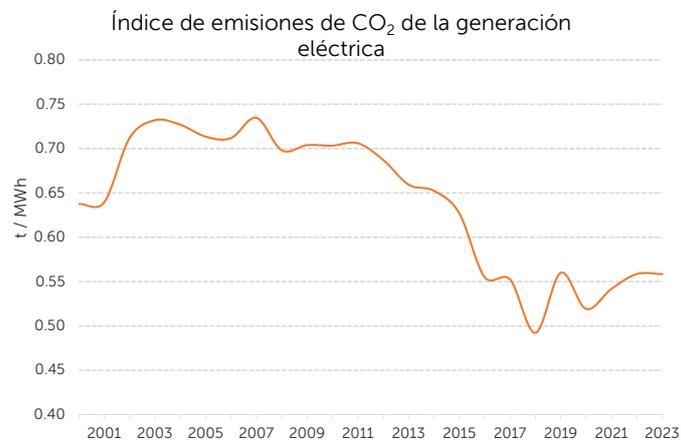


Emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida







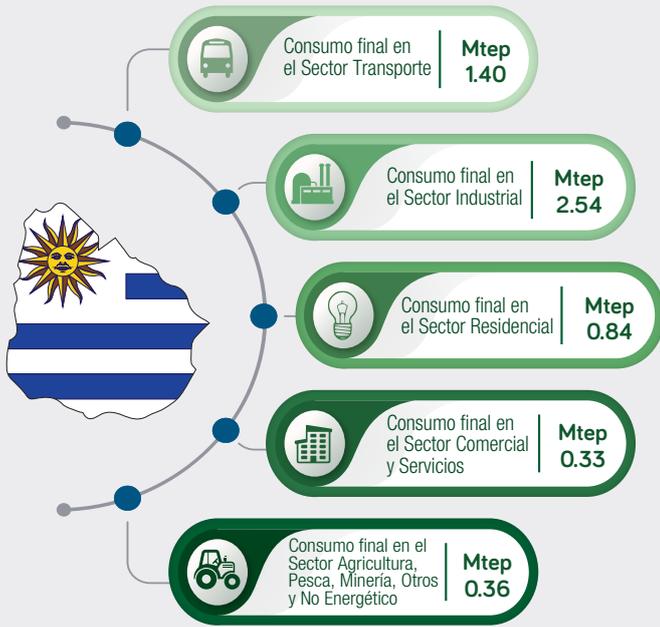
URUGUAY



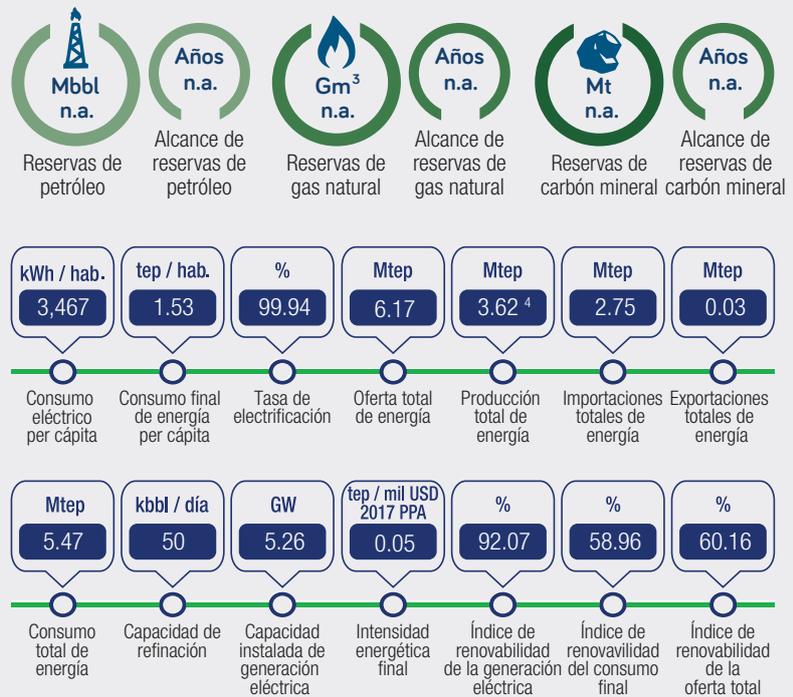
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	3,567 ¹
Superficie (km ²)	176,215
Densidad de población (hab. / km ²)	20
Población urbana (%)	95
PIB USD 2018 (MUSD)	68,403 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	105,096 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	29

En 2023, Uruguay registró un leve incremento en la participación de fuentes renovables en su matriz eléctrica, alcanzando un 92%. Sin embargo, la producción de electricidad disminuyó un 13% en comparación con 2022, y las exportaciones de energía eléctrica fueron las más bajas de la última década, con una reducción significativa del 83% con relación al 2022. En contraste, el país tuvo que recurrir a altas importaciones de electricidad para suplir la demanda. En cuanto a la generación por tipo de fuente, la energía eólica lideró con un 37% de participación, seguida de la hidroelectricidad con un 27% y la biomasa con un 24%. Por su parte, la electricidad generada a partir de combustibles fósiles y de energía solar representaron el 8% y el 4%, respectivamente. Otro aspecto destacado del año fue el notable aumento del 23% en el consumo final energético del sector industrial, impulsado principalmente por la entrada en operación de la tercera planta de celulosa en el país, siendo este sector el más demandante de energía con una participación del 46% del consumo final.



SECTOR ENERGÉTICO 2023



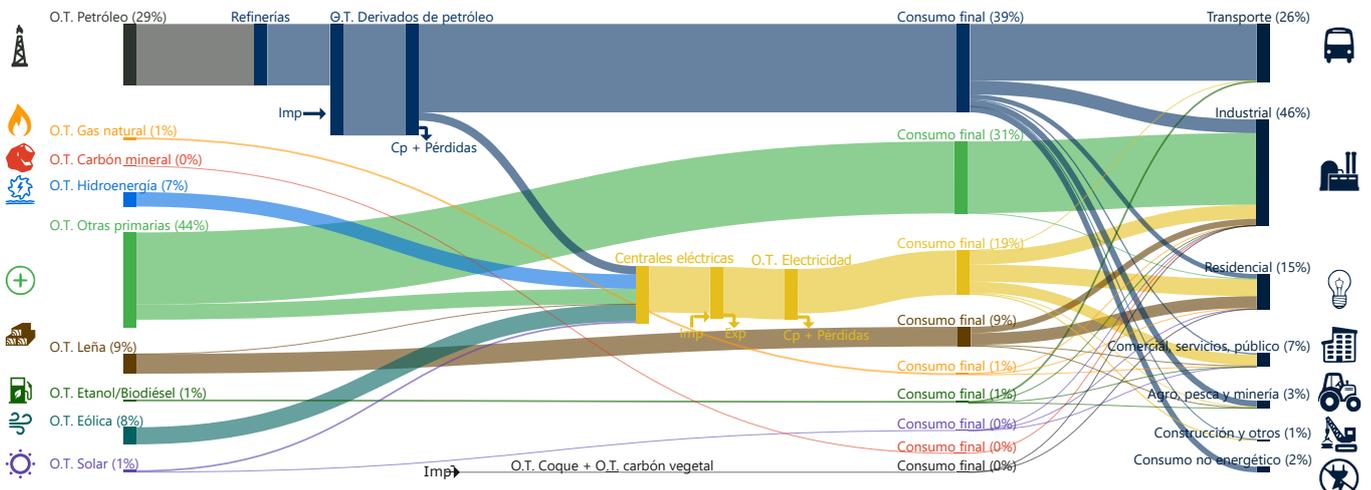
¹ Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE).

² Fuente: CEPAL.

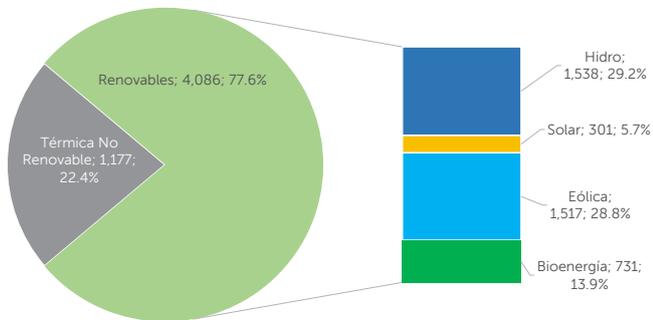
³ Fuente: Banco Mundial.

⁴ El dato corresponde a producción primaria de energía.

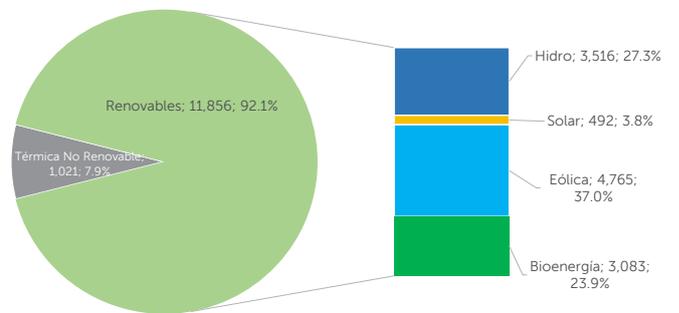
BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



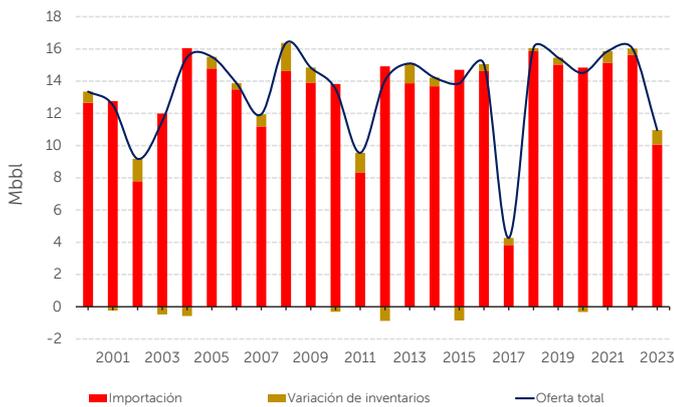
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2023
Total: 5,263 MW



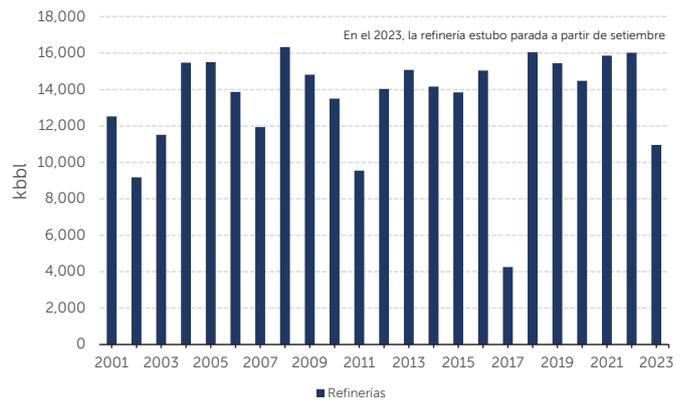
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 12,877 GWh



Oferta total de petróleo

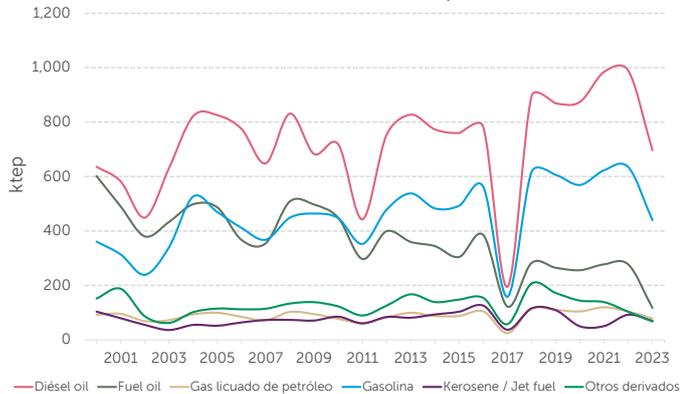


Demanda interna de petróleo

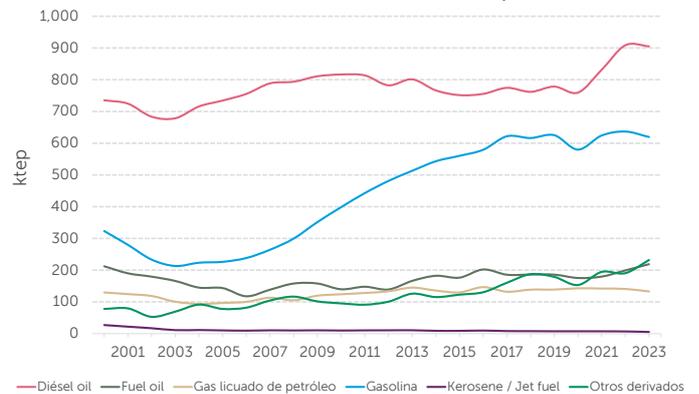


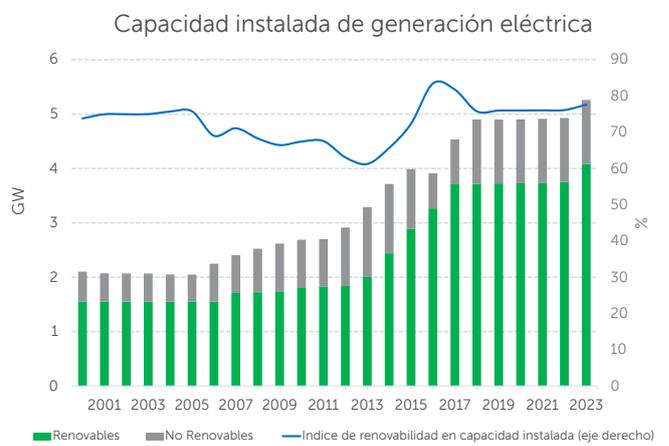
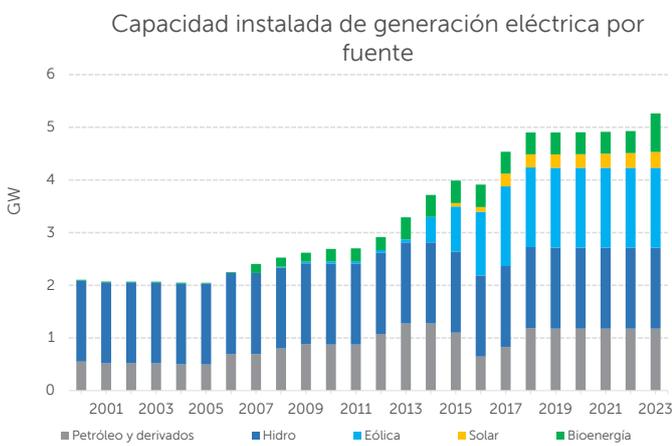
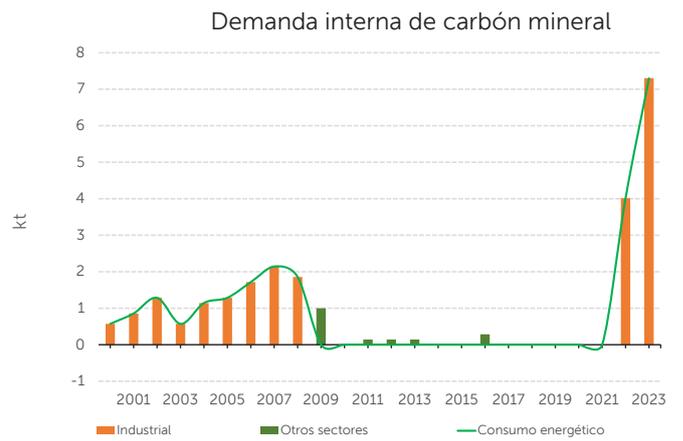
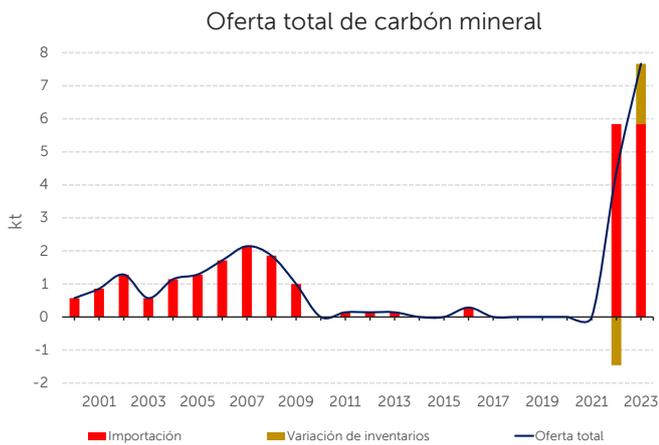
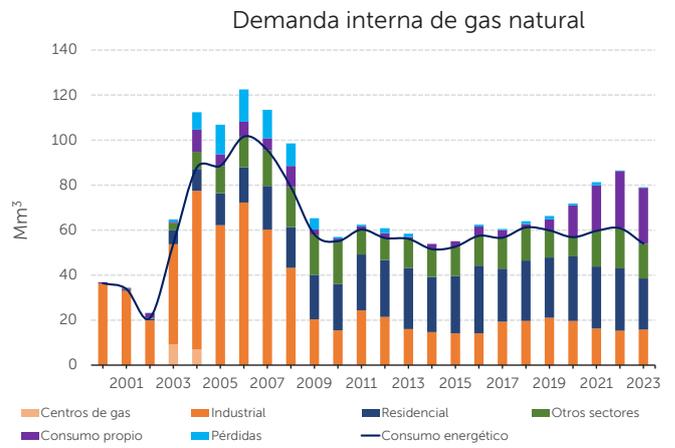
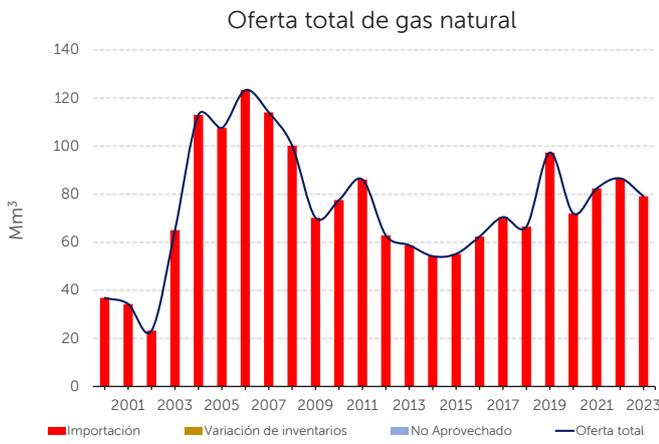
URUGUAY

Producción derivados de petróleo

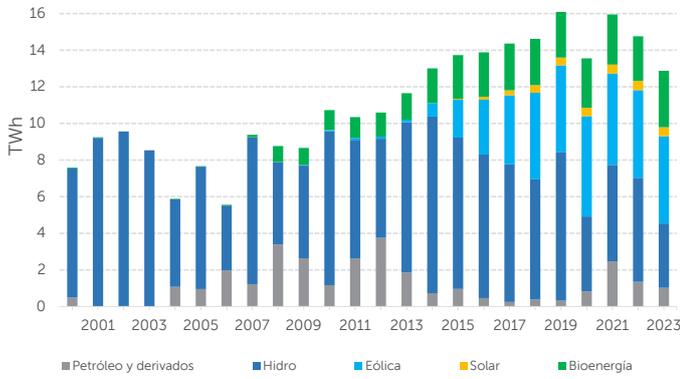


Consumo final derivados de petróleo

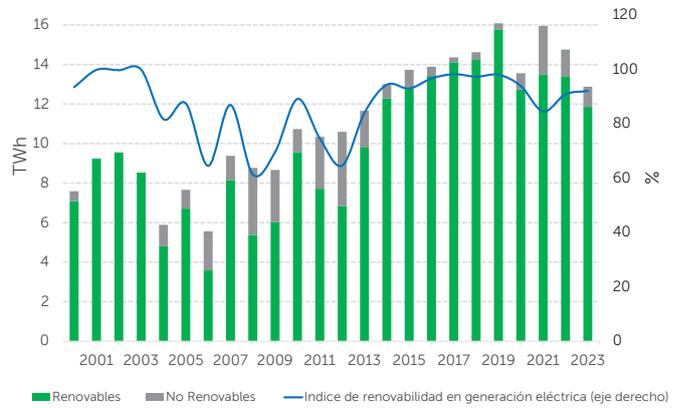




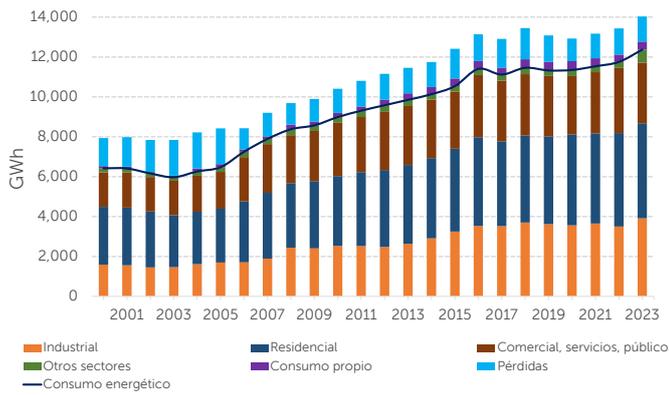
Generación eléctrica por fuente



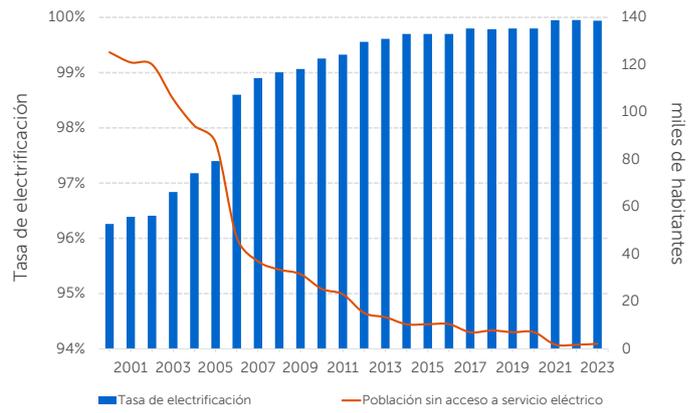
Generación eléctrica



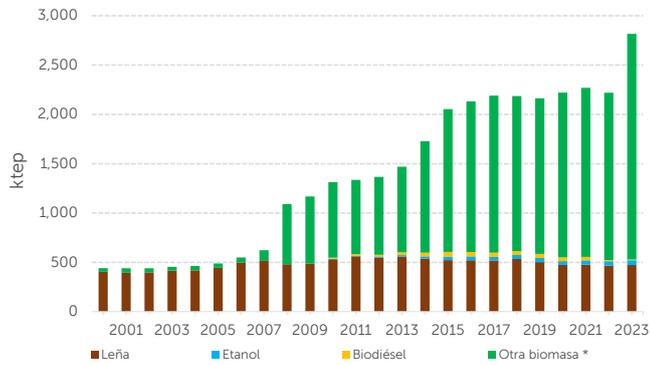
Demanda interna de electricidad



Tasa de electrificación

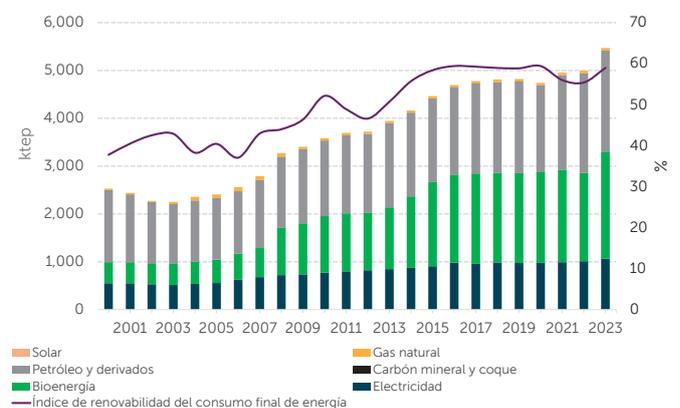


Producción de biomasa y biocombustibles



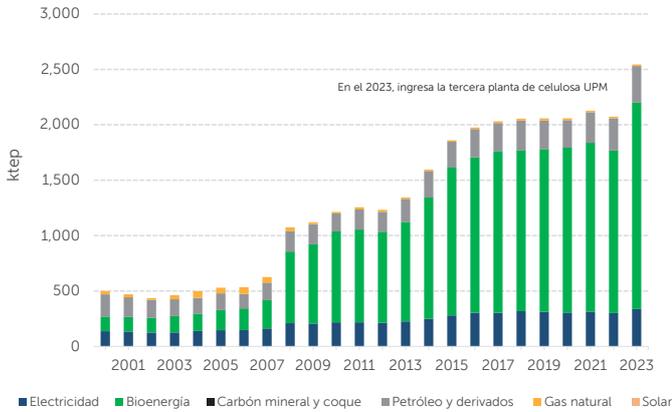
(*): incluye residuos de biomasa (cáscara de arroz, de girasol, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera). En el 2023, ingresa la tercera planta de celulosa

Consumo final de energía por fuente de energía





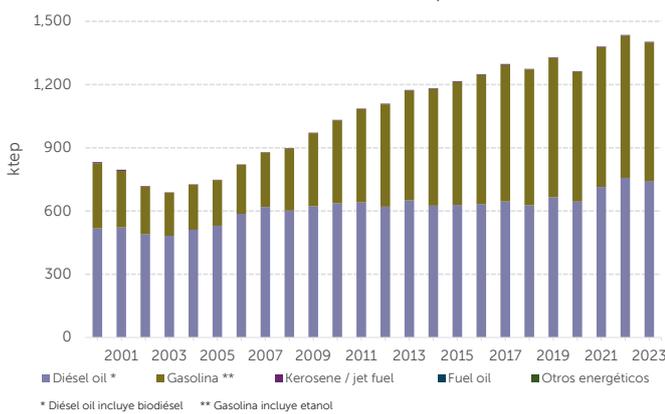
Consumo final Industrial



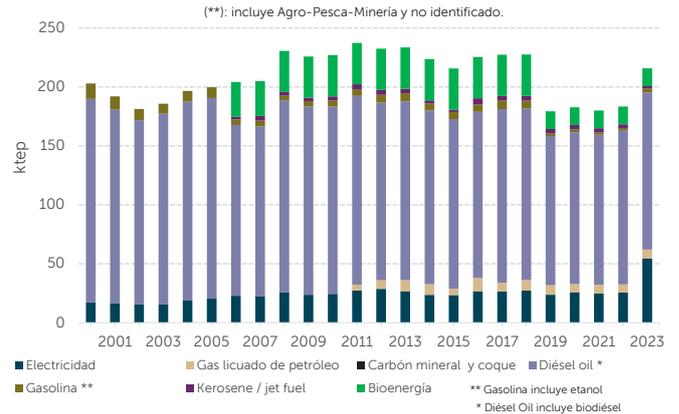
Consumo final Comercial



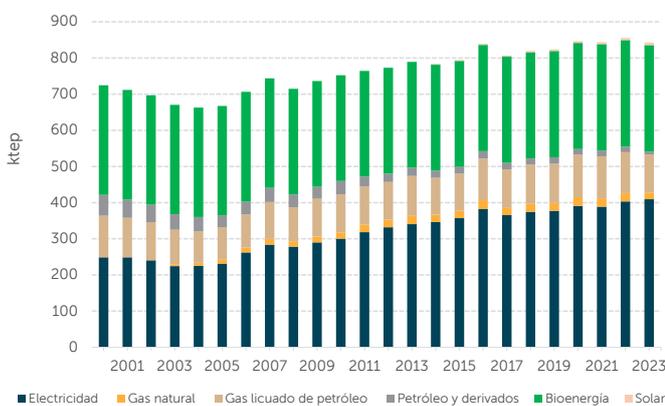
Consumo final Transporte



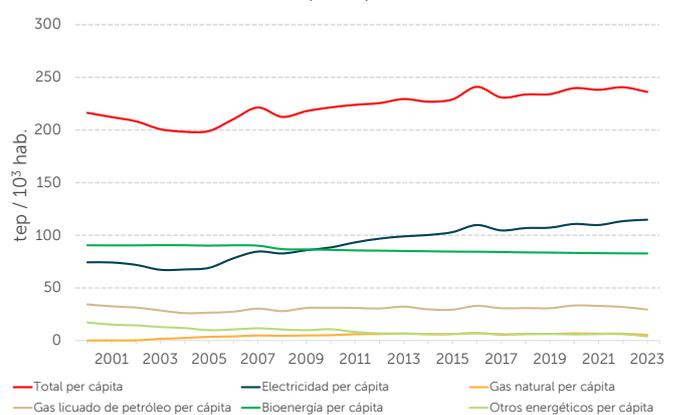
Consumo final de otros sectores



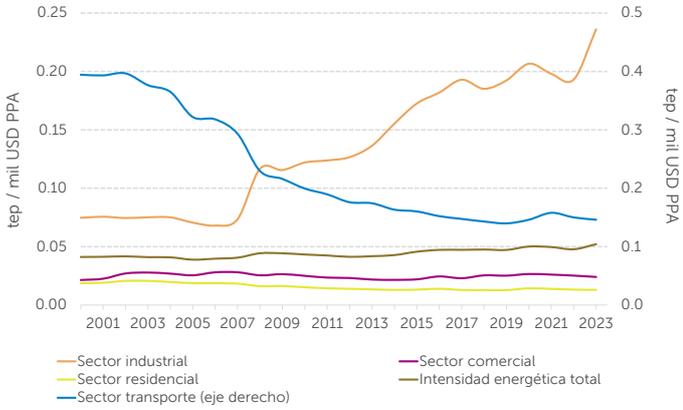
Consumo final Residencial



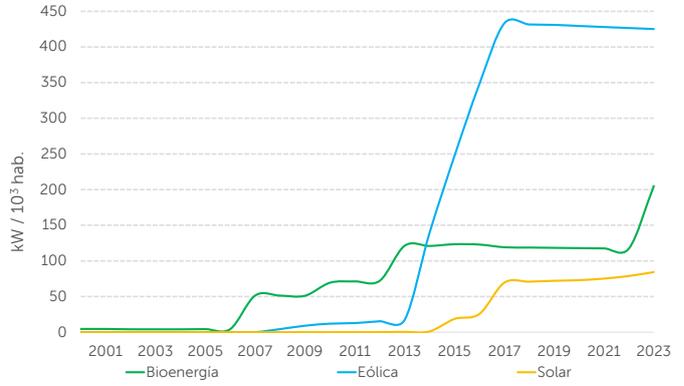
Consumo final per cápita Sector Residencial



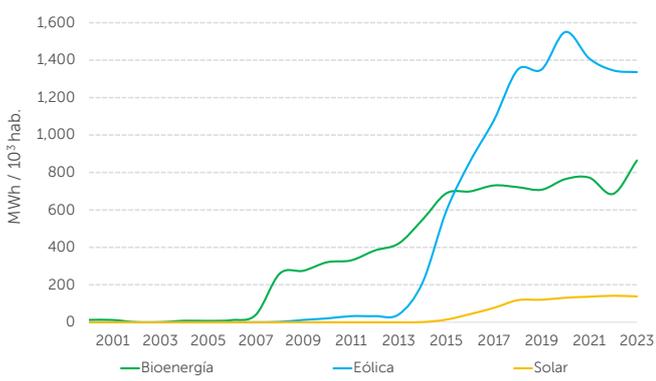
Intensidades energéticas sectoriales



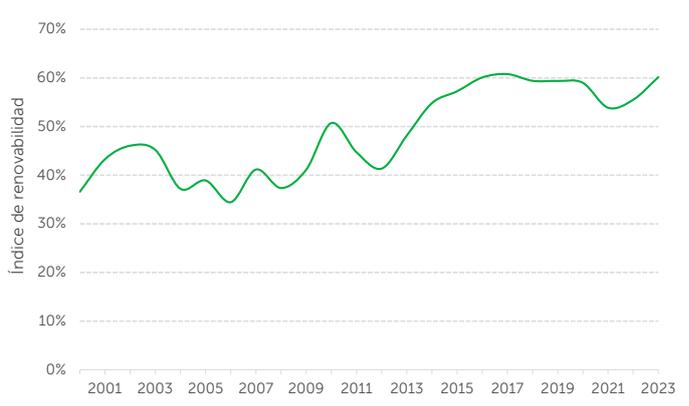
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



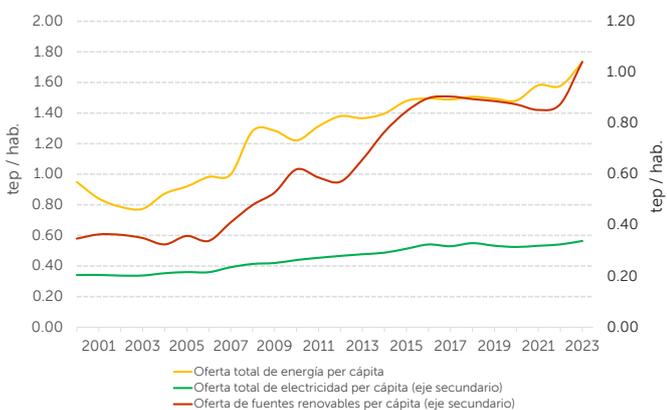
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



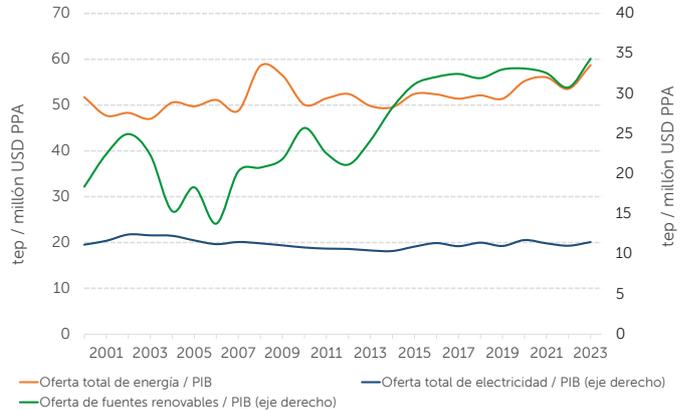
Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

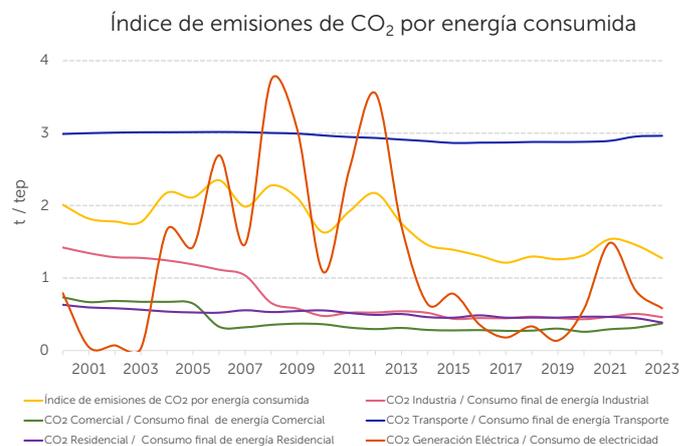
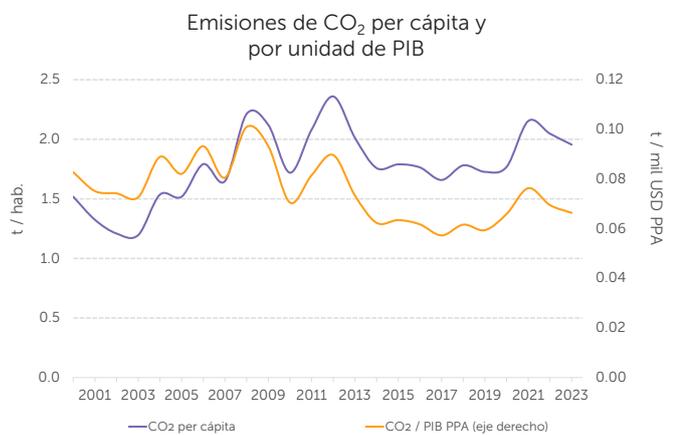
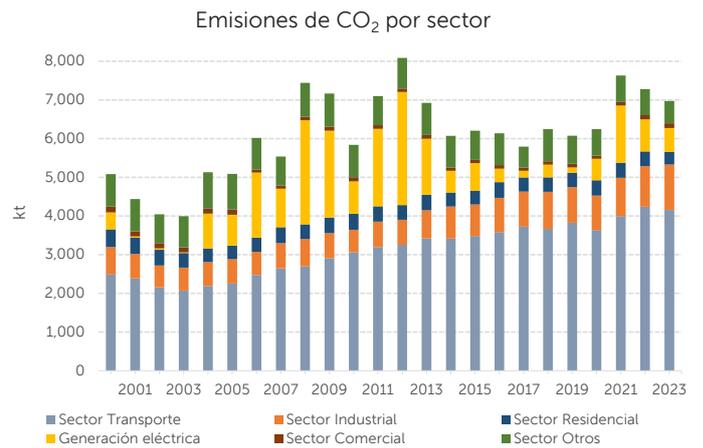
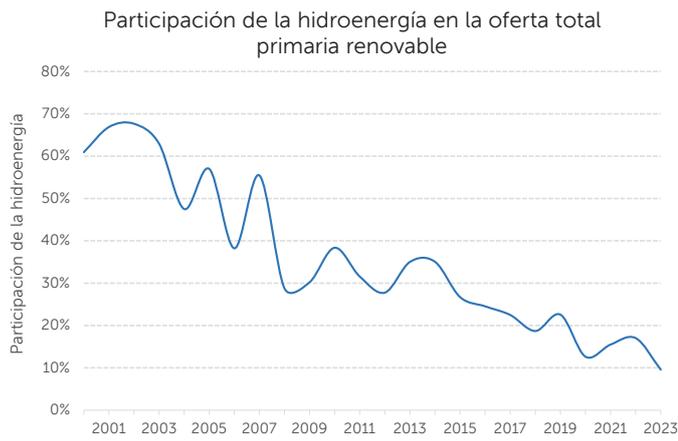
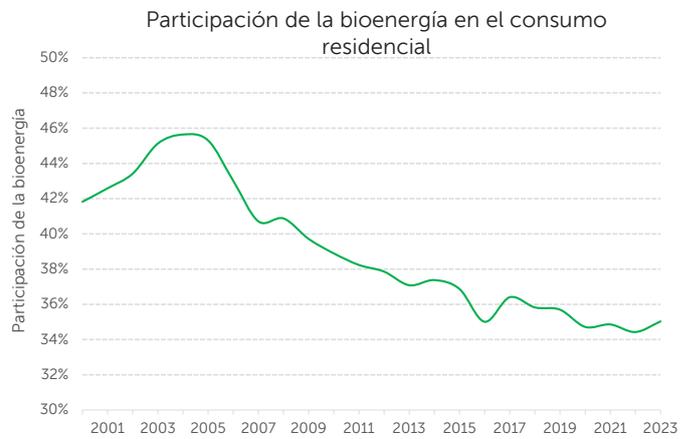
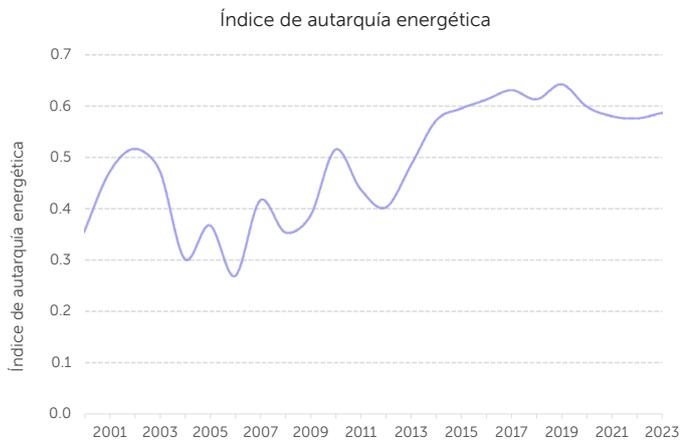


Oferta total de energía per cápita

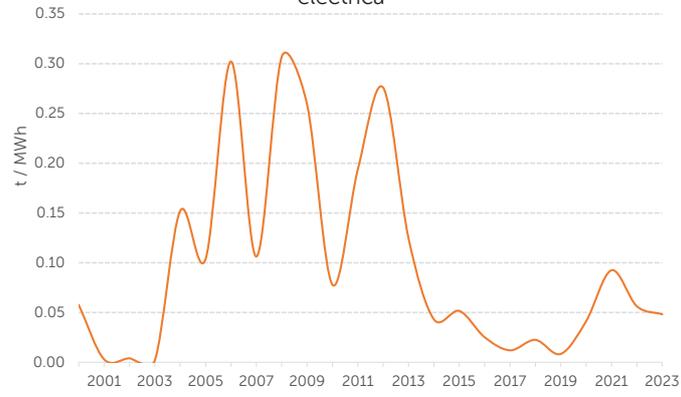


Oferta total de energía por unidad de PIB





Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





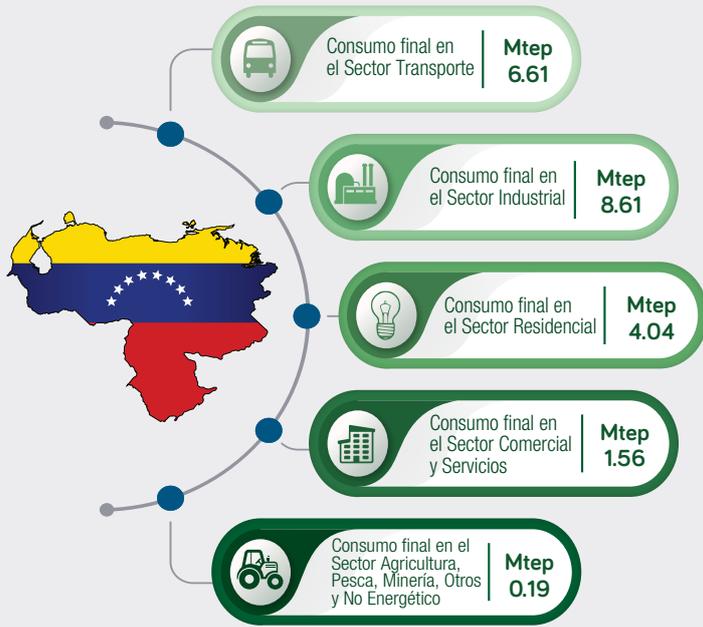
VENEZUELA



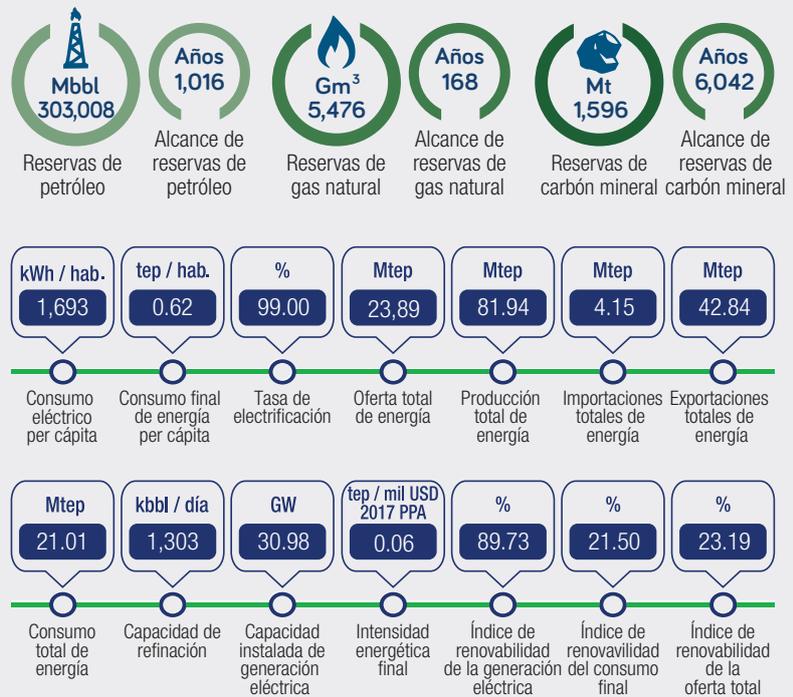
DATOS GENERALES 2023

Población (mil hab.)	33,729
Superficie (km ²)	912,050
Densidad de población (hab. / km ²)	37
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	78,023 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	325,616 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

Venezuela, para el 2023 dispone de la mayor cantidad de reservas de petróleo de la región, con una cifra de 303.0 Gbbls, que representan 88.9% del total de América Latina y el Caribe. En cuanto a la producción de petróleo, ésta fue de 298.2 Mbbl, presentando un crecimiento del 8% en relación al 2022; del cual 254.3 Mbbl, es decir el 85%, fue destinado para la exportación. En lo que respecta a generación eléctrica en el 2023, mantiene un alto índice de renovabilidad sobre el 80%, aportado íntegramente por la hidroenergía, y con una participación mínima de la energía eólica y solar.



SECTOR ENERGÉTICO 2023*

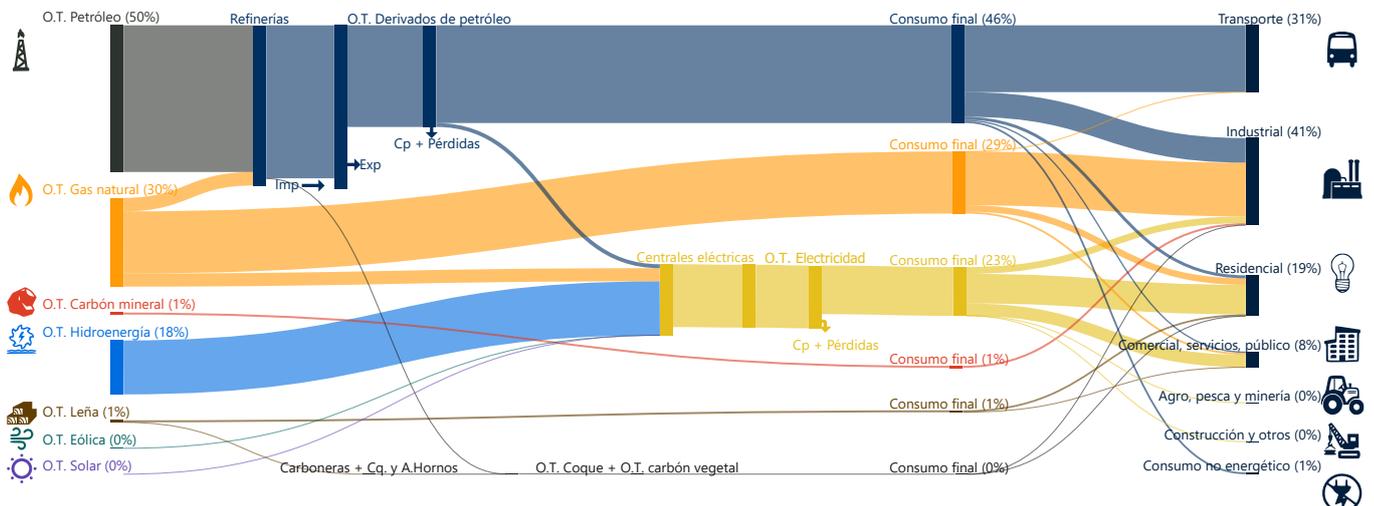


* Cifras preliminares y estimaciones para el periodo 2014 - 2023.

¹ Fuente: CEPAL.

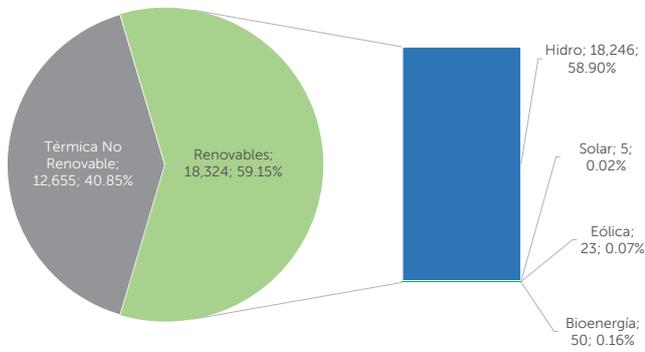
² Fuente: Banco Mundial.

BALANCE ENERGÉTICO RESUMIDO 2023



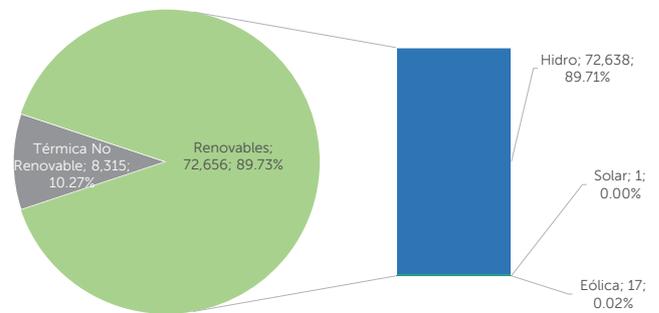
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

2023
Total: 30,979 MW

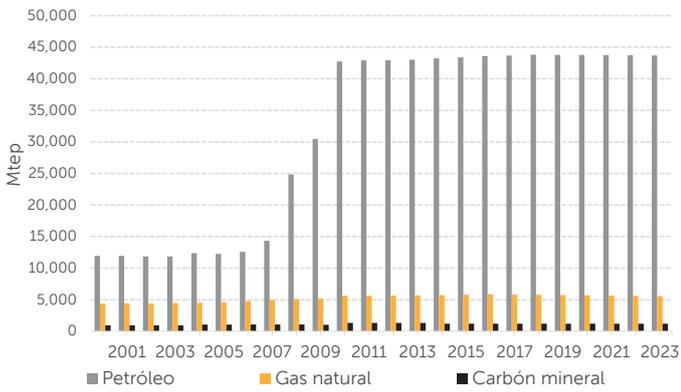


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

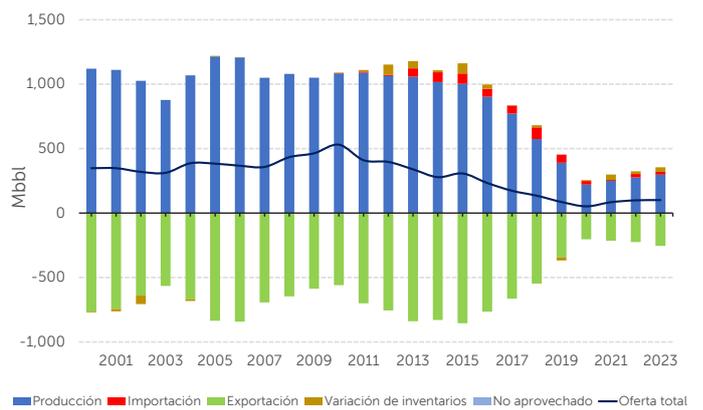
2023
Total: 80,971 GWh



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

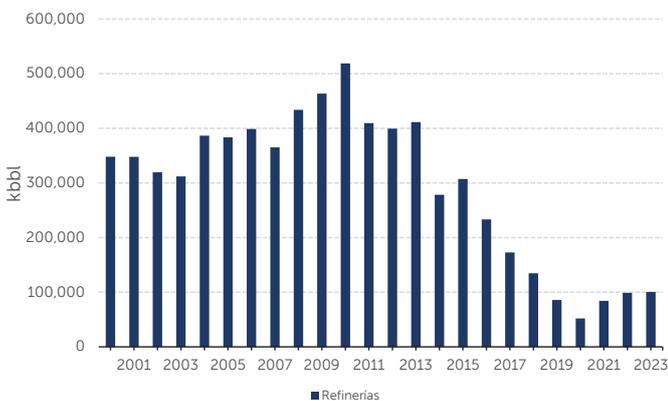


Oferta total de petróleo

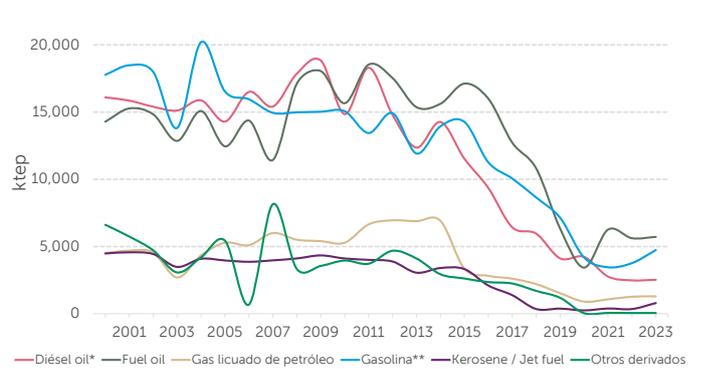


VENEZUELA

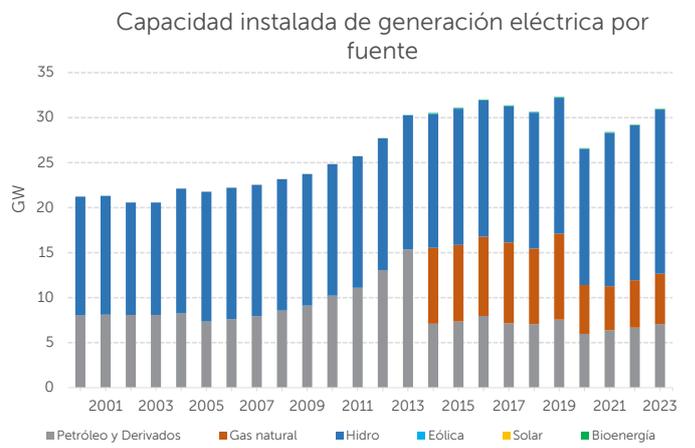
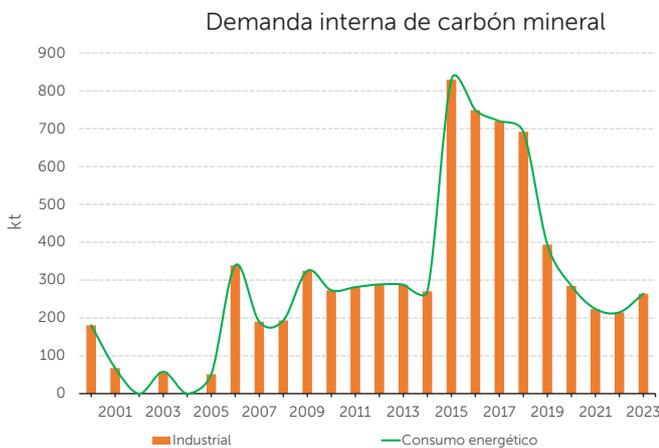
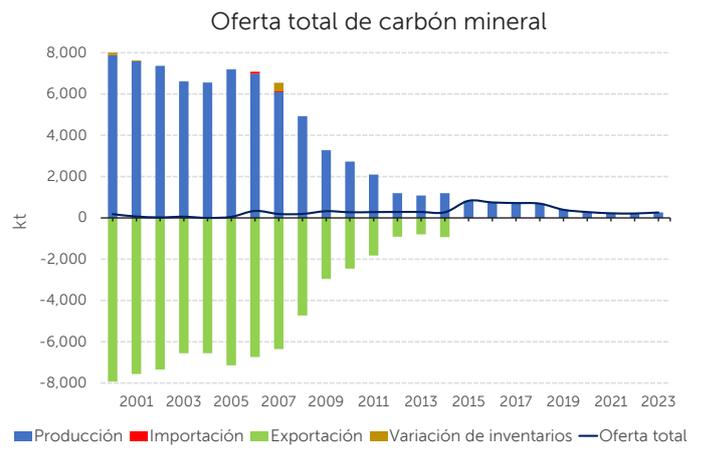
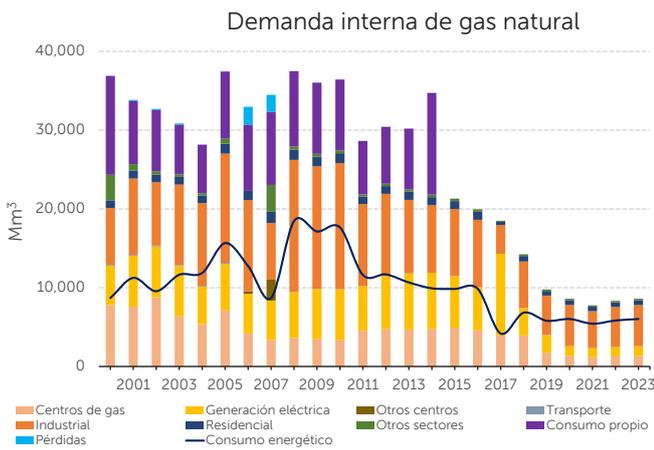
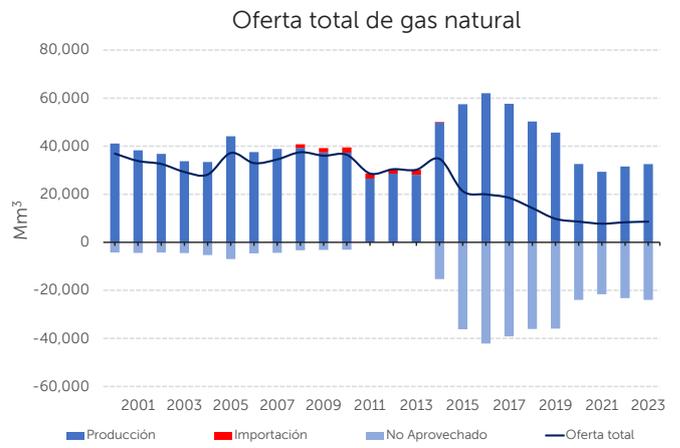
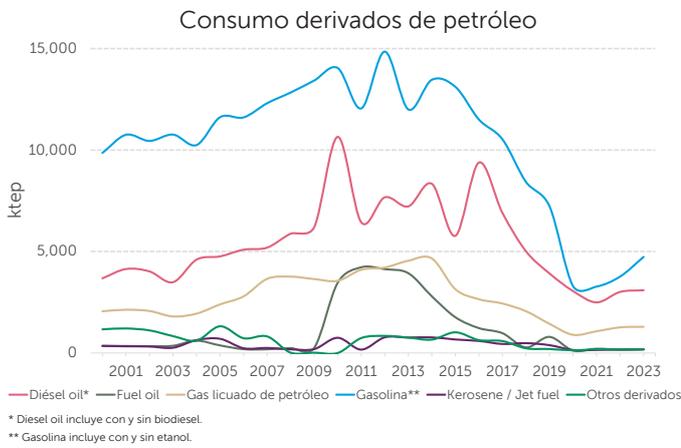
Demanda interna de petróleo



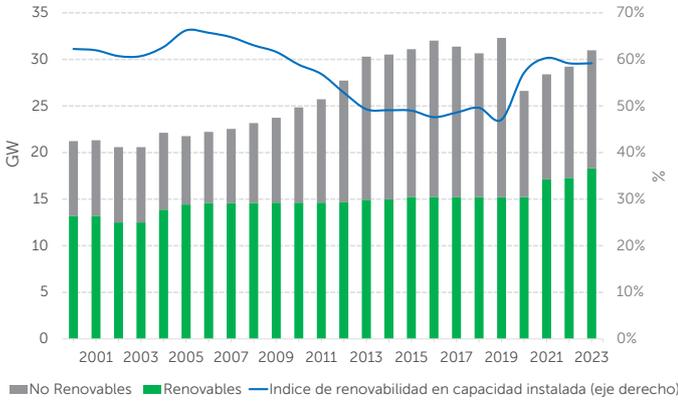
Producción derivados de petróleo



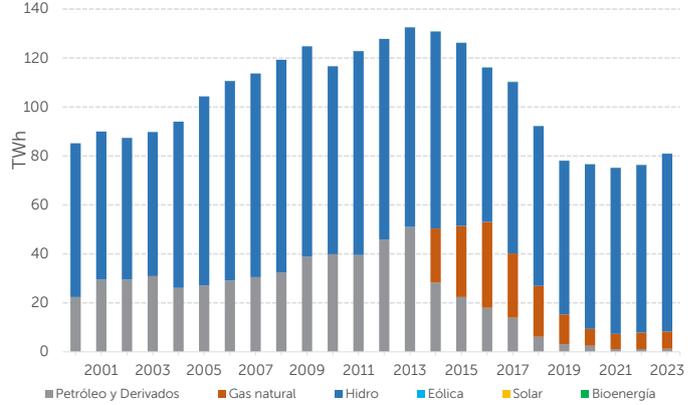
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.



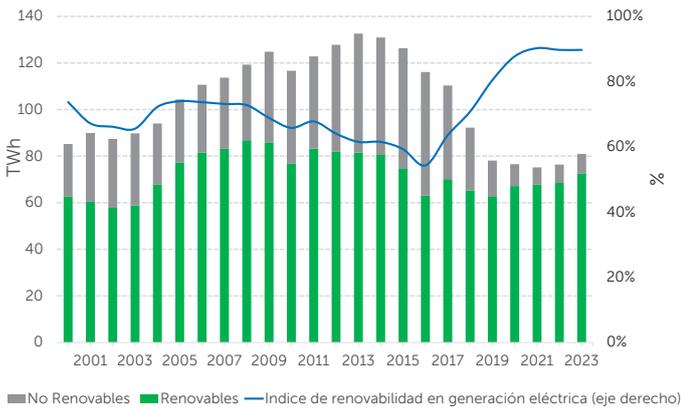
Capacidad instalada de generación eléctrica



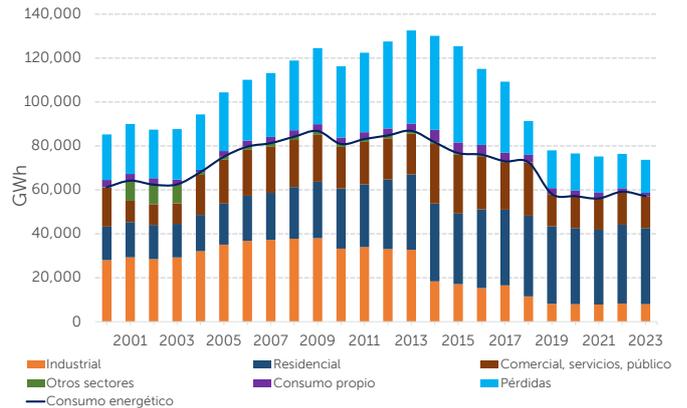
Generación eléctrica por Fuente



Generación eléctrica

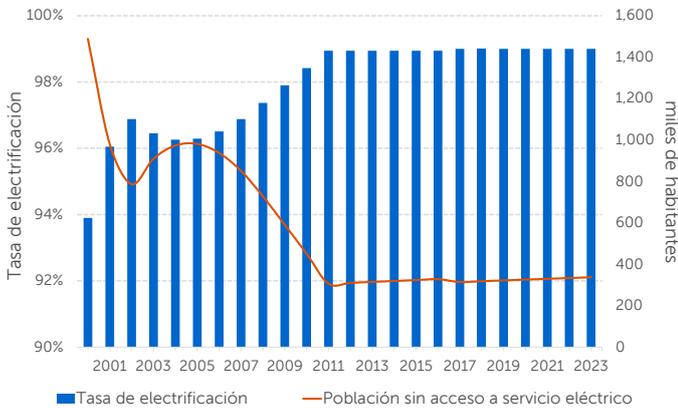


Demanda interna de electricidad

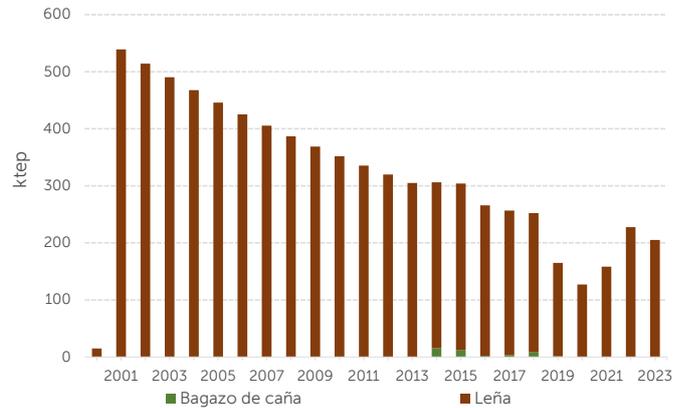


VENEZUELA

Tasa de electrificación

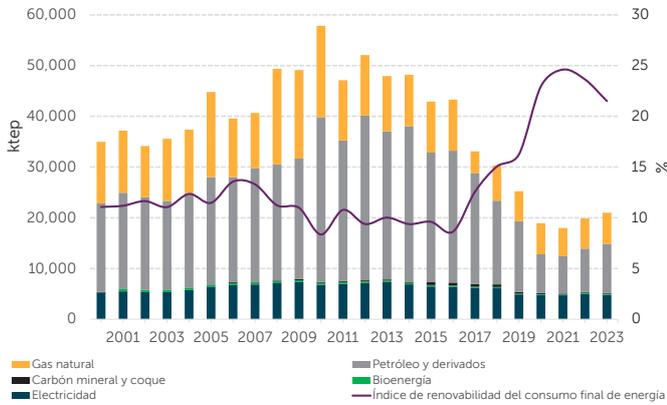


Producción de biomasa y biocombustibles

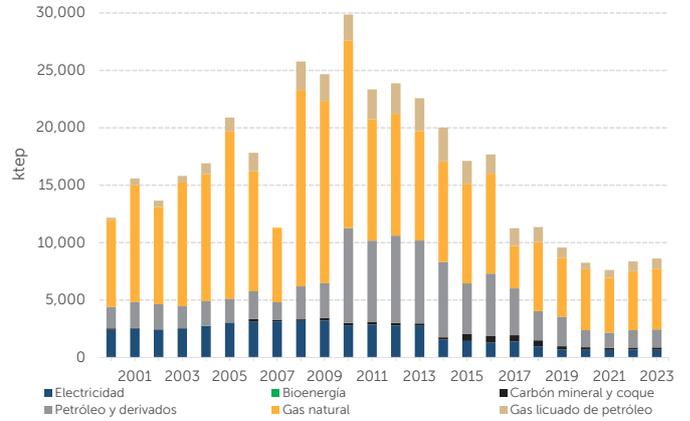




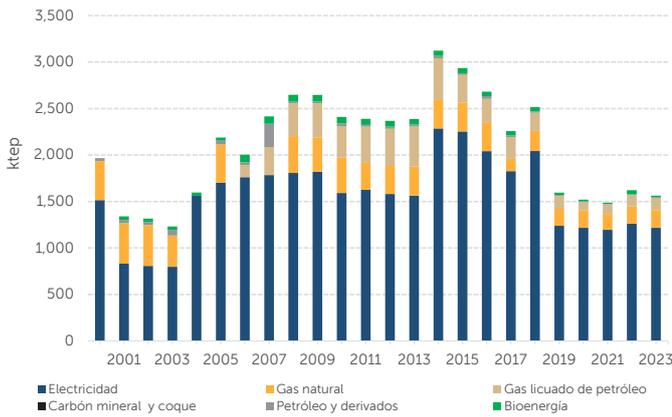
Consumo final de energía por fuente de energía



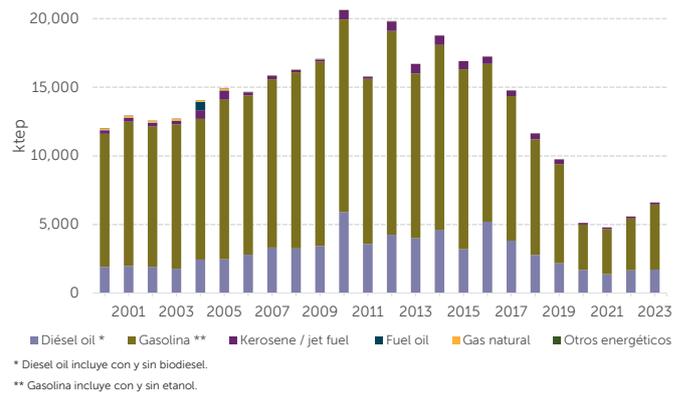
Consumo final Industrial



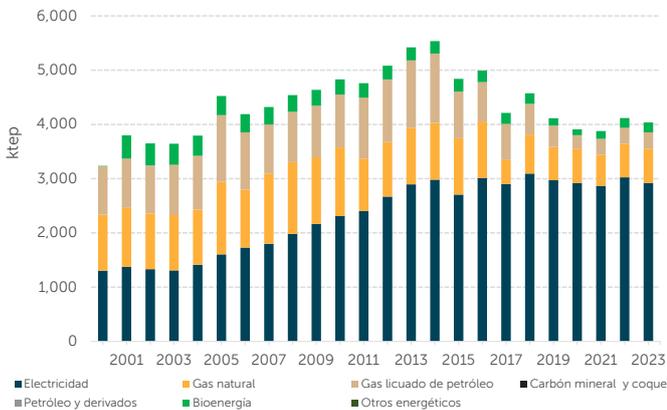
Consumo final Comercial



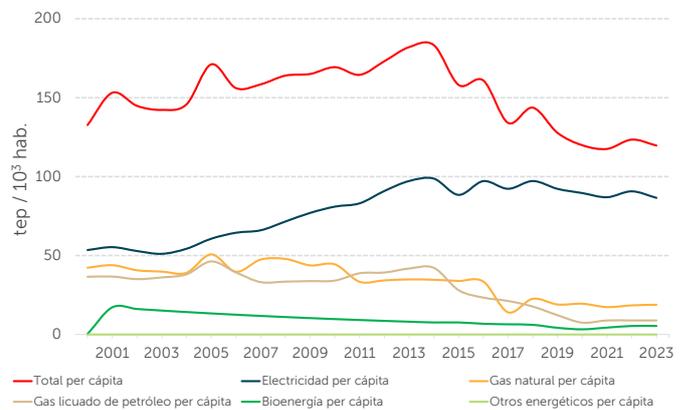
Consumo final Transporte



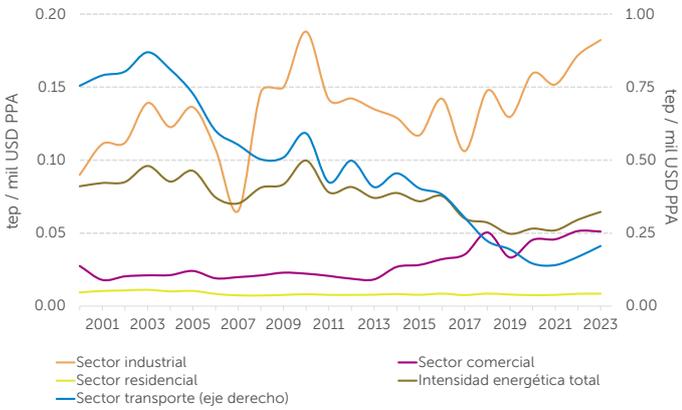
Consumo final Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial



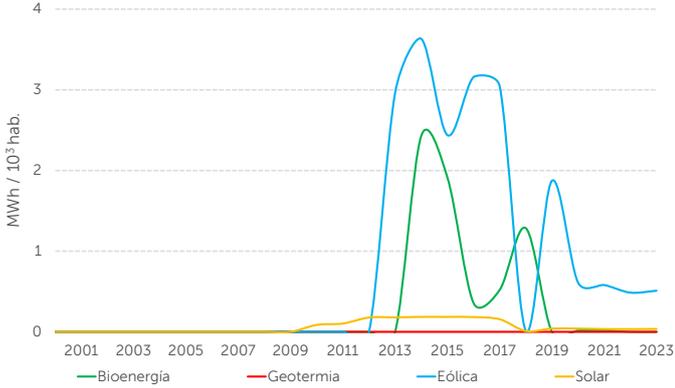
Intensidades energéticas sectoriales



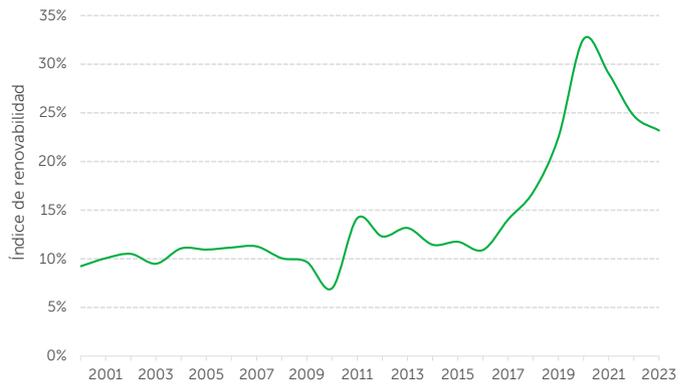
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

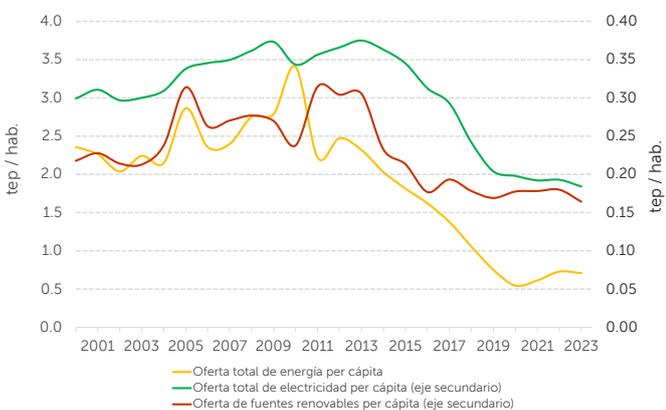


Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

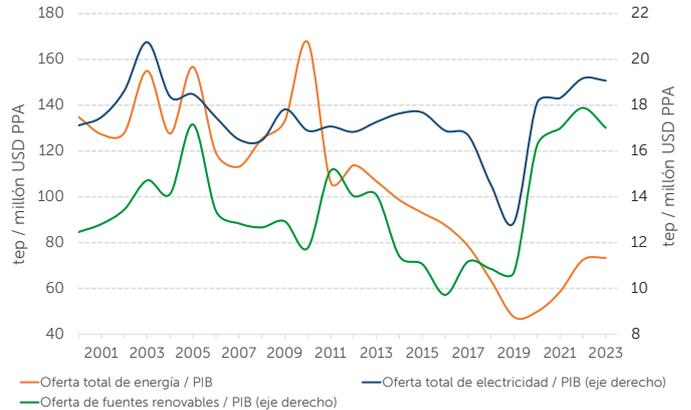


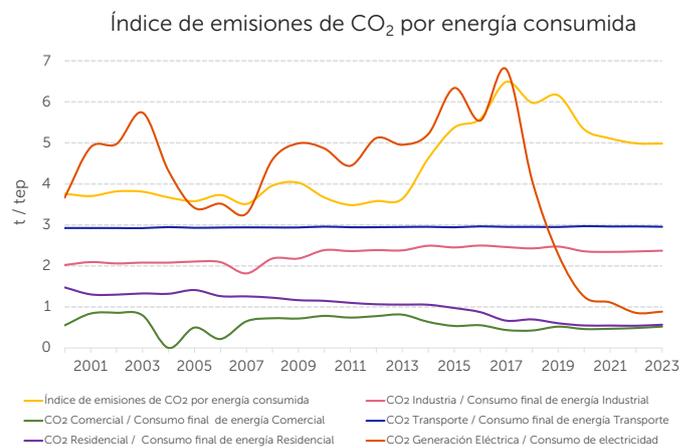
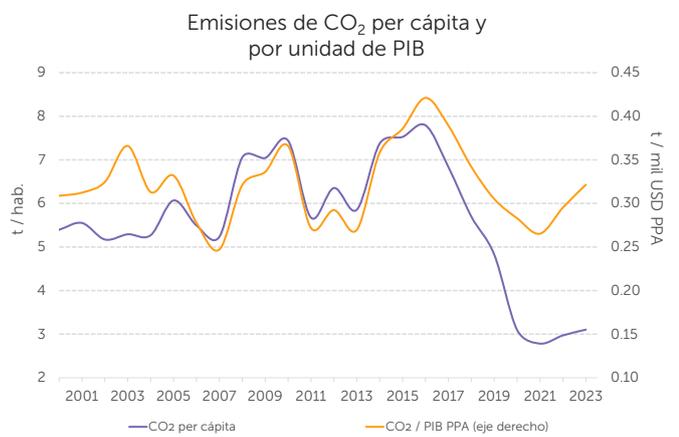
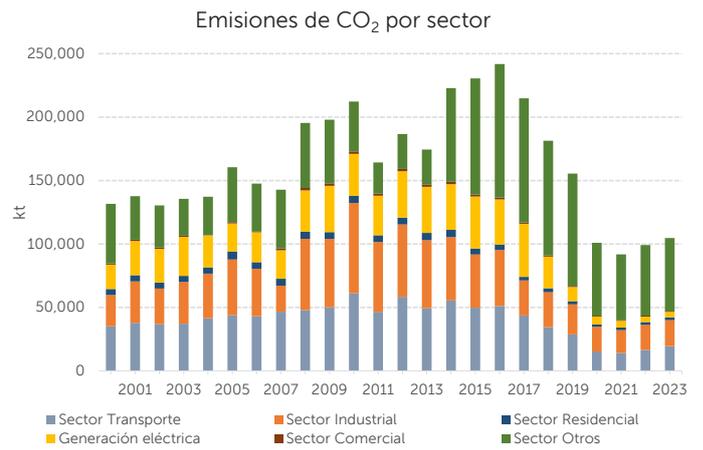
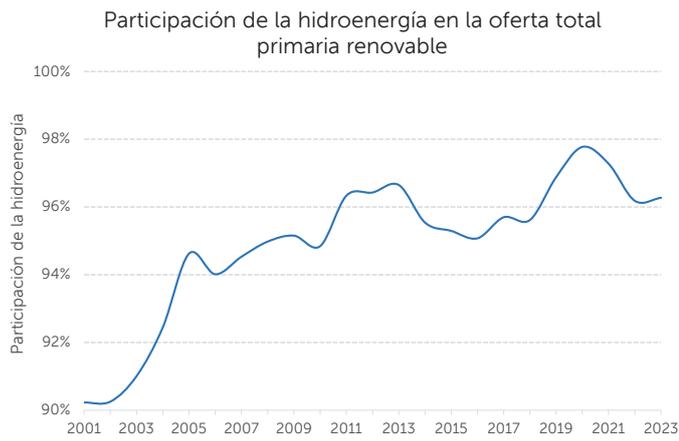
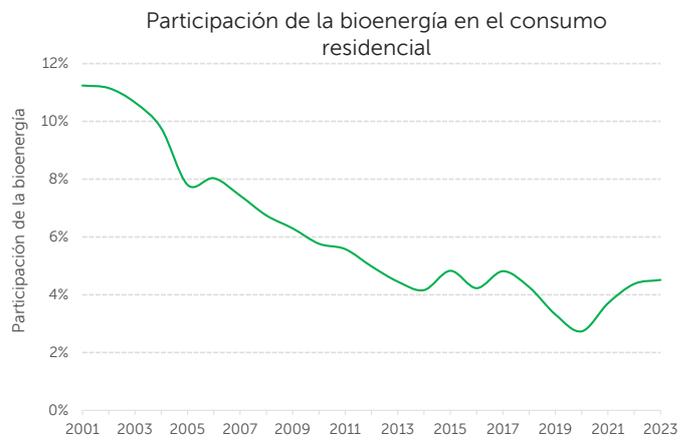
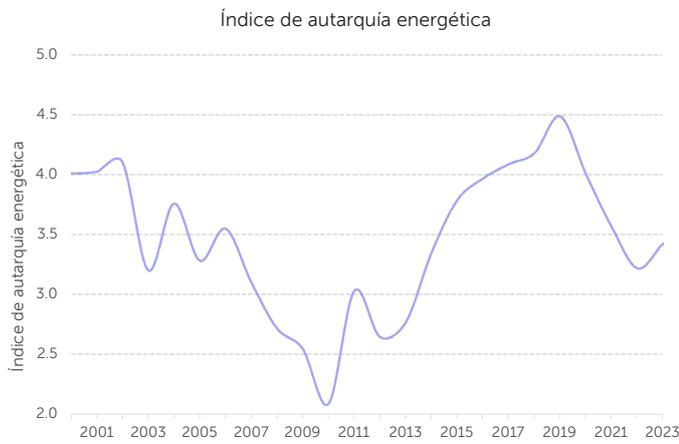
VENEZUELA

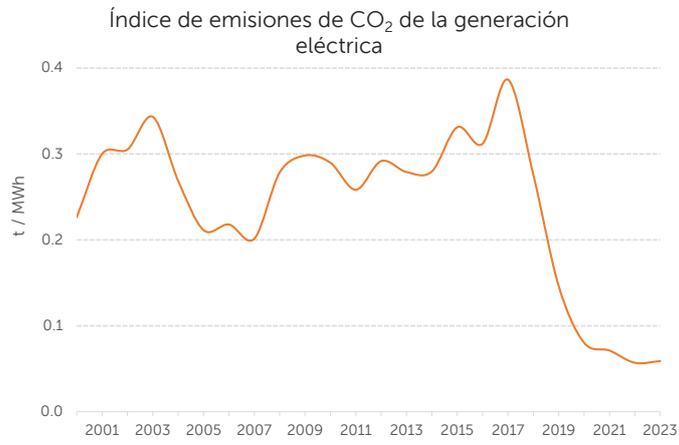
Oferta total de energía per cápita



Oferta total de energía por unidad de PIB









6. LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA 2023



Legislación, regulación y política energética 2023

1. INSTITUCIONAL

En el marco del Decreto que determina las bases para la reconstrucción de la economía, **Argentina** declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 y estableció la desregulación del sistema económico, y del comercio dejando sin efecto todas las restricciones a la oferta de bienes y servicios, así como toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda. A tales fines y considerando que el sector energético resulta central para la reversión de la situación de crisis que atraviesa el país, se habilitó la privatización de empresas públicas y mixtas. En tal sentido se derogó la normativa que impedía la privatización de las empresas públicas y se fijó la necesidad de transformar todas las empresas del Estado en sociedades anónimas para su posterior privatización. Con tales antecedentes, se decretó la emergencia del Sector Energético Nacional hasta el 31 de diciembre de 2024, en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural, y se instruyó a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía la implementación de un programa de acciones con relación a los segmentos comprendidos en la emergencia declarada, con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios de todas las categorías. En este contexto se determinó el inicio de la revisión tarifaria correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural, y se estableció que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024. Por otra parte, se aprobó el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2030, que entre otras estrategias y acciones determina el fomento y consolidación de un sendero para la transición energética. Para alcanzar este objetivo el plan prevé las siguientes misiones específicas: alcanzar el autoabastecimiento y potenciar de manera sostenible la capacidad, desarrollo y escalamiento de tecnologías basadas en fuentes renovables para la transición energética, transformaciones en los usos finales de la energía, reducción de la intensidad energética, e investigación y desarrollo en energía nuclear.

Con el objetivo de reforzar la seguridad energética y el desarrollo industrial, **Brasil** vía resolución creó el Grupo de Trabajo del Programa Gas para el Empleo a cargo de elaborar estudios para un mejor aprovechamiento del gas natural producido en el país. El Programa, dirigido a garantizar que el país reciba inversiones del sector privado y a incentivar el proceso de reindustrialización nacional mediante el gas brasileño, permitirá incrementar la producción nacional del insumo promoviendo la garantía de contratos de suministro de gas a largo plazo, y orientando las inversiones hacia nuevas plantas industriales. También se creó un Grupo de Trabajo para la evaluación de los impactos de la importación de biodiesel y del Sello Biocombustible Social, para el cumplimiento del porcentaje obligado de mezcla de diésel B comercializado en todo el territorio nacional, suspendiendo la importación de



biodiesel. Asimismo, se creó el Comité Técnico de la Industria de Baja Emisión de Carbono, instancia de carácter consultivo destinada a promover la articulación de órganos y entidades públicas y privadas para la implementación, seguimiento y revisión de políticas públicas, iniciativas y proyectos que estimulen la transición hacia una economía de baja emisión de carbono en el sector industrial del país. Adicionalmente se creó la Comisión Nacional para los Objetivos de Desarrollo Sustentable, constituida como un órgano colegiado de carácter consultivo, en el ámbito de la Secretaría General de la Presidencia de la República, con el propósito de: estimular la implementación de la Agenda 2030 en el país y monitorear, divulgar y dar transparencia a las acciones emprendidas para alcanzar sus metas y avances en la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030. Además se reformó el Decreto de constitución del Consejo Nacional de Política Energética, mediante la introducción de los siguientes objetivos: establecer directrices para las importaciones y exportaciones, a fin de atender las necesidades de consumo interno de petróleo y sus derivados, gas natural y condensado, y garantizar el buen funcionamiento del Sistema Nacional de Existencias de Combustibles y el cumplimiento del Plan Estratégico Anual de Existencias de Combustibles; fijar el porcentaje de etanol carburante anhidro añadido a la gasolina; y definir directrices para el establecimiento de políticas nacionales de integración del sistema eléctrico y de integración electroenergética con otros países. También se reformó el Decreto constitutivo del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico mediante la asignación de nuevas atribuciones en el ámbito de su competencia dirigidas a: identificar dificultades de carácter técnico, ambiental, comercial, institucional, que afecten o puedan afectar la regularidad y seguridad del suministro y servicio para la expansión de los sectores eléctrico, gas natural y petróleo y derivados; y preparar propuestas de ajustes, soluciones y recomendaciones de acciones preventivas o reparadoras de situaciones observadas como resultado de las actividades de suministro y servicio para la expansión de los sectores de electricidad, gas natural y petróleo y sus derivados, encaminadas a mantener o restablecer la seguridad en el suministro y el servicio de energía eléctrica, y remitirlas, cuando corresponda, al Consejo Nacional de Política Energética; entre otras. También se creó el Comité Interministerial sobre Cambio Climático (CIM), instancia de carácter permanente que tiene como objetivo acompañar la implementación de las acciones y políticas públicas del Poder Ejecutivo Federal relacionadas con la Política Nacional de Cambio Climático (PNMC).

Habiéndose identificado la necesidad de adecuar la estructura organizacional para abordar de manera eficaz los requerimientos de la ciudadanía y del Estado en aras de garantizar la promoción y uso racional y eficiente de los recursos energéticos, para cubrir de manera segura, económica y sustentable las necesidades energéticas del país, se creó en **Chile** la Unidad de Sostenibilidad Energética, que dependerá directamente de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y contará, entre otras, con las funciones de planificación, organización, dirección, control y fiscalización de las materias relativas a Recursos Distribuidos, Energías Renovables, Eficiencia Energética, Colectores Solares, Electromovilidad, Alumbrado Público y Nuevos Energéticos, en el marco de la implementación de la Política Nacional de Energía 2050.

Se publicó en **Colombia** el Plan Energético Nacional PEN 2022-2052, ejercicio prospectivo de largo plazo que tiene como propósito identificar las alternativas tecnológicas en producción y consumo de energía y evaluar sus impactos en el abastecimiento, la competitividad, la sostenibilidad, las finanzas públicas y la economía del país. Este documento indicativo explora y aborda la incertidumbre, comprende las implicaciones de las decisiones actuales, propone soluciones, reconoce los riesgos y las oportunidades, y establece nuevas agendas para el sector energético. El Plan identifica un amplio abanico de tecnologías y opciones de aprovechamiento de recursos, que estén en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y los principios de la Transición Energética Justa - TEJ. También se publicó el Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL) como un documento de carácter indicativo, con el propósito de brindar elementos técnicos para orientar la actuación del sector energético en el proceso de sustitución gradual de los combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes (CIAC) utilizados para la cocción doméstica de alimentos en los hogares colombianos, considerados altamente nocivos para la salud pública y para la calidad del aire, en función de las emisiones de contaminantes criterio y de gases de efecto invernadero; concretamente los CIAC objeto de sustitución son: leña, madera, carbón de leña, carbón mineral, petróleo, gasolina, kerosene, alcohol y materiales de desecho. La meta principal del PNSL consiste en que a 2050 todos los hogares del país cuenten con una alternativa energética limpia y eficiente para la cocción de alimentos. Las alternativas energéticas que se identificaron como viables para la sustitución de CIAC en Colombia son el GLP, el gas natural, la energía eléctrica y el biogás. Por otra parte, se presentaron los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el horizonte de 2023-2037, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que analiza el desempeño del sistema eléctrico mediante escenarios de largo plazo (15 años) y establece, de forma indicativa, las necesidades de expansión de la generación de energía eléctrica, con el fin de abastecer la demanda

en el SIN de acuerdo con criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. El documento se enmarca en la política de transición energética e insiste en la sustitución progresiva y pertinente de la matriz energética actual por una más limpia y eficiente, asegurando el suministro energético y propendiendo por una creciente seguridad y autosuficiencia energética nacional. Adicionalmente la UPME publicó el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica -PIEC- 2019-2023 instrumento de planificación que identifica las necesidades del servicio de energía y cuantifica las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica. Adicionalmente mediante la publicación de la ley que aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, se introdujeron modificaciones a la normativa del sector energético, fundamentalmente en lo relacionado con la transición energética. Entre las principales reformas se destacan la modificación y adición de definiciones en la ley que regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional tales como: la extensión de la denominación de Energía de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), a plantas con capacidad inferior a 50 MW con las que quedan clasificadas como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y pueden obtener los beneficios establecidos por ley; la consideración como hidrógeno verde, del producido con energía eléctrica autogenerada a partir de FNCER y del Sistema Interconectado Nacional (SIN) si la energía autogenerada y entregada al SIN es igual o superior a la tomada del SIN; la adición de la definición de Hidrógeno Blanco al que se le considera como una FNCER y la adición del concepto de Comunidades Energéticas.

Se publicó en **Costa Rica** el decreto que emite el Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública (PNDIP) 2023-2026, instrumento de planificación a mediano plazo que establece las prioridades estratégicas para el desarrollo de la nación. El plan incorpora a la descarbonización entre las metas nacionales, mediante la transición hacia una economía que sustituya los combustibles fósiles por energías renovables, persiguiendo la reducción gradual en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al ambiente, a partir de la implementación de políticas públicas que contribuyan con el objetivo de la transición energética. Entre los objetivos sectoriales del plan en materia de ambiente y energía se tiene previsto: desarrollar la contabilidad ambiental nacional para medir el desempeño ambiental e integrar mejor la toma de decisiones ambientales y económicas; mejorar la intensidad energética y el uso de energías renovables mediante la eficiencia energética, la electrificación de la matriz energética y la bioenergía; incrementar el número de medidores inteligentes; contribuir en la descarbonización de la matriz energética mediante la diversificación con fuentes bajas en carbono. Por otra parte considerando la reciente emisión de la nueva legislación del Sistema de Estadística Nacional, aprobada con el fin de contar con un marco legal y regulatorio, que permita disponer de estadísticas armonizadas, comparables nacional e internacionalmente, producidas bajo los mejores estándares metodológicos y con independencia profesional y transparencia, se publicó el Reglamento a la Ley del Sistema de Estadística Nacional que permite especificar y aclarar las obligaciones, atribuciones y funciones que la referida ley asigna a las entidades que producen información estadística; así como garantizar la óptima organización y operación del Instituto Nacional de Estadística y Censos como ente rector de Sistema de Estadística Nacional.

Ecuador realizó el lanzamiento del Plan de Transición Energética Galápagos 2050, instrumento dirigido a fomentar la modernización de la red eléctrica del archipiélago e implementar políticas y acciones encaminadas a reducir la emisión de gases de efecto invernadero. El documento se enmarca en el cumplimiento del objetivo de Política Pública de Eficiencia Energética, referido a optimizar el uso y consumo energético en los sectores relacionados con la oferta y demanda de energía; y en la Política del Sector Eléctrico, encaminada a impulsar un modelo de desarrollo energético con tecnologías limpias, alternativas y ambientalmente amigables. La referida herramienta de planificación, que también contempla el fomento a una mayor participación de la mujer en el sector eléctrico de las islas, establece los siguientes ejes fundamentales: reducir las emisiones a partir de la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía y almacenamiento, fortalecer el plan de gestión eficiente de la demanda, implementar un plan de manejo de la energía basado en la digitalización e integración, fomentar la gestión social y la participación ciudadana, y ejecutar Bonos de Carbono como herramienta para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

El Salvador creó el Ente Nacional de Transmisión Eléctrica, entidad independiente, responsable de reforzar la red de transmisión de energía eléctrica, mediante la construcción de ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión de energía eléctrica y la gestión de inversión en energía renovable para lograr que los consumidores finales tengan acceso a este recurso a un costo más bajo. Esta nueva instancia, regida por los lineamientos y directrices que dicte la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), podrá constituir las sociedades de capital que sean necesarias para sus fines, y representar al país ante entidades internacionales relacionadas a la transmisión de energía eléctrica.



Guatemala aprobó la Política Nacional de Eficiencia Energética, que tiene como objetivo el establecimiento de las directrices para garantizar el manejo y uso eficiente de los recursos energéticos disponibles a nivel nacional, mediante la promoción del uso de tecnologías eficientes, la investigación y desarrollo de proyectos de eficiencia energética, el fortalecimiento de los mecanismos de coordinación y el consenso entre la institucionalidad pública y los diferentes sectores de la población.

México publicó en el Diario Oficial de la Federación modificaciones a los Estatutos Orgánicos de la Comisión Federal de Electricidad CFE Generación, mediante las cuales se adicionan a las áreas operativas la figura del Departamento de Inteligencia y Análisis de Mercados, y se establecen sus funciones. También se publicó un nuevo Estatuto Orgánico de CFE Transmisión, en el que constan las reglas para el funcionamiento de su Consejo de Administración, así como las funciones de las áreas que la integran y las facultades de los directivos. Asimismo, se publicó un nuevo Estatuto Orgánico del Instituto Mexicano del Petróleo, que establece una nueva estructura orgánica y funcional. Entre las nuevas funciones se incluyen la prestación de servicios para el uso eficiente de energía, combustibles limpios y la sustentabilidad de la industria petrolera, la certificación de procesos y productos, la realización de auditorías, supervisión, evaluaciones, inspecciones, verificaciones e investigaciones técnicas en materia de seguridad industrial y operativa y de protección al medio ambiente en el sector hidrocarburos, la participación en la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas y Normas Emergentes. Adicionalmente, se realizaron modificaciones y adiciones al Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante las cuales se efectuó una simplificación administrativa dirigida a lograr una mayor eficiencia en el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, con el objetivo de permitir un mejor desempeño en la gestión de los asuntos de su competencia mediante la optimización y reasignación de diversas facultades al interior de la Comisión. Además, se aprobó un nuevo Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural que determina cambio de denominaciones y reubicación organizacional de las áreas. A tales efectos se abroga el estatuto vigente desde 2016. Con esta nueva estructura se prevé una mayor eficacia en la gestión, administración y operación del SISTRANGAS, para garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios con la finalidad de contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional. Por otra parte, en cumplimiento a las disposiciones establecidas en la Ley de Transición Energética se publicó el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2020-2024, de observancia obligatoria para las dependencias, sus órganos administrativos desconcentrados, las entidades paraestatales de la Administración Pública Federal que integran el Sector Energético, así como para las empresas productivas del Estado y los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. El referido Programa, derivado del Plan Nacional de Desarrollo, es el instrumento mediante el cual el Ejecutivo Federal establecerá las acciones, proyectos y actividades derivadas de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpio, que permitan alcanzar las Metas en materia de Eficiencia Energética.

Se aprobó en **Panamá** la Estrategia de Comunicación para la Transición Energética dirigida a informar a la ciudadanía, y a los sectores productivos de la economía, sobre las líneas de acción de la Agenda de Transición Energética y facilitar su acogida a nivel nacional; incidir en el cambio de comportamiento frente a la producción y uso de la energía sostenible a nivel nacional; y posicionar a la Secretaría Nacional de Energía como entidad del Estado que contribuye a crear un clima sano mediante el diseño y ejecución de políticas energéticas innovadoras enfocadas en la reducción de la contaminación del sector energía, y en generar beneficios para la población panameña. También se adoptó la Hoja de Ruta sobre el Fortalecimiento Institucional del Sector Eléctrico para la Transición Energética (HRFI) dirigida a lograr un sector eléctrico consolidado bajo entidades públicas del sector energético administrativamente cohesionadas, ágiles y hábiles, que encaminen la planificación junto a una gestión efectiva y eficiente de un sector energético descarbonizado. La referida Hoja de Ruta está enfocada en garantizar instituciones fortalecidas y empresas actualizadas para asegurar el abastecimiento eléctrico de los clientes, de forma sostenible, asequible y accesible, y fomentando el desarrollo económico del país, mejorando la estructura institucional. Por otro lado, para la implementación del uso de bioetanol anhidro como aditivo oxigenante en mezclas con las gasolinas, se creó la Comisión de Coordinación y Seguimiento para el Programa de Biocombustibles, a cargo de realizar las evaluaciones correspondientes para la implementación del Programa de Biocombustibles. Entre otras tareas y responsabilidades la Comisión velará porque el precio de la gasolina mezclada con bioetanol anhidro sea accesible a los consumidores, y podrá suspender temporalmente, luego de una evaluación técnica detallada, la venta de gasolina mezclada con bioetanol anhidro si el precio aumenta considerablemente para los consumidores.

Se aprobó en **Perú** el Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) 2024-2030 del Sector Energía y Minas, dirigido a: fortalecer la vinculación con el desarrollo territorial por parte de los actores del sector y el desarrollo de la ciencia,

tecnología e innovación, así como a garantizar el uso sostenible de los recursos naturales y la seguridad energética. Adicionalmente, se aprobaron los componentes a largo y mediano plazo del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) correspondiente al periodo 2024-2033, que prevé cinco políticas y cinco objetivos dirigidos a orientar las inversiones hacia las zonas con menor cobertura eléctrica y las de mayor índice de pobreza, para reforzar, ampliar o remodelar la infraestructura eléctrica existente; y mejorar la tecnología aplicada a los proyectos de electrificación rural a efectos de optimizar los costos y la calidad del servicio, promoviendo el uso de energías renovables.

2. GÉNERO Y ENERGÍA

El Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2030 aprobado en **Argentina**, entre otros objetivos, para fomentar y consolidar un sendero para la transición energética, cuenta con una perspectiva de género concebida como un eje transversal que interviene en todos los desafíos identificados y agendas propuestas. Esta perspectiva de género se presenta como una de las matrices desde las cuales la política puede incidir de manera concreta y efectiva en las demandas y necesidades de la sociedad, mediante el despliegue de los recursos, saberes y espacios de prácticas consolidados de manera interdisciplinar. En lo que concierne a la articulación y gestión sistémica, desde el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, se asume el firme compromiso con la igualdad de las mujeres en el acceso a la carrera científica y tecnológica y su desarrollo.

Considerando a la perspectiva de género como enfoque y eje transversal en las políticas públicas, se publicó en **Costa Rica** el Decreto que declara de interés público el "Plan de Acción Nacional sobre igualdad de género en la acción climática-PGCC compromiso nacional determinado Acuerdo París". En tal sentido se insta a la Administración Central y Descentralizada para que, dentro del marco de sus competencias y en estricto apego al ordenamiento jurídico, brinde todas las facilidades y cooperación requeridas para la correcta, exitosa, eficaz y eficiente realización de los aspectos descritos en el plan.

El Ministerio de Energía y Minas de **Ecuador** firmó un Acuerdo Ministerial que emite directrices para el desarrollo e implementación de estrategias inclusivas de género en el sector eléctrico ecuatoriano. También se presentó el primer Programa de Capacitación de Mujeres Linieras, que será impulsado a través de la Empresa Eléctrica Quito.

La recientemente aprobada Estrategia de Comunicación para la Transición Energética de la República de **Panamá** cuenta con seis objetivos específicos entre los que se incluye, garantizar el involucramiento de las mujeres y jóvenes de las comunidades originarias en la transición energética.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión y distribución

En el marco del Decreto que determina las bases para la reconstrucción de la economía, **Argentina**, considerando que la situación de emergencia también requiere la supresión de costos fiscales de baja productividad, y que resulta necesaria una simplificación en la regulación de la energía distribuida, eliminando la ayuda estatal y la estructura de control, ordenó la revisión de los subsidios al consumo de energía eléctrica y el gas natural y derogó de forma total los siguientes instrumentos regulatorios: el Decreto que establecía plazos máximos de duración para los contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles, y fijaba el porcentaje de participación de las compañías petroleras y/o proveedoras de combustibles como propietarias y/u operadoras del total de la red de estaciones de servicio que comercializan las marcas de su propiedad; el Decreto que disponía que los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación relacionados con determinadas exportaciones, no se encontraban comprendidos en lo dispuesto por la Ley y el Decreto que regula el proceso de conversión de las obligaciones exigibles en moneda extranjera emergente de 2002, dirigido a atenuar el impacto de la devaluación del peso sobre los agentes económicos que operan en el país; el Decreto que determinaba los parámetros aplicables a las ampliaciones de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal y autorizaba a la Secretaría de Energía a la redeterminación de canon o precio correspondiente



a la parte faltante de ejecución de una Ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma; la Ley que estableció la realización prioritaria del Plan Federal de Transporte Eléctrico con los fondos "SALEX" generados por los "Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte"; y el Decreto que aprueba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles al Fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del Sistema de Estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.

A efectos de reconocer las inversiones efectivamente realizadas por el Transmisor en el sector eléctrico, **Bolivia** vía Decreto estableció el procedimiento de verificación para su aplicación en el marco del Reglamento de Precios y Tarifas, vigente desde 2001.

En **Brasil** se publicó la Ordenanza Normativa que prevé la inclusión de costos fijos en valores variables para la generación de energía eléctrica a partir de centrales termoeléctricas sin contrato de comercialización de energía. La ampliación del plazo se extiende hasta 2025. La incorporación de estos costos actúa como incentivo para incrementar el aporte energético de estas plantas. La medida permite una mayor disponibilidad de recursos para atender plenamente a los consumidores de electricidad, especialmente en escenarios de servicio desfavorables, como las crisis del agua.

En **Colombia**, la ley por la cual se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, introdujo modificaciones a la ley por medio de la cual se estableció el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Las reformas implican un incremento gradual de hasta el 6% de la transferencia al sector eléctrico creada por ley para aquellas plantas nuevas que aún no se encuentren en operación y que estén localizadas en áreas con la mayor radiación solar promedio anual (mayores a cinco kWh/m²/día) y de mayor velocidad promedio de viento (mayores a cuatro m/s a 10 m de altura).

A fines de fomentar la implementación de proyectos que promuevan el uso de energías limpias, y con mayor eficiencia, en procesos de generación de energía eléctrica en todos los sectores que permitan la generación de energía eléctrica libre de combustible, **México** actualizó los valores de referencia de las metodologías para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente, así como los criterios de eficiencia y metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible establecidos en las resoluciones vigentes.

Con el objetivo de promover el desarrollo sostenible de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en todo el país, se aprobó en **Perú** el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas, que establece los mecanismos conducentes a fortalecer los derechos a la participación ciudadana de la población involucrada, optimizar la gestión socioambiental de las actividades eléctricas y promover relaciones armoniosas entre la población, el Estado y los titulares de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en todo el país. El RPCAE es aplicable a toda persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que proyecte ejecutar o desarrollar proyectos de inversión pública para la realización de actividades eléctricas en cualquier región a nivel nacional. Adicionalmente se aprobó la "Hoja de Ruta de Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids) en la Distribución 2023-2030", instrumento que permitirá la migración del sistema tradicional a uno que emplee tecnologías disruptivas, con incorporación de energías renovables no convencionales y el uso eficiente de la energía, mediante el establecimiento de una estrategia nacional para conducir la transición en la distribución eléctrica, como la alternativa que permitirá optimizar la producción y distribución, logrando un servicio competitivo, confiable y sostenible, que contribuya a la descarbonización del país, en beneficio de la población y la conservación del medio ambiente mediante el cumplimiento de los siguientes objetivos: mejorar la calidad del servicio y satisfacción del cliente; desarrollar las tarifas y nuevos modelos de negocio de la distribución eléctrica; desarrollar los recursos energéticos distribuidos y servicios complementarios en la distribución eléctrica; modernizar y digitalizar las redes de distribución eléctrica; y desarrollar la gestión de la oferta-demanda de la distribución, entre otros.

3.2 Comercialización, consumo y subsidios

En el marco del Decreto que determina las bases para la reconstrucción de la economía, en **Argentina**, se facultó a la Secretaría de Energía a "redeterminar la estructura de subsidios vigentes" a fin de asegurar a los usuarios finales de la electricidad y el gas el acceso al "consumo básico y esencial"; y a definir los mecanismos específicos que

materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios. Esta medida implica la revisión de las leyes de energía eléctrica y las leyes de hidrocarburos, incluyendo la de regulación del transporte y distribución del gas natural. En este punto se enfatiza que el subsidio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, a ser establecido por la reglamentación. Adicionalmente se determina que, a los efectos de calcular el costo de los consumos básicos, se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro, enfatizando que se deberá implementar la segmentación de la asignación de subsidios de los dos servicios públicos.

Brasil, vía decreto, dispuso la habilitación de la política de fomento para la realización de estudios de alternativas de asociación con miras a la reducción de los costos de energía eléctrica en los edificios públicos del Gobierno Federal, de los Estados, del Distrito Federal y de los Municipios, en el ámbito del Programa de Asociación para la Inversión de la Presidencia de la República. La referida política incluirá la realización de estudios de asociaciones alternativas con el sector privado para la estructuración de proyectos piloto, y podrá ser apoyada por el Fondo de Apoyo a la Estructuración y Desarrollo de Proyectos de Concesión y Asociaciones Público-Privadas del Gobierno Federal, Estados, Distrito Federal y Municipios - FEP, creado por la Ley en 2017, previa consulta a su Consejo de Participación, o por otro instrumento de fomento disponible.

Perú vía decreto aprobó modificaciones al Reglamento de la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, enfocadas a ampliar el umbral de consumo eléctrico para que puedan acceder más usuarios a la referida compensación social. A tales efectos al tenor de las reformas se consideran como sectores Vulnerables y Usuarios FISE a los usuarios residenciales de electricidad que tengan un consumo promedio mensual calculado sobre la base de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, menor o igual a 70 kWh y que cuenten o no con una cocina a GLP. Adicionalmente, se promulgó la Ley que crea el “Bono Electricidad”, que tiene por finalidad brindar condiciones orientadas a garantizar el acceso de las familias vulnerables del país al servicio público de electricidad. El Bono consiste en el otorgamiento, excepcional, temporal y por única vez, de un subsidio monetario para suministro eléctrico, distribuido entre tres recibos de servicio eléctrico.

Considerando que resulta de interés de la Administración que el desarrollo del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica se focalice en los consumidores de mayor porte, para asegurar que la demanda cautiva del Distribuidor evolucione en paralelo, de acuerdo a las tendencias generales y orgánicas pautadas por la creciente y masiva electrificación de los diferentes usos energéticos y que por esta razón los participantes en el mercado mayorista deben contar con una escala adecuada como sucede a nivel internacional, **Uruguay** aprobó reformas al Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, al tenor de las cuales se fija en 1,500 kW la potencia mínima contratada necesaria para que el titular de un suministro pueda ser considerado Gran Consumidor y optar por adquirir su energía en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Por otra parte, se exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea al tenor del cual: los productores lecheros con una potencia contratada menor o igual a 15 kW, recibirán un descuento en el cargo por energía equivalente al 80% del consumo de energía eléctrica del tambo para los primeros 500 kWh/mes. Los productores no incluidos en esta categoría recibirán un descuento del 15% por cargo de energía. La medida está dirigida a promover el apoyo a la cadena productiva láctea nacional, considerando el contexto internacional con precios a la baja en este, uno de los principales productos de exportación del país.

3.3 Movilidad Sostenible

Se firmó en **Brasil** el Proyecto de Ley del Programa Combustible del Futuro, que será enviado al Congreso Nacional. La propuesta que incluye un conjunto de iniciativas dirigidas a promover la movilidad sostenible con bajas emisiones de carbono, ayudará a Brasil a cumplir los objetivos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El texto propone la integración entre la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio), el Programa Rota 2030 - Movilidad y Logística y el Programa Brasileño de Etiquetado de Vehículos (PBE Veicular). La metodología a ser adoptada es la Evaluación del Ciclo de Vida completo del combustible (del pozo a la rueda) para evaluar las emisiones de las diversas fuentes de energía utilizadas en los modos de transporte, que incluye las etapas de generación de energía, extracción, producción y uso del combustible. Esta integración pretende mitigar



de forma más rentable las emisiones equivalentes de dióxido de carbono. El proyecto de ley también incluye el establecimiento de los siguientes programas: Programa Nacional de Combustible de Aviación Sostenible, dirigido a fomentar la producción y el uso de combustible de aviación sostenible (SAF); Programa Nacional de Diesel Verde enfocado en reducir la dependencia externa del diésel derivado del petróleo mediante la incorporación gradual del diésel verde en la matriz de combustibles del país. El texto también propone el aumento de los límites máximo y mínimo de etanol anhidro en la gasolina, define el marco normativo para los combustibles sintéticos en Brasil, y establece un marco regulatorio para las actividades de captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono. De aprobarse el proyecto marcará un gran hito para la movilidad sostenible y baja en carbono con acciones para descarbonizar diferentes modos de transporte.

A efectos de perfeccionar el desarrollo de la electromovilidad a nivel nacional y habiéndose identificado la necesidad de elaborar e implementar un sistema de estandarización de la red de carga pública de vehículos eléctricos, que asegure la entrega de información mínima con las características técnicas, de ubicación y disponibilidad de cada cargador y sus conectores a los usuarios, se aprobó en **Chile** el reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos.

En **Guatemala**, en el marco de lo establecido en la Ley de Incentivos para Movilidad Eléctrica, mediante resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía, se autorizaron las tasas administrativas aplicables para licencias de operación comercial de centros de carga para vehículo eléctrico y sistema de transporte eléctrico.

Se publicó en **Panamá**, el reglamento de la Ley que incentiva la movilidad eléctrica en el transporte terrestre. El referido reglamento determina que, para la ejecución del plan de reemplazo de su flota vehicular, las instituciones del Gobierno Central, así como las entidades autónomas, semiautónomas y municipales, deberán realizar la compra de los vehículos eléctricos y elaborar un inventario de su flota vehicular institucional, a efectos de ejecutar un esquema de descarte y desmontaje de los vehículos de combustión interna. Asimismo, se establece que, para implementar el programa de reemplazo de la flota de transporte público de pasajeros masivo, colectivo y selectivo, la Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre elaborará a nivel nacional un inventario de los certificados de operación expedidos; además, utilizará los programas de capacitación y preparación técnica sobre movilidad eléctrica disponibles para orientar a sus funcionarios, concesionarias y prestatarias del transporte público de pasajeros. También se regula el Proceso de Conversión de Vehículos de Combustión Interna a Vehículos Eléctrico. Además, se prevé que las universidades y las escuelas técnicas, elaboren o adapten los planes de estudio con la finalidad de incluir temas relacionados con la movilidad eléctrica. Asimismo, se incluyen disposiciones en relación a: Proceso para la Declaratoria de Obsolescencia de las Baterías de los Vehículos, Reporte de las Estaciones de Carga, y Lineamientos Generales de las Estaciones de Carga. Adicionalmente se aprobó el procedimiento de operación de las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

En **Paraguay** vía Decreto se aprobó la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, instrumento que establece lineamientos y pautas que guían y promueven la transición hacia la movilidad eléctrica en el territorio nacional, apuntando a la seguridad energética, el desarrollo industrial, la sostenibilidad ambiental y el mejoramiento de la calidad de vida. En este contexto se creó el Consejo Estratégico de Movilidad Eléctrica, como instancia de facilitación del proceso de transición hacia la movilidad eléctrica.

Con el objetivo de facilitar la introducción de tecnologías de transporte energéticamente más eficientes y su infraestructura de carga, para reducir el consumo de hidrocarburos, mejorar la balanza comercial de hidrocarburos y contribuir a la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), así como a la mejora de la calidad de aire y la reducción en daños a la salud pública, **Perú** aprobó el Reglamento para la Instalación y Operación de la Infraestructura de Carga de la Movilidad Eléctrica en el país, que establece el marco regulatorio para orientar la instalación, adecuación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica, así como el diseño y la construcción de sus instalaciones. El Reglamento está enfocado también en salvaguardar la seguridad y salud de las personas y el ambiente, así como prevenir prácticas que puedan inducir a error a los consumidores y su entorno. A tales efectos se determinan: los estándares de carga permitidos para la conexión del vehículo eléctrico con el sistema de carga; los requisitos técnicos para la instalación de la Infraestructura de Carga; la clasificación de la Infraestructura por tipo de instalación eléctrica y de edificación; y, la relación de normas y documentos técnicos peruanos e internacionales.

3.4 Universalización de la electricidad

Brasil estableció disposiciones sobre el Programa Nacional de Universalización de Acceso al Uso de la Energía Eléctrica - Luz para Todos, al tenor de las cuales se concentra su implementación en la atención a las poblaciones del medio rural y los residentes en regiones remotas de la Amazonía Legal que no poseen acceso al servicio público de distribución de energía eléctrica. También se estableció la vigencia de esta fase hasta el 31 de diciembre de 2026 para la población del medio rural y hasta el 31 de diciembre de 2028 para atender a la población residente en regiones remotas de la Amazonía Legal. En este contexto se creó el Programa Amazonía Energética, con el objetivo de promover inversiones en acciones y proyectos en los Sistemas Aislados localizados en la región de la Amazonía Legal dirigidos a: reducir la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles y, consecuentemente, las emisiones de gases de efecto invernadero; contribuir a la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica; y reducir estructuralmente los gastos de la Cuenta de Consumo de Combustibles – CCC. La lista de acciones y proyectos elegibles para el Programa Energías de la Amazonía incluye: interconexión de Sistemas Aislados al SIN por medio de redes de transmisión o distribución de energía eléctrica; instalaciones de activos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables o del uso de combustibles de baja emisión de carbono, incluyendo, la biomasa, los biocombustibles líquidos, el biogás y el aprovechamiento energético de residuos; instalaciones de almacenamiento de energía; instalaciones de redes que integren instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento de electricidad, incluida la integración de diferentes emplazamientos aislados o remotos; instalaciones de sistemas de gestión inteligente y digital de redes eléctricas; ejecución de proyectos o programas de reducción de pérdidas, eficiencia energética y respuesta a la demanda; importación de electricidad, siempre que reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero y los gastos de CCC; y formación y cualificación de la población local, en colaboración con las universidades, el tercer sector y el sector privado, en la instalación, operación y mantenimiento de equipos de generación de fuentes renovables y almacenamiento de electricidad.

En **Colombia**, la ley por la cual se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, introdujo modificaciones a la ley que dicta disposiciones para la transición energética, al tenor de las cuales se modificó la gobernanza del Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA), y se concentraron en este fondo varios programas vinculados a la universalización del acceso a la energía como el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el Fondo Especial Cuota de Fomento Gas Natural (FECFGN). Además, se reformó la definición de tecnología de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS), al incluir la posibilidad de hacer uso del dióxido de carbono (o CO₂) capturado como insumo en procesos productivos o prestación de servicios. También se ordenó al Ministerio de Minas y Energía (MME) el establecimiento de los lineamientos que deben seguir las entidades competentes para determinar los requisitos técnicos para el almacenamiento en el subsuelo. Adicionalmente, se expidió el Decreto que reglamenta la estrategia de las Comunidades Energéticas que de acuerdo a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026, son grupos de personas que se asocian para generar, comercializar y usar energía de forma eficiente. Este decreto, que constituye un avance importante para garantizar el acceso a la energía en los territorios más alejados y vulnerables de Colombia, regula nuevas actividades para las comunidades energéticas, como la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva.

4. HIDROCARBUROS

4.1 Exploración, explotación, transformación, almacenaje, transporte, comercialización y consumo, petróleo y derivados

A fines de garantizar el adecuado abastecimiento del mercado interno, en atención a la brecha existente entre el precio del gasoil y de la nafta importados y el precio de estos combustibles líquidos elaborados en refinerías locales, y resguardar el equilibrio entre ambos productos, evitando de esta forma un aumento del precio de estos en el surtidor, **Argentina** restableció el Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles RIAIC creado en 2022, con determinadas adecuaciones. El Decreto determina que podrán adherirse al RIAIC las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas que sean sujetos pasivos de los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecidos en la Ley N° 23.966, siempre que: ostenten la categoría de abastecedores



domésticos excedentarios de gasoil y/o naftas grado 2 o grado 3 respecto de su capacidad de producción, contando con plena utilización de su capacidad instalada de refinación; y obtengan mensualmente una Participación Bimestral Móvil en el Abastecimiento Interno de gasoil y/o naftas que no resulte inferior a su participación promedio anual en el abastecimiento interno del año 2022 en más de un 1%. Por otro lado, también podrán adherirse al RIAIC las Pequeñas Refinerías de Regiones Afectadas (las “PReRA”), ubicadas en regiones con insuficiencias de abastecimiento interno de gasoil y/o naftas superiores a la media nacional. Los sujetos adheridos al RIAIC podrán solicitar un monto equivalente a la suma que deban pagar en concepto de impuestos por las importaciones de gasoil y naftas, con determinadas limitaciones. Por otra parte, y con el fin de estimular el crecimiento de la economía garantizando un sendero fiscal sostenible, se difirieron parcialmente los efectos de los incrementos en los montos de impuestos que resultarían aplicables a partir del 1° de junio de 2024 para la nafta sin plomo, la nafta virgen y el gasoil. Para los hechos imponible que se perfeccionen desde el 1° de julio de 2024, inclusive, deberá considerarse el incremento total en los montos de impuesto.

Bolivia aprobó un nuevo Reglamento de Calidad de Lubricantes Terminados, que actualiza los requisitos técnicos, legales y regulatorios requeridos en el marco de los principios que rigen las actividades petroleras, garantizando la seguridad y la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad, eficiencia, oportunidad y menor costo en la prestación de los servicios. Adicionalmente a fines de precautelar el normal abastecimiento de hidrocarburos líquidos en el mercado interno, a través de la producción nacional y la importación de hidrocarburos líquidos, se aprobó el gravamen arancelario del 0% para la importación de petróleo crudo y diésel oil, sin fijar fecha de término de la vigencia de esta medida. En los considerandos del referido instrumento se hace constar que YPF, es el único mayorista e importador, que, a fin de cumplir con el abastecimiento continuo e ininterrumpido de los hidrocarburos líquidos en el mercado interno, adquiere Petróleo Crudo y Diésel Oil a precio internacional, a lo que debe agregarse los costos de transporte, seguros, impuestos, Gravamen Arancelario y otros, lo que encarece el costo total del producto en comparación con los precios del mercado interno. Asimismo, con la finalidad de fortalecer los mecanismos de regulación, control, supervisión y fiscalización en la comercialización de gasolinas y/o diésel, se realizaron modificaciones e incorporaciones al Decreto Supremo vigente desde el 2005 que establece mecanismos de control social e institucional sobre la venta de Diésel Oil y complementa la regulación a la venta de diésel oil y/o gasolina especial a personas naturales colectivas.

Como parte de las medidas para frenar el mercado ilícito y el contrabando de combustibles **México**, vía decreto, restringió temporalmente la importación de mercancías que se utilizan para alterar o adulterar los petrolíferos e hidrocarburos, y adoptó otras medidas consideradas necesarias para combatir la referida ilegalidad. Las gasolinas y diésel de importación para fines comerciales quedan fuera de la restricción. Las empresas que requieran importar estas mercancías, deberán solicitar y acreditar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos que el volumen y destino de la mercancía es necesario para su proceso productivo y tendrá como fin el desarrollo de una actividad legal.

En el marco del ordenamiento del mercado de los combustibles automotor, con la finalidad de coadyuvar a una mejora en la calidad de los combustibles líquidos y salvaguardar la calidad del aire, **Perú** aprobó el Reglamento de la Ley que establece que los vehículos de transporte terrestre internacional que ingresen al territorio nacional cumplan la normativa peruana en materia de calidad de combustibles. La referida reglamentación determina que los vehículos que crucen las fronteras peruanas, deberán ingresar al país usando Diesel B5, Gasolinas y Gasoholes con un contenido de azufre no mayor de 50 ppm. Al tenor del Reglamento un vehículo que no cumpla con esta especificación técnica, podrá ingresar a territorio peruano con una cantidad determinada de combustible para su desplazamiento hasta llegar al establecimiento de venta al público de combustibles (EVPC) más próximo dentro del país; según el paso fronterizo de ingreso donde se encuentre.

Considerando la pertinencia de establecer un régimen de ajuste de las tarifas del servicio de transporte de combustibles (fletes) vigente, en **Uruguay** el directorio de Ursea, resolvió suspender la vigencia de la Resolución de 2023, que establecía la metodología para el cálculo del Precio Máximo Intermedio (PMI) hasta el 30 de noviembre de 2025 y continuar realizando el cálculo mensual del precio máximo intermedio transitorio (PMIT) de acuerdo a la metodología aprobada en la Resolución de Ursea de 2021. Lo dispuesto tiene sustento en el acuerdo sobre la distribución secundaria de combustibles líquidos formalizado entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y la Asociación de Transportistas de Combustibles, ante el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. A tales efectos se exhorta a la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) a que continúe administrando el pago de fletes, costo que continuará integrando el Precio en Planta de distribución de combustibles

líquidos (PEP), de acuerdo al tarifario vigente. La actualización comenzaría a regir a partir del mes de julio de 2024 y será realizada semestralmente de acuerdo a la fórmula aprobada vía decreto.

4.2 Gas Natural

A fines de garantizar el uso eficiente del Gas Natural en las operaciones de Explotación de Hidrocarburos, **Bolivia** modificó el Reglamento de Gas Combustible vigente desde 2005 mediante la incorporación de previsiones que promueven la conservación y el uso eficiente del Gas Natural como combustible en las operaciones de Campo. También se modificó el Reglamento de Quema de Gas Natural, mediante la incorporación de previsiones que contemplan las actividades de YPFB como operador de los Campos e incluyendo criterios que promueven la eficiencia en la Quema de Gas Natural en las operaciones de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos.

En el marco de la implementación del Programa Gas para el Empleo, **Brasil** aprobó el reglamento que permite la inclusión de proyectos de licuefacción de gas natural y regasificación de GNL en el Régimen Especial de Incentivos al Desarrollo de Infraestructuras (REIDI), lo que implica la reducción de costos en las inversiones para estas empresas, como beneficiarios de este régimen. Anteriormente, la lista REIDI solo incluía oleoductos en el sector de petróleo, gas natural y biocombustibles y la infraestructura de producción y procesamiento de gas natural.

4.3 GLP

Brasil realizó reformas al Decreto que regula el Programa Brasileño de Ayuda al Gas, al tenor de las cuales se establece que el beneficio del Programa Brasileño de Ayuda al Gas se pagará dentro del límite de un beneficio por familia, con periodicidad bimestral, en la cuantía del 50% del precio medio nacional de referencia de una bombona de 13 kg de GLP, redondeado al número entero superior. Asimismo, se establecen disposiciones en relación al pago del Suplemento Adicional al Programa Brasileño de Ayuda al Gas.

Valorando la identificación, en la actividad de almacenamiento de GLP, de escenarios de riesgo **México** expidió una nueva norma oficial sobre Instalaciones de almacenamiento de GLP que cancela y sustituye la vigentes desde 2013 para el Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de GLP mediante planta de depósito o planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto. La referida norma establece las especificaciones técnicas y requisitos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa, y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en el Diseño, Construcción, Prearranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones terrestres y/o marítimas de Almacenamiento de GLP, para prevenir daños a la población, Instalaciones y al medio ambiente. También se aprobó una nueva norma oficial que cancela y sustituye a la vigente desde 2014 para Plantas de distribución de GLP, Diseño, construcción y condiciones seguras en su operación, y establece los requisitos y especificaciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente que deben cumplir las Plantas de Distribución de GLP, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable esta actividad; así como de prevenir daños a la población, a las Instalaciones y al medio ambiente.

Perú modificó el Reglamento de la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, estableciendo los valores de la aplicación de la compensación social y promoción para el acceso al GLP a las provincias a nivel nacional donde se encuentren ubicados los yacimientos de gas natural en explotación, y a los distritos distantes de puntos de abastecimiento cuya logística es compleja. Adicionalmente se incrementó el valor económico del Vale de Descuento GLP, subsidio temporal, oportuno y focalizado a las familias más vulnerables del país, con el objetivo de brindar asistencia alimentaria a personas en pobreza extrema y contribuir con el cierre de brechas energéticas en zonas con actividades de hidrocarburos y de gas natural. Por otra parte, y con el objetivo de ampliar el ámbito de beneficiarios del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) e incorporar el financiamiento para la adquisición de cocinas a GLP, se aprobaron modificaciones a la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético y a la Ley que reconoce las ollas comunes y garantiza su sostenibilidad, financiamiento y el trabajo productivo de sus beneficiarios, promoviendo su emprendimiento. Las reformas se enfocan en garantizar el acceso al GLP a los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales, dentro de los que se incluyen a las instituciones educativas públicas bajo el ámbito del Programa Nacional de Alimentación Escolar Qali Warma; a los comedores que forma parte del Programa de



Complementación Alimentaria; y, a las ollas comunes y similares iniciativas ciudadanas.

Dada la pertinencia de reglamentar las disposiciones vigentes en relación a los procedimientos para aprobación de los precios en planta de distribución de ANCAP del GLP con destino a envasado y del propano a granel, así como la actualización de los precios máximos de venta al público, entre otros aspectos, en forma transitoria hasta tanto se apruebe la reglamentación definitiva, se publicó en **Uruguay** el Decreto que determinó que a partir del 1 de julio de 2023 el Poder Ejecutivo actualizará el Precio de Venta al Público (PVP) y aprobará el Precio en Planta (PEP) del GLP con destino a envasado, así como del propano a granel transitoriamente y hasta la entrada en vigencia de la nueva regulación del sector que apruebe la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

5. FUENTES RENOVABLES

Se publicó en **Costa Rica** el Reglamento a la ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables dirigido a regular, en complemento con la ley, la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad, los que se declaran de interés público al tenor de la referida reglamentación. El reglamento es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen, recursos energéticos distribuidos, para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al SEN, así como para las empresas eléctricas cuando los recursos energéticos distribuidos sean interconectados al SEN en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados definidos por ARESEP.

Vía Resolución **Cuba** aprobó nuevas tarifas para la comercialización de electricidad generada a partir de fuentes renovables de energía. La medida beneficia no sólo al sector estatal sino también a las personas naturales que entregan electricidad al sistema energético nacional. La referida resolución exime del pago de impuestos sobre utilidades a las empresas estatales y formas de gestión no estatales que ejecuten proyectos de generación de electricidad, siempre y cuando estas sean fruto del uso de las fuentes renovables de energía. También pueden ser eximidos del pago del impuesto aduanero el sector estatal y las formas de gestión no estatal que ejecutan proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables de energía, o a partir del aprovechamiento de estas, por la importación de maquinarias, equipos y otros medios necesarios durante el proceso inversionista. Además, se exime al sector estatal y las formas de gestión no estatal que ejecutan proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables de energía, del pago del Impuesto sobre Utilidades durante el período de recuperación de la inversión por un plazo de hasta 8 años. La Resolución establece que las tecnologías y sistemas vinculados a las FRE se comercialicen en el sistema de comercio, mayorista o minorista, a precios no recaudatorios. Se exceptúa de lo dispuesto la formación de los precios de los vehículos eléctricos, el que se determina por disposición específica del Ministerio de Energía y Minas.

México expidió la Ley para la Implementación de Energías Limpias y Renovables en los Edificios Públicos dirigida a propiciar el uso eficiente de la energía y la implementación de este tipo de energías para el abastecimiento eléctrico en instalaciones públicas de acuerdo con su naturaleza. El referido ordenamiento determina que todos los edificios públicos o Unidades Administrativas del Gobierno del Estado de México, así como de los Municipios y los servicios públicos de Alumbrado y Agua Potable deberán abastecerse únicamente por fuentes de energías renovables, mediante una transición escalonada en un periodo máximo de 4 años a partir de 2024, para llegar a una meta total del 100% para el año 2027. Adicionalmente se dispone que el Estado contará con un Consejo, que fungirá como el órgano permanente técnico y de consulta, competente para emitir opinión y asesorar respecto de las acciones necesarias para lograr el cumplimiento de la ley y tendrá entre sus funciones aprobar y emitir el programa, promover su cumplimiento, revisar sus avances y proponer la adopción de medidas correctivas, en caso de que el cumplimiento se encuentre por debajo de los niveles y etapas establecidos.

Panamá aprobó modificaciones a la ley que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares. Al tenor de las reformas se establece la exoneración del impuesto selectivo al consumo, del impuesto de importación, de aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y la prestación de servicios,

que pudieran causarse por razón de la importación y/o compras en el mercado nacional de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones solares.

Con miras al desarrollo sostenible, la incorporación de nuevas tecnologías para el abastecimiento energético con el mínimo impacto ambiental, **Paraguay** publicó la ley que regula el fomento, generación, producción, desarrollo y la utilización de energía eléctrica a partir de fuentes de Energías Renovables No convencionales no hidráulicas. De forma expresa se excluye del ámbito de aplicación de la ley a la madera y sus derivados (leña o carbón) con origen en actividades ilegales de tala y deforestación de bosques nativos o transformación de superficie con cobertura de bosque. En el marco de esta ley se declaran de utilidad pública e interés nacional, el estímulo y la promoción al desarrollo de actividades de producción y uso de fuentes no convencionales de energía. La ley regula la autogeneración y la cogeneración a partir de ERNC y la inyección de excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), prohibiendo la utilización de un mismo equipo de generación de energía por más de un “Autogenerador ENRC”. También se dispone sobre la generación de energía eléctrica con fines de exportación sin comprometer la seguridad energética del país. La ley establece, para todas las personas naturales y jurídicas, productoras o destinadas a la fabricación, implementación y utilización de energía a partir de fuentes renovables, un régimen especial de incentivos fiscales tanto en los bienes como en el capital que se invierta en la construcción de equipos y nuevas obras dedicadas a la producción de energía eléctrica, en un régimen de hasta cinco años. También se declara de interés nacional el fomento, la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía de fuente renovables de energía y de interés general su uso en la construcción.

En **República Dominicana**, vía decreto se aprobaron modificaciones al reglamento de la Ley que establece el marco normativo para regular y fomentar el desarrollo de energías renovables en el país. Las reformas están dirigidas a viabilizar los procesos competitivos para nuevas centrales de generación a partir de fuentes renovables, lo que se considera un avance significativo hacia la optimización de costos en el mercado eléctrico mayorista. El decreto fortalece la transparencia en los procesos de contratación de renovables y elimina elementos de discrecionalidad e incertidumbres.

Dada la necesidad de adecuar el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en lo referente al requerimiento de garantía de suministro y potencia firme para los diferentes participantes del mercado, valorando que las nuevas fuentes de generación de energía incorporadas al sistema eléctrico nacional complejizan el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras previsto en la reglamentación vigente, y que el objetivo de la potencia firme establecida en la reglamentación es asegurar que exista capacidad instalada, capaz de abastecer la demanda nacional minimizando las fallas, con disponibilidad comprometida para cubrir el requerimiento de energía de los participantes consumidores, **Uruguay** vía decreto aprobó modificaciones al referido reglamento dirigidas a implementar otra metodología de cálculo de la potencia firme de largo plazo que permita incorporar a su determinación las energías renovables no convencionales y futuras tecnologías, considerando la complementariedad de las referidas fuentes.

5.1 Generación distribuida

En el marco del Decreto que determina las bases para la reconstrucción de la economía, considerando que la situación de emergencia también requiere la supresión de costos fiscales de baja productividad, en **Argentina** se derogaron 22 artículos del Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica, relacionados con el Fondo Fiduciario FODIS, los beneficios promocionales y el régimen de fomento de la industria nacional; y a efectos de garantizar una mayor diversificación de la matriz energética nacional y una mejora de las condiciones para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica se reformó parcialmente el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Al tenor de la modificación se facilita la aplicación del referido régimen a todas las jurisdicciones en el ámbito de sus competencias, disponiendo que el otorgamiento de beneficios promocionales estará disponible para los Usuarios Generadores de las jurisdicciones que se hubieran adherido íntegra o incluso parcialmente al régimen de la Ley de generación distribuida y su modificatoria, siempre y cuando los interesados den cumplimiento a todos los requisitos generales allí establecidos. En este escenario mediante resolución de la Secretaría de Energía de la Nación se determinaron los requerimientos técnicos de la tecnología eólica de baja y media potencia para instalaciones que se enmarquen en la Ley que establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovables integrada a la



Red Eléctrica Pública. La aprobación de las especificaciones implicó la modificación del Decreto reglamentario de la referida ley para favorecer el avance de más tecnologías renovables bajo el modelo de generación distribuida (tope de 500 kW y hasta 2 MW en casos particulares). La obtención del Certificado de Usuario-Generador y posterior inscripción automática en el Registro Nacional de Usuarios – Generadores de Energías Renovables (RENUGER) será necesaria a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el régimen para la aplicabilidad de las exenciones impositivas establecidas en la Ley. También, con el objetivo de establecer los criterios técnicos que determinan las nuevas categorías de Usuarios-Generadores, y los requisitos y procedimientos que estos y los distribuidores deberán cumplir para gestionar la autorización de conexión y obtener el Certificado de Usuario Generador, se realizaron modificaciones a las normas de implementación del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable mediante la incorporación de: la categorización de Usuarios-Generadores según su potencia instalada (Usuarios-Generadores Pequeños, Medianos y Mayores), la categorización según su composición y la definición de Contrato de Generación Eléctrica bajo Modalidad Distribuida Comunitaria y el acuerdo de voluntades que vincula al Distribuidor con los Usuarios-Generadores Comunitarios. Adicionalmente se dispuso que en el contrato se deberá incluir el porcentaje de participación de cada uno de los usuarios en el esquema comunitario a fin de distribuir los créditos asociados a la inyección de energía entre los participantes.

En **Brasil** la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel), reglamentó la Ley que determina el marco legal para la microgeneración y minigeneración distribuida. Con la reglamentación se mejoraron las reglas de conexión y facturación de las plantas de microgeneración y minigeneración distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica y el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica y se garantizan incentivos a la instalación de microgeneración y minigeneración distribuida, con mayor sostenibilidad, ya que se mitiga el impacto tarifario para los consumidores que no son usuarios de estos sistemas.

Ecuador expidió el nuevo Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. que establece las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de Consumidores Regulados, y las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de Consumidores Regulados con SGDA.

Dado que el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional establece que está comprendido en la calidad de suscriptor el titular de un suministro que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la Red de Interconexión; y que dentro de ciertas condiciones, se puede autorizar la inyección de energía a dicha red por parte de los suscriptores, que generan energía orientada de manera eficiente para su autoconsumo; y por tanto considerando la pertinencia de efectuar ajustes reglamentarios para que los suscriptores puedan inyectar energía a la Red de Interconexión, entendiéndose conveniente que UTE adquiera la energía inyectada a la referida red por sus suscriptores, cuya generación de energía está orientada a su propio consumo, teniendo en cuenta la incidencia técnica del manejo de la generación cuando participa una instalación de baterías; y valorando la necesidad de crear una nueva categoría tarifaria, que refleje la nueva modalidad de consumo e inyección de energía según el nivel de tensión, **Uruguay** vía decreto modificó la definición vigente para Suscriptor en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, determinando que suscriptor es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor y agregando que se distinguen dos tipos de suscriptores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministros a ese Distribuidor). Asimismo, entre otras disposiciones se determina que los suscriptores que a la fecha del decreto cuenten con una autorización de generación de energía eléctrica para autoconsumo y no estén habilitados a entregar energía a la Red de Interconexión, quedarán autorizados a inyectar energía a la red, si cumplen las condiciones requeridas para la incorporación a la nueva modalidad y suscriben un convenio de conexión que contemple dicha inyección. El suscriptor deberá hacerse cargo de los costos razonables de los ajustes que deban realizarse en la Red de Interconexión.

5.2 Hidrógeno

Argentina publicó la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (ENH), que contiene la hoja de ruta dirigida a alcanzar objetivos de sostenibilidad ambiental, desarrollo productivo y económico en el marco de la industrialización del hidrógeno bajo en emisiones. El referido instrumento establece metas y acciones al 2030 y al 2050 enfocadas en la promoción y consolidación de un mercado interno y de exportación para el

hidrógeno y sus derivados; y cuenta con un diagnóstico sobre los desafíos a resolver en términos de infraestructura, polos productivos y puertos, para posicionar al país como un proveedor seguro de hidrógeno y sus derivados en el contexto internacional.

Vía Resolución, el Ministerio de Energía de **Chile** oficializó la aprobación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y sus derivados, como una alternativa costo-eficiente para avanzar en el cumplimiento de la meta país que se propone producir el hidrógeno verde más barato del planeta para 2030, estar entre los 3 principales exportadores para 2040 y contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025. Con tales antecedentes al tenor de la resolución se determina al Ministerio de Energía como institución encargada de liderar la implementación de la estrategia, realizar su seguimiento y efectuar su actualización con periodicidad quinquenal.

Ecuador presentó la Hoja de Ruta y la Estrategia para la producción de hidrógeno verde (H2V), instrumento dirigido a convertir al H2V en un energético competitivo y a posicionar al país como un exportador de hidrógeno verde y sus derivados, como punto de partida determinante para impulsar una transición energética justa que coadyuve a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de entre 20 y 25% para el año 2025 y así contribuir a limitar el calentamiento global a menos de 1.5 °C. Para lograr los objetivos de producción de hidrógeno y sus derivados, que se plantean en la hoja de ruta, se prevé el desarrollo de tres fases en las que se abordarán las áreas de investigación, desarrollo e innovación, normativa y regulación, infraestructura y cooperación internacional: una inicial hasta 2025, otra de despliegue a mediano plazo-hasta 2030 y una de lanzamiento a largo plazo-más allá de 2030. Cada una de estas fases, conlleva metas e hitos en relación con la implementación de proyectos de energías renovables, y de producción de hidrógeno verde y sus derivados, capacidades, inversiones y reducción de emisiones de CO₂.

En cumplimiento de lo establecido en el reglamento de la Ley de Incentivos para Movilidad Eléctrica, **Guatemala** publicó la hoja de ruta del hidrógeno y posteriormente inició el proceso de aprobación del reglamento de incentivos para vehículos de hidrógeno y comercialización del hidrógeno.

Como parte de su Agenda de Transición Energética, y con el objetivo de convertirse en un 'hub' de energía sostenible y ruta global de hidrógeno verde y derivados, **Panamá**, vía resolución, aprobó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (ENHIVE) y creó el Comité Interinstitucional de Hidrógeno Verde y Derivados (CIHIVE), a efectos de garantizar la realización de los trabajos necesarios para su adopción e implementación, con el apoyo de las instituciones públicas, universidades, empresas y asociaciones del sector privado. Esta estrategia nacional busca facilitar el uso de derivados del hidrógeno verde en el transporte marítimo y aéreo, y posicionar a Panamá como la ruta global de hidrógeno verde y sus derivados, potenciando su ubicación geográfica e infraestructuras para abastecer con energéticos renovables al sector logístico, doméstico, marítimo, aéreo y transporte terrestre, desarrollando a la vez capacidades que permitan establecer un mercado innovador de este sector energético. Para el 2030 se espera que el 5% de la oferta de bunkering en Panamá provenga del H2V y/o derivados; y producir 500,000 toneladas de H2V y sus derivados localmente. Para el 2040, se espera que el 30% de la oferta de bunkering en Panamá provenga de H2V y/o derivados; y producir 2 millones de toneladas de H2V y sus derivados localmente; además, que el 20% de los vehículos de transporte de carga pesada y maquinaria use H2V y sus derivados. La proyección al 2050 es que la oferta del bunkering alcance 40% y que la oferta de energéticos para la aviación provenga en un 30% del H2V, derivados y/o SAF.

Valorando que la terminología desempeña un rol fundamental en la comunicación técnica y científica, **Paraguay** lanzó su primera norma técnica sobre hidrógeno elaborada por el Comité Técnico de Normas No. 70 de Tecnologías de hidrógeno que actúa bajo la coordinación del Parque Tecnológico Itaipú y el Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (INTN). La referida norma contiene términos relacionados con los sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte, distribución, utilización del hidrógeno y la definición de procesos físicos y químicos. La norma está dirigida a fomentar la comunicación y los intercambios comerciales, además del uso de la terminología técnica común dentro de la legislación.

Uruguay vía decreto fijó una bonificación en los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional, equivalente al 50% en cada tramo horario aplicable para los proyectos pilotos de hidrógeno verde y sus derivados. La referida bonificación tendrá una validez de 10 años a partir de la entrada en servicio de los proyectos adjudicados y los costos asociados a esta promoción se incluirán en el cálculo de las tarifas de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas. La referida disposición se sustenta en la importancia de concretar estos proyectos



considerados un pilar fundamental en la adquisición de las primeras experiencias relacionadas con la producción de hidrógeno en el país y sus derivados en el marco de la implementación de la hoja de ruta de hidrógeno verde en Uruguay que establece la visión país para el desarrollo de este vector energético y sus derivados.

5.3 Biomasa, biocombustibles y biocarburantes

Brasil incrementó la participación de diésel vegetal en el combustible comercializado en el país al 14% en 2024 y al 15% en 2025, con el objetivo de acelerar la transición energética y reducir las emisiones contaminantes. La decisión, aprobada por el Consejo de Política Energética, implica una antelación del cronograma vigente que determinaba un 15% en 2026. Hasta enero de 2023 estaba previsto que el diésel comercializado en Brasil tuviera un 10% de biodiésel. La decisión está enfocada en la descarbonización, en la disminución de la dependencia al diésel (mineral) importado, y ayuda a cumplir uno de los compromisos climáticos de Brasil de reducir las emisiones contaminantes generadas por el transporte. Otro efecto de la decisión está dirigido a incentivar la agricultura brasileña.

Para dar viabilidad al proceso de implementación de la mezcla de alcohol carburante con combustibles fósiles, regulada en la Ley General de Alcohol Carburante, **Guatemala** emitió el Reglamento que desarrolla y norma los procedimientos de producción, almacenamiento, manejo, uso, transporte y comercialización de alcohol carburante y su mezcla, así como las funciones administrativas del Ministerio de Energía y Minas como ente regulador. En este contexto se creó el Departamento de Alcohol Carburante adscrito a la Dirección General de Energía.

En el marco de las reformas a la ley que establece lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa, en **Panamá** se determinó el uso obligatorio de bioetanol anhidro como aditivo oxigenante en mezcla con las gasolinas desde el 1 de abril de 2024 con un cronograma por regiones que empieza con el 5% hasta llegar al 10% al 1 de abril de 2026 en todo el territorio nacional, pudiendo la Secretaría Nacional de Energía, con base en los avances tecnológicos, incrementar la mezcla de bioetanol anhidro en la gasolina en un porcentaje mayor de 10%, así como también ampliar la lista de productos derivados del petróleo o hidrocarburos a los que se les podrán adicionar o mezclar el bioetanol anhidro. Adicionalmente se determina que las gasolinas que se comercialicen en el territorio nacional deberán contener bioetanol anhidro, producido a partir de materias primas nacionales o con un porcentaje de producto importado previamente autorizado como componente de combustible u oxigenante de acuerdo con los aumentos establecidos. Al tenor de las modificaciones la Secretaría Nacional de Energía será la encargada de expedir uno de los tres tipos de permisos necesarios para la producción, mezcla, comercialización, transporte, almacenaje e importación de biocombustible. En el marco de las reformas también se autorizó el uso de biogás como carburante y como aditivo en mezcla con hidrocarburos o con productos derivados del petróleo. También se determinó que los generadores y/o cogeneradores de energía eléctrica a partir de biomasa, que presenten ofertas de energía en los actos de concurrencia que gestione la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., tendrán la prioridad para vender la energía eléctrica. Asimismo, con el objetivo de promover la competitividad de esta fuente, se establecieron incentivos para las personas naturales o jurídicas que participen en el proceso de producción de materia prima para la producción de bioetanol, biodiesel, biogás y sus subproductos, así como en la generación y/o cogeneración de energía eléctrica a partir de biomasa, las que estarán exentas de: el impuesto de importación, de aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes correspondientes que se causen al momento de la importación para todas las maquinarias, equipos de manufactura y planta, equipos de producción, insumos, líneas eléctricas, subestaciones y sistemas de distribución y/o transmisión eléctrica y demás implementos que se importen, por un periodo de diez años, a partir de la expedición del permiso de producción; el impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y la prestación de servicios para todas las maquinarias, equipos de manufactura y planta, equipos de producción, insumos, líneas eléctricas, subestaciones y sistemas de distribución y/o transmisión eléctrica y demás implementos, por un periodo de cinco años, a partir de la fecha de expedición del permiso de operación; el impuesto sobre la renta, por un período de diez años, a partir de la fecha de implementación efectiva de la obligatoriedad de la mezcla de combustible con bioetanol anhidro y/o a partir de que se inician las entregas a la red eléctrica nacional para las plantas de generación y/o cogeneración; el impuesto sobre la renta aplicable a ingresos generados por la venta de Certificados de Reducción de Emisiones (Bonos de Carbón); el pago de la Licencia Industrial, Licencia Comercial, Aviso de Operación, así como la Tasa de Control y Vigilancia y Fiscalización que deben pagar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, por un periodo de diez años, a partir de enero de 2023; los cargos de distribución y transmisión cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional, teniendo

en cuenta que en ningún caso los costos de transmisión o distribución serán traspasados a los usuarios, a partir de que las plantas de generación y/o cogeneración inicien las entregas a la red eléctrica nacional.

En función de la Política Energética vigente que promueve la diversificación de la matriz energética, principalmente a partir de la incorporación de fuentes autóctonas en general y de fuentes renovables no convencionales en particular, **Uruguay**, vía decreto realizó modificaciones al procedimiento competitivo de contratación, a efectos de adjudicar contratos especiales de compraventa de energía eléctrica asociados a Centrales Generadoras que la produzcan a partir de biomasa en el territorio nacional, al tenor de las cuales se incluye en el referido procedimiento a las centrales generadoras de biomasa autónomas. A tales efectos se determina que podrán participar en el procedimiento competitivo únicamente Centrales Generadoras que se encuentren instaladas a la fecha de entrada en vigencia del referido decreto; y el precio máximo a establecerse en los contratos de compraventa de energía eléctrica ascenderá por MWh a USD 72.50 ajustables por PPI; y para los casos de centrales autónomas de biomasa el precio máximo ascenderá por MWh a USD 90,625 ajustables por PPI.

6. ENERGIA Y AMBIENTE

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil**, vía resolución, definió las metas obligatorias de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para la comercialización de combustibles con una Intensidad de carbono proyectada que va desde 72.77 en 2024 a 65,22 en 2033, una reducción pretendida de IC de -0.8% en 2024 a -11.1% en 2033, una meta anual (millones de CBIOS) de 38.78 en 2024 a 71.29 en 2033, e intervalos de tolerancia que alcanzan 81.98 en 2033.

Se aprobó en **Chile** el Reglamento de proyectos de reducción de emisiones de contaminantes para compensar emisiones gravadas, según lo establecido en la ley vigente para el sistema de tributación. El referido instrumento reglamentario determina los requisitos, obligaciones, procedimientos y registros relativos a proyectos de reducción de emisiones, y los certificados para compensar emisiones gravadas de los contaminantes. La reducción de emisiones se refiere a emisiones de dióxido de carbono o dióxido de carbono equivalente, material particulado, óxidos de nitrógeno o dióxido de azufre, con respecto a un nivel de referencia o línea de base previamente establecido. A tales efectos los contribuyentes gravados podrán compensar en todo o parte sus emisiones mediante certificados de reducción.

Entró en vigencia en **Costa Rica** el nuevo Reglamento de Evaluación, Control y Seguimiento Ambiental, que regula los requisitos y procedimientos generales para determinar la Viabilidad (Licencia) Ambiental (VLA), de las actividades, obras o proyectos (AOP), que pueden alterar o destruir elementos del ambiente o generar residuos, materiales tóxicos o peligrosos; así como, las medidas de prevención, mitigación y compensación, que dependiendo de su impacto en el ambiente, deben ser implementadas por el desarrollador.

México aprobó reformas a la Ley General del Cambio Climático, al tenor de las cuales se crea el Atlas Nacional de Vulnerabilidad al Cambio Climático, concebido como un conjunto estructurado y sistemático de mapas que muestran la vulnerabilidad ante el cambio climático y orientan la realización de estrategias dentro del proceso de planeación y adaptación.

Se publicó en **Paraguay** la Ley de los Créditos de Carbono, dirigida a establecer el régimen de titularidad de los beneficios del Carbono reducido, evitado y/o capturado y a determinar la propiedad de los Créditos de Carbono generados por proyectos desarrollados a nivel nacional, así como a constituir un mecanismo formal de contabilización de los Créditos de Carbono que fueron objeto de proyectos de mitigación y de asiento de las transacciones que se formalicen a partir de estos créditos, a fin de facilitar la participación de sectores públicos y privados en la mitigación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y en los Mercados de Carbono, resguardando el cumplimiento de las contribuciones determinadas a nivel nacional. A tales efectos en el marco de la ley, se crea el Registro de los Créditos de Carbono como registro dependiente del Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible, con el objeto de inscribir los datos relacionados a cualquier tipo de proyecto de mitigación que tenga por objeto la obtención de Créditos de Carbono dentro del mercado voluntario.

Con el objetivo de adaptar el marco regulatorio a las necesidades de optimizar la gestión socioambiental de las actividades eléctricas y promover relaciones armoniosas entre la población, el Estado y los titulares de proyectos



eléctricos, **Perú** aprobó el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas, instrumento dirigido a garantizar la efectiva participación ciudadana en los procesos de toma de decisiones vinculados a la gestión ambiental, que deroga y reemplaza su antecesor vigente desde 2010. Al tenor de las disposiciones reglamentarias se considera población involucrada en los proyectos eléctricos a las personas naturales o jurídicas que residan y tengan propiedades o posesiones dentro del área de influencia donde las actividades eléctricas generen algún tipo de impacto ambiental. Adicionalmente se establecen lineamientos en relación a la elaboración del Plan de Participación Ciudadana, documento que describe los mecanismos implementados con anterioridad a la presentación del Estudio de Impacto Ambiental, también se prevén consultas, contactos, talleres y actividades con la población involucrada durante y con posterioridad a la implementación del proyecto.

7. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Con el objetivo de garantizar un mayor ahorro a la factura eléctrica de los consumidores mediante el uso de equipos más eficientes, el Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** publicó, vía Resolución, la normativa que aprueba el nuevo Programa Objetivo para Refrigeradores y Congeladores, de uso doméstico, que establece nuevos índices mínimos de eficiencia energética. La referida resolución garantizará que, a partir de 2028, los refrigeradores y congeladores de uso doméstico, de fabricación nacional o importados, para venta y/o uso en Brasil sean, en promedio, un 17% más eficientes que los disponibles hoy en el mercado nacional (valores estimados en base a motores de 1-200 litros).

Chile aprobó vía Decreto el Plan Nacional de Eficiencia Energética implementable al 2026, instrumento que proporciona un marco estratégico para el desarrollo de la eficiencia energética a nivel nacional a efectos de materializar el potencial de ahorro energético con miras a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. El referido plan se plantea las siguientes metas enfocadas a reducir la intensidad energética respecto del año 2019 en un: 4.5% al año 2026, un 13% al año 2030 y un 30% al año 2050.

En **Colombia**, la ley por la cual se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, introdujo modificaciones en materia de eficiencia energética, al tenor de las cuales se reforma la disposición de eficiencia energética en edificios públicos que establecía que el gobierno nacional y demás entidades públicas debían efectuar una auditoría de consumo de energía y establecer un plan de mejora que incluyera medidas de eficiencia energética y adecuación de instalaciones para reducción del consumo al 2022, determinando que la referida auditoría deberá realizarse cada cuatro años, estableciendo además la obligación de implementar FNCER; y moviendo la meta de 2022 a 2026. Adicionalmente las reformas autorizan a las entidades a invertir excedentes por ahorros, en nuevas inversiones o pago de inversiones realizadas; y ordenan a la UPME a determinar la metodología para la línea base de consumo y ahorro estimado.

Se aprobó en **República Dominicana** un decreto dirigido a fomentar una cultura institucional y ciudadana de ahorro energético, que incluye la promoción de prácticas de uso racional de energía. El referido instrumento declara de alta prioridad nacional la implementación de políticas de ahorro y eficiencia energética en todos los órganos de la administración pública bajo dependencia del Poder Ejecutivo, y designa al Ministerio de Energía y Minas como responsable del cumplimiento de esta disposición. El Decreto presenta metas de ahorro, planes estratégicos y operativos, el diseño de una campaña nacional de promoción del ahorro y eficiencia energética, la implementación de fuentes renovables de energía y otras acciones dirigidas a generar un impacto favorable tanto en el medioambiente como en la economía del país.

8. CONVENIOS INTERNACIONALES, COOPERACIÓN, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES

Se firmó en **Brasil** un decreto que amplía las posibilidades de intercambio de energía eléctrica con países fronterizos, mediante la determinación de acciones que apuntan a democratizar el acceso a la energía eléctrica y a descarbonizar la Amazonía. El decreto permitirá la implementación de nuevas formas de contratación para importar energía eléctrica para dar servicio a sistemas aislados y reducir los cargos en la factura del consumidor. Sobre la base de las

nuevas disposiciones se podrán firmar contratos para traer energía limpia y renovable desde Venezuela, desde la planta de Guri, que tiene un rol importante para garantizar energía asequible y sostenible para Roraima.

Guatemala aprobó la adopción de los reglamentos técnicos centroamericanos “Productos eléctricos. Acondicionadores de Aire tipo dividido Inverter, con flujo de refrigerante variable descarga libre y sin ductos de aire. Especificaciones de Eficiencia Energética.” y Productos eléctricos. Acondicionadores de Aire tipo dividido de velocidad fija, descarga libre y sin ductos de aire, Especificaciones de Eficiencia Energética.” para la implementación en el territorio nacional.

A fines de armonizar las exigencias esenciales de seguridad y desempeño para la fabricación, importación y comercialización de los dispositivos sensores de la salida de los productos de la combustión instalados en artefactos para uso doméstico, tomando en consideración las medidas pertinentes para asegurar la protección y satisfacción de los usuarios y adoptar medidas para la protección eficaz de los consumidores contra los riesgos vinculados a la utilización de gas como combustible, **Paraguay** incorporó al ordenamiento jurídico nacional: la Resolución del MERCOSUR Reglamento Técnico MERCOSUR para dispositivos sensores de la salida de los productos de la combustión instalados en artefactos para uso doméstico, que determina los requisitos mínimos, a los fines de su seguridad en el empleo, y los correspondientes métodos de ensayo para verificación del funcionamiento, tanto de los artefactos equipados con dispositivo supervisor de salida de los productos de la combustión, como del funcionamiento de esos dispositivos instalados en cada tipo de artefacto, aplicable a los artefactos de cámara abierta (calefactores de ambiente y calentadores de agua, con salida al exterior de los productos de la combustión), que utilizan gas natural y gases licuados de petróleo; y se debe aplicar en forma conjunta con las normas particulares del artefacto respectivo; y la Resolución del MERCOSUR Reglamento Técnico MERCOSUR para dispositivos sensores de atmósfera instalados en artefactos para uso doméstico, que define los requisitos mínimos, a los fines de su seguridad en el empleo, y los correspondientes métodos de ensayo para la verificación, tanto de los artefactos equipados con piloto sensor de atmósfera, como del funcionamiento de esos dispositivos instalados en cada tipo de artefacto, entendiéndose por piloto sensor de atmósfera un dispositivo de seguridad que actúa produciendo el corte del pasaje de gas al artefacto ante el enrarecimiento de la atmósfera circundante; y el Reglamento Técnico MERCOSUR para calentadores de agua instantáneos de uso doméstico que utilizan gas como combustible, que define los requisitos mínimos y las técnicas de ensayo relativas a la construcción, la seguridad, la utilización racional de la energía y la aptitud para la función, así como la clasificación y el marcado de los aparatos de producción instantánea de agua caliente para uso doméstico provistos de quemadores atmosféricos que utilizan combustibles gaseosos.



7. AVANCES 2024 ALC Y PAÍSES MIEMBROS





Resumen

Panorama Energético 2024

1. SINOPSIS DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ALC DEL AÑO 2024 (PRELIMINAR)

1.1 Datos comparativos de ALC y el mundo



AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

DATOS GENERALES 2024		Unidad	ALC	Mundo
Población		mil hab.	655.10	8,094.66
Participación población ALC respecto al mundo		%	8.09%	
PIB USD PPA		MUSD	12,804,030	171,027,440
Participación PIB USD respecto al mundo		%	7.49%	

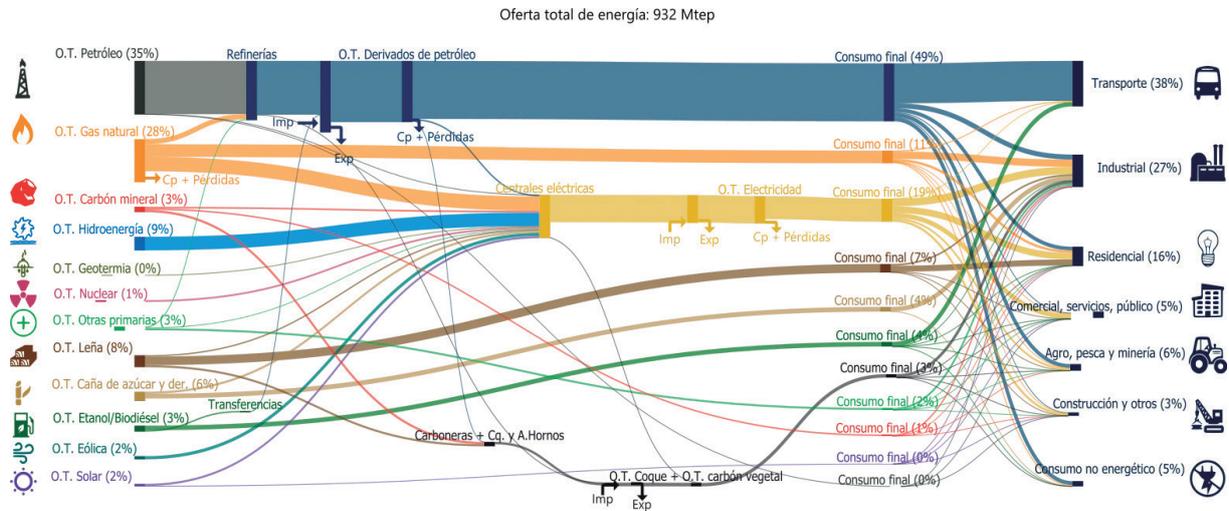
SECTOR ENERGÉTICO 2024				
Participación de renovables en la matriz de energía primaria		%	33.08%	14.40%
Participación de fuentes renovables en la generación eléctrica			69%	30%
Hidroenergía		%	44.74%	14.28%
Solar		%	7.40%	5.53%
Eólica		%	11.60%	7.82%
Biomasa		%	4.08%	2.30%
Geotérmica		%	0.74%	0.30%
Participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica			31%	70%
Gas natural		%	25.02%	22.47%
Carbón		%	1.99%	35.51%
Petróleo y derivados		%	2.47%	2.67%
Nuclear		%	1.97%	9.11%
Participación de ALC en las emisiones totales mundial de CO ₂ e		%	8.2%	
Participación del sector energético de ALC en las emisiones totales mundiales de CO ₂ e		%	4.0%	
Consumo final (Demanda)		Mtep	682	15,364
Participación del consumo final		%	4.44%	
Consumo per capita de electricidad		kWh / hab.	2,345.51	3,748.97
Intensidad energética		tep / mil USD PPA	0.053	0.090
Tasa de electrificación		%	97.37%	91.98%
Población sin acceso a electricidad		millones hab.	17	649
Reservas probadas petróleo		Mbbl	340,074	1,743,008
Participación de reservas probadas petróleo respecto al mundo		%	19.51%	
Reservas probadas gas natural		Gm ³	8,195	188,193
Participación de reservas probadas gas natural respecto al mundo		%	4.35%	
Reservas probadas carbón mineral		Mt	16,065	1,075,273
Participación de reservas probadas carbón mineral respecto al mundo		%	1.49%	

1.2 Balance energético resumido de ALC 2024 (preliminar)

En el diagrama Sankey del balance energético de ALC para el año 2024 (Figura 1), la región es altamente dependiente en su oferta total de energía primaria de los hidrocarburos (petróleo y gas natural) con una participación en conjunto del 63%, mientras que las otras fuentes como el carbón mineral, la nuclear, la biomasa, la geotermia y las energías renovables directas (hidráulica, eólica y solar), presentan porcentajes de participación, relativamente bajos. Los tres sectores de mayor consumo final de energía son transporte, industrial y residencial.



Figura 1. Balance energético resumido de ALC, año 2024 (preliminar)



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

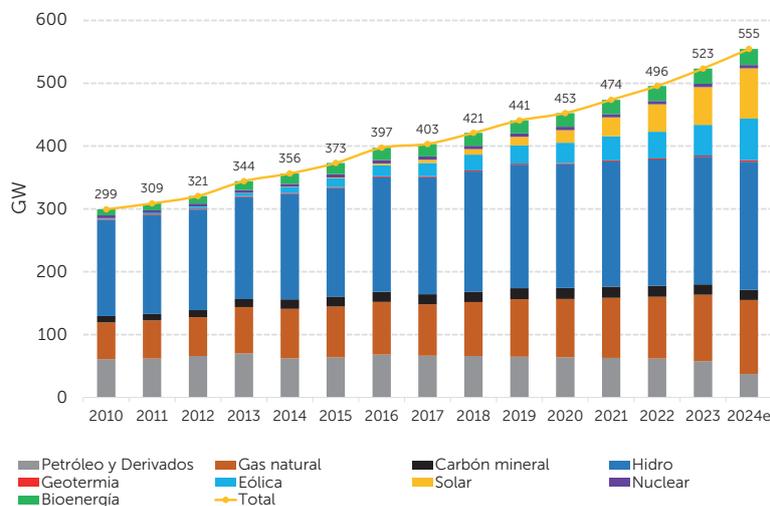
2. PANORAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO DE ALC

2.1 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

Respecto a la evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica de ALC, se observa en los últimos años, una expansión importante del parque generador eólico, solar fotovoltaico y de centrales a gas natural y la reducción de las térmicas que consumen derivados de petróleo.

En el 2024 se instalarán 17 GW de generación eólica, 20 GW de solar fotovoltaica, 1 GW de hidroeléctricas, 1 GW de geotérmicas, 1 GW de centrales a bioenergía y 12 GW de centrales a gas natural. En cambio, se retirarán 20 GW de centrales a petróleo y derivados y a carbón mineral. En términos absolutos, Brasil y México lideran en la instalación de eólicas y fotovoltaicas, pero en términos relativos, se debe destacar el aporte de países como Chile con fotovoltaicas, Uruguay y Costa Rica con eólicas y Argentina con centrales a gas natural. En total el incremento de capacidad instalada en la región será de un 6% en el último año. Ver Figura 2.

Figura 2. Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente - ALC

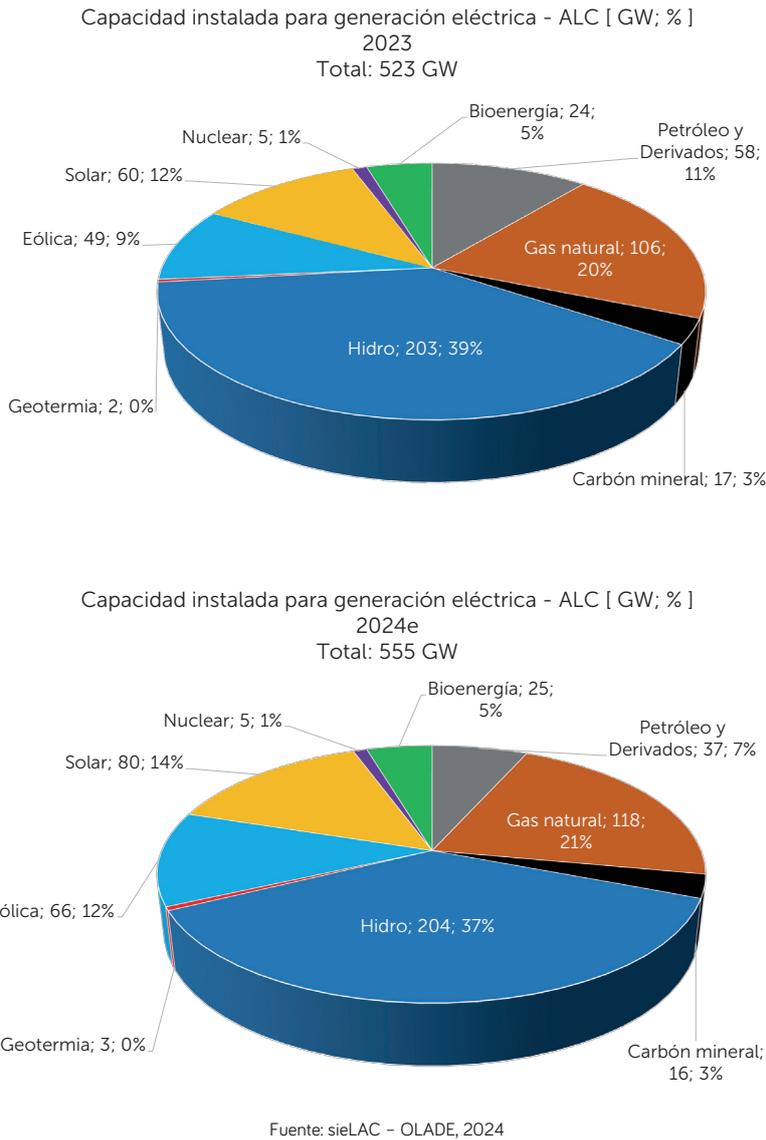


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

2.2 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica por fuente, 2023 y 2024

En términos estructurales, en el 2024, las fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica y la solar al igual que el gas natural ganarán participación en el parque generador de ALC, desplazando a los derivados de petróleo. Ver Figura 3.

Figura 3. Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica por fuente, 2023 y 2024

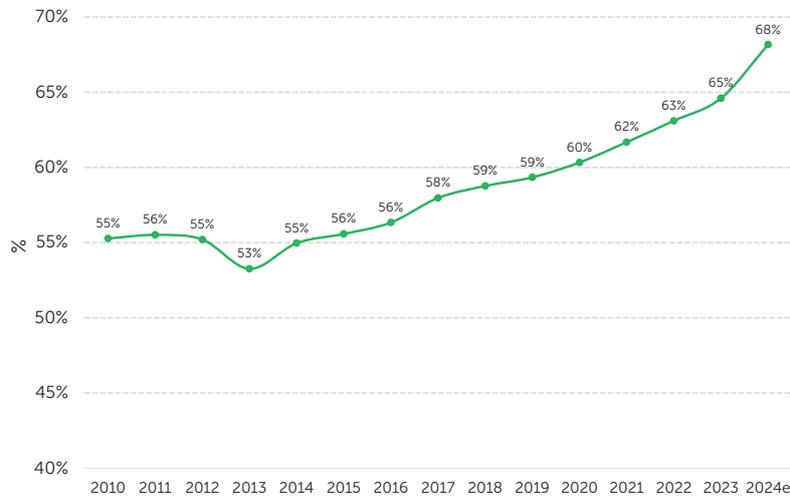


2.3 Evolución del índice de renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica

Continuando con la tendencia histórica de los últimos años, principalmente a partir de la firma del Acuerdo de París en 2015 y la mayor implementación de políticas de transición energética en la región, el índice de renovabilidad del parque generador se incrementará en tres puntos porcentuales en el 2024, como se observa en la Figura 4. Es decir, el año 2024 concluirá con un 68% de energías renovables.



Figura 4. Índice de renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica

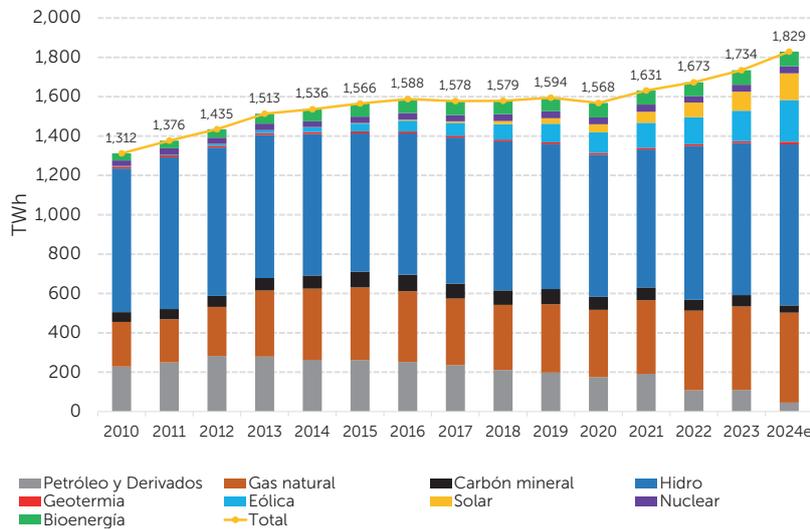


Fuente: sieLAC – OLADE, 2024

2.4 Evolución de la generación eléctrica por fuente

De manera consistente con la evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica, la producción de electricidad en ALC, presenta en los últimos años, una mayor participación de las fuentes renovables no convencionales como la eólica y solar fotovoltaica y de generación térmica con gas natural, en detrimento del uso de combustibles derivados del petróleo, como se observa en la Figura 5.

Figura 5. Generación eléctrica por fuente - ALC

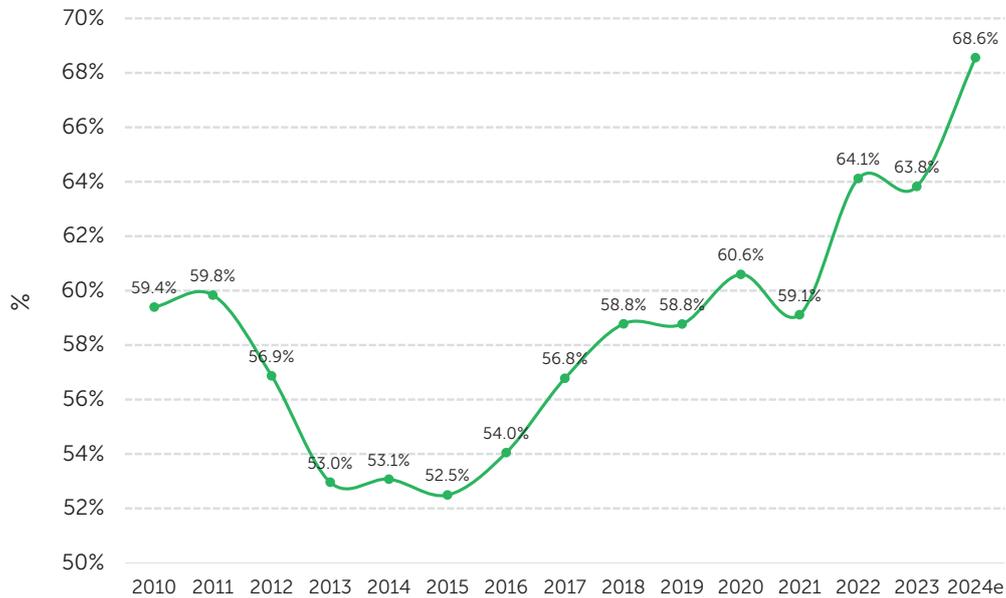


Fuente: sieLAC – OLADE, 2024

2.5 Evolución del índice de renovabilidad de la generación eléctrica por fuente

La participación de las fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica, al igual que en el parque generador, continuará en ascenso, mejorando en el 2024 en casi cinco puntos porcentuales. Esto se debe principalmente a la importante expansión de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas. Ver Figura 6.

Figura 6. Evolución del índice de renovabilidad de la generación eléctrica

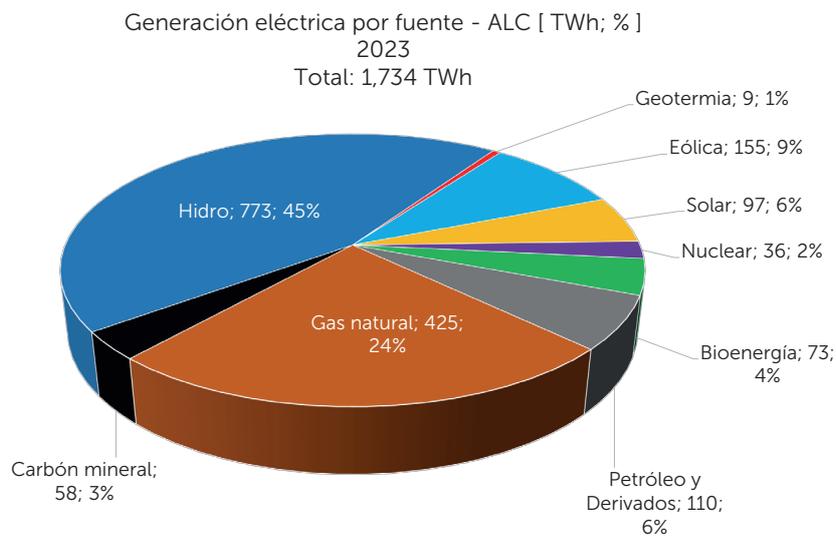


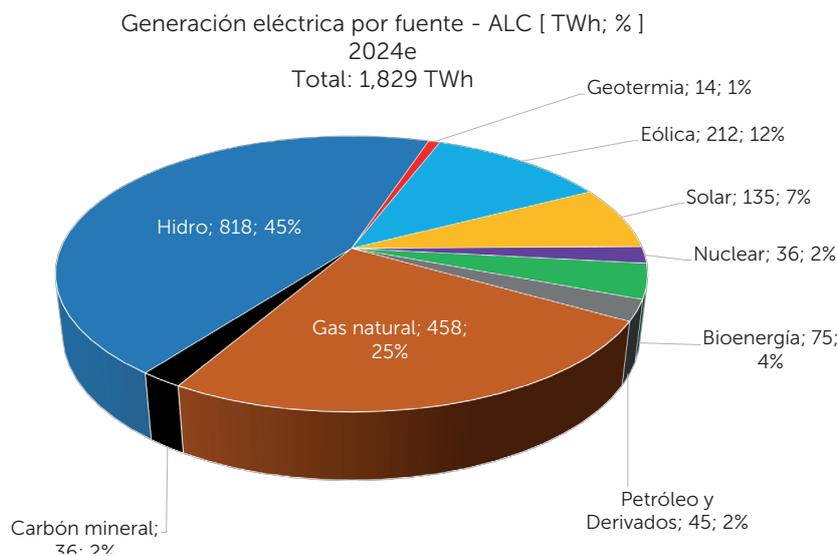
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

2.6 Estructura de la generación eléctrica por fuente, 2023 y 2024

En el año 2024, la generación de electricidad se incrementará en un 5.5%, con una mayor participación de la generación con gas natural que crecerá en un punto porcentual, la eólica en tres puntos porcentuales y la solar fotovoltaica en un punto porcentual, como se observa en la Figura 7, la hidroenergía mantendrá su participación, mientras que los derivados de petróleo la reducirán.

Figura 7. Estructura de la generación eléctrica por fuente, 2023 y 2024



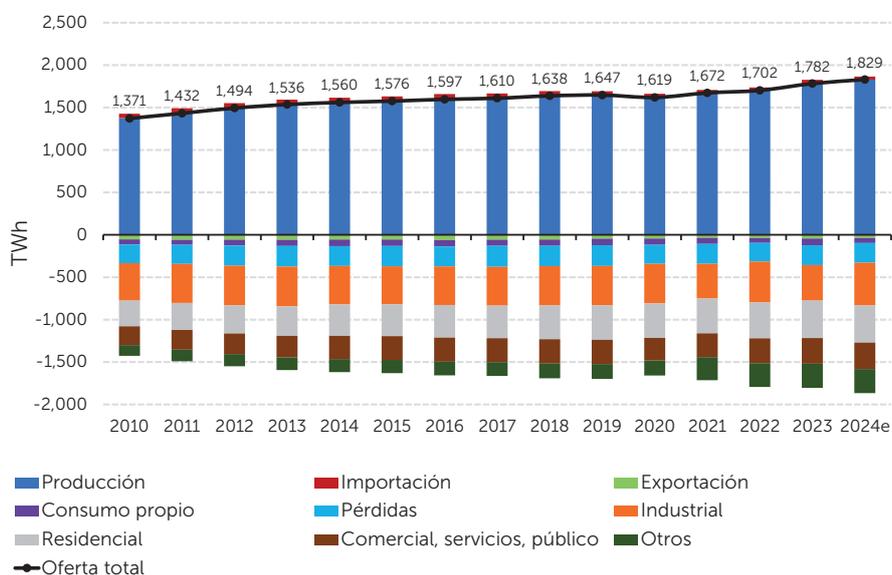


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

2.7 Evolución del balance de electricidad

La mayor cobertura eléctrica y demanda de electricidad en sectores de consumo final, generará en el 2024 un incremento del 2.6% en la oferta total de esta fuente.

Figura 8. Balance de electricidad en ALC

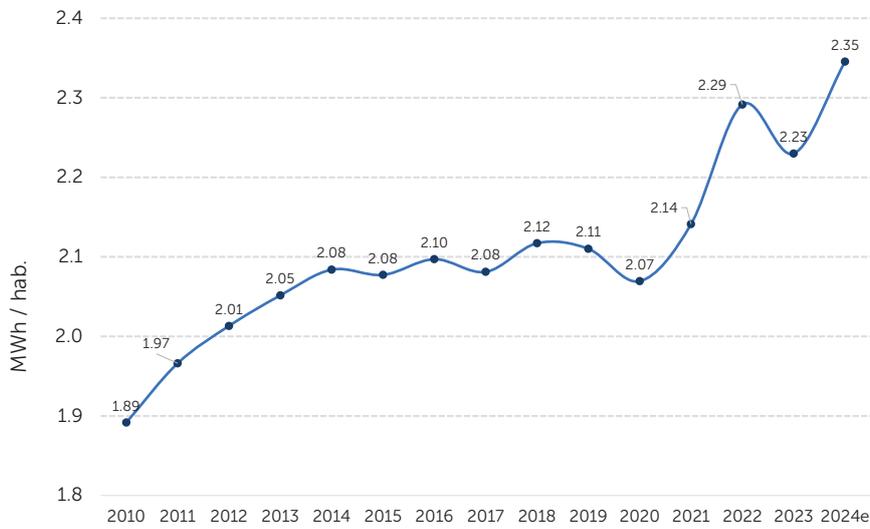


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

2.8 Evolución del consumo de electricidad per cápita

A pesar del incremento de la cobertura eléctrica y la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final, el indicador de consumo de electricidad per cápita alcanzará en 2024 2.35 MWh / hab., luego de una leve caída en el año 2023, como se observa en la Figura 9.

Figura 9. Consumo de electricidad per cápita en ALC

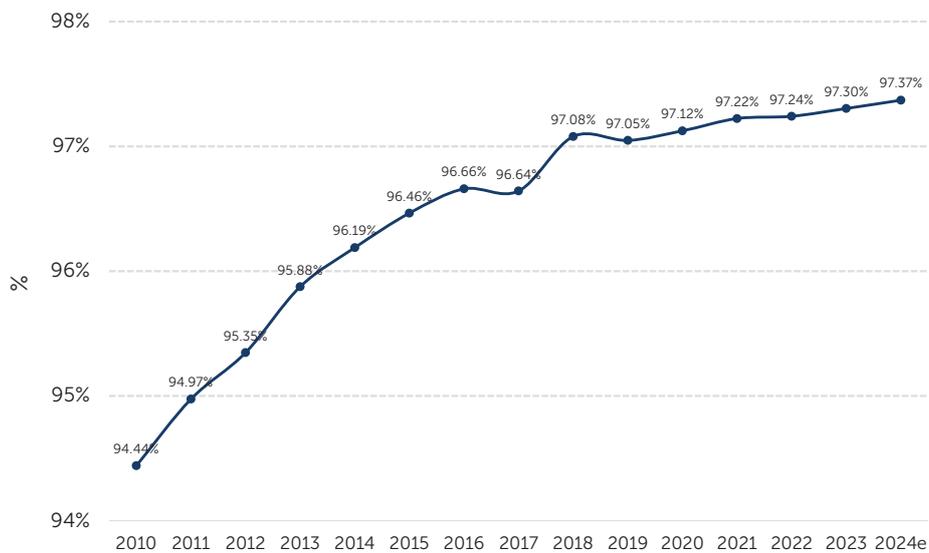


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

2.9 Evolución de la cobertura eléctrica

La cobertura eléctrica en la región de ALC mantendrá una trayectoria ascendente en términos relativos, alcanzando en el 2024 el 97.37%. Sin embargo, en términos absolutos y dado el crecimiento de la población, al 2024 se registrarán 17 millones de personas sin acceso a la electricidad.

Figura 10. Índice de cobertura eléctrica



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

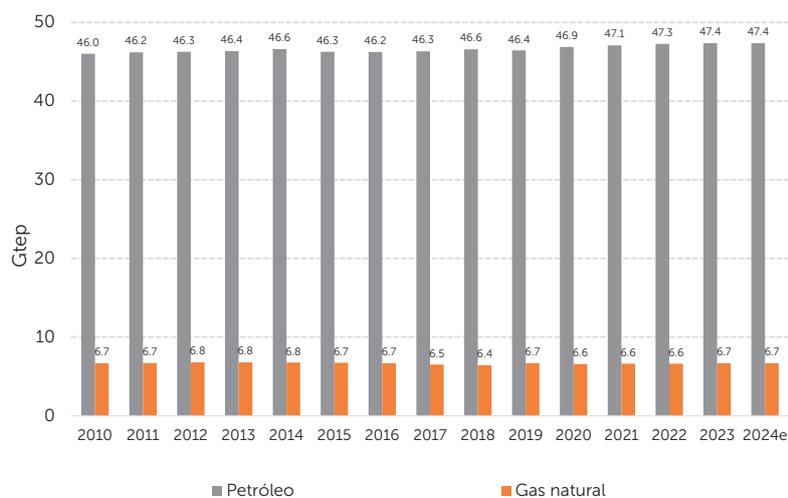


3. PANORAMA DEL SECTOR HIDROCARBUROS DE ALC

3.1 Evolución de las reservas de petróleo y gas natural

América Latina y el Caribe se destaca por disponer de una de las mayores reservas de petróleo crudo a nivel mundial, concentradas en un gran porcentaje en Venezuela (89%), mientras le siguen con amplia diferencia países como Brasil (5%), Guyana (3%), México (2%) y Argentina (1%). Las reservas probadas de gas natural se distribuyen principalmente entre Venezuela (66%), Brasil (6%), Argentina (5%), Guyana (4%), México (4%), Trinidad y Tobago (4%) y Bolivia (3%). El 8% restante se reparte entre otros 7 países de la región.

Figura 11. Evolución de las reservas probadas de petróleo y gas natural en ALC

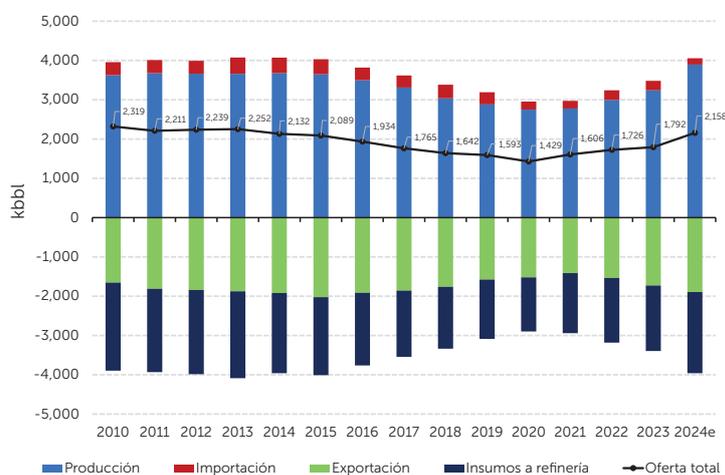


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

3.2 Evolución del balance de petróleo y gas natural

La producción de petróleo crudo de la región ha tenido un período de declive entre 2015 y 2020 debido a la reducción en la producción petrolera de Venezuela, sin embargo, en los últimos cuatro años se observa una recuperación de este rubro, debido al incremento en la producción en países como Argentina, Brasil, México y sobre todo Guyana que inició la explotación petrolera a partir del 2020. En cuanto a la oferta total interna de esta fuente, ha seguido una tendencia similar a la producción, aunque su crecimiento ha sido más moderado, debido a que la mayor parte de la producción regional está destinada a la exportación. Ver Figura 12.

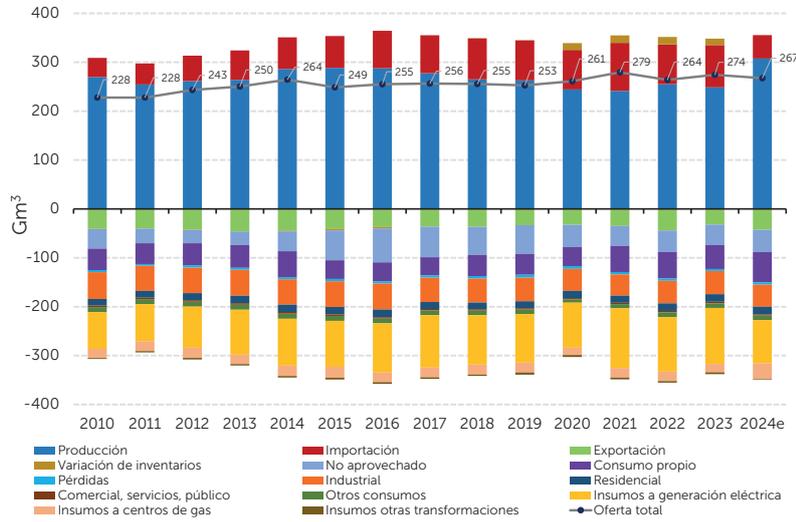
Figura 12. Balance de petróleo en ALC



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

La oferta total interna de gas natural se ha mantenido en valores muy estables durante la última década, esperándose un ligero incremento en 2024, debido a la expansión del parque generador de centrales de generación eléctrica a gas natural y el incremento de la producción en países como Argentina, Brasil y México.

Figura 13. Balance de gas natural en ALC

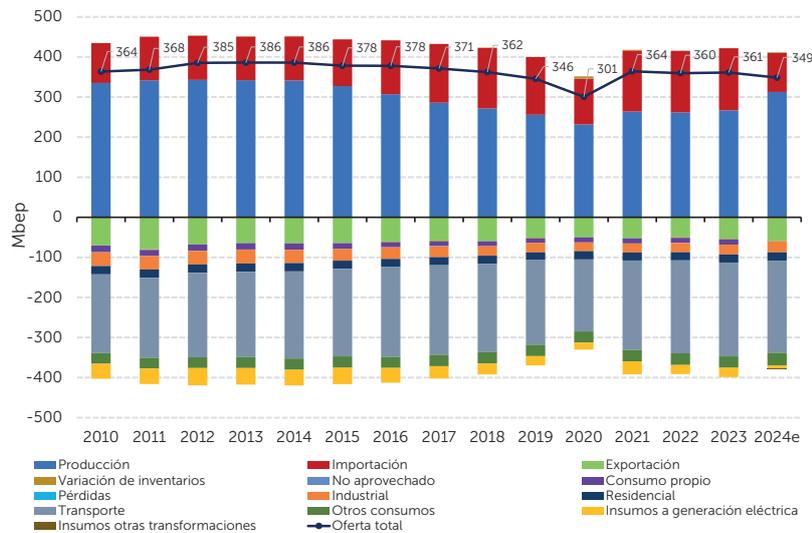


Fuente: sieLAC – OLADE, 2024

3.3 Evolución del balance de derivados de petróleo

Entre 2010 y 2017, la oferta y demanda de derivados de petróleo en la región se mantuvo en valores casi constantes. Luego de una reducción por efectos de la pandemia en el 2020, se recuperó en el 2021 y a partir de entonces se evidencia una ligera tendencia a la baja que se mantendrá hasta el 2024. En términos generales, entre 2010 y 2024 existirá una reducción neta en la oferta total de derivados de petróleo en la región. Esta tendencia se mantendrá a futuro, por la mayor presencia de fuentes renovables y el gas natural. Ver Figura 14.

Figura 14. Balance de derivados de petróleo en ALC



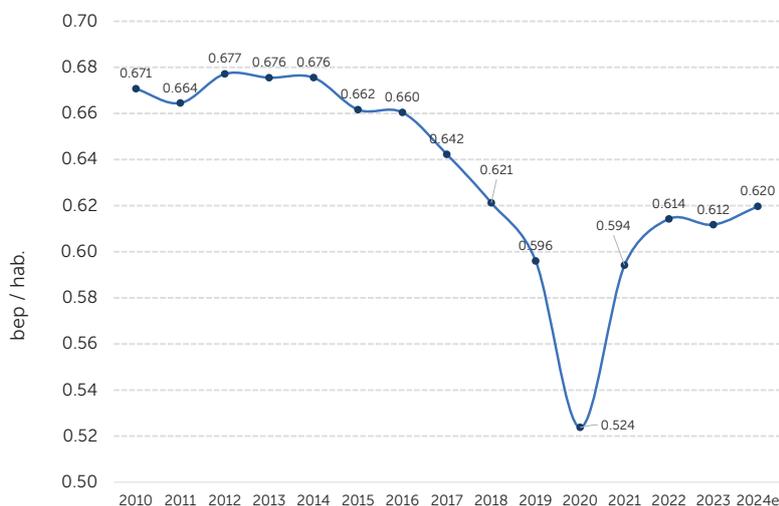
Fuente: sieLAC – OLADE, 2024



3.4 Evolución del consumo de hidrocarburos per cápita

Luego del descenso por efectos de la pandemia en el 2020, el consumo per cápita de hidrocarburos se ha mantenido prácticamente constante y con muy ligeras variaciones en los últimos tres años, pero con valores inferiores a los que se reportaron hasta el 2016, como se muestra en la Figura 15.

Figura 15. Consumo de hidrocarburos per cápita en ALC



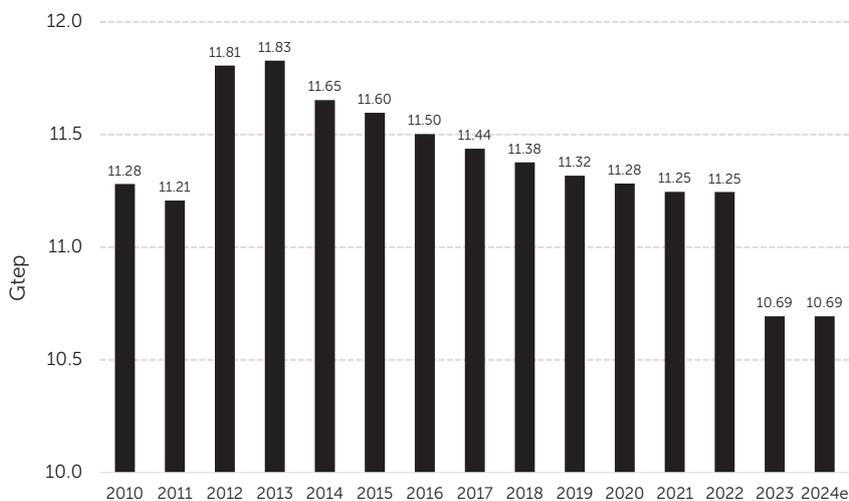
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

4. PANORAMA DEL CARBÓN MINERAL DE ALC

4.1 Evolución de las reservas de carbón mineral

Las reservas probadas de carbón mineral en ALC, se concentran principalmente en Brasil (43%), Colombia (33%), Venezuela (10%) y México (8%). El 6% restante se distribuye en otros 6 países de la región. El descenso de los dos últimos años, obedece principalmente a la revisión de sus reservas probadas realizada por Colombia. Ver Figura 16.

Figura 16. Reservas de carbón mineral en ALC

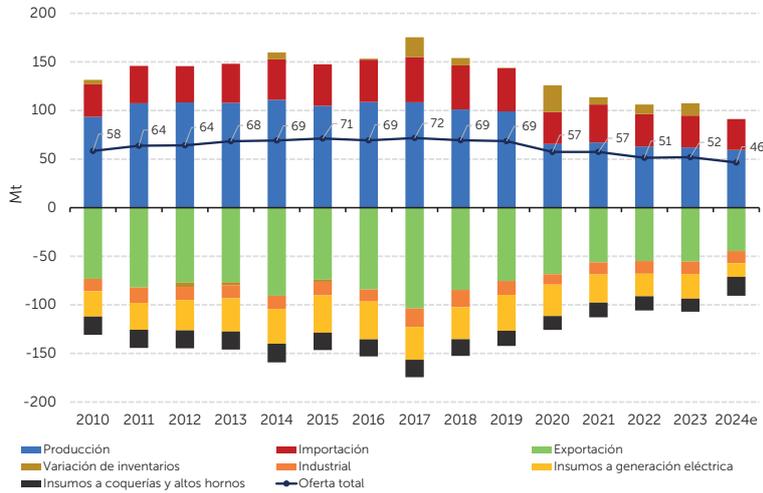


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

4.2 Evolución del balance de carbón mineral

Los mayores productores de carbón mineral en ALC son Colombia, México, Brasil y Venezuela, siendo Colombia el mayor exportador a nivel regional. A partir del 2017, la producción y oferta, han sufrido una contracción ocasionada por la caída de las exportaciones y la reducción de la participación de las termoeléctricas en la matriz de generación eléctrica. Ver Figura 17.

Figura 17. Balance de carbón mineral en ALC



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

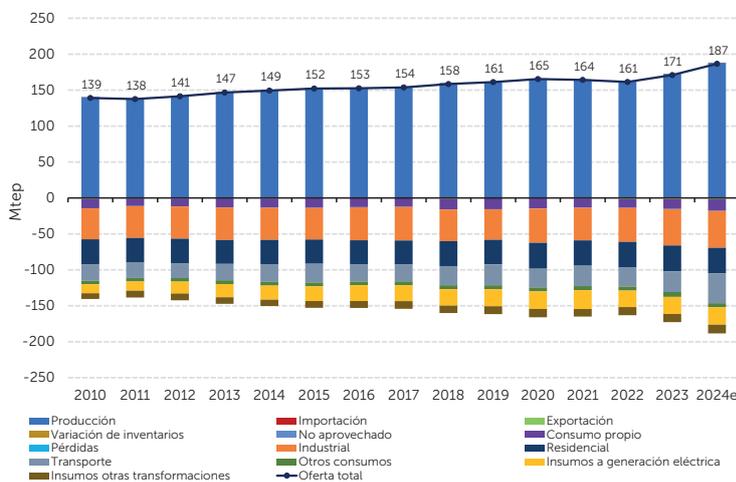
5. PANORAMA DE LA BIOENERGÍA DE ALC

5.1 Evolución del balance de bioenergía

ALC, registra un alto índice en la producción y consumo de bioenergía, que agrupa leña, bagazo de caña, biogás, carbón vegetal, biocombustibles líquidos y residuos de origen orgánico. Entre estas fuentes destaca la leña por su alto consumo en algunos países de la región. En cuanto a los biocombustibles líquidos como el etanol y el biodiésel, su producción y consumo está concentrada principalmente en Brasil, Argentina y Colombia y su consumo se ubica en mayor porcentaje en el sector transporte, generalmente en mezcla con derivados del petróleo como la gasolina y el diésel, aunque Brasil sí registra consumos de etanol carburante puro en este sector.

En el año 2024, se espera un importante incremento del 9.4% en la demanda y oferta de bioenergía, que corresponde principalmente a biocombustibles modernos como el etanol y el biodiésel.

Figura 18. Balance de bioenergía en ALC



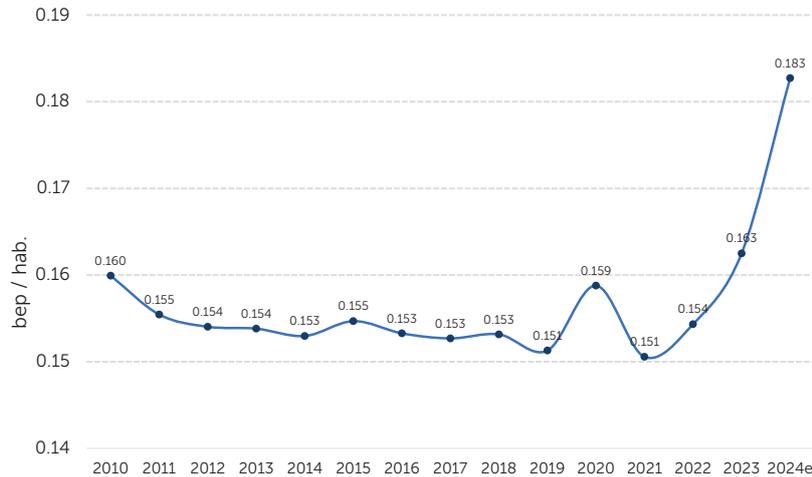
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



5.2 Evolución del consumo de bioenergía per cápita

Debido principalmente al alto crecimiento de la demanda de biocombustibles líquidos en Brasil y en relación con el crecimiento de la población, el consumo de bioenergía per cápita en ALC muestra un incremento continuo en los últimos 3 años. Ver Figura 19.

Figura 19. Consumo de bioenergía per cápita en ALC



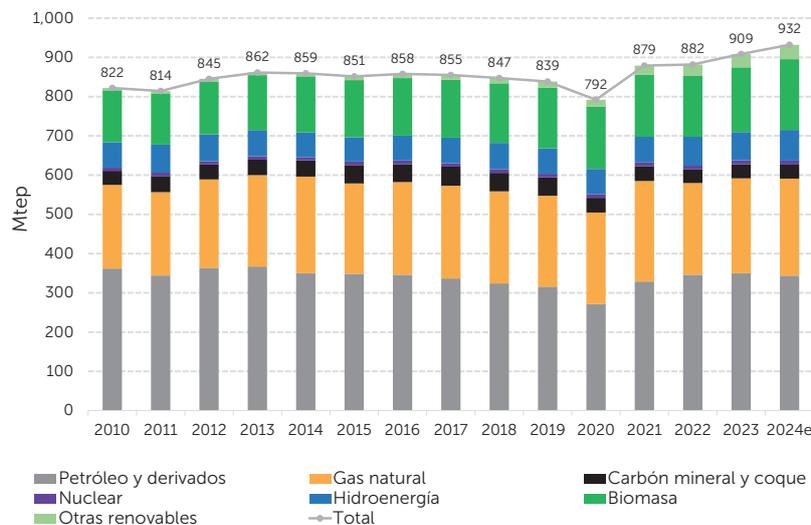
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

6. EVOLUCIÓN DE LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA EN ALC

6.1 Evolución de la oferta total por fuente

En la evolución de la oferta total de energía de ALC durante la última década, destaca el incremento del gas natural y las fuentes de energía renovable, y por otra parte, la reducción en la oferta de petróleo y sus derivados. En el 2024, la oferta total de energía de ALC experimentará un crecimiento de 2.5%. Ver Figura 20.

Figura 20. Oferta total de energía en ALC por fuente

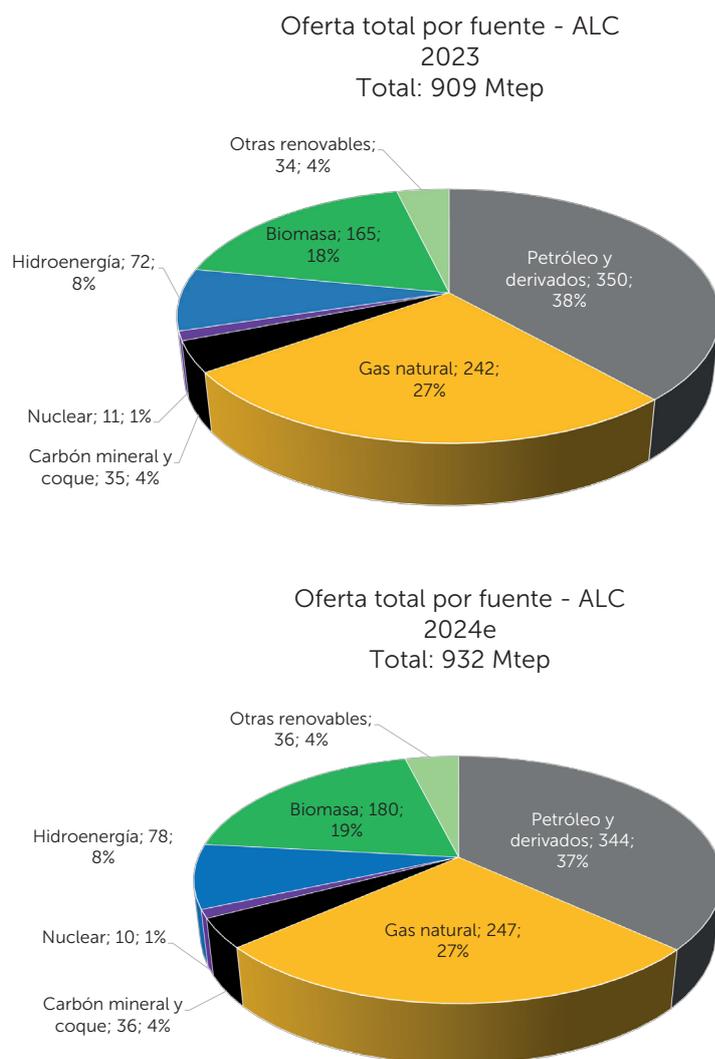


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

6.2 Estructura de la oferta total de energía, 2023 y 2024

En el 2024, a pesar de su incremento en valores absolutos, el gas natural, la hidroenergía y las otras renovables (eólica, solar y geotermia), mantendrán su participación porcentual en la matriz de oferta total de energía, mientras que la biomasa registrará un ligero incremento de un punto porcentual y el petróleo y derivados una reducción. Ver figura 21.

Figura 21. Estructura de la oferta total de energía en ALC por fuente



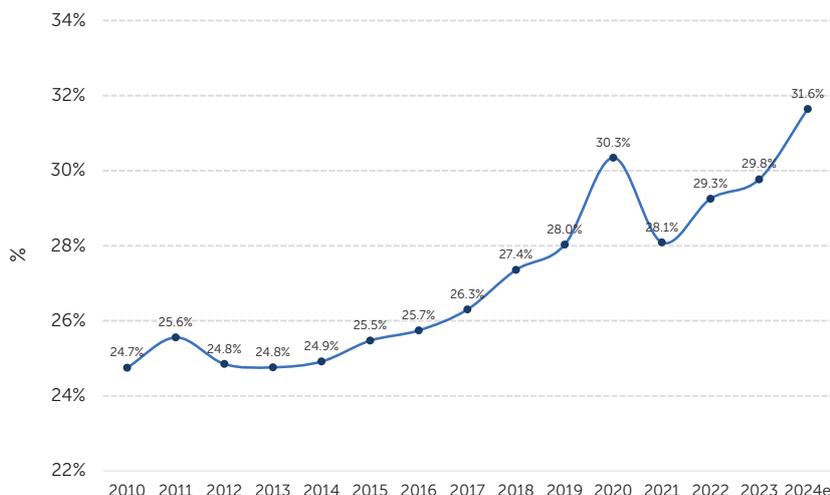
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

6.3 Evolución del índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

En la Figura 22, el índice de renovabilidad de la oferta total de energía ha mantenido una tendencia al alza durante la última década, debido principalmente al incremento en la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz de generación eléctrica. Este indicador muestra la relación entre la oferta de fuentes renovables de energía y la oferta total de energía.



Figura 22. Índice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

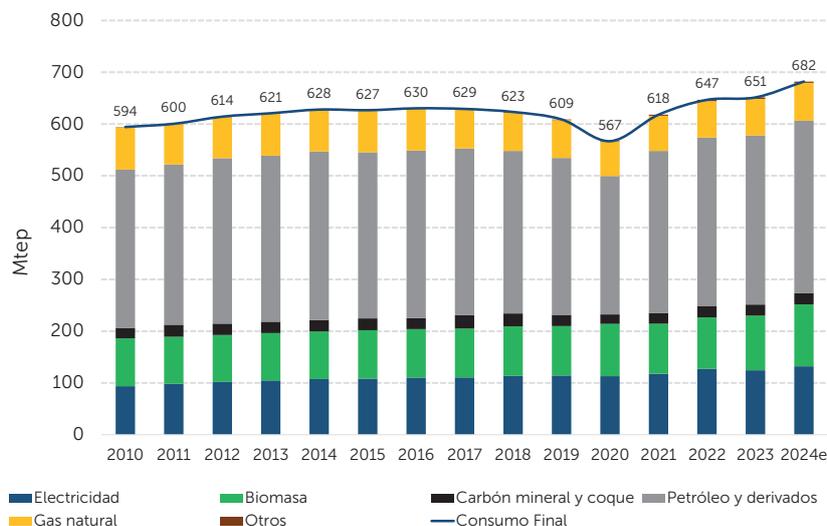
7. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE DE ALC

7.1 Evolución del consumo final de energía por fuente

A partir de la contracción del 2020, ocasionada por la pandemia del COVID 19, el consumo final de energía en ALC ha venido experimentado un crecimiento continuo gracias a la recuperación económica de los países, con un aumento esperado de 4.8% en 2024.

En la matriz de consumo final de energía, los hidrocarburos (gas natural y derivados de petróleo), representan más del 60% del total, condición que se ha mantenido casi invariante durante la última década. Le siguen en importancia la electricidad con una participación del 19% y la biomasa con una participación de alrededor del 14%. La biomasa está principalmente representada por la leña, el bagazo de caña y los biocombustibles líquidos.

Figura 23. Consumo final de energía por fuente

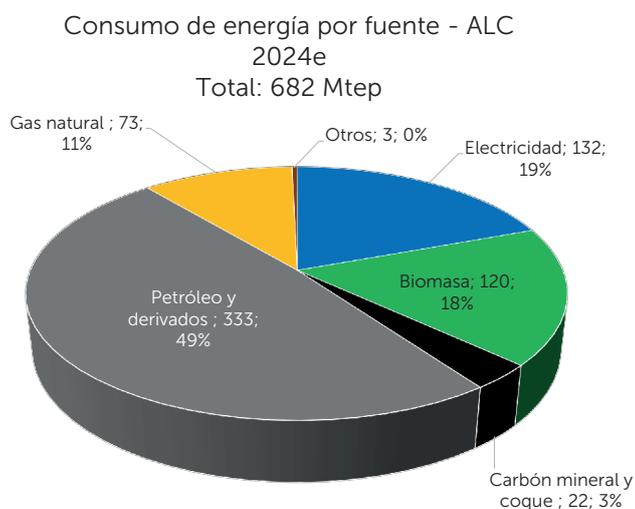
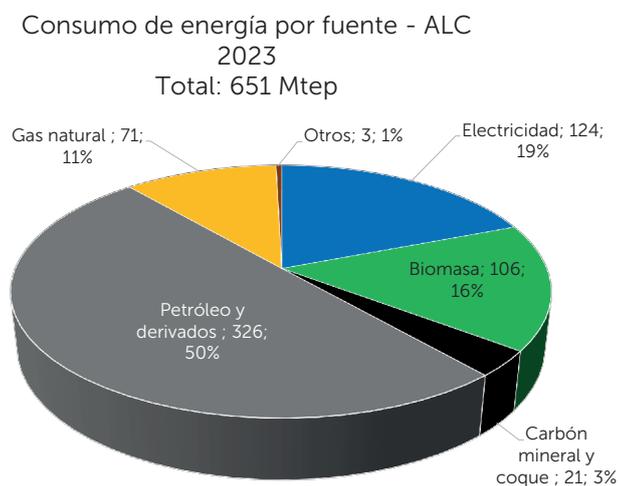


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

7.2 Estructura del consumo final de energía, 2023 y 2024

El año 2024, la matriz de consumo final de energía no sufrirá variaciones importantes en su estructura, destacándose el incremento de la biomasa en dos puntos porcentuales debido al mayor consumo de biocombustibles líquidos. Ver Figura 24.

Figura 24. Estructura del consumo final de energía, 2023 y 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

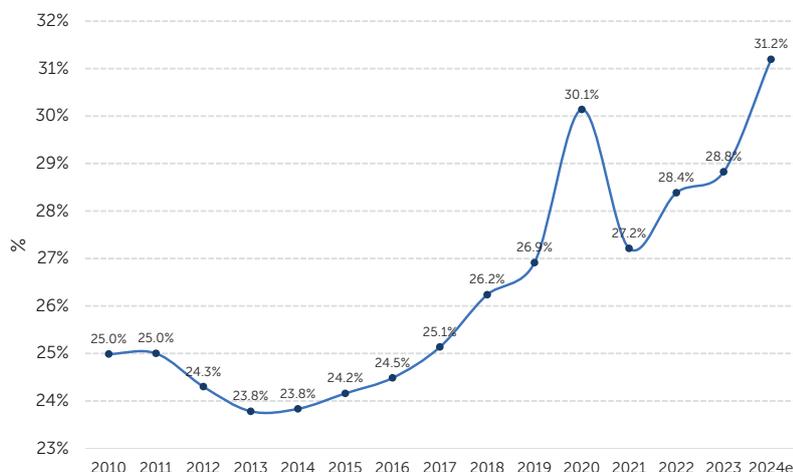
7.3 Evolución del índice de renovabilidad del consumo final de energía

El índice de renovabilidad del consumo final de energía se refiere a la relación entre el consumo de fuentes de energía renovable (principalmente la biomasa) más la parte que se considera renovable de la electricidad y el consumo total de energía. La parte renovable de la electricidad se calcula multiplicando el consumo total de electricidad por el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica.

Este indicador presenta una tendencia al alza durante la última década debido a la mayor participación de la electricidad (de origen renovable) y los biocombustibles modernos en la matriz de consumo final de energía.



Figura 25. Índice de renovabilidad del consumo final de energía



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

8. OTROS INDICADORES DE ALC

8.1 Evolución de la intensidad energética

La intensidad energética de la región (consumo final de energía / PIB PPA) muestra entre 2010 y 2020 una clara tendencia a la baja. Entre 2020 y 2022 crece debido a la recuperación económica post pandemia y a partir de allí vuelve a decrecer para mostrar un ligero incremento en el último año. Pese a esta intermitencia de los datos, entre 2010 y 2024 hay un decrecimiento neto del indicador, lo que se puede interpretar como una mejora en la eficiencia energética en los sectores de consumo final ocasionada por la mayor tasa de electrificación de los usos finales y a los diferentes programas de uso racional y eficiente de la energía que se ha venido implementado en la región. Ver Figura 26.

Figura 26. Intensidad energética de ALC

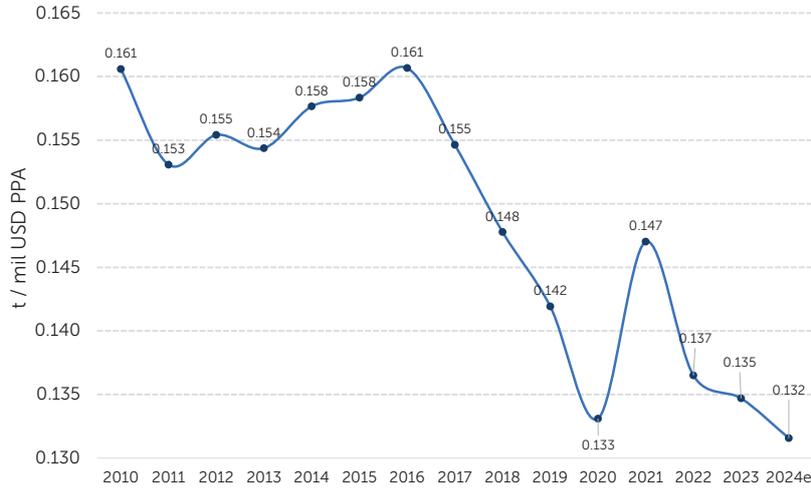


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

8.2 Evolución de la intensidad de emisiones de CO₂

En concordancia con la mejora en el índice de renovabilidad de la oferta total de energía que se ha producido en la última década, la intensidad de emisiones de CO₂ en ALC, presenta una tendencia decreciente durante este período.

Figura 27. Intensidad de emisiones de CO₂ de ALC

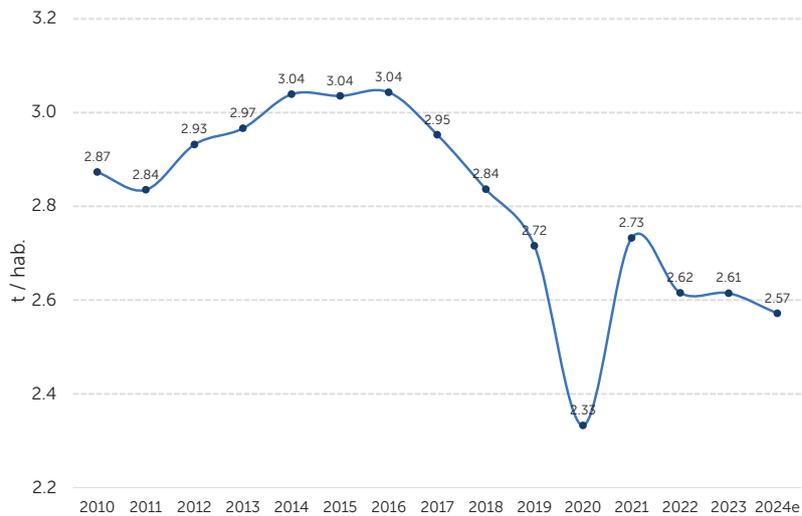


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

8.3 Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita

Por los mismos motivos que justifican la tendencia del indicador anterior, las emisiones per cápita de CO₂ de ALC presentan una tendencia a la baja en la última década.

Figura 28. Emisiones de CO₂ per cápita de ALC



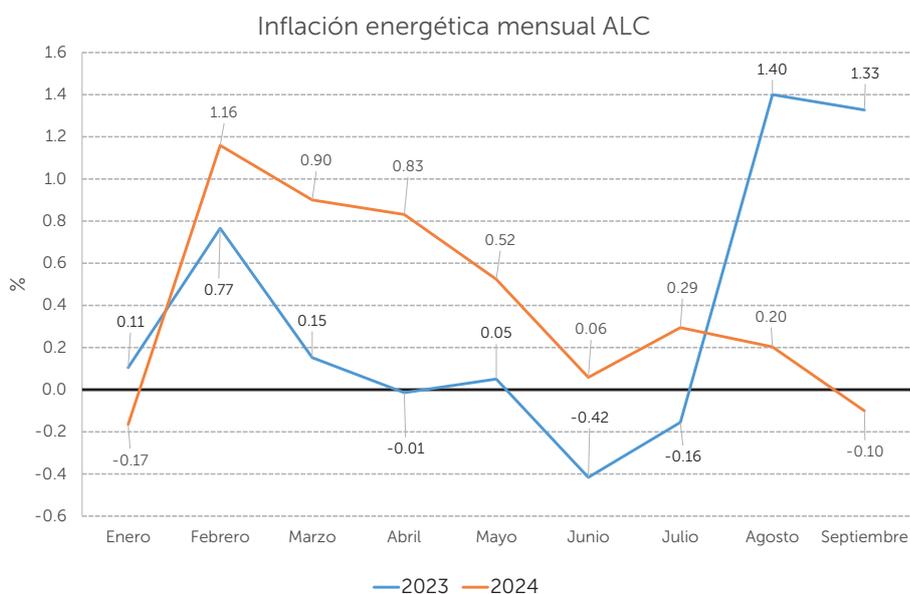
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



8.4 Inflación Energética Mensual de América Latina y el Caribe (IE-LAC)

Desde mayo de 2024, OLADE publica el Indicador de Inflación Energética para América Latina y el Caribe (IE-LAC), el cual permite evaluar las tendencias energéticas en la región para entender el comportamiento de los mercados de energía. En forma general, la inflación energética mensual presenta un comportamiento muy irregular, esto en razón de que es muy sensible a la alta volatilidad del precio del petróleo y sus derivados; componente con una alta participación en la canasta energética.

La inflación energética mensual durante el 2024, como se muestra en la Figura, presenta una tendencia descendente, que inicia en febrero con un 1.16% y avanza hasta julio con un 0.29%; muy similar a la del año 2023, que cae desde 0.77% a un -0.16% entre febrero y julio. A partir de agosto, se aprecia una diferente tendencia en relación al 2023, ya que mientras que en el año anterior experimenta un alto crecimiento, debido principalmente a que el precio del petróleo escaló desde los 75 USD hasta los 94 USD por barril entre junio y septiembre; en el 2024 se mantuvo la tendencia a la baja alcanzando un efecto de deflación en septiembre con una cifra de -0.10%, debido principalmente a que el precio del petróleo ha venido cayendo desde 89 USD en abril a 73 USD por barril en septiembre de 2024.



Fuente: sieLAC – OLADE, 2024



Eventos Relevantes

(enero a junio 2024)

1. INSTITUCIONAL

La Agencia Internacional de Energía (AIE) firmó con el gobierno de **Brasil** el Plan de Trabajo para Acelerar la Transición Energética en la nación sudamericana, programa que guiará la cooperación y las actividades bilaterales entre la AIE y Brasil en el período 2024-2025, fortaleciendo el apoyo a la presidencia brasileña de la COP30 en 2025. En el referido instrumento se describen las áreas prioritarias de cooperación en el marco de una transición energética justa e inclusiva, y se proponen actividades que incluyen talleres, diálogos técnicos, consultas, informes, sesiones de formación y fortalecimiento de capacidades, entre otras. Por otra parte, en cumplimiento de los compromisos asumidos en materia de transparencia e innovación el MME de Brasil lanzó un nuevo Portal de Datos Abiertos que permite a los usuarios acceder a información almacenada y sistematizada de los sectores de energía y minerales.

El Ministerio de Ciencia, Energía, Telecomunicaciones y Transporte (MSETT) de **Jamaica**, con el apoyo del BID y la USAID, desarrolló el Plan Nacional de Reducción de Pérdidas de Electricidad, instrumento de planificación que presenta una estrategia integral para abordar el robo de electricidad. En 2023, las pérdidas en Jamaica totalizaron el 27.8%, y de estas el 80% se atribuyeron al robo, y el 20% restante a pérdidas técnicas. La estrategia describe 10 iniciativas clave para combatir este tipo de pérdidas no técnicas.

La Secretaría de Energía de **México** publicó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038 (PRODESEN), herramienta clave de políticas públicas que detalla la planificación del Sistema Eléctrico Nacional para los próximos quince años, en consonancia con el Plan Nacional de Desarrollo, reflejando los principales objetivos de la política energética del gobierno. El PRODESEN incorpora, principalmente, los elementos más relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas, de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y del Programa de las Redes Generales de Distribución, y define la infraestructura eléctrica a desarrollar en los próximos años.

Panamá realizó el lanzamiento oficial de la Hoja de Ruta de la Digitalización del Sector Eléctrico, documento desarrollado sobre la base de los lineamientos establecidos en la Agenda de Transición Energética (ATE), y enfocado en la capacidad de tratamiento y análisis de datos, como eje central del nuevo modelo del sector eléctrico. Su objetivo fundamental radica en mejorar la calidad del servicio eléctrico, a través de la implementación de sistemas digitales de monitoreo y control, así como la autonomía y capacidad de restauración de las redes de distribución y la transmisión con mayor incorporación de equipos y sistemas de inteligencia. Entre las metas, se prevé que para el año 2030 al menos el 80% de la red eléctrica de media y baja tensión cuente con sistemas avanzados digitales de monitoreo y control con respecto al 2023; y que para el año 2035, al menos el 10% de las subestaciones de transmisión y el 30% de las de distribución aumenten su autonomía y capacidad de restauración de las redes de transmisión y distribución incorporando equipos y sistemas avanzados de inteligencia artificial en comparación al 2023. Adicionalmente, se presentó la nueva Plataforma de Digitalización y Homologación de Trámites de Generación Distribuida, desarrollada con el apoyo del BID y dirigida a brindar una infraestructura tecnológica de vanguardia, que contribuya a facilitar los trámites de Generación Distribuida (GD) y la digitalización de procesos.

2. HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

En marzo de 2024, **Brasil** reportó una producción total de petróleo y gas natural, de 4.262 millones de barriles de petróleo equivalente por día (Mbep /día). Según datos de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), la producción de petróleo creció un 7.7% respecto al mismo período de 2023, mientras que la producción de gas tuvo un aumento del 3.9%. Los campos del Presal siguen liderando la producción brasileña, en marzo se produjeron 3 Mbep / día, lo que corresponde al 78.6% del total. El campo Tupi, en la Cuenca de Santos, fue el mayor productor del mes, registrando: 787.70 kbbl/día de petróleo y 39.16 millones de m³/día de gas natural.

Ecuador informó que, el Estado se beneficiará con una inversión adicional USD 163 millones, debido a la extensión del contrato de operación en el bloque 62-Tarapoa, hasta el 31 de diciembre de 2040, ubicado en el cantón Cuyabeno, provincia de Sucumbíos. La prolongación del contrato del Bloque 62 generará, además, ingresos a largo plazo aproximados por USD 969 millones que representan una renta petrolera del 77% de los rubros generados en el Bloque Tarapoa; y una producción total acumulada superior a los 42 millones de barriles. El contrato modificatorio



contempla la perforación de 21 pozos de desarrollo, un pozo exploratorio, dos pozos de avanzada, 42 trabajos de reacondicionamiento de pozos y actividades adicionales en facilidades de producción, telecomunicaciones, seguridad industrial, seguridad medio ambiente, seguridad física entre otros.

Según datos de la Administración de Información Energética (EIA), la producción de petróleo en el bloque offshore Stabroek en **Guyana** aumentó de 380 mil barriles por día (bpd) en octubre de 2023 a 560 mil bpd en enero de 2024. Cabe destacar que, en abril de 2024, la producción alcanzó los 600 kbbl / día. El crecimiento de la oferta se atribuye al desarrollo del campo Payara iniciado en otoño de 2023 con Prosperidad, el buque flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). Embarcaciones similares están ahora en operación en el campo petrolero Liza, que también se encuentra dentro de los límites del bloque Stabroek: la FPSO Liza Destiny y la FPSO Liza Unity se pusieron a trabajar en los pozos Liza-1 y Liza-2 en diciembre de 2019 y febrero de 2022, respectivamente. Mientras tanto, para 2025-2026 Guyana planea lanzar la producción en los campos Yellowtail y Uaru para llevar el suministro de petróleo hasta y por encima de 1 millón de bpd.

En mayo de 2024, los descubrimientos de petróleo crudo en **Suriname** alcanzaron un incremento de aproximadamente 2.400 millones de barriles en reservas. Adicionalmente se informó que la nación sudamericana posee unos 12.5 billones de pies cúbicos en reservas de gas natural. El proyecto más cercano a la producción comercial es un descubrimiento realizado por Petronas con su socio Exxon, en dos bloques. Se estima que la producción de este proyecto podría comenzar a una tasa de procesamiento diaria de 100,000 barriles. También se informaron otros descubrimientos realizados por TotalEnergies y APA Corp que avanzan hacia su aprobación. Se espera que TotalEnergies tome la decisión final de inversión en su proyecto, en el Bloque 58, a finales de 2024, con miras al inicio de la producción en 2028. En total se han realizado en Suriname nueve descubrimientos en alta mar en los últimos seis años.

2.2 Petróleo y derivados

En **Brasil**, por primera vez desde la creación de Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa estatal vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME), un cargamento de petróleo procedente de la Unión fue vendido directamente a una refinería. La Refinería de Mataripe ganó el proceso de venta directa que realiza la empresa para comercializar una carga de 500 mil barriles. El envío proviene del contrato de producción compartida de Atapu y estuvo disponible en abril. Asimismo, la empresa China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), que produce en el presal, resultó ganadora del proceso de venta directa realizado por Pré-Sal Petróleo (PPSA), para vender el tercer cargamento de Petróleo de la Unión, de 500 mil barriles, procedente del contrato de producción compartida Sépia. Esta es la primera vez que CNOOC adquiere un cargamento de la Unión. La empresa participa de los contratos de compartición de los bloques Búzios, Pau-Brasil, Libra y Alto de Cabo Frio Oeste. Por primera vez, PPSA, empresa estatal vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME), vendió carga en función del precio del Brent. Hasta entonces, las ventas se realizaban sobre la base del precio de referencia establecido por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles (ANP). Esta fue la venta más competitiva realizada por la Unión y con mayor número de participantes.

En **México**, la refinería Olmeca, ubicada en el Puerto de Dos Bocas, Tabasco, comenzó oficialmente sus operaciones, procesando inicialmente 170 mil barriles diarios de petróleo crudo, lo que representa el 50% de su capacidad total, que es de 340 kbbl / día. Con esta cifra, la refinería Olmeca se posiciona como la tercera más productiva del país, solo por detrás de las refinerías de Salina Cruz y Tula, que registraron un promedio de refinación de 209 mil y 189 mil barriles diarios, respectivamente, durante el primer semestre del año. La producción de petróleo crudo, se mantendrá al alza, destinando todo lo que se extraiga para el consumo interno y eliminando las exportaciones de crudo, con el objetivo de alcanzar la autosuficiencia energética para marzo de 2025.

Perú informó que, a junio de 2024, más de 97 millones de vales de descuento GLP han sido entregados a la población más vulnerable, beneficiando a aproximadamente 1.15 millones de familias a nivel nacional. Este vale es empleado para la compra de un balón de GLP, de hasta 10 kg por un valor más económico, en viviendas, comedores populares, instituciones educativas públicas Qali Warma, y ollas comunes.

2.3 Gas natural

Se inauguró en **Brasil** una terminal de gas natural licuado (GNL) en la ciudad de Barcarena, en Pará, que llevará energía limpia y sostenible a la Cuenca Amazónica. La instalación consta de una terminal terrestre y una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) costa afuera. La UTE estará conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), contribuyendo a su robustez.

En **Perú**, el Programa Ahorro GNV impulsó una nueva modalidad de conversión a gas natural en vehículos pesados. El FISE financia la conversión del sistema de combustión de Diésel al GNV, mediante la modificación del motor en buses y camiones. En este contexto se reportó que, a junio de 2024 más de 7,500 vehículos pesados han sido convertidos a GNV en el marco del Programa Anual de Promociones 2024 del FISE que otorga financiamiento para conversiones de vehículos diésel a gas natural, ya sea por cambio de motor, dual fuel u overhaul de 530 vehículos pesados, como resultado de este proceso de conversión desde noviembre de 2021 hasta abril de 2024, han sido evitadas más de 2,402 tCO₂. También se inauguró, el segundo terminal de carga de camiones de GNL en el sur de Lima, que permitirá duplicar la capacidad de despacho y abastecer un máximo de 36 camiones diarios, lo que representa un aproximado de carga de 1,000 camiones mensuales. Por otra parte, se informó sobre la instalación de gas natural N° 2500 para locales de apoyo social en la I.E Politécnico Pedro Abel Labarthe Durand, situada en la ciudad de Chiclayo (Lambayeque); y se implementó el programa Bonogas en 4 hospitales del país. El financiamiento de este programa incluye la instalación interna, derecho de conexión y acometida, así como la implementación de una estación de regulación y medida, que permita regular la presión del suministro de gas y medir la cantidad suministrada al centro de salud. Adicionalmente, mediante el programa Bonogas, más de 100,000 familias accedieron al gas natural en el norte del país. En este contexto a marzo de 2024, el Fondo de Inclusión Social Energético, mediante la firma de convenios con 166 empresas instaladoras, ha logrado construir 1,098.4 kilómetros de redes de distribución a nivel nacional, de los cuales 728 km pertenecen a las regiones del norte del país. Específicamente en Tacna, el FISE dio inicio a la construcción de 40 kilómetros de tendido de redes de distribución de gas natural y 2,790 tuberías de conexión en el distrito de Gregorio Albarracín.

En 2024, BP **Trinidad y Tobago**, una subsidiaria del gigante energético con sede en el Reino Unido BP, y la Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago (NGC) obtuvieron una licencia de dos años de la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC) del gobierno de los Estados Unidos para explorar y desarrollar un campo de gas en el Caribe que se extiende a lo largo de la frontera marítima entre Venezuela y Trinidad y Tobago. Esta licencia, que cubre un proyecto con aproximadamente 1 billón de pies cúbicos (tcf) de reservas de gas, está programada para expirar el 31 de mayo de 2026. Esta es la segunda licencia para proyectos energéticos entre Venezuela y Trinidad y Tobago, emitida por Estados Unidos. La primera, entregada en 2023 a Shell y NGC, es para el campo Dragón de Venezuela, que exportará gas a Trinidad y Tobago.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Brasil inició el 2024 con un incremento de 621 MW en el Sistema Interconectado Nacional, la previsión es que se sumen 10.1 GW a finales del año, alcanzado la segunda mayor ampliación de la serie histórica. Durante este año, entraron en operación 132 nuevos proyectos de generación de energía. La región Nordeste alberga la mayor parte de ellas: 104 de estas nuevas plantas, con 3,323 MW de capacidad. El Sudeste cuenta con 19 nuevas instalaciones, capaces de generar 809.53 MW. Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil firmó la modificación para revitalizar el sistema de Corriente Continua de Alta Tensión de Furnas, que permitirá el flujo de la producción de energía producida por Itaipú Binacional para el consumo en Brasil. La medida aportará seguridad y confiabilidad energética, así como tarifas razonables.

Chile lanzó la campaña informativa sobre el proceso de postulación al subsidio eléctrico, beneficio dirigido a los hogares y familias más vulnerables, que busca entregar un alivio efectivo a los habitantes de todas las comunas del país y evitar que las alzas impacten de una forma abrupta a la ciudadanía. Los postulantes deben vivir en hogares pertenecientes al tramo de 40% de mayor vulnerabilidad en el Registro Social de Hogares (RSH). Tendrán prioridad los hogares con al menos un integrante sujeto de cuidados (niños/as y adolescentes, personas con discapacidad o personas con dependencia funcional), al menos un integrante identificado como persona cuidadora, o al menos una persona adulta mayor.

Se inauguró en **Ecuador**, la obra de repotenciación de la Subestación Guillermo Sotomayor, ubicada en el cantón La Maná de la provincia Cotopaxi que beneficiará a más de 73,000 personas. La nueva y moderna infraestructura eléctrica, cuenta con un transformador de potencia de 69/13.8 kV con capacidad de 20 – 25 MVA. También se inauguró, la obra de modernización y repotenciación de la Subestación San Cristóbal ubicada en el archipiélago de Galápagos. La infraestructura financiada en parte por el Programa BID V y JICA, cuenta con dos transformadores de potencia de 4 megavoltamperios (MVA).



Perú informó que, la producción total de energía eléctrica registrada a nivel nacional en febrero de 2024, incluyendo los Sistemas Aislados y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), ascendió a 5,216 GWh, lo que significó un incremento de 8% respecto al mismo mes de 2023. La generación con energías renovables creció en 82 % respecto al 2023 representando el 7% del total producido a nivel nacional. En relación con las fuentes de la generación eléctrica, el informe señala que las centrales hidroeléctricas acumularon 3,135 GWh en el periodo analizado, es decir 3% más de lo generado en febrero de 2023. Por el lado de las unidades térmicas, que solo utilizan gas natural como recurso, estas registraron 1,639 GWh, es decir 8% más de lo que se produjo en el mismo periodo del año pasado. Finalmente, el informe técnico señala que, en cuanto a la generación con recursos energéticos renovables (RER) no convencionales (solar, eólico, bagazo y biogás), en el segundo mes del año, se acumuló una producción de 364 GWh, es decir 82% más que lo registrado en similar periodo de 2023. Esta cantidad de energía representa el 7 % de la producción nacional durante el periodo analizado.

3.2 Universalización de la energía

Brasil anunció la ampliación del Programa Luz Para Todos a casi 10 mil unidades consumidoras, de enero a marzo de 2024, 9,803 familias de siete estados se beneficiaron de las conexiones de este programa impulsado por el Ministerio de Minas y Energía (MME). En los estados de Amapá y Pará, las conexiones se realizaron de forma remota, con la instalación de kits individuales de energía solar. En Acre, Bahía, Maranhão, Piauí y Rondônia, las comunidades se beneficiaron de la extensión de la red a las zonas rurales. El objetivo para 2024 es llevar electricidad a 75,723 familias en todo Brasil, a través del Programa de Aceleración del Crecimiento (Nuevo PAC). También se informó la construcción del polo receptor de energías renovables de Graça Aranha, que aumentará la capacidad de interconexión energética entre las regiones Nordeste y Centro-Oeste del país. La obra pasará por Maranhão, Tocantins y Goiás.

Panamá oficializó el lanzamiento del Plan Nacional de Electrificación Rural, que tiene como principal desafío cumplir con el cierre total de la brecha de acceso universal a la energía en 2030, de forma escalonada, con el objetivo de contribuir a mejorar la calidad de vida de la población rural de Panamá a través del incremento del acceso a servicios de electricidad sostenible en zonas rurales, mediante un uso eficiente de los recursos públicos y el aprovechamiento de los recursos naturales sosteniblemente para generar electricidad. El Plan de Electrificación fue desarrollado en escenarios de referencia como las comarcas Emberá-Wounaan, Kuna Yala, Ngäbe Buglé, en las provincias de Darién, Herrera, Los Santos, Panamá Oeste y Veraguas, y se elaboró tomando en cuenta cuál es la tecnología más eficaz para electrificar a cada uno de estos clientes y comunidades, seleccionando las que requieren un menor coste de inversión, operación y mantenimiento, considerando la extensión de la red interconectada en media y baja tensión, instalando mini-redes aisladas o proporcionando sistemas fotovoltaicos individuales. La hoja de ruta de implementación del plan de electrificación rural contiene 6 pasos enfocados a la sostenibilidad a largo plazo y evolución del servicio eléctrico integrado dentro y fuera de la red, entre ellos destacan: Planificación Geoespacial integrada de la electrificación; Regulación y modelos de negocios integrados en la red y fuera de ella; Plan financiero integrado a gran escala y sostenible; Lotes de proyectos y análisis de las inversiones; Mecanismos de ejecución y articulación de proyectos; Cuadro de mando y seguimiento a acceso universal.

De enero a junio de 2024 el MINEM de **Perú** concluyó la ejecución física de 5 proyectos de electrificación rural en beneficio de más de 17,500 habitantes en Puno, San Martín y Huánuco. Entre las obras destacan: Mejoramiento y ampliación del sistema de electrificación rural de las redes primarias y secundarias en zonas fuera del área de concesión en 39 localidades del distrito de Azángaro, provincia de Azángaro, región Puno, la Ampliación y mejoramiento del sistema eléctrico rural III etapa en el distrito de Asillo, provincia de Azángaro, región Puno y Mejoramiento de líneas y redes primarias 22,9 KV SET San Gabán - Puerto Manoa - Vista Alegre, distrito de San Gabán, provincia de Carabaya, región Puno, la Ampliación del servicio de electrificación rural II etapa, en centros poblados y/o sectores de las provincias de Lamas, El Dorado y San Martín, región San Martín, y la finalización de la ejecución física del proyecto Mejoramiento y ampliación del servicio de energía eléctrica en las localidades de Tres de Mayo de Rodeo y Mosca del distrito de San Francisco, provincia de Ambo, región Huánuco. También se inauguró el proyecto de Ampliación de redes de distribución en 15 asentamientos humanos dentro de la concesión de la empresa SEAL, que beneficia a más de 2,500 familias. Las obras incluyen mejoras en las redes primarias y secundarias de electricidad y medidores individuales para cada familia, lo que permitirá una distribución más eficiente y confiable de la energía en los sectores de bajos recursos, generando un impacto positivo y duradero para su desarrollo económico y social. Además, se inauguró la primera Subestación eléctrica sostenible que beneficiará a 80 mil familias. Esta moderna subestación con altos estándares tecnológicos otorgará confiabilidad y mejorará la calidad del servicio eléctrico en la zona norte de la capital.

En **República Dominicana**, 120 habitantes de la localidad de Arroyo Santiago, municipio Miches de la provincia El Seibo, fueron beneficiados con el programa de electrificación Techo Solar, mediante la instalación de 34 paneles fotovoltaicos y la misma cantidad de inversores, cargadores y de reguladores de carga solar, de 20 amperes y 68 baterías de ácido plomo, 13.09 kWp de potencia instalada, electrificación interna de cada vivienda y otros accesorios. También se inauguró un proyecto de rehabilitación y extensión de redes eléctricas, que beneficia a 172 comunitarios del municipio de Tamayo, provincia Bahoruco. Este proyecto, cuenta con 2,500 metros de línea de baja y alta, con una potencia de 150 KVA, distribuida en 5 transformadores (4 de 25 KVA y uno de 50 KVA), 54 postes de luz y 41 lámparas tipo LED para el alumbrado público, en beneficio de 172 viviendas. Adicionalmente en el marco del Día Internacional de la Energía Limpia, el Ministerio de Energía y Minas y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) firmaron un acuerdo de cooperación para electrificar viviendas con energía de fuente limpia en lugares recónditos del país a través de micro centrales hidroeléctricas. Este acuerdo, compromete a las referidas entidades a aunar esfuerzos para lograr que la población rural y suburbana de República Dominicana tenga acceso universal a la electricidad de fuentes de agua para diferentes usos, motivada con energías renovables, de manera más oportuna, de la mejor calidad y en condiciones ambientales sostenibles.

En junio de 2024, Powerchina completó la primera fase del proyecto de microrred fotovoltaica en **Suriname**, proporcionando un suministro de energía continuo a 12 aldeas aisladas. Esta iniciativa, que combina tecnologías fotovoltaicas, almacenamiento de energía y generación de diésel híbrido, abarca un total de 34 pueblos forestales. La primera etapa, completada y entregada el 6 de abril de 2024, benefició a 12 aldeas con aproximadamente 1.550 habitantes. El proyecto incluye el diseño, suministro y construcción de sistemas fotovoltaicos de 650 kV y sistemas de almacenamiento de energía de 2.6 MWh. La microrred integra fuentes de energía distribuidas, dispositivos de almacenamiento y conversión de energía, lo que permite una gestión eficiente y flexible de la electricidad. Se espera que el proyecto genere alrededor de 5,314 MWh por año.

3.3 Movilidad Sostenible

En **Brasil** fabricantes presentaron un prototipo de autobús 100% eléctrico con batería de iones de litio con niobio, que tiene una capacidad de recarga de baterías hasta tres veces mayor que las baterías convencionales. Este modelo se puede recargar en hasta 10 minutos, siendo tres veces más efectivo que los tradicionales. La idea es que, a mediano plazo, se disponga de una pequeña flota de estos vehículos para ampliar el seguimiento de las pruebas, superada esta etapa, se podrán determinar los próximos pasos hasta el lanzamiento del vehículo al mercado.

En **Chile**, se realizó en la región de Biobío el lanzamiento oficial del programa Mi Taxi Eléctrico, con el objetivo de potenciar la electromovilidad en el transporte liviano mediante el recambio de más de 299 taxis y colectivos a combustión interna por vehículos 100% eléctricos en las comunas de Concepción, Chiguayante, Coronel, Hualqui, Hualpén, Lota, San Pedro de la Paz, Talcahuano, Tomé, Penco, Los Angeles y Lebu. Adicionalmente se lanzó el Programa Mi Colectivo Eléctrico Región Metropolitana, mediante el cual se apoyará a conductores de colectivos urbanos y rurales en la Región Metropolitana mediante el cofinanciamiento de la compra del vehículo 100% eléctrico más la entrega e instalación de un cargador residencial para los conductores. El referido Programa, tiene como meta potenciar la electromovilidad en el segmento del transporte liviano, a través del recambio de más 20 colectivos a combustión interna por tecnología 100% eléctrica en la Región Metropolitana. Además, se lanzó una nueva convocatoria del programa Mi Bici Eléctrica, dirigido a beneficiar a más de 200 repartidores de la Región Metropolitana. El programa ofrece financiamiento para quienes cambien su moto mosquito y bicicleta mecánica por una bicicleta eléctrica. También se inauguró un cargador rápido de acceso público para vehículos eléctricos, en la ciudad de Osorno, y un nuevo Punto +CargaRápida para vehículos eléctricos en Iquique, financiado por la Agencia GIZ para acelerar la electromovilidad en el país.

En **Paraguay** el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), a través del Viceministerio de Transporte, estableció una mesa técnica interinstitucional para incorporar buses eléctricos en el área metropolitana de Asunción. Los objetivos incluyen la planificación de la infraestructura de recarga y la definición de itinerarios de los buses eléctricos que llegarán desde Taiwán antes de fin de año. Esta iniciativa busca mejorar el transporte público, reducir emisiones y fortalecer la soberanía energética utilizando la energía de Itaipú.

Repsol implementó su primera electrolinera en el **Perú**, ubicada en el distrito de San Isidro. El punto de carga rápida de 60 kW, permitirá en 20 a 30 minutos, abastecer a vehículos eléctricos con un sistema de carga que permite



abastecer a dos vehículos en simultáneo, a través de un sistema inteligente, que se conecta en línea con el vehículo, mediante tecnología de punta y seguridad, respetando todos los estándares internacionales.

4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil**, la Empresa Brasileña de Energía Nuclear y Binacional (ENBPar) y la Confederación Nacional de la Industria (CNI), presentaron el Programa Alianza 2.0 para la Eficiencia Energética en la gran industria, sector que actualmente representa casi el 32% del consumo energético del país. La iniciativa ayuda a las empresas interesadas a reducir los costes operativos, especialmente los energéticos, y, en consecuencia, a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En esta segunda fase, el objetivo es atender a 24 plantas industriales. Cada empresa seleccionada hará una contribución y el Programa Procel por su parte, aportará esa misma cantidad, con esos fondos se cubrirá el trabajo de un equipo técnico que, durante 24 meses, ayudará a la empresa a implantar un plan de reducción del uso de energía. La expectativa, según la CNI, es que las empresas ahorren unos 210 GWh de electricidad y 500 TJ de combustible. Como resultado, podría haber una reducción de 40.000 toneladas en las emisiones anuales de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, se publicó la Agenda Normativa del Comité de Gestión de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética (CGIEE) para el período 2024-2026, documento que presenta todas las actividades que el Comité de Gestión de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética desarrollará durante los próximos tres años, lo que permite una mayor previsibilidad para el consumidor y la industria en relación con los equipos, sistemas y edificios que serán objeto de estudios para mejorar la Eficiencia Energética. Entre los temas que trabajará el grupo se encuentran: estudios sobre iluminación interior (doméstica), refrigeradores comerciales, edificios (residenciales, de servicios y públicos), aires acondicionados comerciales. También se incluyen temas relacionados con alumbrado público, ventiladores de mesa, hornos y estufas de gas y eléctricos, bombas y compresores de aire.

En el marco de la inauguración de la estrategia nacional 2024 de ahorro de energía, la Secretaría de Energía de **Honduras** efectuó la entrega de cientos de bombillos LED en 102 colonias de San Pedro Sula. El programa prevé extenderse a los 18 departamentos del país, con la entrega de hasta 6 lámparas ahorradoras por familia. En este contexto, con el acompañamiento del Banco Mundial, se realizaron auditorías energéticas en más de 14 instituciones del Estado, seleccionadas como parte de la promoción de la Eficiencia Energética y con el objetivo fundamental de caracterizar el consumo energético de cada inmueble, evaluar las prácticas de gestión energética, e identificar sus usos, pérdidas y medidas de eficiencia energética. Con los insumos obtenidos como resultado de las auditorías, la Secretaría Nacional de Energía elaborará un plan de sostenibilidad para todas las instituciones involucradas, dando a conocer las oportunidades de mejoras para que sean implementadas en la medida de lo posible y lograr una reducción del consumo energético.

En el marco del Programa de Gestión y Eficiencia Energética (EMEP), en 2024, un total de 120 instalaciones gubernamentales de **Jamaica**, incluidos 50 edificios públicos, se modernizarán con iluminación de bajo consumo. El proyecto implementado por el Ministerio de Ciencia, Energía, Telecomunicaciones y Transporte, tiene como objetivo promover la Eficiencia Energética en entidades gubernamentales, incluidos hospitales y escuelas.

En **Uruguay** el MIEM, el Ministerio de Vivienda MVOT y la Intendencia de Montevideo realizaron el lanzamiento del EDEEplus v2.0, un innovador programa informático para la evaluación del desempeño energético de viviendas. A más del Modelo de Cálculo de Desempeño Energético para Vivienda, se presentó el Sello de Eficiencia Energética que otorgará el MIEM, con base en los resultados de este programa. El referido software además de calcular el desempeño energético de un edificio o vivienda, posibilita realizar la calificación de la vivienda desde el punto de vista energético. Este modelo se enmarca en el objetivo de reducción de demanda de energía en el sector residencial, que consume el 18% del volumen total. La calefacción y la refrigeración, a su vez, son responsables de gran parte de ese porcentaje. Adicionalmente, se informó que el programa Certificados de Eficiencia Energética del MIEM en su edición 2023, aprobó 190 postulaciones de 186 beneficiarios que presentaron 208 medidas en 11 departamentos, con las que se obtuvieron ahorros económicos equivalentes al consumo de electricidad de 41,600 hogares uruguayos. Este programa, forma parte de la política de promoción de Eficiencia Energética, uno de los pilares de la segunda transformación energética que impulsa el Gobierno. Los Certificados de Eficiencia Energética, son un reconocimiento económico que otorga el MIEM a las medidas de eficiencia energética implementadas exitosamente en todos los sectores de actividad y en hogares. El reconocimiento se calcula en función de los ahorros de energía de las medidas.

5. FUENTES RENOVABLES

Durante el primer trimestre de 2024 la generación eléctrica en base a ERNC alcanzó un 41% del total de la energía producida en **Chile**. En este escenario la generación acumulada en base a ERNC (eólica, solar, hidráulica, biomasa, geotérmica y biogás) creció 4% respecto del primer trimestre de 2023. La producción de energía solar subió 13%, la eólica 7% y la hidráulica 44% respecto del mismo periodo del año pasado. En este contexto, en marzo el carbón bajó en 5.32% y el gas natural 31% en su aporte en la generación de electricidad. En el acumulado del primer trimestre de este año, el primero bajó 1.14% y el segundo disminuyó 31.86% en comparación al año 2023. También se informó que, el Ministerio de Energía lanzó la séptima versión del Fondo de Acceso a la Energía, FAE 2024, dirigido a mejorar la calidad de vida de las comunidades más vulnerables mediante el acceso y uso eficiente de la energía, particularmente en zonas rurales y aisladas. El objetivo del concurso es beneficiar a las instituciones con rol público, a través de la implementación de soluciones energéticas que les permitan acceso y/o mejoramiento de su suministro energético a través del financiamiento de proyectos a pequeña escala con energías renovables. El FAE 2024 ofrecerá dos soluciones energéticas: un sistema fotovoltaico con o sin almacenamiento en baterías de hasta 10 kW de potencia, y un sistema solar térmico para calentamiento de agua de hasta 1,500 litros. Entre las organizaciones elegibles para postular están: las comunidades y asociaciones indígenas; personas jurídicas sin fines de lucro, tales como fundaciones, corporaciones, ONG, asociaciones, entre otras; y Cuerpos de Bomberos. El FAE 2024, también bonificará a grupos vulnerables como niños y adolescentes, adultos mayores, mujeres y personas con discapacidad. Además, se inauguró el parque eólico Punta de Talca en Ovalle. Con la incorporación de esta iniciativa al Sistema Eléctrico Nacional, la Región de Coquimbo suma 12 proyectos eólicos con una capacidad instalada de 777 MW. El proyecto, de USD120 millones de inversión, considera una capacidad instalada de 83 MW y una generación eléctrica estimada anual de 197 GWh, equivalente al consumo de 95 mil hogares. El complejo está compuesto por 14 aerogeneradores de 5.9 MW de potencia, una subestación elevadora y una línea de transmisión de aproximadamente 4 kilómetros de extensión. Su puesta en operación evitará la emisión de 138 ktCO₂ al año. Adicionalmente, el Ministerio de Energía de Chile anunció la realización de una Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Energía Eólica Marina en Chile. Este nuevo proyecto se basa en esfuerzos de cooperación bilateral y multilateral entre Estados Unidos y Chile, profundizando la colaboración energética mediante el aprovechamiento de la experiencia técnica de profesionales de ambos países. La Hoja de Ruta entregará al Gobierno de Chile información clave para crear las condiciones habilitantes para la inversión y el despliegue de generación eólica marina, en complementariedad con otras tecnologías limpias que se están implementando actualmente en el país.

Con el objetivo de democratizar la energía limpia en **Panamá**, la Secretaría Nacional de Energía inició el proyecto Operación Solar, programa piloto con apoyo interinstitucional y de cooperación internacional, que busca instalar sistemas fotovoltaicos en 663 viviendas de familias que consumen hasta 300 kWh o menos de electricidad, residentes en comunidades principalmente conectadas a la red, vulnerables al cambio climático y al Fenómeno del Niño. También en el marco de este programa, las alumnas de la iniciativa de capacitación en instalación y mantenimiento de paneles solares, Campeonas Solares 2024, instalarán 10 sistemas solares en escuelas de la Comarca Ngäbe Buglé. De esta manera, Operación Solar impactará a alrededor de 3,000 habitantes, generará casi 585 MWh y reducirá 180,000 toneladas de CO₂, al tiempo que inspirará a los hogares adicionales a convertirse en prosumidores.

En **Perú**, la generación eléctrica nacional con recursos energéticos renovables (RER) no convencionales (solar, eólico, bagazo y biogás), en enero de 2024, acumuló una producción de 386 GWh, lo que representó un 44% más que lo registrado en similar periodo de 2023. La energía generada con recursos renovables representó el 7.1% de la producción nacional durante el periodo analizado, lo que constituye un importante incremento, ya que en enero de 2023 representó el 5.2%. En relación con las fuentes de generación eléctrica, las centrales hidroeléctricas acumularon 3,388 GWh en el período analizado, un 17% más de lo generado en enero de 2023.

República Dominicana participará como el primer país piloto del programa de Aceleración de la Transición Energética (ETA, por sus siglas en inglés), una iniciativa público-privada destinada a catalizar el financiamiento para acelerar la transición energética justa en los países en desarrollo. La iniciativa acelerará la descarbonización de la economía dominicana con proyectos de energías limpias. La meta prevista, está dirigida a garantizar que la República Dominicana cuente con al menos un 30% de energías limpias para el 2030. Este programa, representa una oportunidad para que el país acceda a recursos adicionales que respalden la transición hacia energías limpias, facilitando la inversión en la nueva infraestructura y la creación de políticas públicas necesarias.



En **Uruguay**, el Espacio ecoeducativo Rincón del Bañado, iniciativa municipal ubicada en los Bañados de Carrasco, inauguró paneles solares gracias al soporte del Programa Localidades Eficientes que desarrolla la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) para apoyar la implementación de proyectos de Eficiencia Energética en las distintas localidades del país con una concepción de política energética, con perspectiva territorial y descentralizada.

5.1 Generación Distribuida

El Ministerio de Minas y Energía MME y la Empresa de Investigación Energética EPE de **Brasil**, publicaron la segunda parte del Plan Decenal de Expansión Energética 2034 que presenta las perspectivas de expansión del sector energético para los próximos 10 años, considerando el período de 2025 a 2034, manteniendo una visión integrada de las diversas fuentes de energía. La publicación contiene la evolución de la micro y minigeneración distribuida y la perspectiva de la entrada de las baterías en las unidades consumidoras en los próximos diez años.

Perú publicó, el documento denominado Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional, en el que se informa que: del total de generación registrada, 5,062 GWh, el 3% correspondió a energía autogenerada para uso propio de las actividades de las empresas industriales, mineras, petroleras, entre otras.

5.2 Hidrógeno

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de **Brasil** abrió la Convocatoria Estratégica de Proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación centrados en el hidrógeno. Esta iniciativa es una de las acciones propuestas por el Plan de Trabajo Trienal 2023-2025 del Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2), coordinado por el Ministerio de Minas y Energía (MME). La convocatoria contribuye a alcanzar el objetivo de multiplicar siete veces las inversiones anuales en investigación y desarrollo hasta 2025, respecto a 2020. Se convocarán proyectos apoyados por el Programa de Investigación, Desarrollo e Innovación (PDI), que incluyan la inserción de sistemas de producción de hidrógeno renovable de forma integrada y sostenible. Las propuestas también cubrirán temas relacionados con la logística del hidrógeno (producción, almacenamiento, otras infraestructuras, sistemas, y usos finales). También se incluirán propuestas sobre pilas de combustible (aplicaciones estacionarias, aplicaciones móviles, otras aplicaciones y pilas de combustible no asignadas), incluidas análisis y debates relacionados.

Chile presentó el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2026, que determina los instrumentos de ordenamiento territorial, regulatorios, el desarrollo local, la participación ciudadana y preparación del capital humano para la concreción del desarrollo industrial del hidrógeno verde con estándares ambientales y sociales. En este escenario se lanzó el proyecto “Explorador de Hidrógeno Verde”, iniciativa ejecutada en el marco del Fondo Mixto de Cooperación Triangular Chile-España, que se alinea con las metas de desarrollo propuestas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, la Política Energética Nacional, la Agenda de Energía 2022-2026, y el Plan de Acción Nacional de Hidrógeno Verde. También se lanzó, el proyecto Plataforma Online Interactiva y Personalizable de Hidrógeno Verde (H2V) para la Región de Valparaíso, con el objetivo de desarrollar una plataforma multidimensional interactiva de la cadena de valor del hidrógeno verde (H2V) para los tomadores de decisiones.

En **Uruguay** el MIEM y la Intendencia de Tacuarembó firmaron un convenio para crear un comité de seguimiento y promoción de hidrógeno, realizar un mapa de capacidades locales, acciones de investigación y de formación. En esta misma línea, se prevé facilitar la creación de grupos locales de trabajo, ante demandas o necesidades específicas. El objetivo es crear un ámbito donde se pueda obtener información fidedigna, elevar consultas y promover la adquisición de conocimiento en la zona. Adicionalmente, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTO) y el consorcio francés Setec firmaron un memorando de entendimiento para estudiar la viabilidad técnica y económica de un servicio de transporte ferroviario de pasajeros que funcione a hidrógeno a lo largo de los primeros 60 km del Ferrocarril Central. El estudio surge de una colaboración no reembolsable del Gobierno francés. El memorando de entendimiento tiene como objetivo abordar la transición sostenible del transporte ferroviario en Uruguay hacia alternativas que procuren la descarbonización del sector. Por otra parte, con el objetivo de fortalecer su posicionamiento como futuro productor de combustibles verdes (e-fuels), derivados del hidrógeno verde y gestionar nuevas líneas de colaboración para la generación de capacidades y el fortalecimiento de la cadena de valor del hidrógeno verde y derivados, Uruguay participó en el World Hydrogen Summit & Exhibition 2024, el evento más grande dedicado al avance global del hidrógeno, realizado en Países Bajos. En el marco de este evento se destacó la necesidad de generar una certificación mutua de hidrógeno bajo en emisiones y de impulsar el comercio y la generación de capacidades en los países exportadores. En este foro se difundieron la actualización de la estrategia

de H2U y los avances en los proyectos ya anunciados en el país. En este contexto se llevó a cabo el lanzamiento de la Asociación Uruguaya de Hidrógeno (AUH), constituida por diversos actores del gremio y creada con el objetivo de promover la investigación y el desarrollo tecnológico vinculado al hidrógeno verde, buscando posicionar a Uruguay como líder en esta industria.

5.3 Biocombustibles

Bolivia anunció el inicio de operaciones de la Planta de Biodiésel I, construida por la estatal YPF. La planta ubicada en la Refinería Guillermo Elder Bell, en Santa Cruz de la Sierra, tiene una capacidad de producción de 1,500 barriles de biodiésel por día a partir de aceites vegetales.

Se firmó en **Brasil**, la ordenanza que reestructura el Sello Social de Biocombustibles, con medidas dirigidas a desbloquear las inversiones en agricultura familiar, reforzar inversiones en el sector de producción de biodiesel, combatir las desigualdades regionales y ampliar la sostenibilidad social de la Producción Nacional de Biodiesel. También se inauguró en Foz do Iguaçu la primera planta piloto nacional para la producción de combustible de aviación sostenible a partir de biogás. El piloto tiene como objetivo desarrollar tecnología para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de combustibles de aviación. La unidad deberá producir 6 kg por día de biosin crudo -una alternativa sintética al petróleo- para combustible de aviación sostenible (SAF). Ubicada en las instalaciones de Itaipú Binacional, la iniciativa constituye un hito en la descarbonización del sector aéreo, ya que la aviación civil contribuye anualmente a emitir alrededor de 800 MtCO₂. El proyecto es resultado de una alianza entre el Centro Internacional de Energías Renovables (CIBiogás) y la Cooperación Brasil-Alemania para el Desarrollo Sostenible. Además, se inauguró, en el municipio de Guariba, la planta de etanol de segunda generación del Bioparque Bonfim, que produce 82 millones de litros al año.

Con el objetivo de fomentar, fortalecer y diversificar la industria de los biocombustibles sólidos en la región de Los Lagos, el Ministerio de Energía de **Chile**, a través de la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE), abrió la convocatoria 2024 del programa Centros Integrales de Biomasa (CIB). Se trata de un fondo concursable, no reembolsable, para mejorar la oferta de biocombustibles sólidos de madera de uso residencial, como leña, pellet y briquetas. Este fondo concursable, abierto a la postulación de comerciantes, productores o empresarios del rubro, posee dos líneas de financiamiento: la consolidación de leña y un nuevo energético, como pellet y briquetas. Por otra parte, el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE) de Chile abrieron la convocatoria a postulaciones al Sello Calidad de Leña 2024, iniciativa que reconoce y visibiliza tanto a comerciantes como a productores de leña que adhieren a un estándar de calidad, respetando la normativa tributaria y forestal, y cuyo proceso de producción les permite generar un producto seco y de dimensiones óptimas para el uso eficiente en calefactores domiciliarios. El Sello Calidad de Leña informa a los consumidores sobre oferta de leña seca y de calidad, permite apoyar a los comerciantes en la implementación de la ley de biocombustibles sólidos y al país disponer de un biocombustible estandarizado, eficiente, que genera más calor y es menos contaminante.

Con el propósito de ratificar el compromiso del país, hacia una transición energética global, limpia y sostenible, **Panamá** firmó el documento que la acredita como nuevo miembro de la Alianza Global de Biocombustibles (GBA), una iniciativa de la India, dirigida a acelerar la adopción global de biocombustibles facilitando avances tecnológicos, intensificando la utilización de biocombustibles sostenibles, y configurando un establecimiento de estándares y certificaciones sólidos a través de la participación de un amplio espectro de partes interesadas.

6. MINERALES CRÍTICOS

El Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) de **Brasil**, lanzaron el Fondo de Inversión en Participaciones (FIP) de Minerales Estratégicos en Brasil. Las empresas, pequeñas y medianas pueden utilizar el capital para financiar inversiones en investigación minera, desarrollo e implementación de nuevas minas minerales estratégicas. El FIP de Minerales Estratégicos permitirá el desarrollo de proyectos minerales considerados estratégicos para la transición energética, la descarbonización y la producción sostenible de alimentos. Según el plan de trabajo desarrollado por BNDES, se espera que el Fondo invierta en entre 15 y 20 empresas con proyectos de investigación minera, desarrollo e implementación de nuevas minas estratégicas en Brasil. El Fondo dará prioridad a los minerales para la transición energética y la descarbonización. También se presentó el cronograma de actividades del Fondo de Inversión (FIP) en Minerales Estratégicos en Brasil, dirigidas a trabajar en colaboración con el sector privado para movilizar recursos para nuevos emprendimientos minerales considerados estratégicos para la



transición energética y la descarbonización. Adicionalmente el MME lanzó la Guía de Inversor Extranjero en Minerales Críticos para la Transición Energética en Brasil. Se espera que la demanda global de los minerales estratégicos brasileños para la transición crezca 3.5 veces para 2030.

7. ENERGÍA Y AMBIENTE

A efectos de facilitar la implementación del Decreto MINAE-44328 sobre Prevención de electrocución de fauna silvestre, el Ministerio de Ambiente y Energía de **Costa Rica**, las empresas de distribución eléctrica, la academia, los centros de rescate y sociedad civil, que forman parte del Grupo de electrificación sostenible liderado por el MINAE, iniciaron el emprendimiento de acciones conjuntas para prevenir la fragmentación de los ecosistemas por la red eléctrica y garantizar la realización de la correspondiente valoración técnica, ambiental y económica para nuevos tendidos, con el fin de prevenir la pérdida de conectividad y biodiversidad, valorando el uso de líneas de tipo subterráneo, cambios en los trazados, o aislamiento completo de la red de distribución. En el marco de estas acciones se realizó un taller de trabajo, que presentó los datos de las Provincias del país con puntos complejos donde se presentan accidentes a la fauna silvestre, y los instrumentos que se están instalando en el cableado eléctrico como aisladores, trifásicos y pasos de fauna para evitar esta problemática que produce más de 6,000 muertes de animales silvestres al año. A partir de la aprobación del referido decreto, estos incidentes podrán ser atendidos de manera integral y con mayor respaldo legal, sobre la base de un instrumento de acatamiento obligatorio al tenor del cual se determina que las empresas deberán implementar las medidas para prevenir y mitigar la electrocución en los tendidos eléctricos, mediante una Guía Técnica Ambiental que se actualizará cada dos años.

La Green Cooling Initiative (GCI) anunció en febrero de 2024 el lanzamiento de una nueva versión de la etiqueta Green Cooling en **Grenada**, diseñada para facilitar a los consumidores y distribuidores la identificación de aparatos de refrigeración que utilizan refrigerantes naturales. El GCI es un paraguas de proyectos financiados por el gobierno alemán, el gobierno francés, la Unión Europea y otros donantes que apoyan el enfriamiento verde en todo el mundo. La Unidad Nacional del Ozono (NOU) de Grenada lanzó la nueva versión de la etiqueta de refrigerante natural en colaboración con Cool Contributions Fighting Climate Change II (C4 II), un programa de GIZ que ayuda a los responsables políticos de Grenada, Filipinas y Costa Rica a desarrollar e implementar políticas de enfriamiento más ambiciosas. El Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Seguridad Nuclear y Protección del Consumidor, financia C4 II como parte de la Iniciativa Climática Internacional. La primera etiqueta de refrigerante natural del país, que solo se encuentra en los refrigeradores, se puso a prueba en mayo de 2018 en dos tiendas de Saint Saint George's, la capital de la isla caribeña. La etiqueta, una pegatina magnética, fue proporcionada por la NOU y colocada en los refrigeradores de las dos tiendas que usaban R600a.

Ecuador, informó el lanzamiento del Trilema Energético del Consejo Mundial de la Energía (WEC) para las Islas Galápagos, basado en concretar la seguridad energética, la equidad energética y la sostenibilidad ambiental para la gestión de la energía en el archipiélago. La aplicación de este estudio en las Islas Galápagos, tiene entre sus objetivos; conservar la flora y fauna, contribuir con la mitigación del cambio climático, diversificar las fuentes de energía, incorporar tecnologías de almacenamiento y equilibrar el sistema energético del archipiélago para lograr un suministro de energía sostenible, eficiente y confiable, a través del uso de fuentes de energía limpia y renovable.

8. GÉNERO Y ENERGÍA

El Ministerio de Energía de **Chile**, junto a la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE) cerró con éxito la primera versión del Programa de Liderazgo de Mujeres en Energía, dirigido a garantizar la incorporación de más mujeres, y más lideresas en posiciones de toma de decisiones y liderazgo en el sector energía.

El proyecto Campeonas Solares liderado por la Secretaría Nacional de Energía de **Panamá** recibió el galardón Panamá Avanza, otorgado por el Centro Nacional de Competitividad (CNC), en reconocimiento a las iniciativas de gestión pública que contribuyen a mejorar la competitividad, así como el esfuerzo y compromiso del recurso humano que los gestiona. Se trata de un reconocimiento especial a instituciones que hayan contribuido en la solución gubernamental de algún problema ciudadano o de las empresas a nivel de corregimiento, distrito, provincia o nacional que incida en la mejora de la competitividad del país. En este sentido, Campeonas Solares logra el reconocimiento en la categoría de Desarrollo Humano por la capacitación como instaladoras y mantenedoras de Sistemas Solares

Fotovoltaicos para Mujeres de la Comarca Ngäbe Buglé. Campeonas Solares, ya cuenta con tres generaciones de mujeres graduadas durante los años 2022, 2023 y 2024, cuyas jornadas de capacitación estuvieron a cargo de instructores especialistas del Instituto Nacional de Formación Profesional y Capacitación para Desarrollo Humano (INADEH). Asimismo, como parte del compromiso con la agenda de género y el empoderamiento de las mujeres, en el marco de la implementación de la Hoja de Ruta Nexo Mujer y Energía Panamá realizó el lanzamiento oficial del Segundo Diagnóstico de Igualdad de Género del Sector Energético, con el objetivo de continuar evaluando el cierre de la brecha de género, participación y empoderamiento de la mujer en igualdad de condiciones en los ámbitos de energía, tecnología e innovación del país, empoderando a las mujeres y asegurando su participación plena y efectiva en el desarrollo sostenible de Panamá. El documento a más de un ejercicio estadístico constituye un insumo de política pública que permite identificar con claridad cuáles son las brechas y qué medidas se requieren para alcanzar la igualdad de género en el sector energético nacional.

Con el objetivo de contribuir al fortalecimiento de la autonomía económica de las mujeres, en el marco de la política de género del Ministerio de Industria, Energía y Minería de **Uruguay** y cumpliendo con los compromisos asumidos por la cartera ante el Consejo Nacional de Género, se abrió la Convocatoria 8M_2024 en la que proyectos de empresarias y cooperativistas mujeres y mujeres trans que promuevan la innovación o competitividad recibirán fondos no reembolsables. Los proyectos deben referir a actividades productivas o de servicios vinculados a lo productivo, que estén enmarcadas en las políticas públicas de interés ministerial. También se incluyen propuestas que contengan la sustentabilidad, economía verde, economía circular y mejoras de eficiencia energética.

9. INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

En el marco del Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG) que se llevó a cabo en Argel, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías de **Bolivia** y el Ministerio de Energía y Minas de Argelia firmaron un convenio de cooperación interinstitucional que permitirá el intercambio de experiencias en materia energética. Asimismo, las empresas petroleras estatales de Bolivia y Argelia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la Sociedad Nacional para la Investigación, la Producción, el Transporte, la Transformación y la Comercialización de Hidrocarburos (Sonatrach), suscribieron un convenio de cooperación dirigido a aprovechar mutuamente las experiencias adquiridas en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas.

Brasil y **Paraguay** alcanzaron un acuerdo estructural definitivo sobre las tarifas energéticas de Itaipú. La medida garantiza el mantenimiento de la tarifa, sin ajustes para el consumidor brasileño y con una medida de largo plazo para el costo de la energía. El acuerdo entre los dos países que operan la hidroeléctrica binacional se fijó en una tarifa de USD 19.28 hasta 2026. Del lado brasileño, la tarifa se mantiene en USD 16.71, viabilizando el valor final de venta por parte de Aneel (R\$ 205). MWh). Luego de este período, se aplicará un valor que solo considera los costos de operación de la planta, entre USD 10 y USD 12. También después de 2026, toda la energía utilizada por Paraguay deberá ser contratada, incrementándose el monto en 2024, recuperando ingresos de hasta a 60 millones de dólares al año para los consumidores brasileños. A cambio, se adelantará la negociación del Anexo C, cuya conclusión está prevista y será presentada al Congreso antes del 31 de diciembre de 2024. En 2027, la energía excedente del lado paraguayo de Itaipú será liberada para su venta en el mercado libre brasileño, generando competencia por los precios. También será posible vender inmediatamente en el mercado brasileño la energía generada por otras plantas paraguayas, estimulando la competencia, según el procedimiento ya utilizado para Argentina y Uruguay. El acuerdo alcanzado entre ambos países reducirá estructuralmente el arancel para 2026, una medida esperada desde hace décadas y que en esta propuesta se volvió definitiva en la relación entre ambos países.

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE) de Paraguay lanzó una licitación para la comercialización de 100 MW de energía eléctrica hacia Brasil. El acuerdo entre **Paraguay** y **Brasil**, firmado en mayo del 2024, establece que Paraguay tendrá la posibilidad de revender su energía al mercado libre brasileño.

Brasil firmó con el gobierno francés una Declaración Conjunta de Intenciones sobre la Cooperación Franco-Brasileña en Minerales Estratégicos, mediante la cual ambas naciones unirán esfuerzos para fortalecer el intercambio de conocimientos y buenas prácticas en materia de legislación, regulación, presupuestación y organización del sector minero, además de explorar conjuntamente la posibilidad de atraer financiamiento para fortalecer su asociación



y apoyar proyectos comunes; y una Declaración de Intenciones sobre el diálogo de alto nivel para la transición energética y los minerales estratégicos, que tiene como objetivo establecer un diálogo y acciones de coordinación en materia de energía y minerales estratégicos, donde se definirán las líneas de trabajo para la cooperación mediante acuerdos bilaterales en materia de bajas emisiones, hidrógeno de carbono, biocombustibles, combustible de aviación sostenible (SAF), energía nuclear y minerales estratégicos. Por otra parte, y como resultado de la cooperación para la transición energética firmada con el Departamento de Energía de Estados Unidos, en julio de 2023, en Goa (India), se realizó el lanzamiento del Comité de Acción por Hidrógeno Limpio del Diálogo sobre Industrias de Energía Limpia (CEID) entre Estados Unidos y Brasil. El objetivo del CEID es promover el intercambio de información y mejores prácticas, aumentar el comercio bilateral y fomentar más asociaciones e inversiones entre Estados Unidos y Brasil.

Chile asumió la presidencia pro tempore del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), iniciativa constituida en 2011, que busca avanzar en la ejecución de la interconexión eléctrica entre los países miembros: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, con el objetivo de desarrollar un Corredor Eléctrico Andino, mediante la construcción de la infraestructura necesaria para la interconexión eléctrica regional, y la creación de un marco regulatorio que facilite los intercambios y transacciones de energía eléctrica.

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) suscribió la declaración de financiamiento por USD 125 millones para el proyecto de interconexión eléctrica entre **Perú y Ecuador** a 500 kV. Este importante logro permitirá iniciar los procesos licitatorios y de construcción de la línea de interconexión definitiva entre ambos países garantizando la seguridad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica para la región. El financiamiento total del proyecto proviene de diversas fuentes, incluidos a más del BEI, préstamos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y recursos propios de CELEC EP. El proyecto, que se espera que esté completamente operativo para 2027, facilitará el intercambio de energía entre ambos países, permitiendo exportar excedentes durante períodos de alta producción e importarla más económica cuando sea necesario, reduciendo así la dependencia de la generación térmica con combustibles subsidiados.

Los países del SICA (**Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y República Dominicana**) aprobaron cinco Pactos Energéticos en materia de: Acceso universal a la electricidad, Reducción del uso de leña, Impulso a energías renovables para la generación de la electricidad, Apoyo y fortalecimiento de las energías renovables no convencionales y Mejora de la eficiencia energética a través de los Reglamentos Técnicos Centroamericanos (RTCA). De esta forma se posiciona a la subregión a la vanguardia de la integración y la sostenibilidad, ya que con el acompañamiento de la CEPAL ahora estos países cuentan con una agenda común para avanzar en el cumplimiento del ODS 7: energía asequible, segura y no contaminante para la población.

En el marco de la 6ta reunión ministerial de la Alianza para el Cambio Climático y Energía, a cargo de la Alianza de Energía y Clima de las Américas (ECPA, en inglés), el Gobierno de **Panamá**, suscribió memorandos de entendimiento para cooperación con los gobiernos de **República Dominicana** y de **Chile**, con el objetivo de compartir experiencias y mejores prácticas en áreas de interés común, tales como la transición energética justa, el acceso universal a la energía, la Eficiencia Energética, la descarbonización, digitalización, movilidad eléctrica y generación distribuida, transporte marítimo y logística, y desarrollo de tecnologías e investigación aplicadas a nuevos mercados energéticos. Otro de los objetivos se centra en identificar oportunidades de inversión, incentivos económicos y medidas para la creación y consolidación de la cadena de valor del hidrógeno verde y derivados, especialmente en infraestructuras, transporte y regulación. También se busca implementar el enfoque de género en actividades asociadas a energía sostenible.

Los ministerios de Industria, Energía y Minería y Relaciones Exteriores de **Uruguay**, y los Departamentos de Comercio y Estado de los Estados Unidos de América suscribieron un memorando de entendimiento para potenciar la cooperación entre ambos países, con foco en el desarrollo y el despliegue de tecnologías críticas y emergentes. El acuerdo constituye un paso más para posicionar a Uruguay como un hub de innovación a nivel regional. El memorando de entendimiento establece un plan de acción bilateral para el desarrollo y el despliegue de tecnologías críticas y emergentes en las áreas de semiconductores, inteligencia artificial, flujos de datos, energía limpia, telecomunicaciones, ciberseguridad y biotecnología. Por otra parte, el Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay y el Ministerio de Industria y Comercio de la República Checa, firmaron un acuerdo de colaboración bilateral que tiene como objetivo el fortalecimiento del desarrollo económico y de los históricos lazos de cooperación entre ambos países. El acuerdo incluye el fortalecimiento de la cooperación en el campo de la inversión y *joint ventures* y en el sector energético, con énfasis en energías renovables, hidrógeno verde y sus derivados, movilidad eléctrica y eficiencia energética.

10. RECONOCIMIENTOS, EVENTOS Y CONVENCIONES

Según el Informe del Foro Económico Mundial, **Brasil** se posicionó en el ranking mundial como uno de los países que más avanza en la implementación de acciones para la transición energética, ascendiendo al puesto 12 en el Índice de Transición Energética (ETI), ocupando el primer lugar entre los países emergentes, entre todos los países de América y el tercero entre las naciones participantes del G20. Una de las principales iniciativas destacadas para el ascenso de Brasil en la lista fue la apuesta de largo plazo por la energía hidroeléctrica y los biocombustibles, combinada con importantes avances en la generación de energía solar. Adicionalmente, el informe señala que, los programas de incentivos y desarrollo tecnológico fueron fundamentales para el crecimiento de la generación distribuida y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Para elaborar el ranking entre los 120 países, el Foro Económico Mundial utilizó el Índice de Transición Energética (ETI), que analiza la media de 46 indicadores y asigna una puntuación final de 0 a 100 a los países listados. Brasil registró una puntuación de 65.7.

Se realizó en Tegucigalpa **Honduras**, la sexta reunión de Ministros de Energía de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y del Caribe (CELAC), espacio que contribuyó a evaluar el panorama energético de América Latina. El gobierno de Honduras junto a OLADE encabezó el inicio de la jornada con una ponencia magistral sobre la transición energética en Centroamérica y los retos que enfrenta la región.

Con motivo de la **I Reunión de Viceministros de Energía del Consenso de Brasilia**, en Quito, Ecuador, representantes de países sudamericanos adoptaron una declaración para perfilar intereses comunes en materia de integración eléctrica regional. La Declaración de Quito, reafirma el compromiso de los países del Consenso de Brasilia con la coordinación de políticas energéticas para facilitar el intercambio de electricidad entre los países sudamericanos, así como con la promoción de la Eficiencia Energética, con el uso de fuentes renovables de energía eléctrica y con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico. Entre los desafíos planteados en el documento, el texto aborda la necesidad de fortalecer la seguridad energética como vector de desarrollo sostenible. La declaración también deja constancia de la gran diversidad de recursos energéticos disponibles en el continente para la generación de energía y vectores energéticos, como el hidrógeno bajo en carbono y sus derivados.

El último informe de Estado Global de las Energías Renovables, destaca a **Paraguay** como uno de los seis países del mundo que consume energía eléctrica sustentada en un 100% en fuentes renovables. Paraguay ocupa el quinto lugar de la lista de naciones que utilizan principalmente este tipo de fuentes de energía, debido a que el 100% de su energía eléctrica se basa en hidroenergía. De acuerdo al mismo informe, también complementa su matriz energética con una pequeña contribución de biomasa. El resto de la lista de los países con 100% de energía renovable la conforman **Costa Rica, Dinamarca, Noruega, Islandia y Uruguay**.

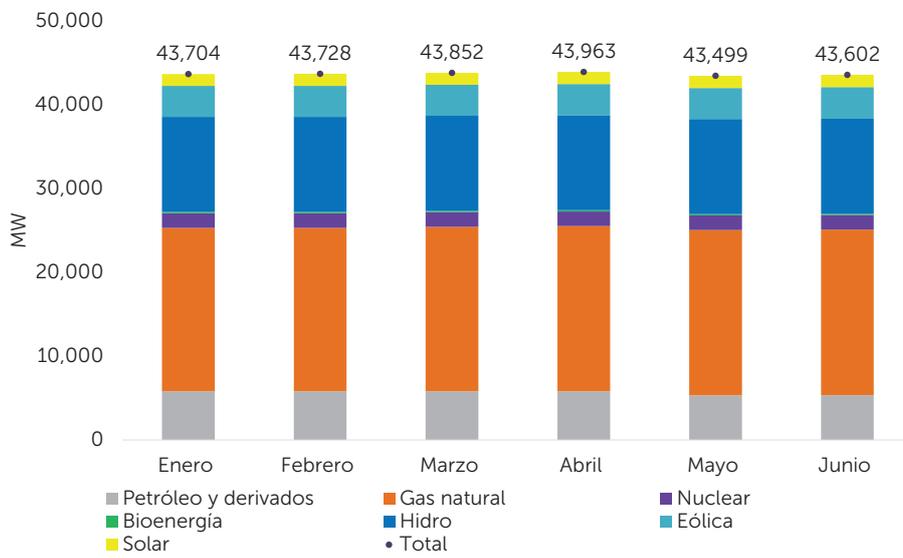
En 2024 la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria Energía y Minería de Uruguay recibió los FIA Americas Awards 2023, distinción otorgada a entidades y personalidades destacadas por su contribución a la movilidad sostenible.



Información Estadística Países

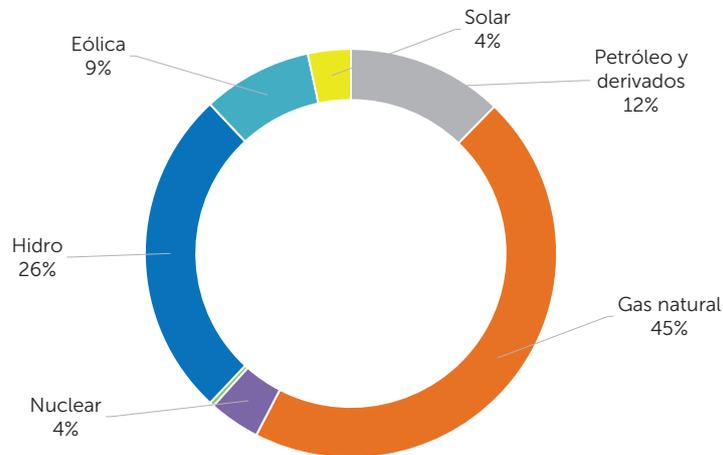
ARGENTINA

Capacidad instalada por fuente mensual - Argentina 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

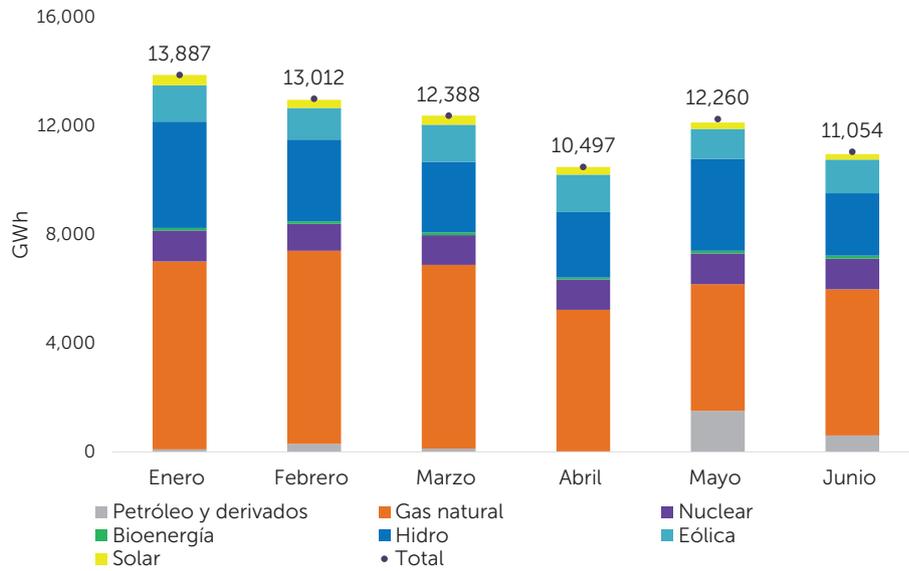
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Argentina
Total: 43,602 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

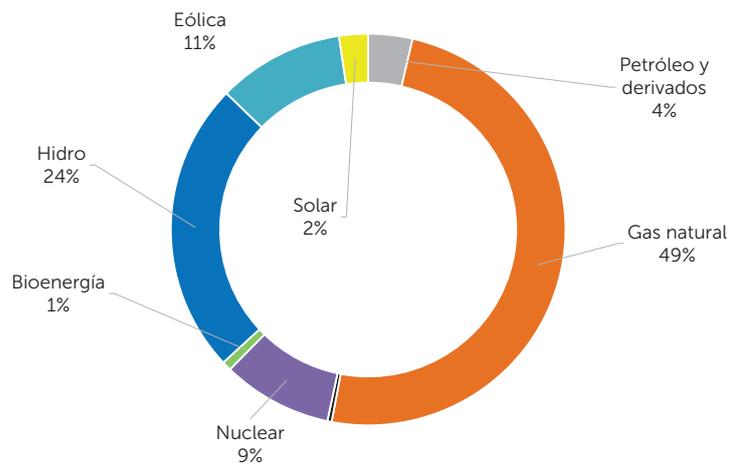


Generación eléctrica por fuente mensual - Argentina 2024



Fuente: sielAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Argentina
Total: 73,098 GWh



Fuente: sielAC - OLADE, 2024

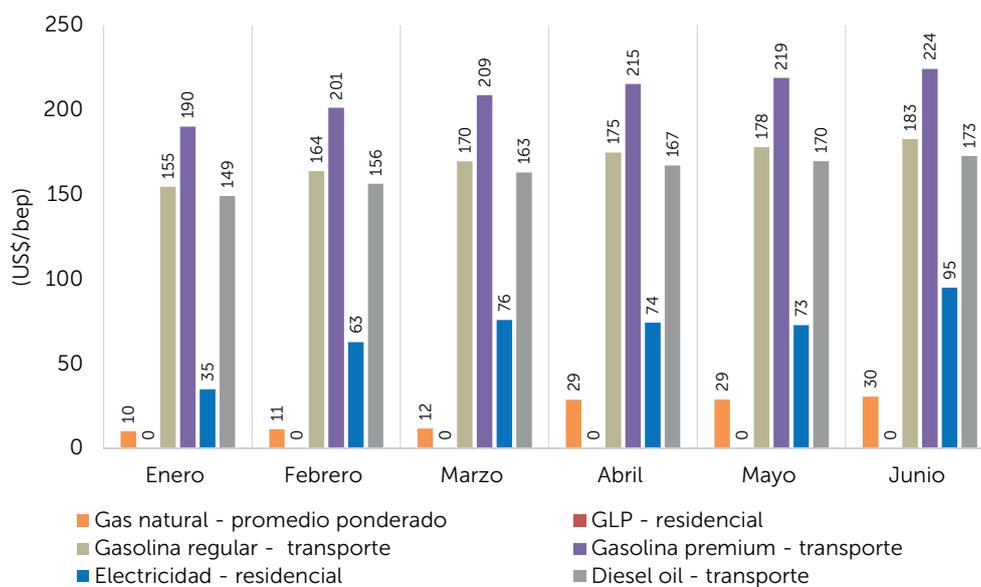
ARGENTINA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	US\$/10 ³ m ³	60.94	68.00	70.44	172.23	172.58	182.32
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	138.16	146.35	151.52	156.15	159.10	163.38
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	169.87	179.83	186.51	192.46	195.61	200.40
Electricidad - residencial	US\$/kWh	0.02	0.04	0.05	0.05	0.05	0.06
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	149.38	156.60	163.33	167.47	169.98	172.98

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Argentina

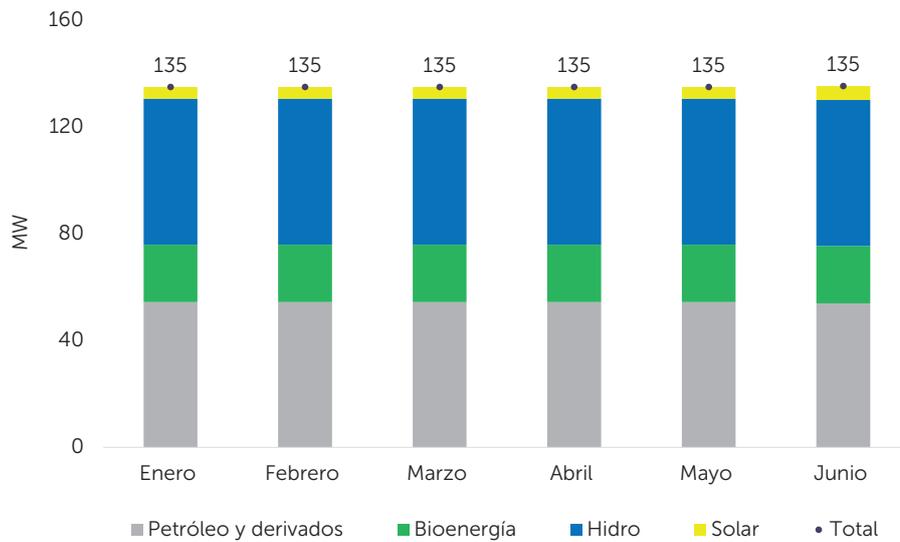


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



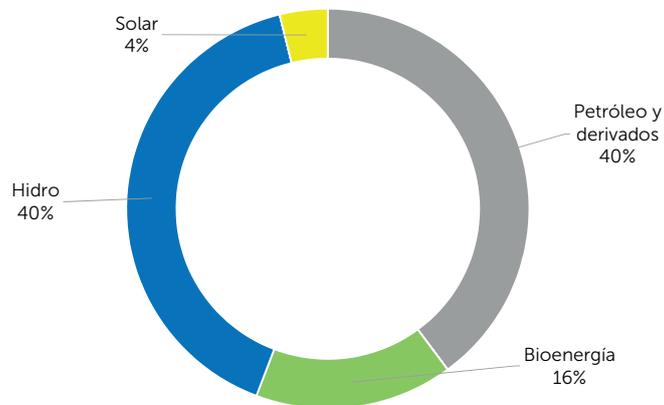
BELICE

Capacidad instalada por fuente mensual - Belice 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Belice
Total: 135 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

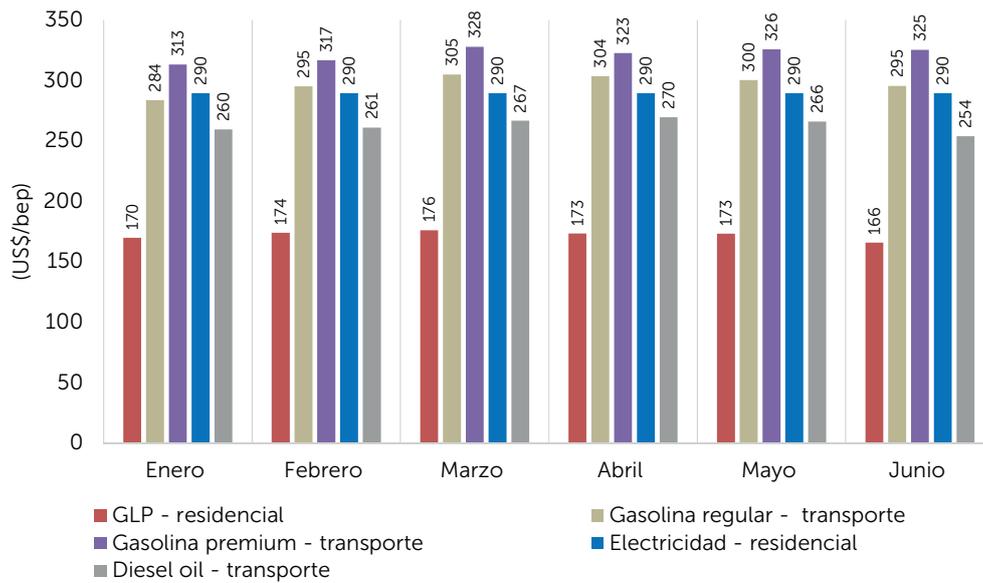
BELICE 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	113.80	116.64	118.00	116.22	116.10	111.17
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	253.47	263.76	272.37	271.32	268.38	263.97
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	279.72	283.08	292.95	288.33	291.06	290.64
Electricidad - residencial 	US\$/kWh	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	259.98	261.45	267.12	270.06	266.49	254.31

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Belice

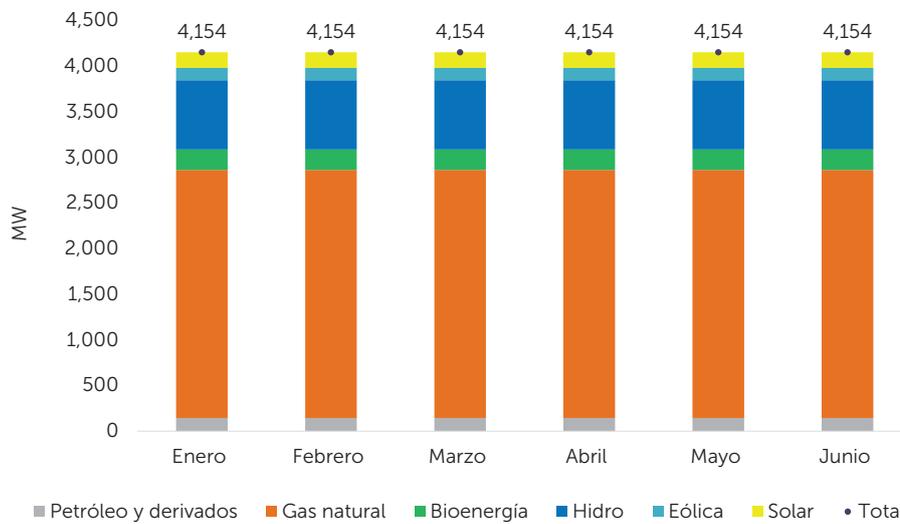


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



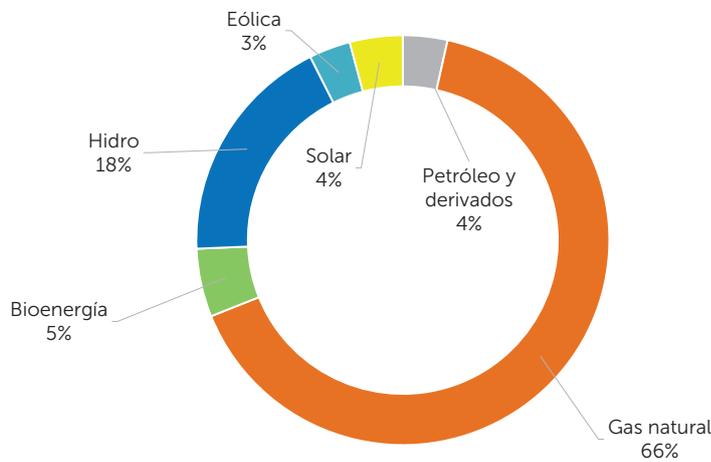
BOLIVIA

Capacidad instalada por fuente mensual - Bolivia 2024



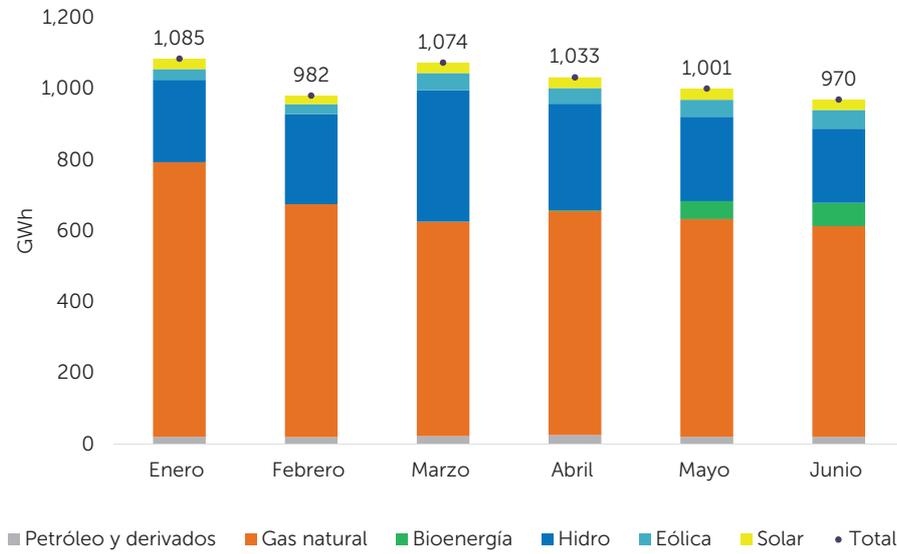
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Bolivia
Total: 4,154 MW



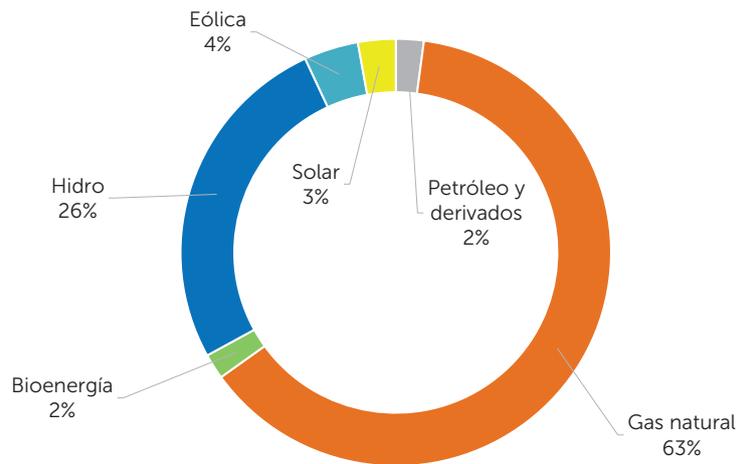
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual - Bolivia 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Bolivia
Total: 6,146 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



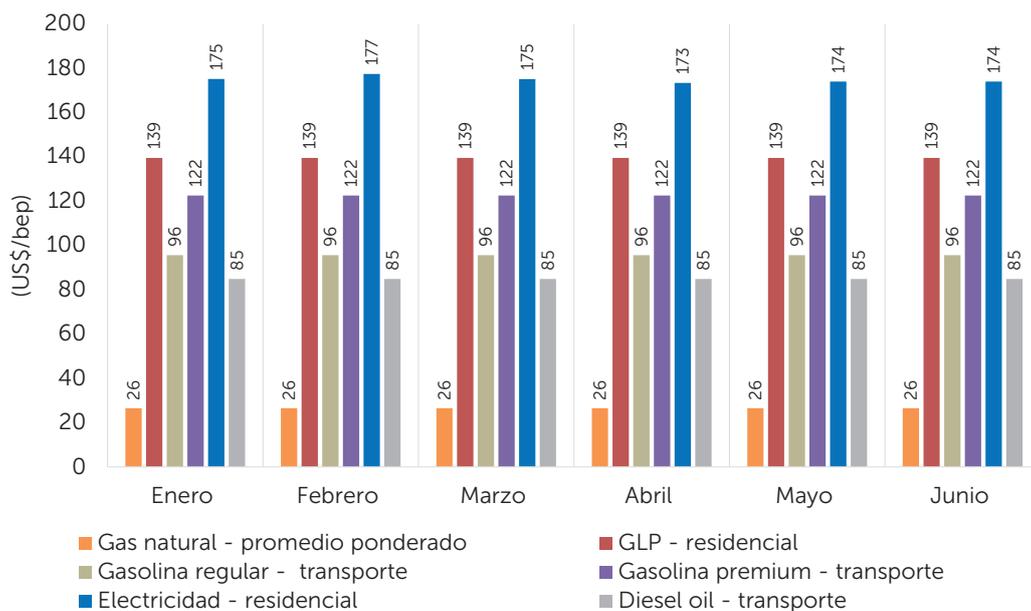
BOLIVIA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	US\$/10 ³ m ³	158.26	158.26	158.26	158.26	158.26	158.26
GLP residencial	US\$/bbl	93.45	93.45	93.45	93.45	93.45	93.45
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	85.41	85.41	85.41	85.41	85.41	85.41
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	109.42	109.42	109.42	109.42	109.42	109.42
Electricidad - residencial	US\$/kWh	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	84.98	84.98	84.98	84.98	84.98	84.98

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Bolivia

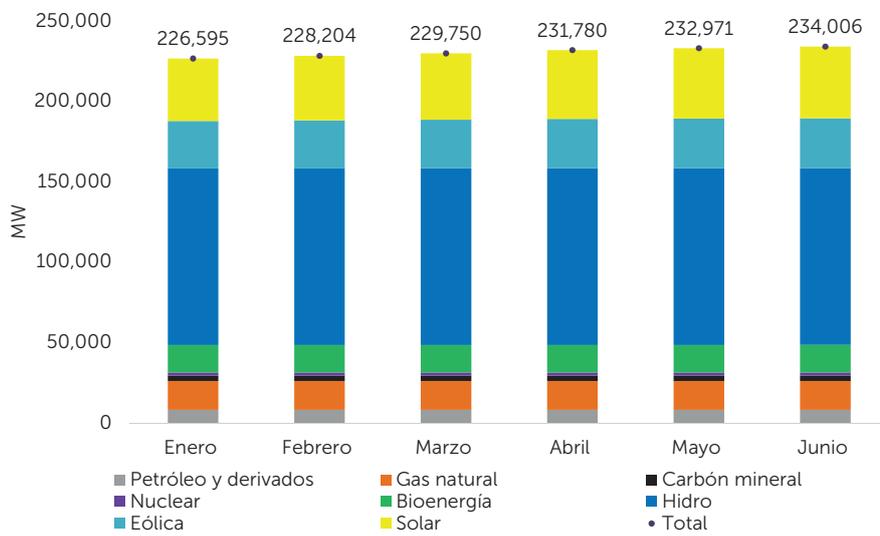


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

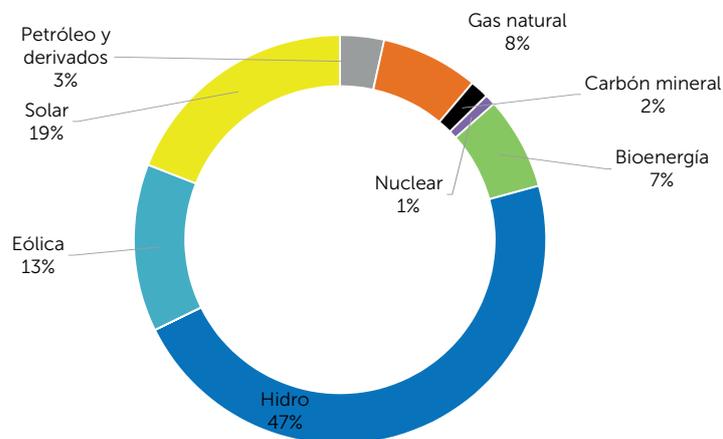


BRASIL

Capacidad instalada por fuente mensual - Brasil 2024

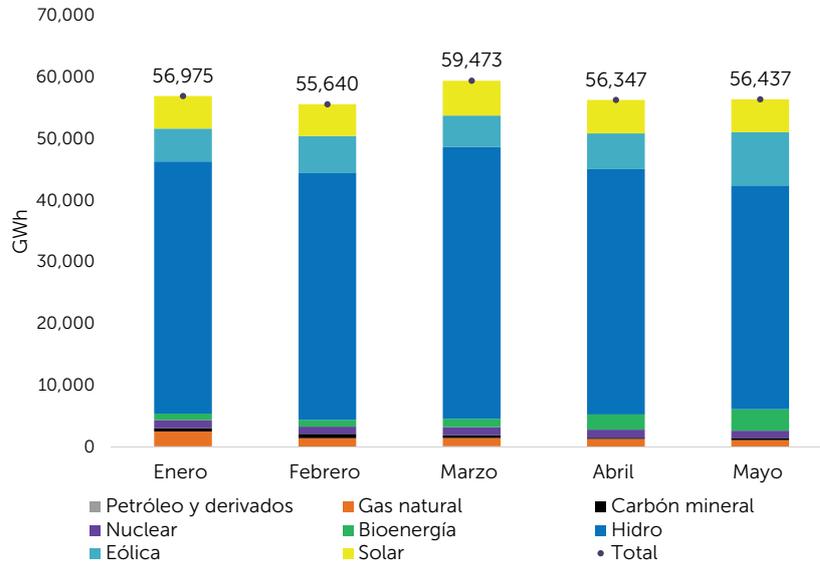


Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Brasil
Total: 234,006 MW



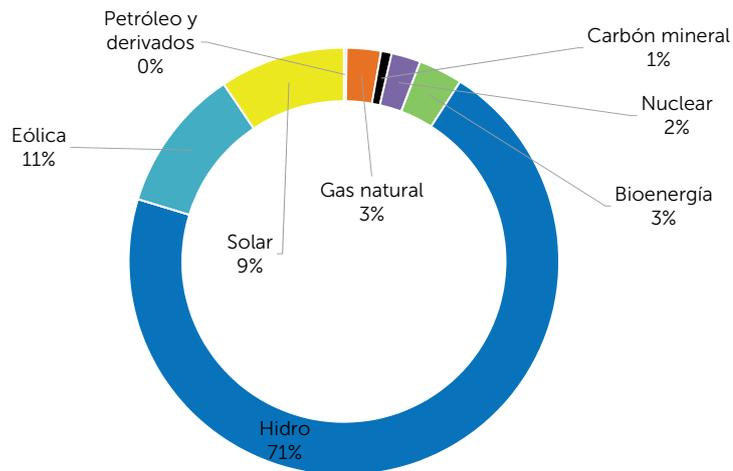


Generación eléctrica por fuente mensual - Brasil 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Mayo 2024 - Brasil
Total: 284,873 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

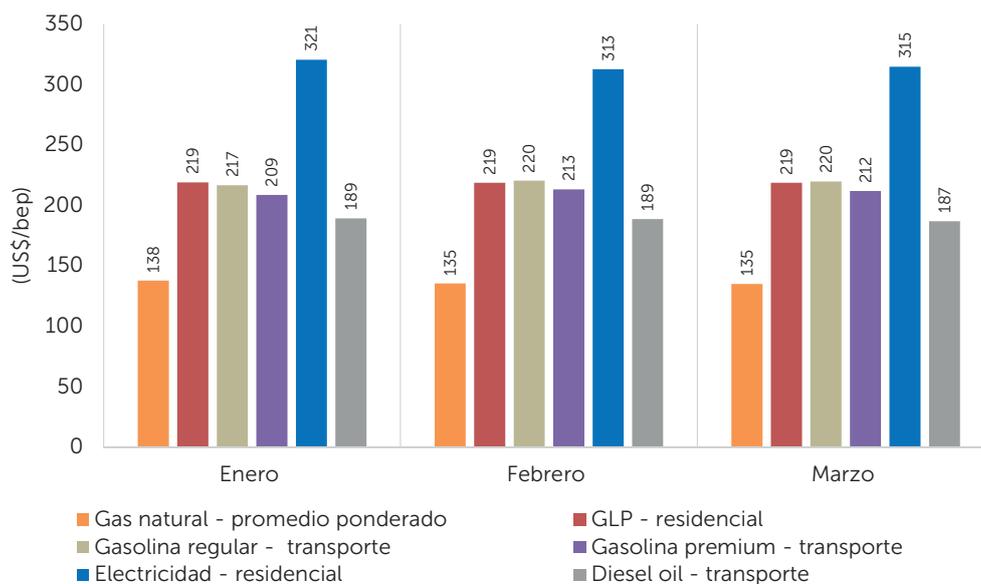
BRASIL 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo
Gas natural - promedio ponderado	US\$/10 ³ m ³	823.84	810.06	807.42
GLP residencial	US\$/bbl	146.78	146.54	146.54
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	193.61	196.92	196.30
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	186.37	190.58	189.33
Electricidad - residencial	US\$/kWh	0.20	0.19	0.19
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	189.60	188.97	187.10

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Brasil

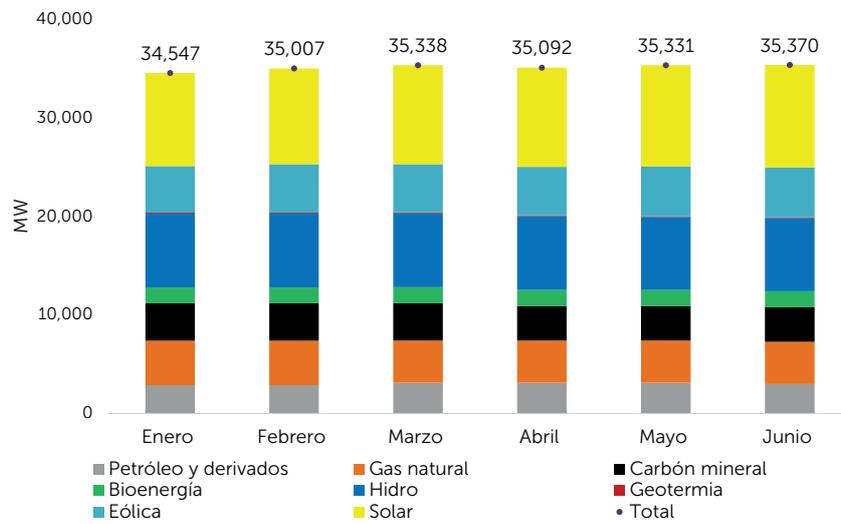


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



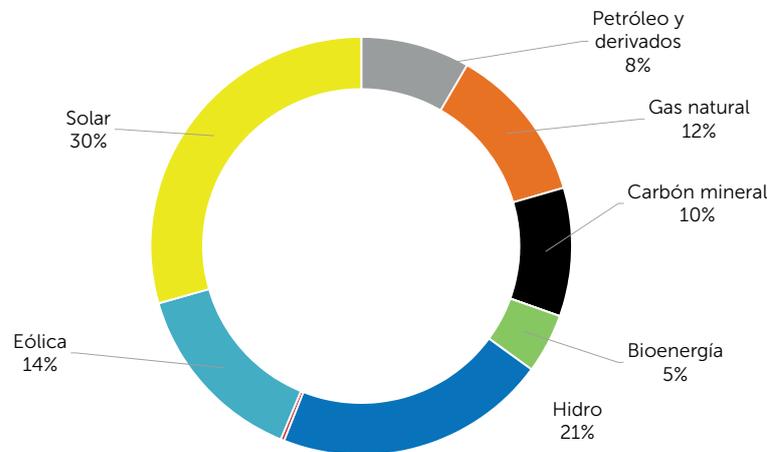
CHILE

Capacidad instalada por fuente mensual - Chile 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

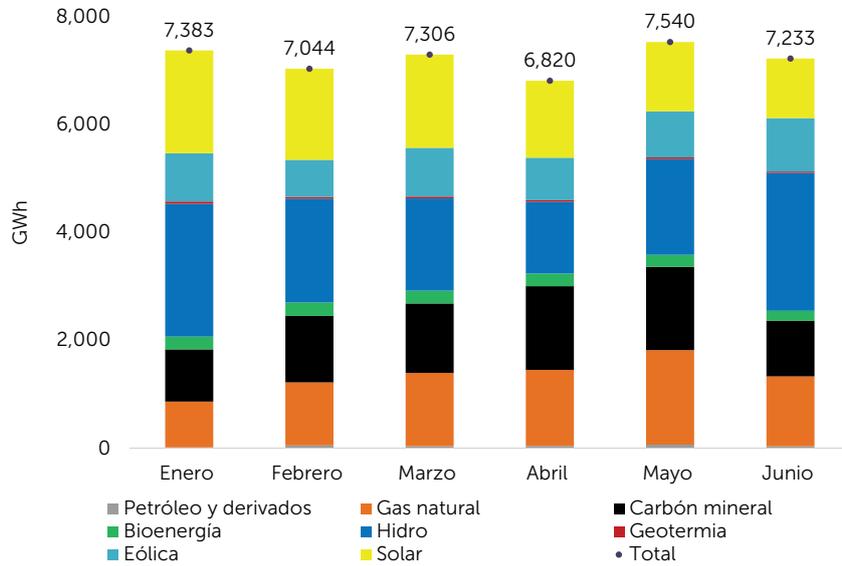
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Chile
Total: 35,370 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

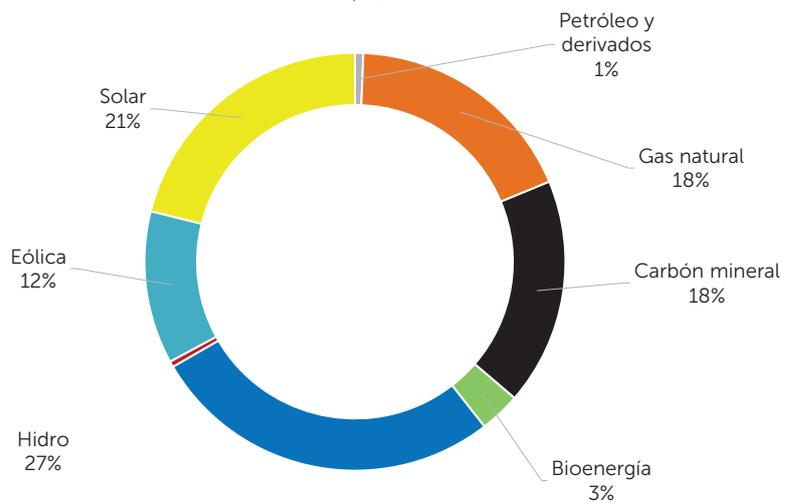


Generación eléctrica por fuente mensual - Chile 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Chile
Total: 43,326 GWh

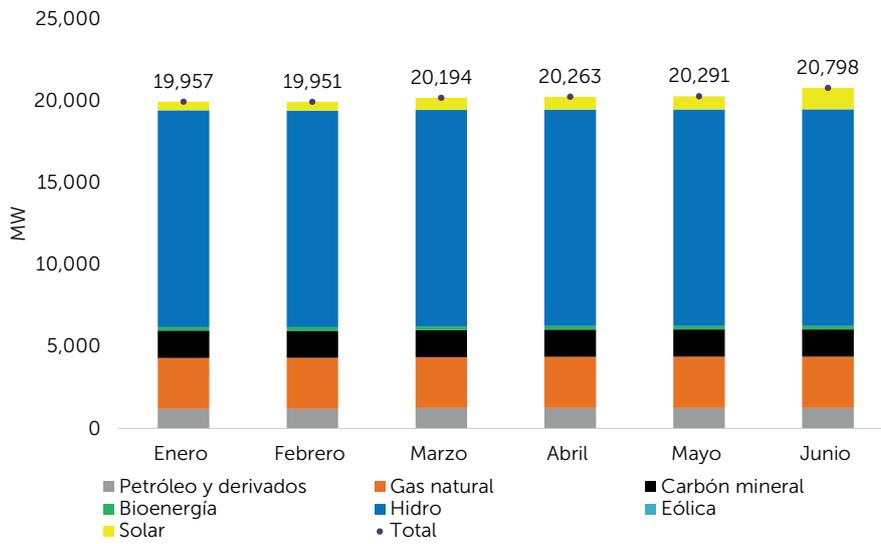


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



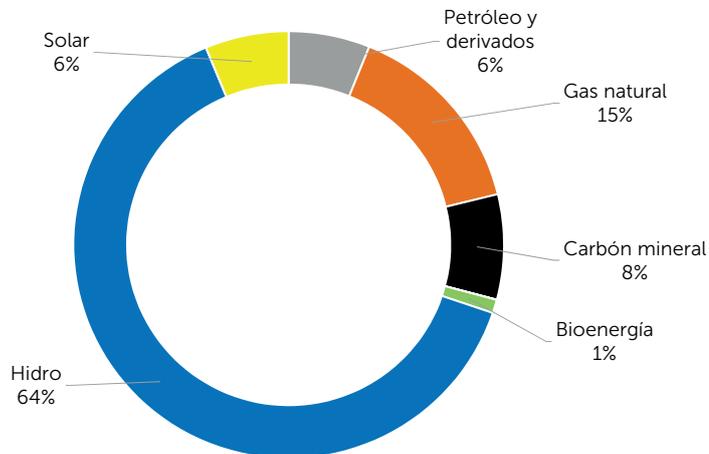
COLOMBIA

Capacidad instalada por fuente mensual - Colombia 2024

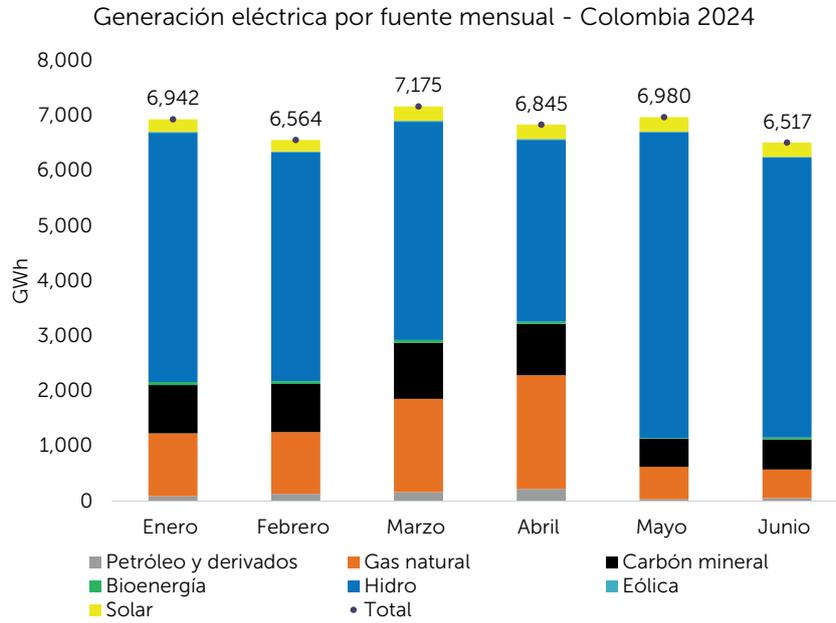


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Colombia
Total: 20,798 MW

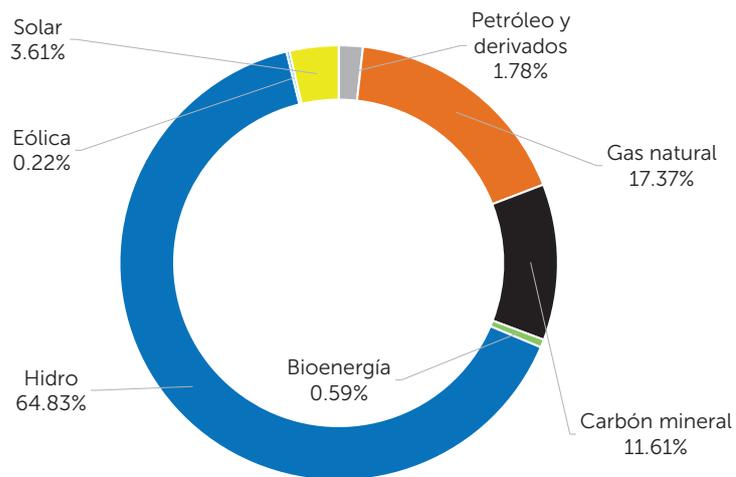


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual Enero a Junio 2024 - Colombia Total: 41,023 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



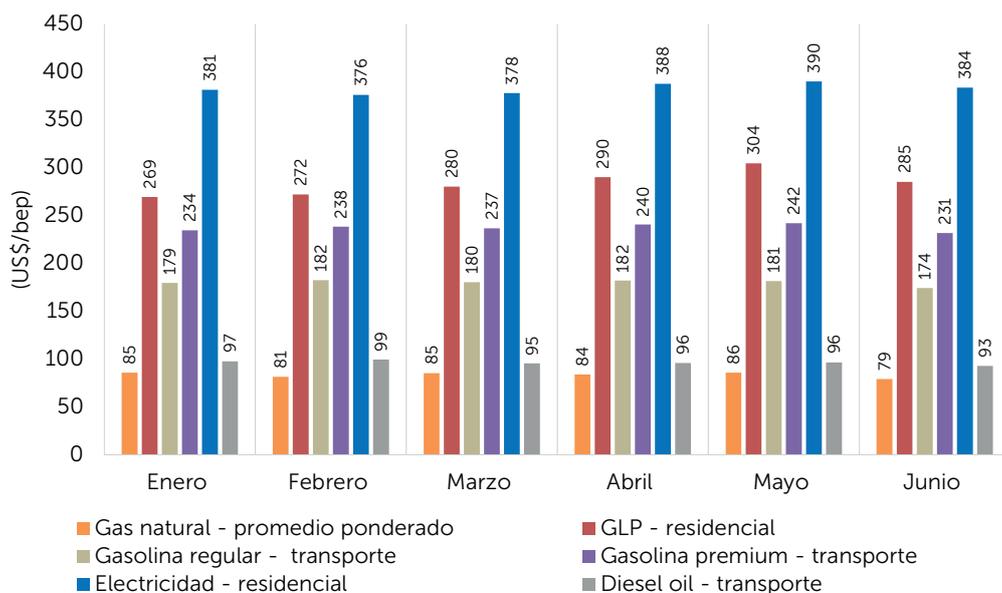
COLOMBIA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	US\$/10 ³ m ³	510.65	485.24	508.14	500.29	512.47	472.73
GLP residencial	US\$/bbl	180.41	182.19	187.66	194.36	203.94	191.07
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	160.15	162.86	160.99	162.53	161.88	155.46
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	209.29	212.78	211.34	214.75	216.05	206.76
Electricidad - residencial	US\$/kWh	0.24	0.23	0.23	0.24	0.24	0.24
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	97.59	99.54	95.33	95.79	96.37	92.73

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

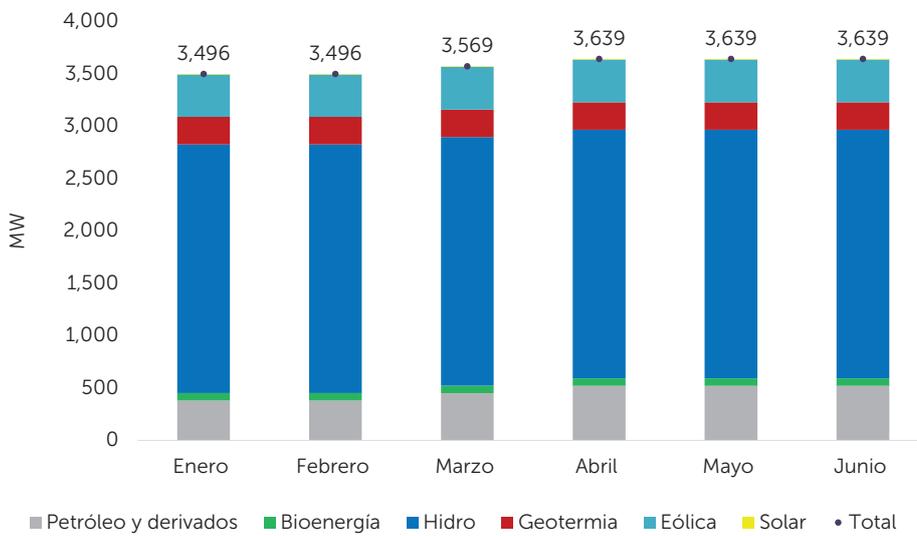
Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Colombia



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

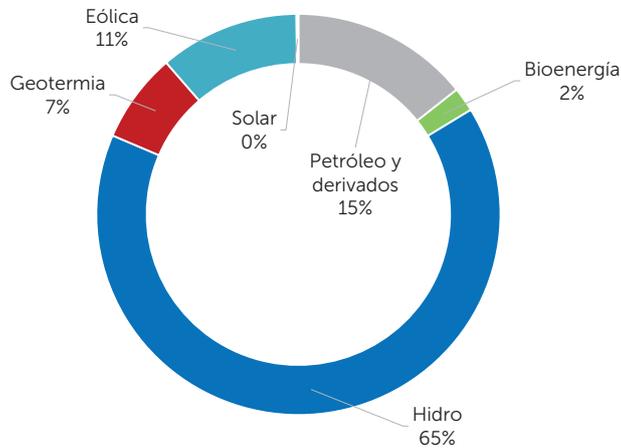
COSTA RICA

Capacidad instalada por fuente mensual - Costa Rica 2024

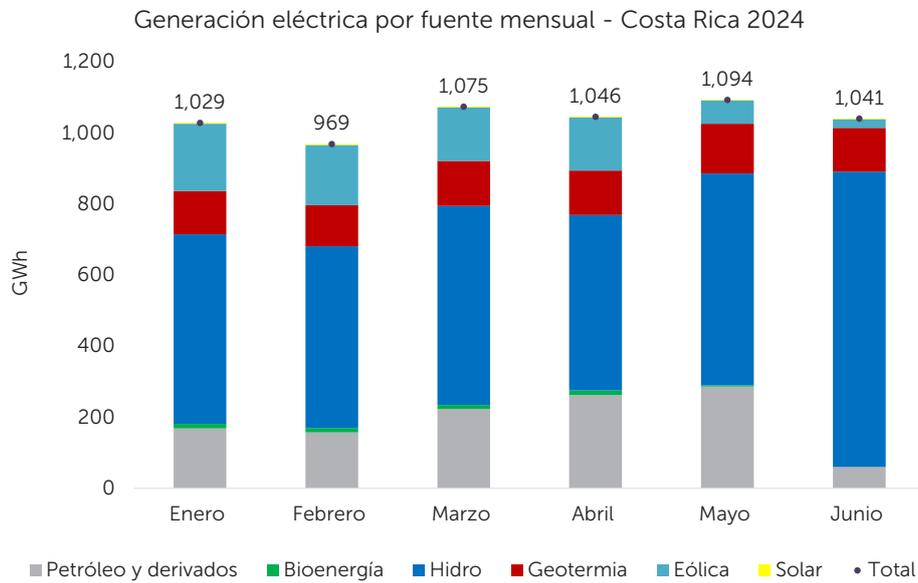


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

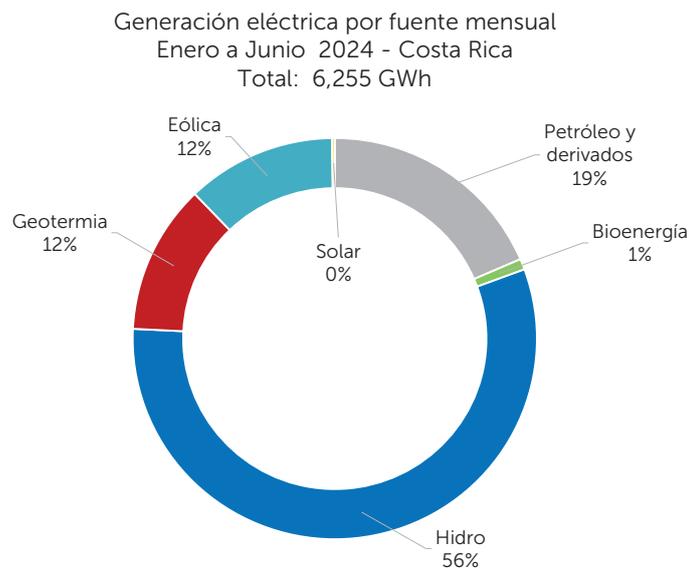
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Costa Rica
Total: 3,639 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

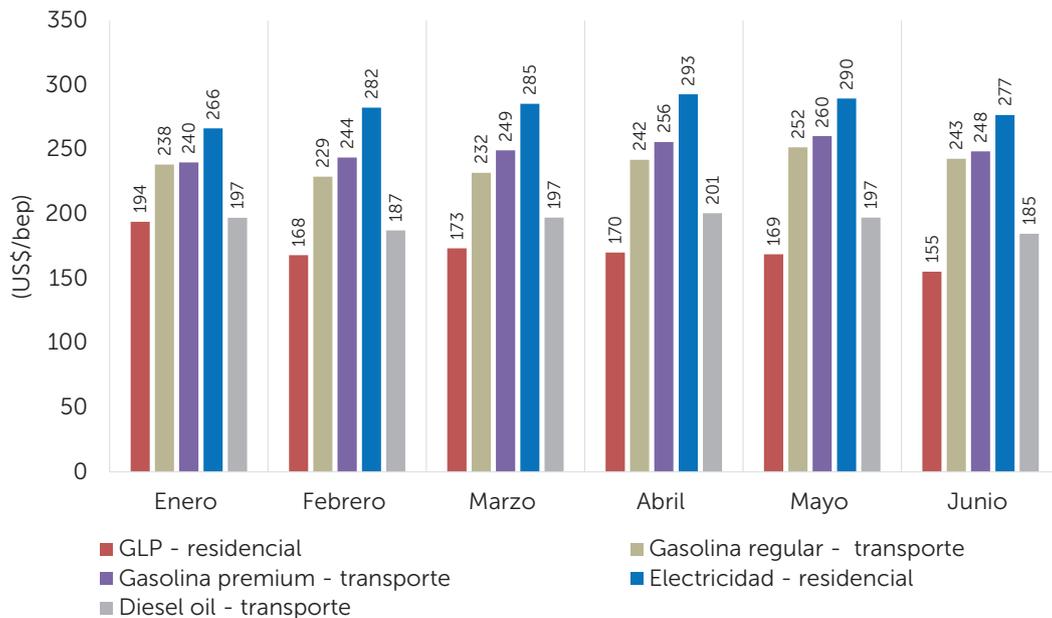
COSTA RICA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	US\$/bbl	129.95	112.58	116.17	113.96	113.09	104.06
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	212.90	204.52	207.19	216.16	224.85	216.90
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	214.44	217.77	222.78	228.49	232.62	222.01
Electricidad - residencial	US\$/kWh	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.17
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	197.31	187.61	197.49	200.88	197.47	184.94

Fuente: siELAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Costa Rica

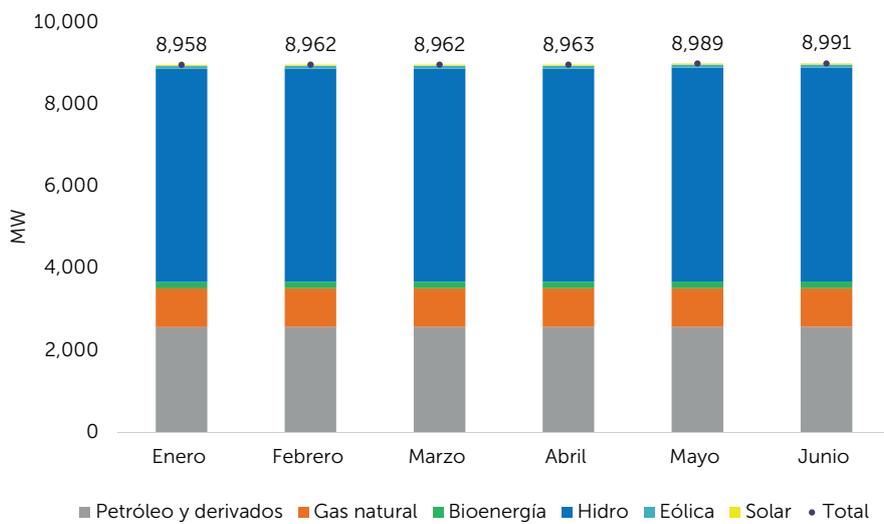


Fuente: siELAC - OLADE, 2024



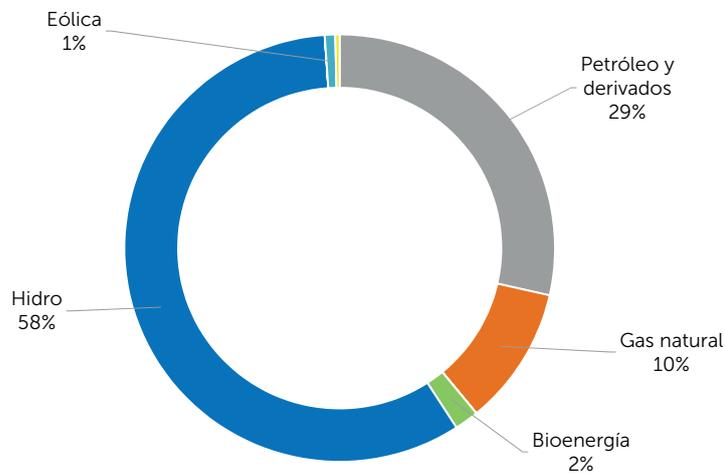
ECUADOR

Capacidad instalada por fuente mensual - Ecuador 2024



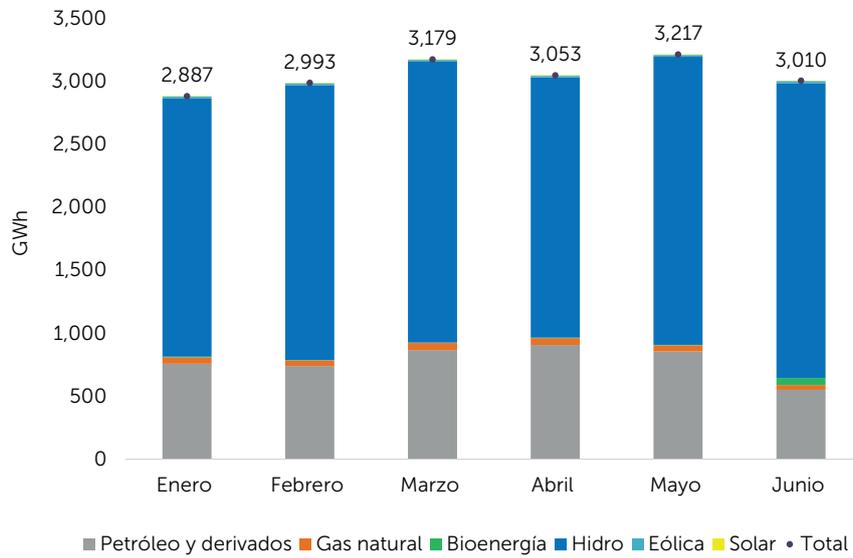
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Ecuador
Total: 8,991 MW



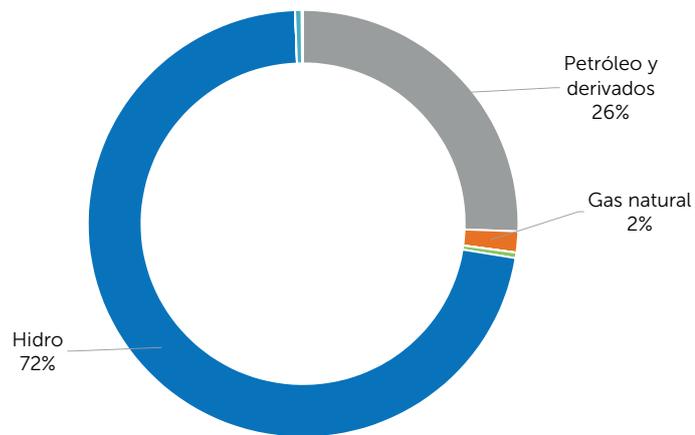
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual - Ecuador 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Ecuador
Total: 18,338 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



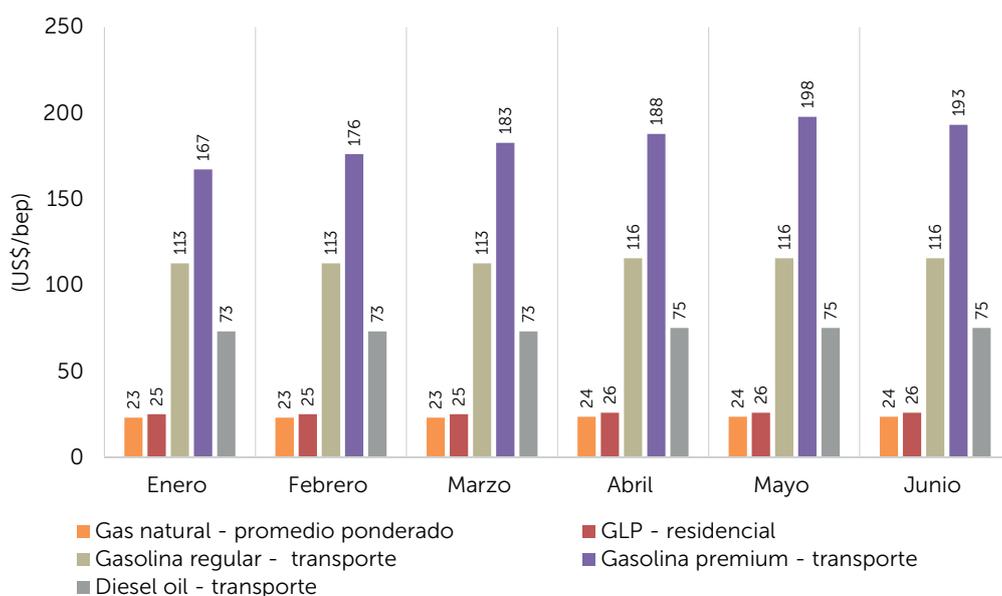
ECUADOR 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	US\$/10 ³ m ³	138.82	138.82	138.82	142.54	142.54	142.54
GLP residencial	US\$/bbl	16.96	16.96	16.96	17.49	17.49	17.49
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	100.80	100.80	100.80	103.53	103.53	103.53
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	149.52	157.50	163.38	168.00	176.82	172.62
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	73.50	73.50	73.50	75.47	75.47	75.47

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

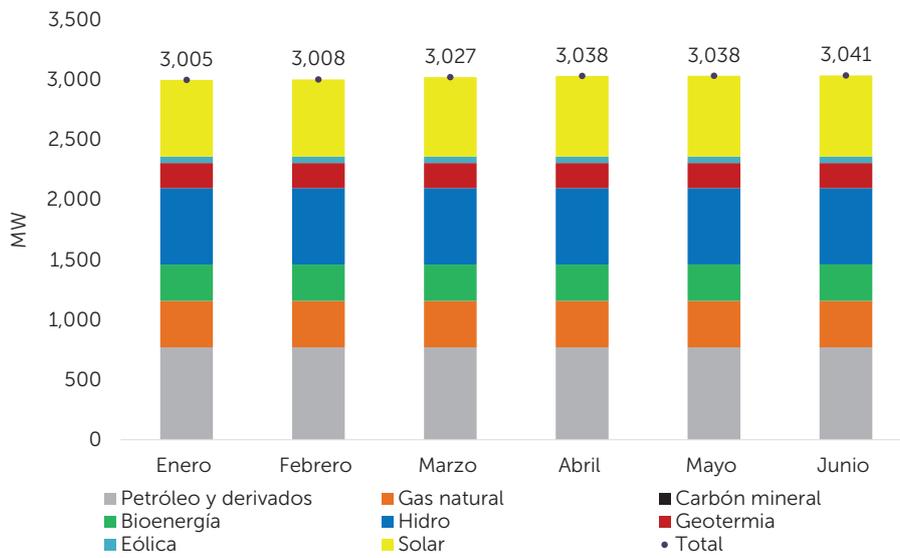
Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Ecuador



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

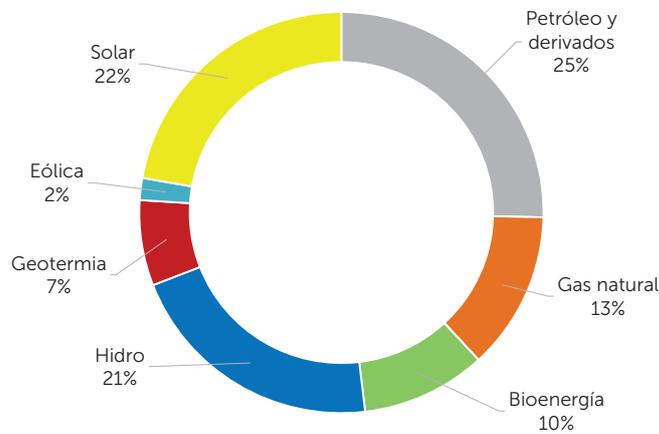
EL SALVADOR

Capacidad instalada por fuente mensual - El Salvador 2024

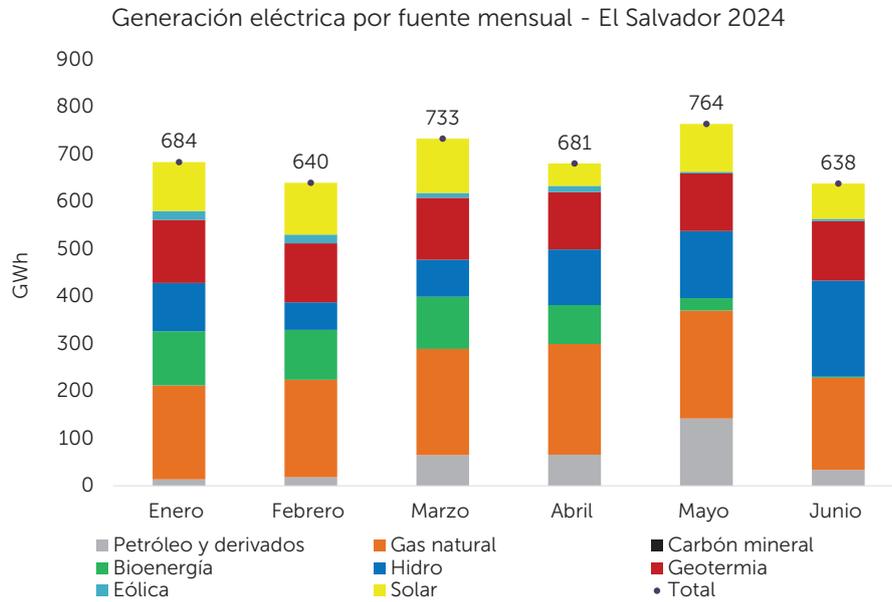


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

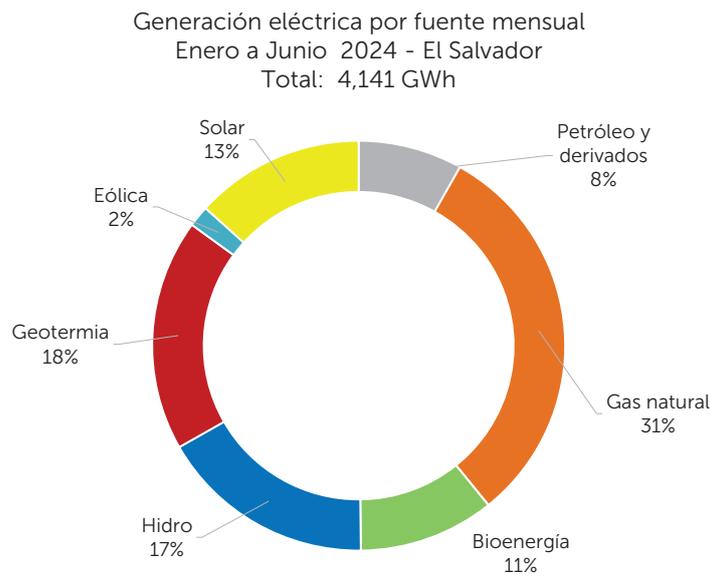
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - El Salvador
Total: 3,041 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

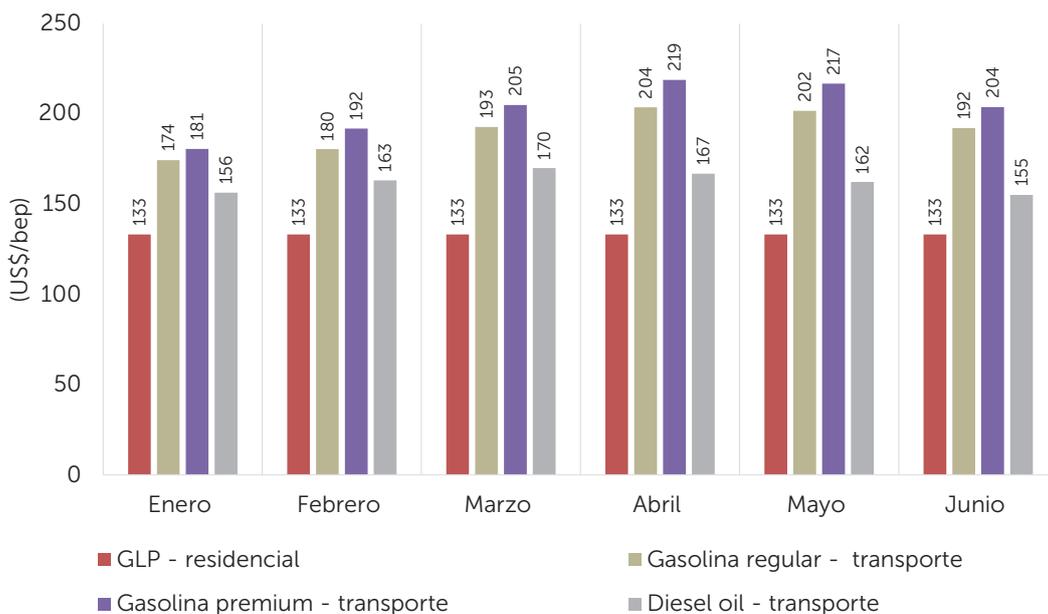
EL SALVADOR 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	US\$/bbl	89.26	89.26	89.26	89.26	89.26	89.26
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	155.75	161.21	172.20	181.93	180.18	171.64
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	161.35	171.43	183.07	195.44	193.62	182.00
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	156.52	163.38	170.19	167.09	162.47	155.33

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - El Salvador



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



GRENADA

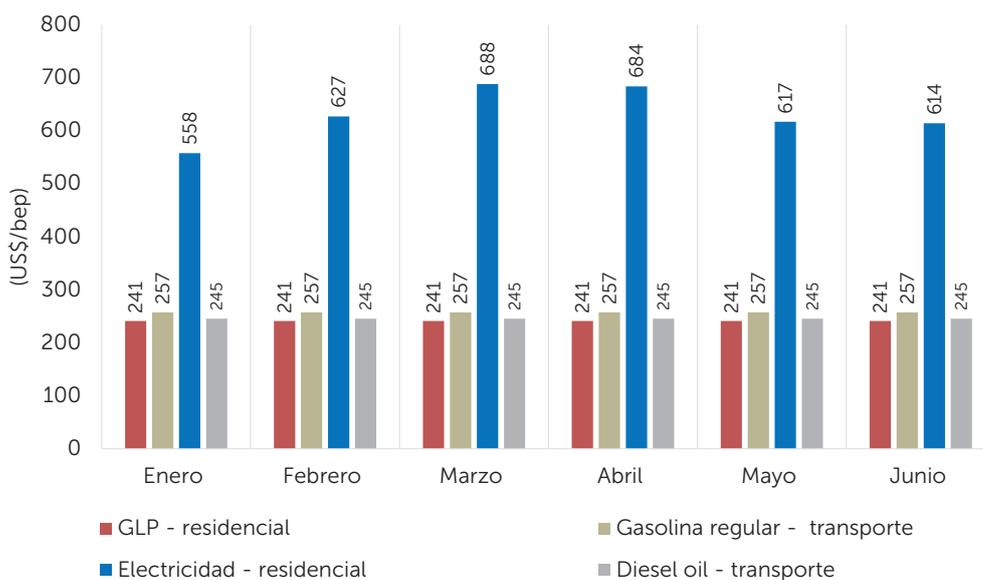
GRENADA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	161.51	161.51	161.51	161.51	161.51	161.51
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	229.91	229.91	229.91	229.91	229.91	229.91
Electricidad - residencial 	US\$/kWh	0.35	0.39	0.43	0.42	0.38	0.38
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	245.78	245.78	245.78	245.78	245.78	245.78

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

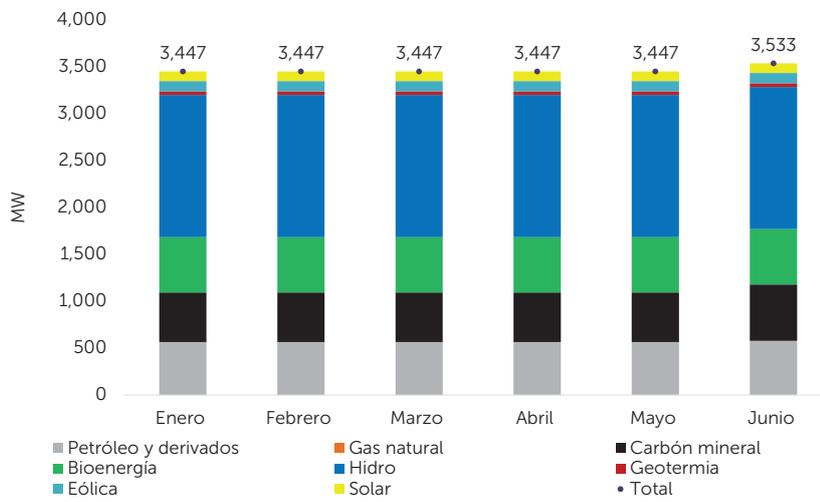
Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Grenada



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

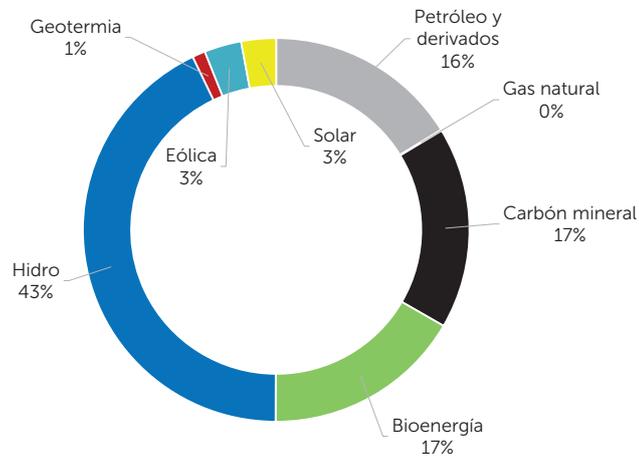
GUATEMALA

Capacidad instalada por fuente mensual - Guatemala 2024

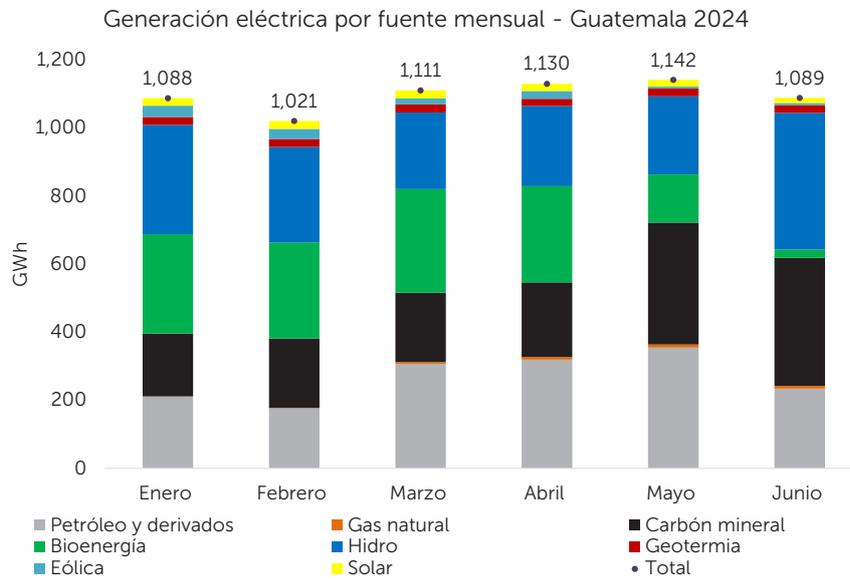


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

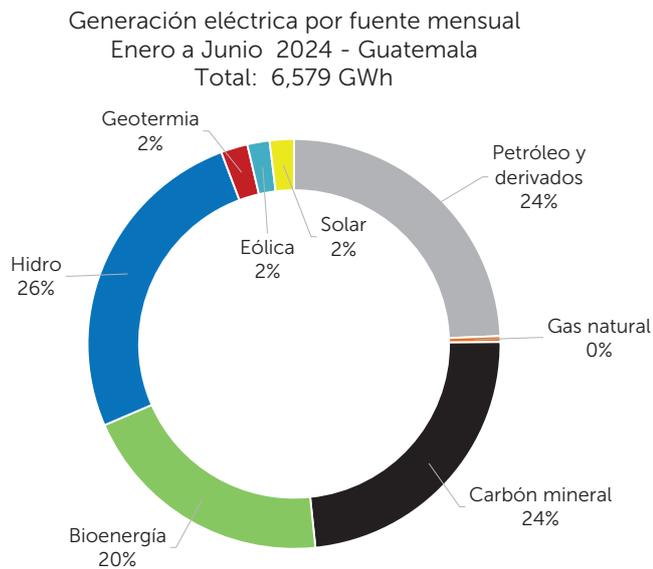
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Guatemala
Total: 3,533 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

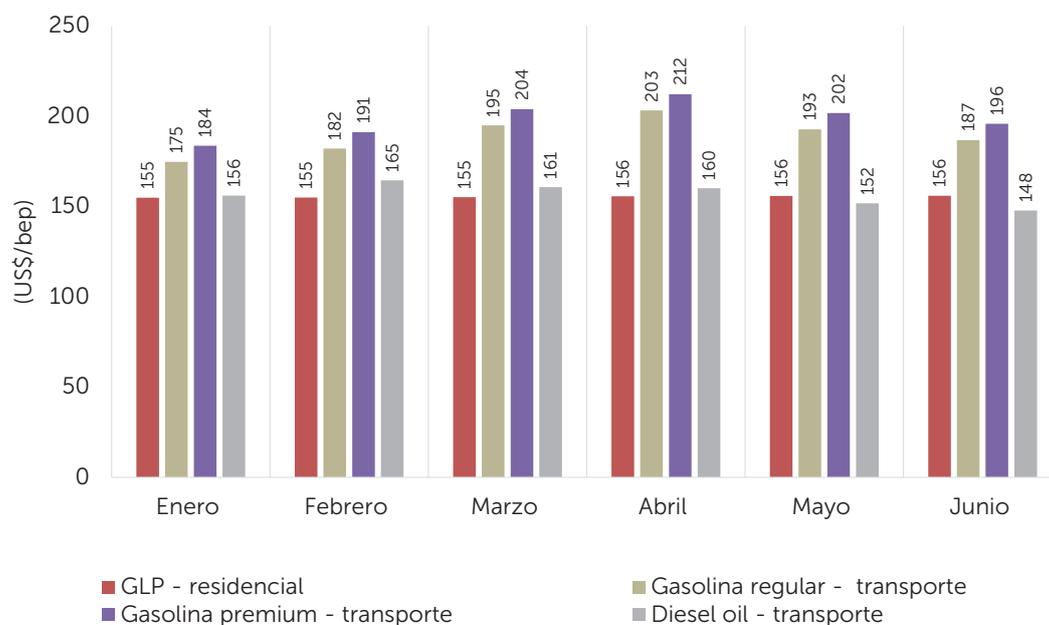
GUATEMALA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	103.75	103.84	103.96	104.27	104.44	104.47
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	156.06	162.74	174.14	181.56	172.20	166.85
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	164.10	170.78	182.19	189.58	180.29	174.94
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	156.27	164.77	160.93	160.39	151.97	148.01

Fuente: siELAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Guatemala

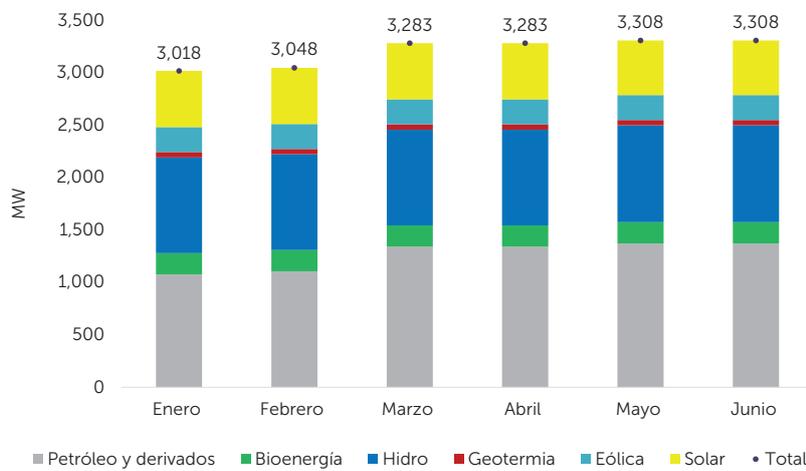


Fuente: siELAC - OLADE, 2024



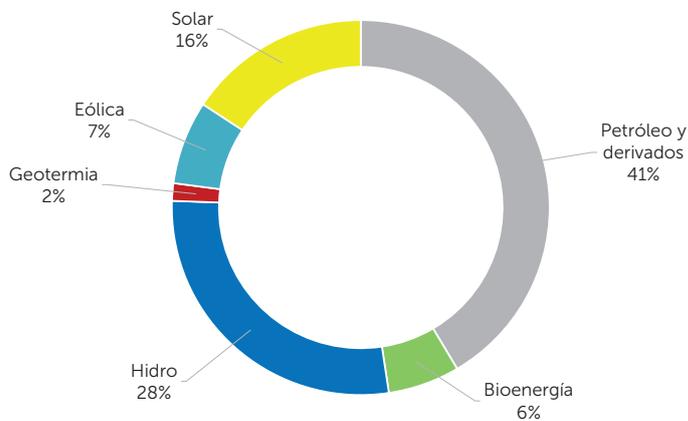
HONDURAS

Capacidad instalada por fuente mensual - Honduras 2024



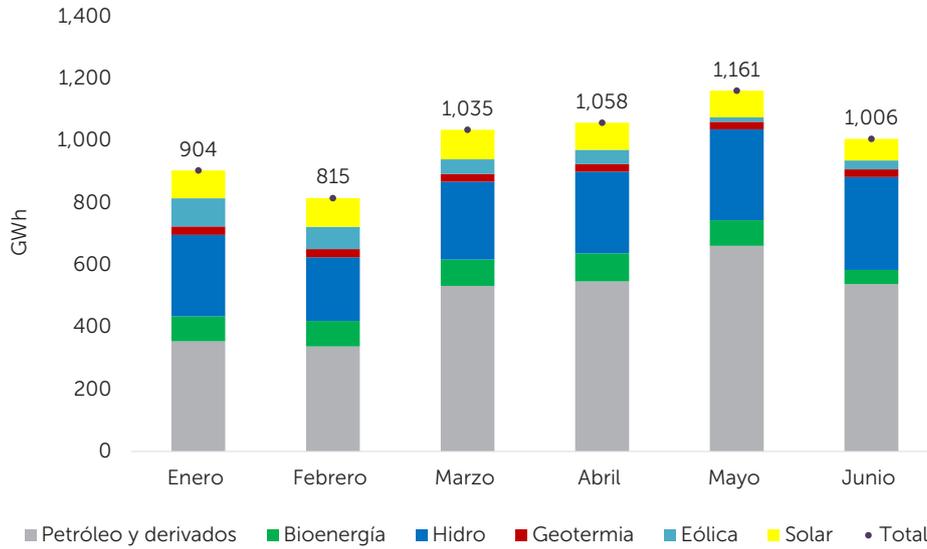
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Honduras
Total: 3,308 MW



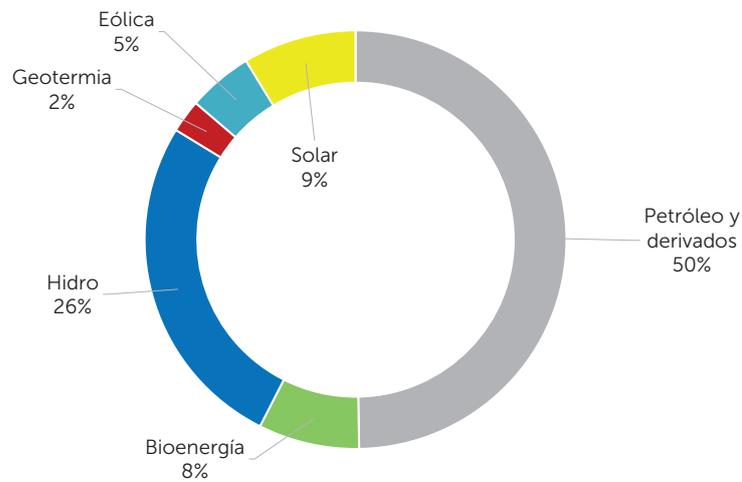
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual - Honduras 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Honduras
Total: 5,981 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



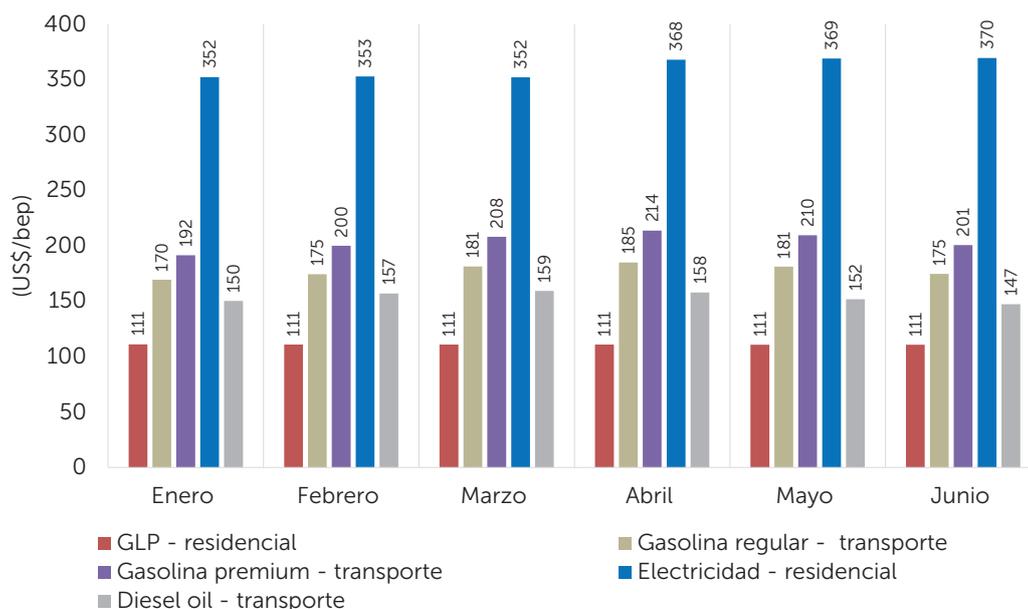
HONDURAS 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	74.47	74.40	74.37	74.39	74.31	74.27
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	151.49	155.94	162.15	165.33	161.97	156.16
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	171.25	178.80	186.12	191.09	187.25	179.45
Electricidad - residencial 	US\$/kWh	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23	0.23
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	150.53	157.33	159.69	158.30	152.12	147.70

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

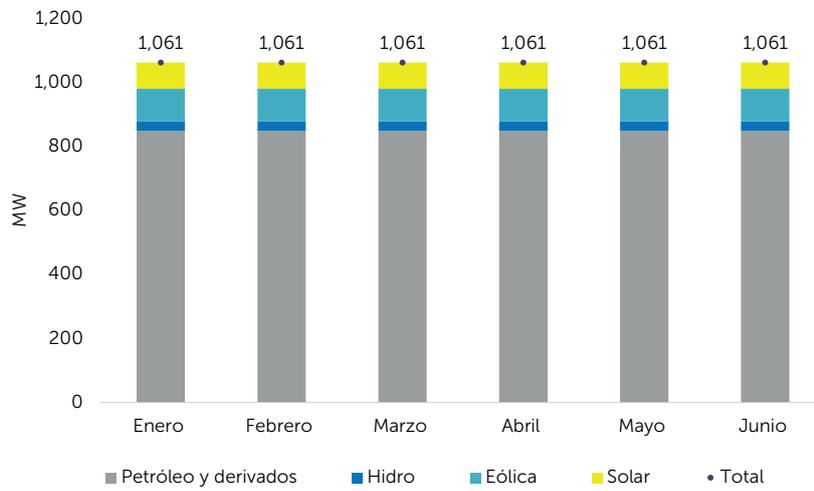
Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Honduras



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

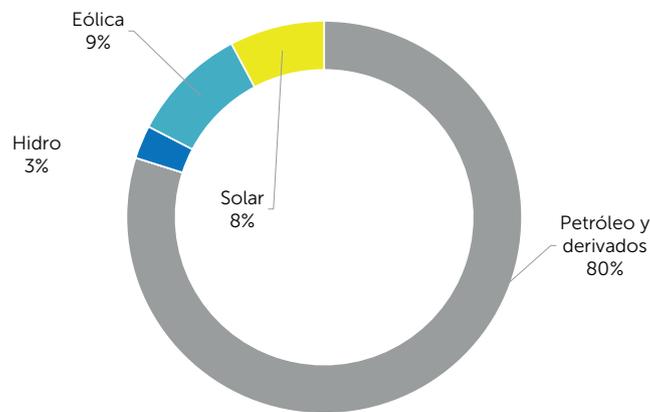
JAMAICA

Capacidad instalada por fuente mensual - Jamaica 2024

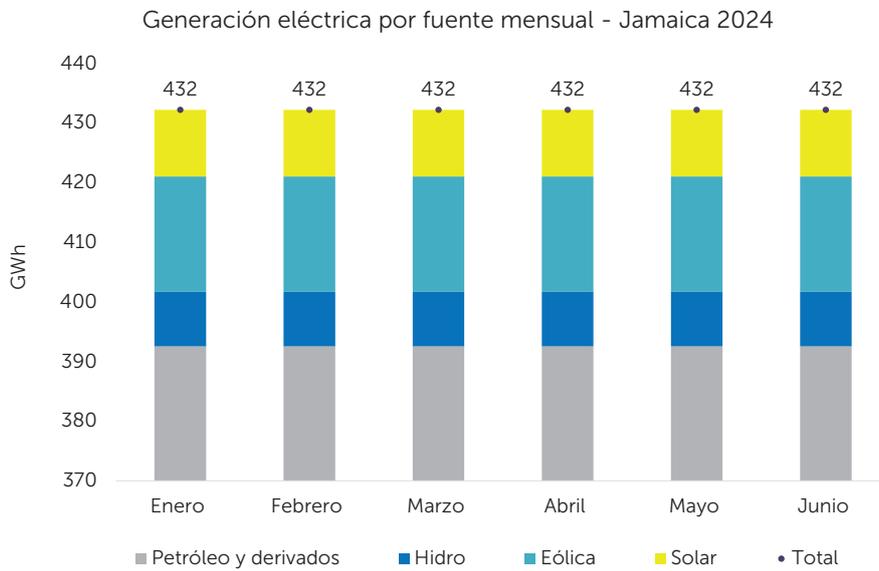


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

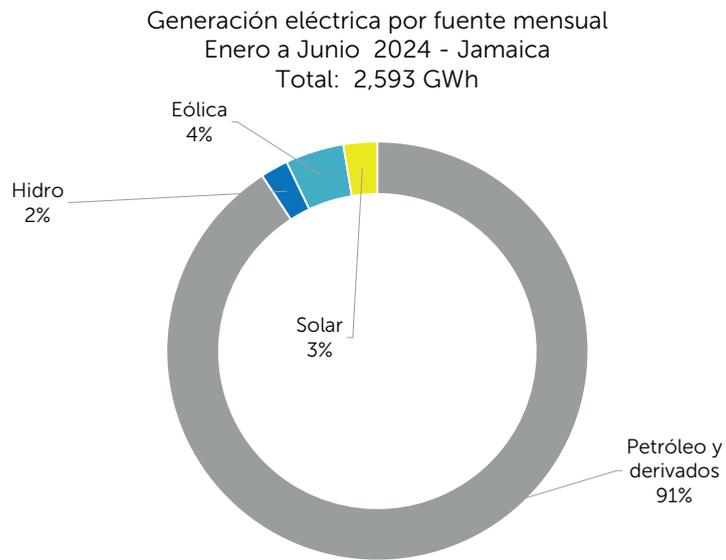
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Jamaica
Total: 1,061 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

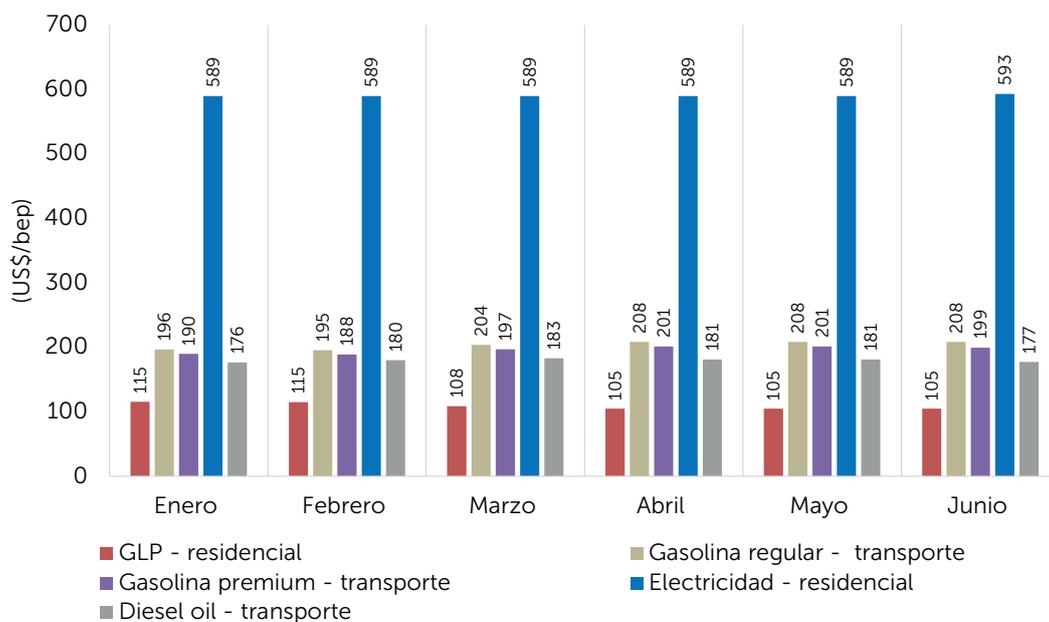
JAMAICA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	77.27	76.88	72.64	70.04	70.04	70.04
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	175.54	174.55	181.91	185.97	185.97	185.88
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	169.32	168.33	175.69	179.57	179.57	178.00
Electricidad - residencial 	US\$/kWh	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	176.52	180.02	182.98	181.18	181.18	177.31

Fuente: sielAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Jamaica

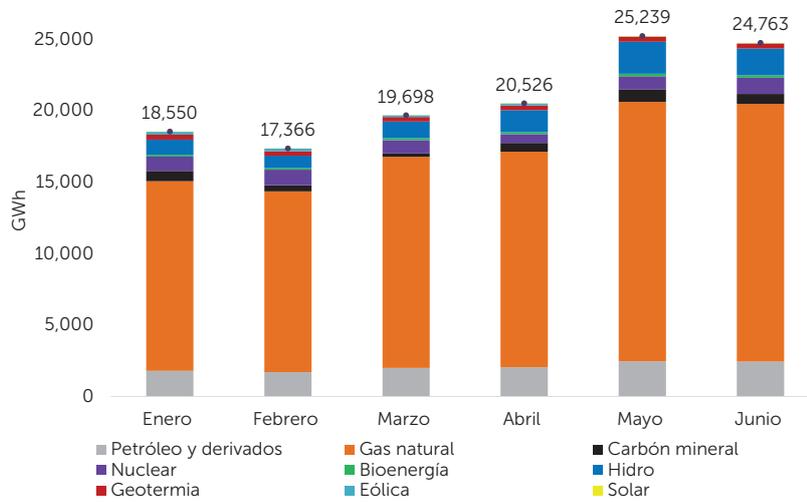


Fuente: sielAC - OLADE, 2024



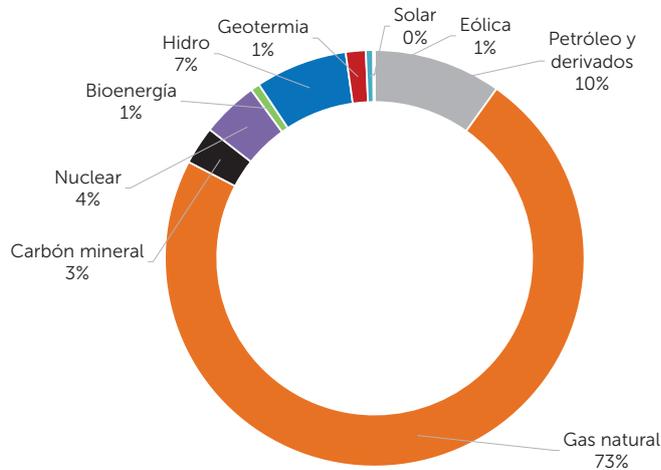
MÉXICO

Generación eléctrica por fuente mensual - México 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - México
Total: 150,533 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

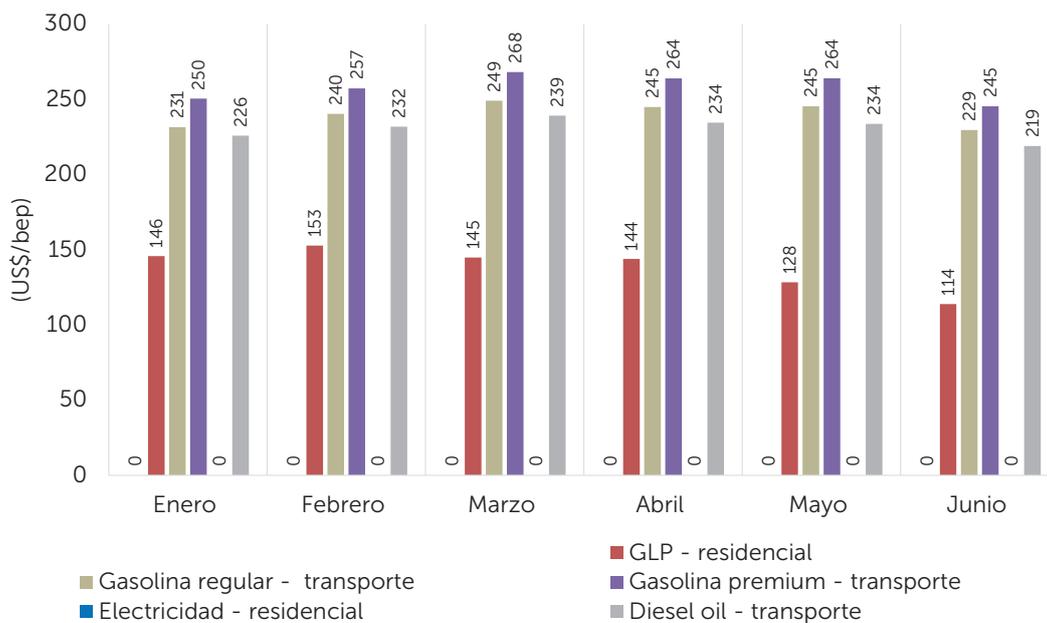
MÉXICO 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	US\$/bbl	97.60	102.31	96.99	96.35	86.00	76.31
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	206.68	214.59	222.46	218.75	219.11	205.00
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	223.72	229.79	239.44	235.74	235.81	219.09
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	226.12	232.03	239.44	234.72	233.94	219.18

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - México

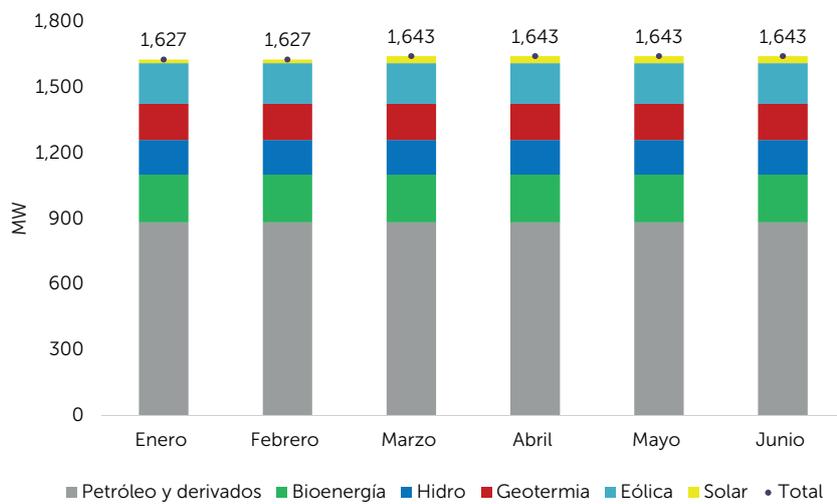


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



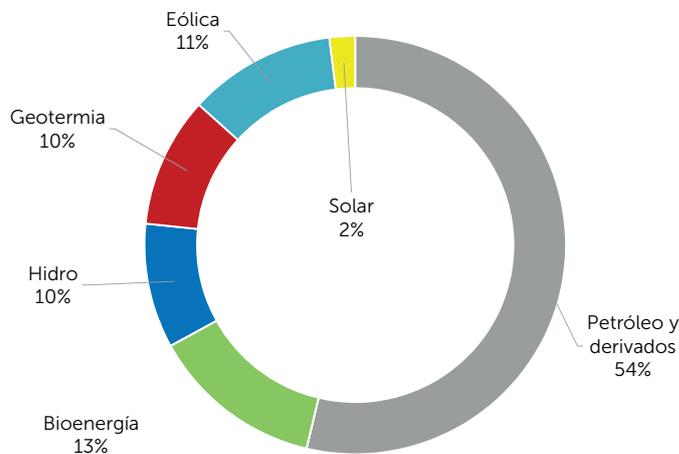
NICARAGUA

Capacidad instalada por fuente mensual - Nicaragua 2024



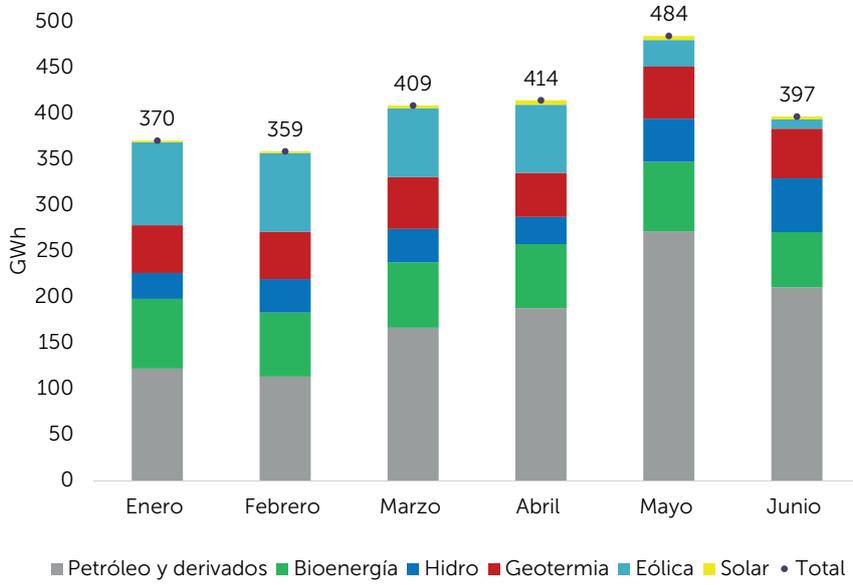
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Nicaragua
Total: 1,643 MW



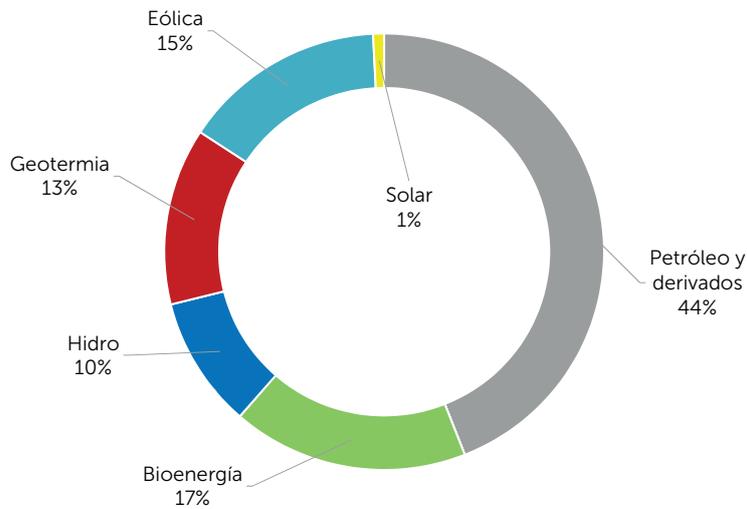
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual - Nicaragua 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Nicaragua
Total: 2,433 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



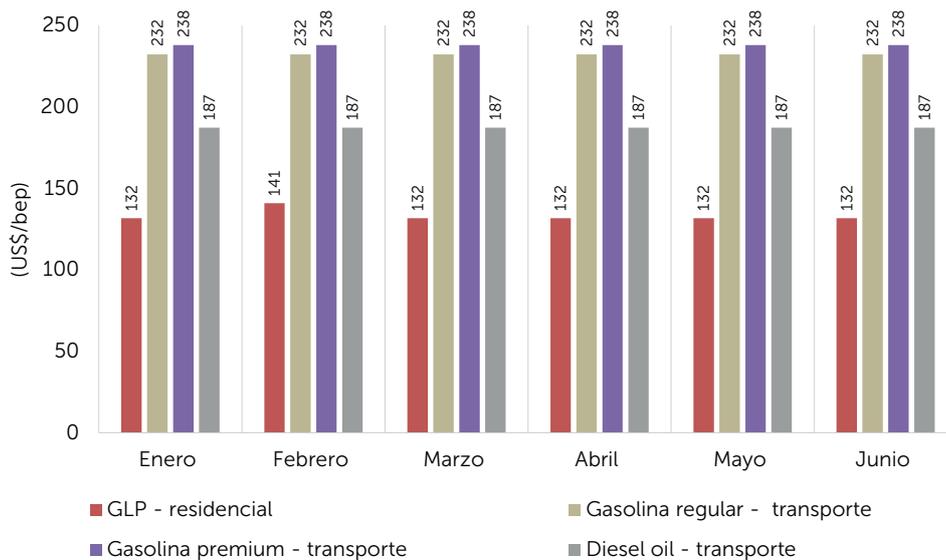
NICARAGUA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	88.35	94.45	88.35	88.35	88.35	88.35
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	207.48	207.48	207.48	207.48	207.48	207.48
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	212.60	212.60	212.60	212.60	212.60	212.60
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	187.54	187.51	187.51	187.51	187.51	187.51

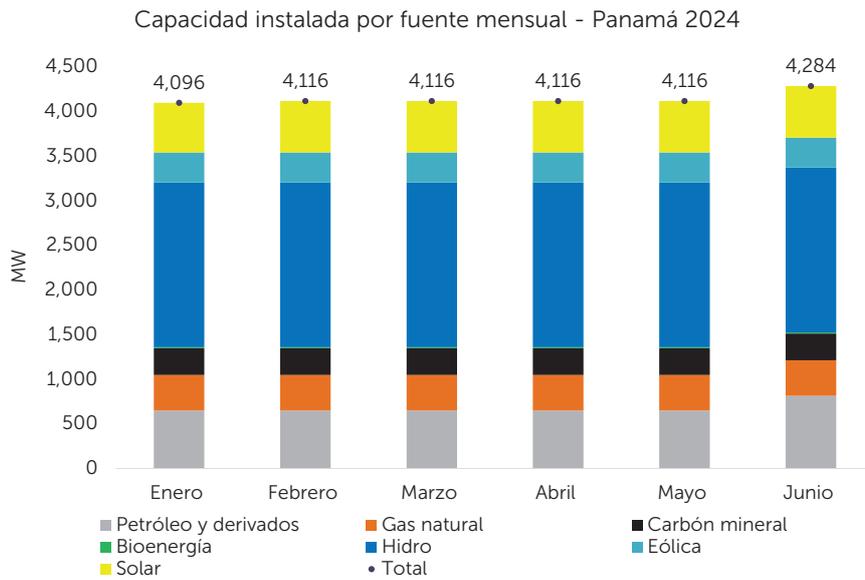
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Nicaragua



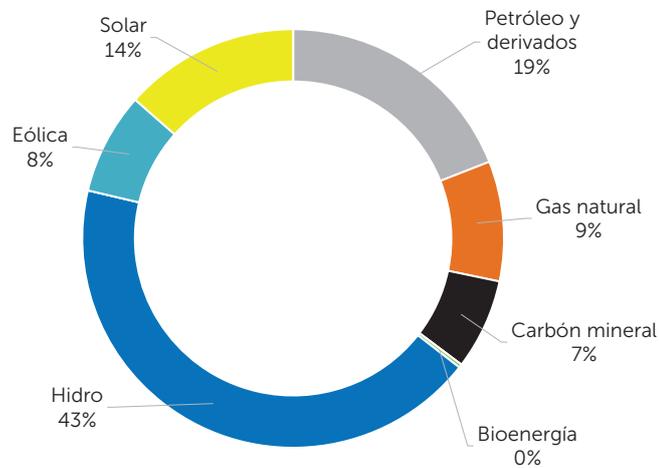
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

PANAMÁ

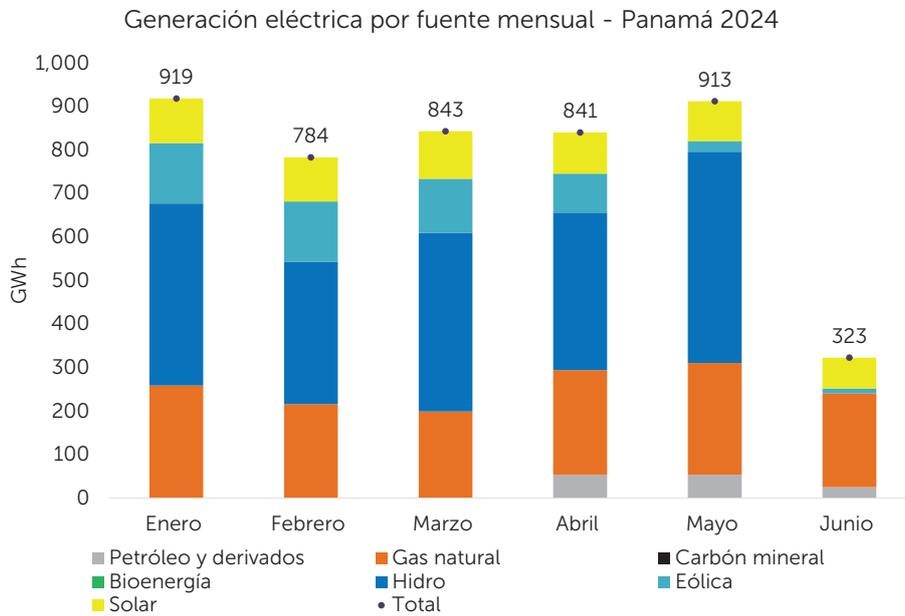


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

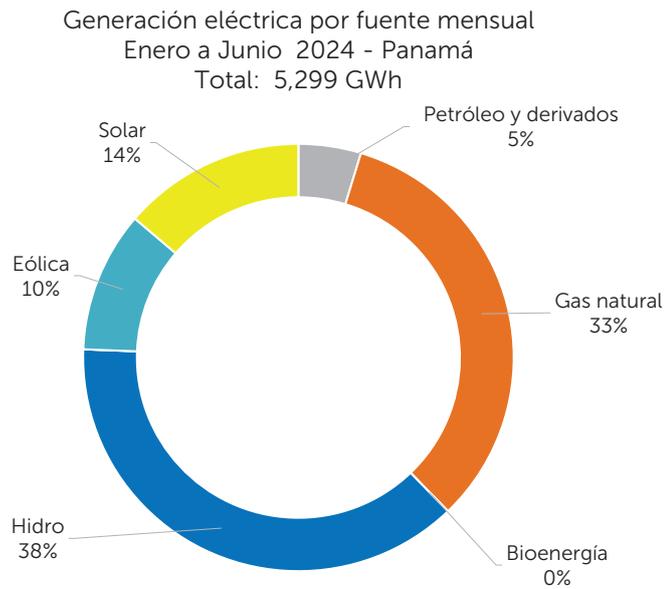
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Panamá
Total: 4,284 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

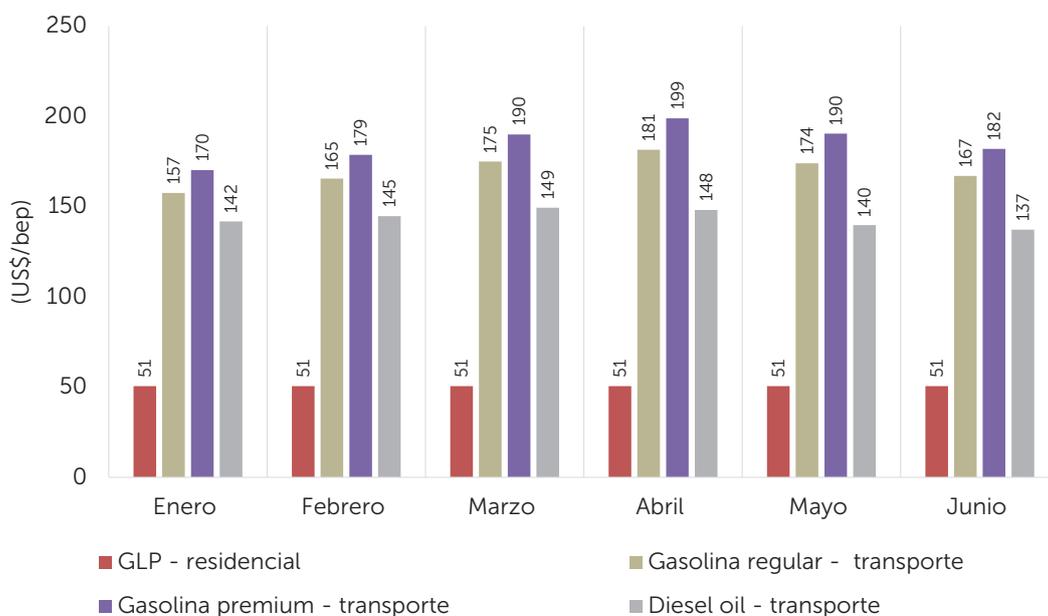
PANAMÁ 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	140.70	147.84	156.24	162.12	155.40	149.10
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	152.04	159.60	169.68	177.66	170.10	162.54
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	141.96	144.90	149.52	148.26	139.86	137.34

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Panamá

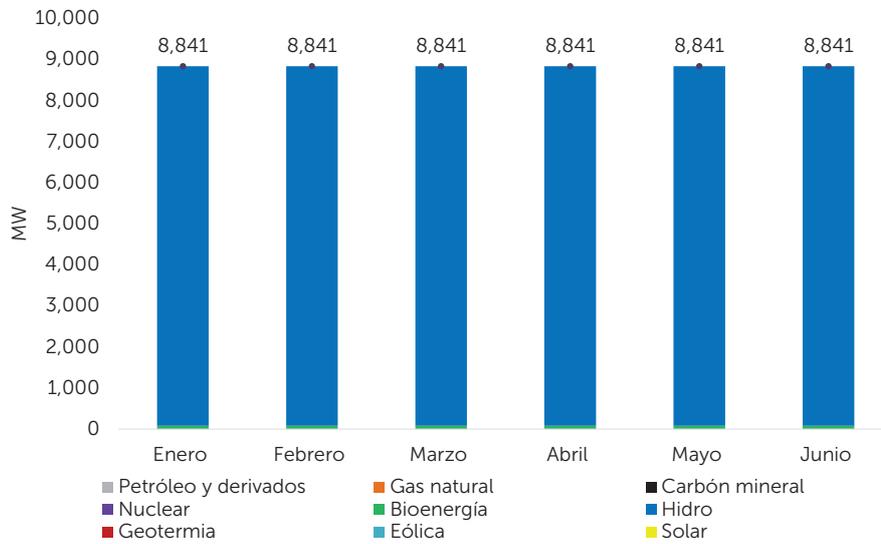


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



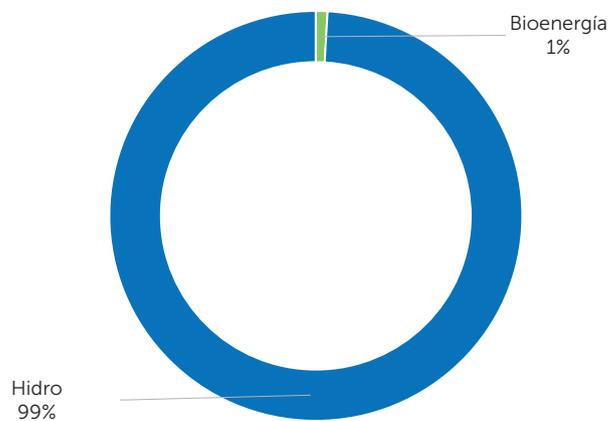
PARAGUAY

Capacidad instalada por fuente mensual - Paraguay 2024

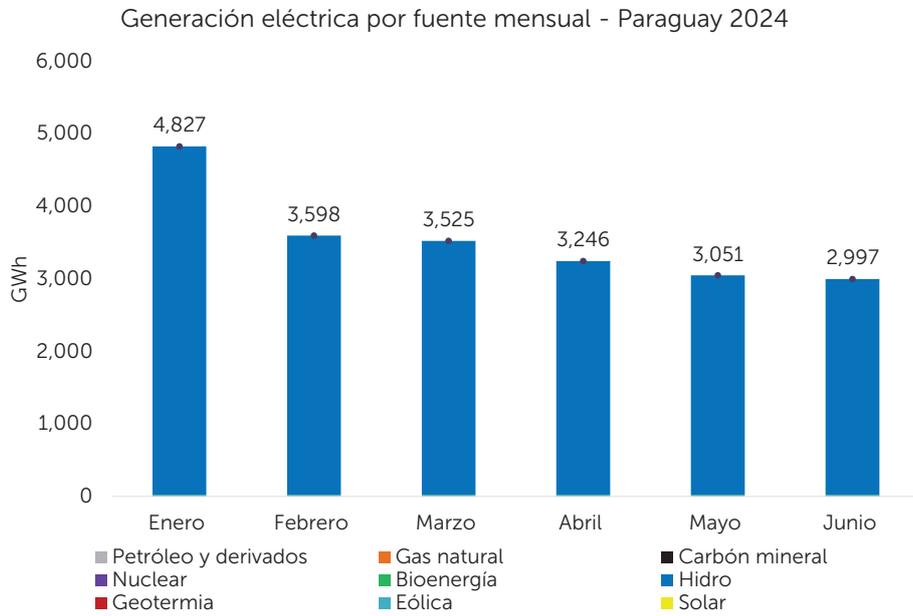


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Paraguay
Total: 8,841 MW

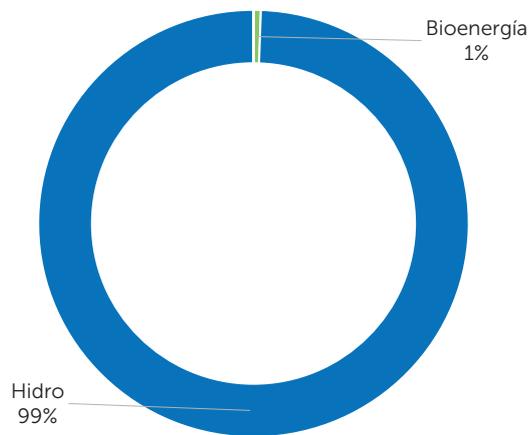


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual
Enero a Junio 2024 - Paraguay
Total: 24,341 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



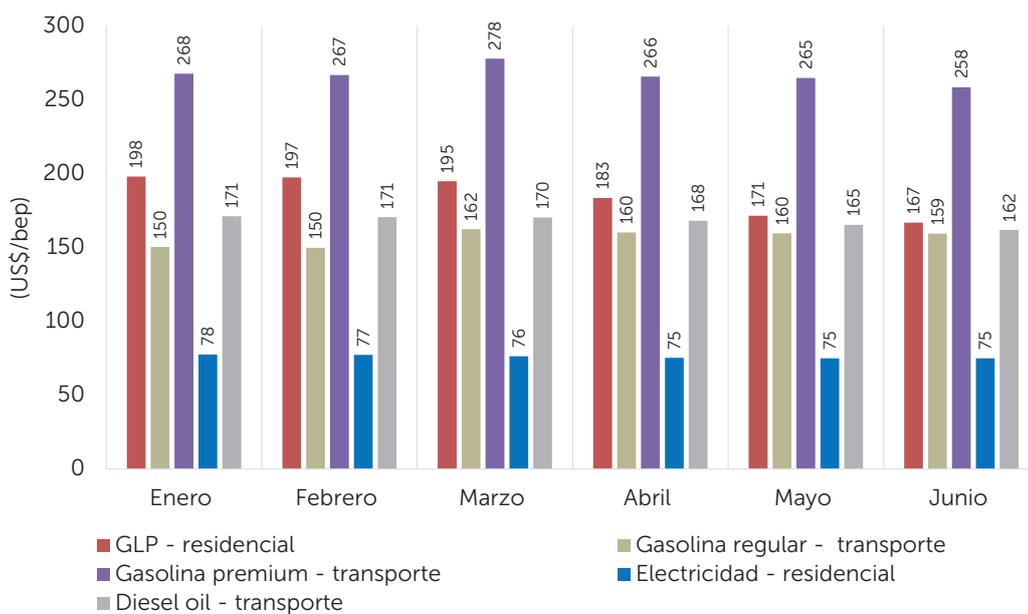
PARAGUAY 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	132.68	132.24	130.57	122.94	114.89	111.82
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	134.29	133.84	145.04	143.08	142.53	142.33
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	239.10	238.31	248.18	237.40	236.49	230.89
Electricidad - residencial 	US\$/kWh	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	171.41	170.84	170.61	168.30	165.54	162.15

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

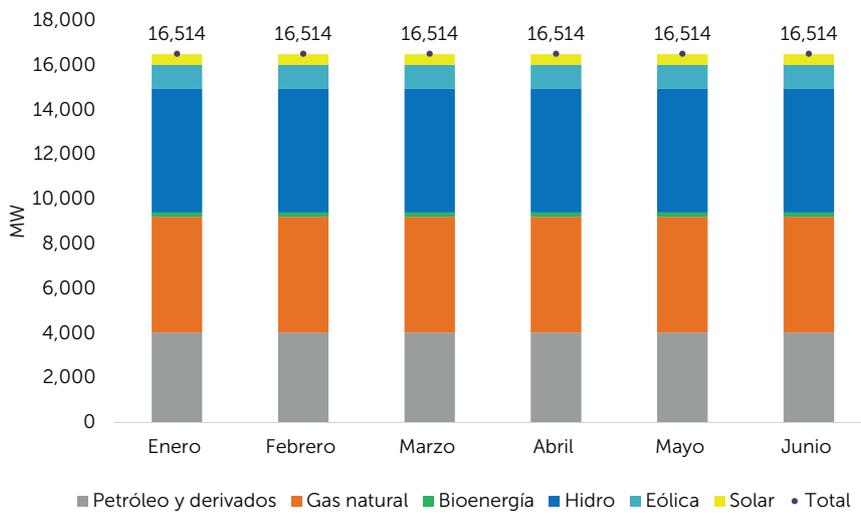
Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Paraguay



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

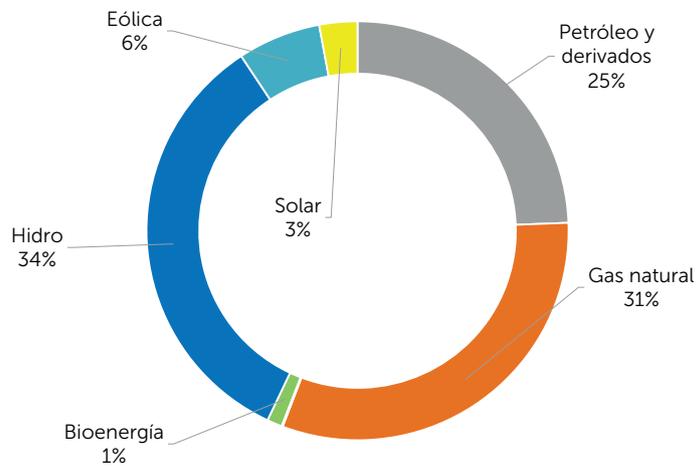
PERÚ

Capacidad instalada por fuente mensual - Perú 2024

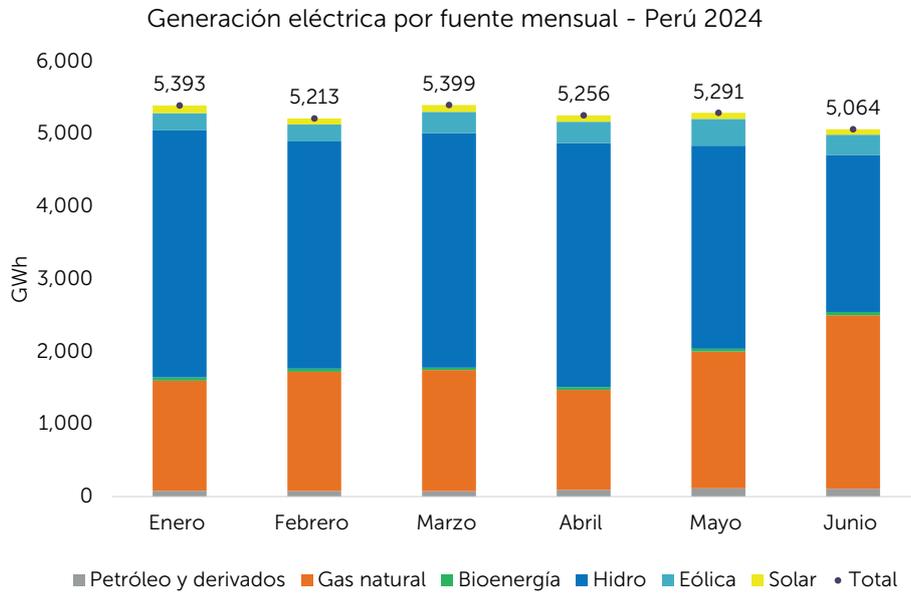


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

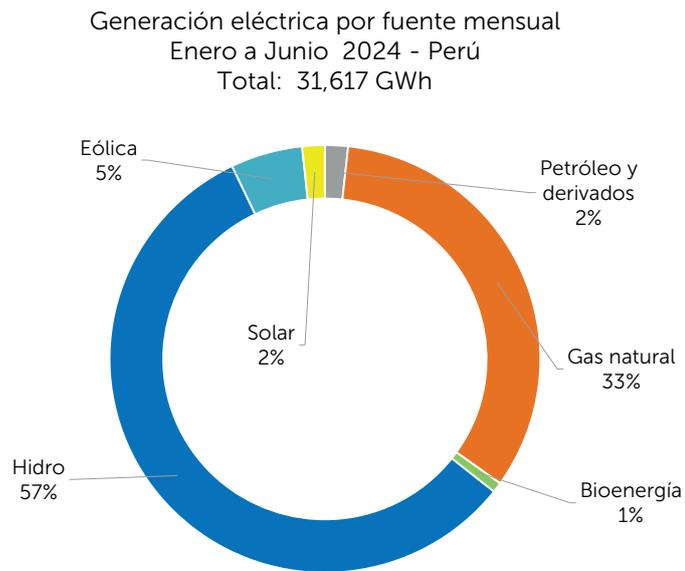
Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Perú
Total: 16,514 MW



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

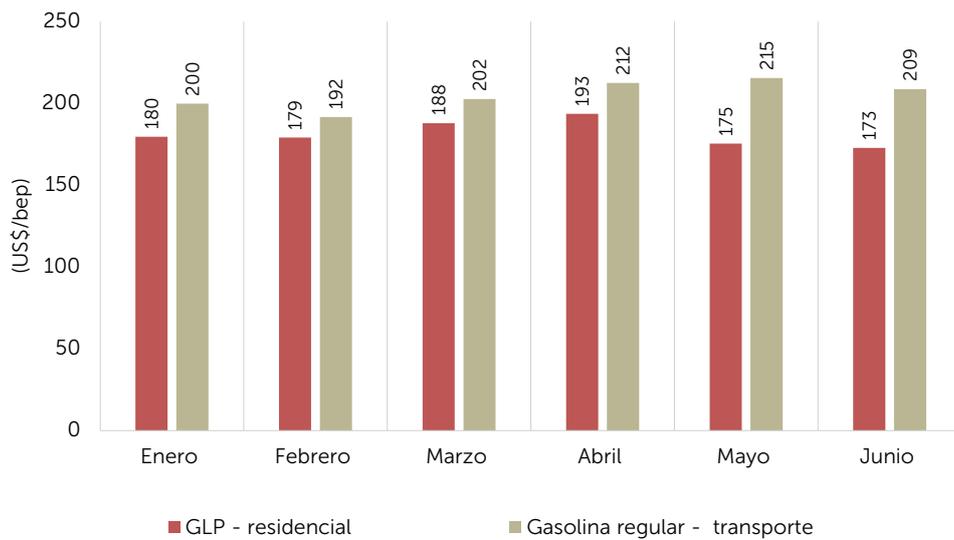
PERÚ 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	120.30	119.97	125.84	129.66	117.45	115.72
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	178.44	171.09	180.91	189.70	192.38	186.34

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Perú

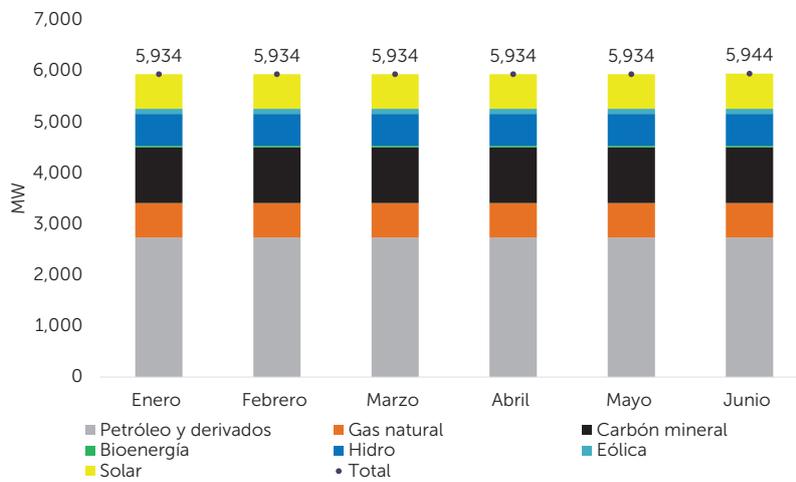


Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



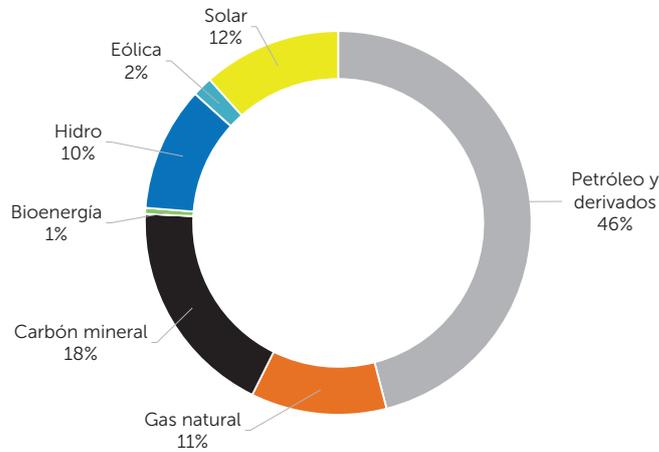
REPÚBLICA DOMINICANA

Capacidad instalada por fuente mensual - República Dominicana 2024

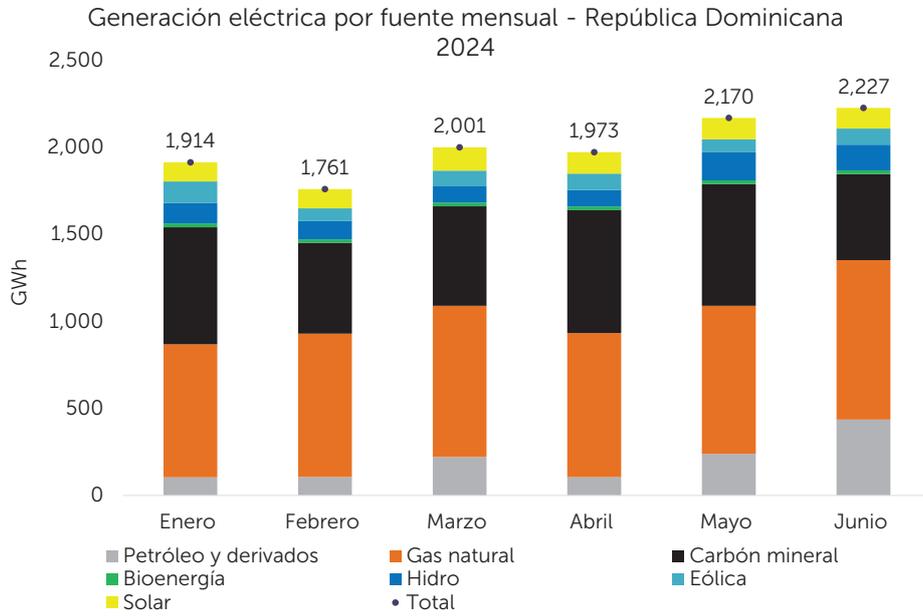


Fuente: sielLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - República Dominicana
Total: 5,944 MW

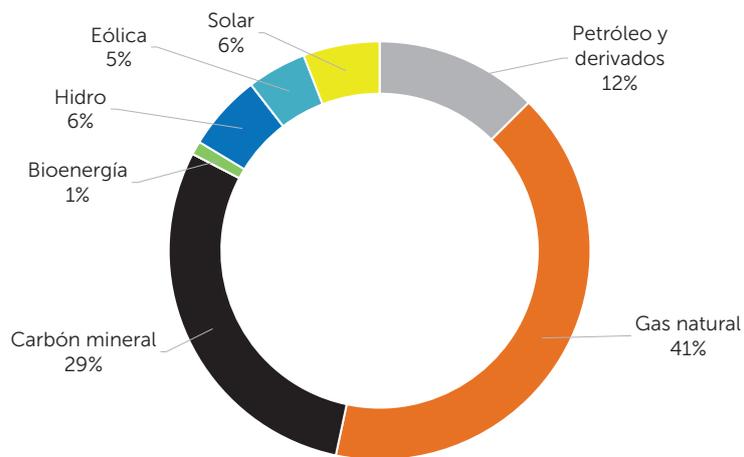


Fuente: sielLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Generación eléctrica por fuente mensual Enero a Junio 2024 - República Dominicana Total: 19,094 GWh



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



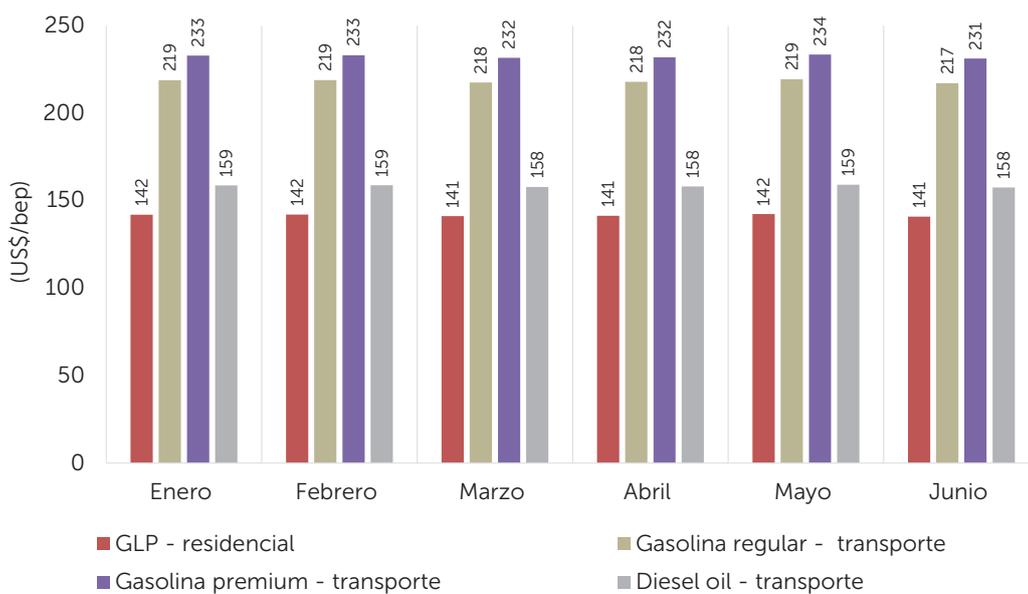
REPÚBLICA DOMINICANA 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial 	US\$/bbl	95.13	95.18	94.59	94.73	95.38	94.41
Gasolina regular - transporte 	US\$/bbl	195.49	195.60	194.39	194.68	196.01	206.56
Gasolina premium - transporte 	US\$/bbl	208.12	208.23	206.94	207.25	208.67	162.54
Diesel Oil - transporte 	US\$/bbl	158.98	159.06	158.08	158.31	159.39	157.78

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

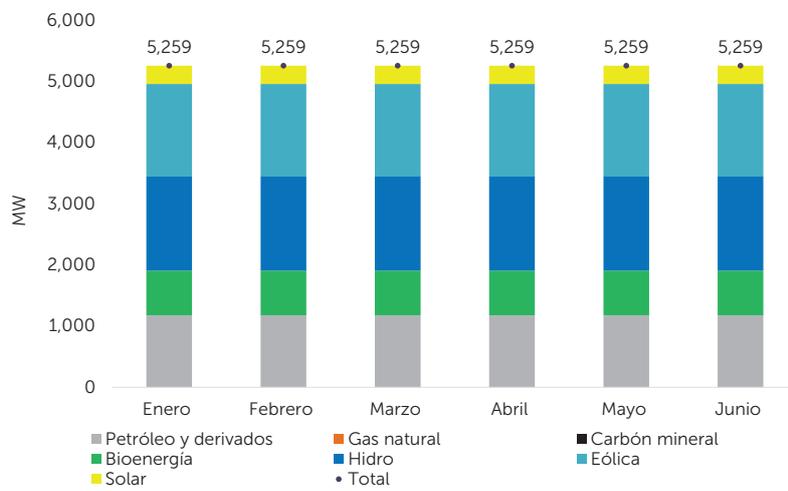
Precios comparativos de los energéticos, 2024 - República Dominicana



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

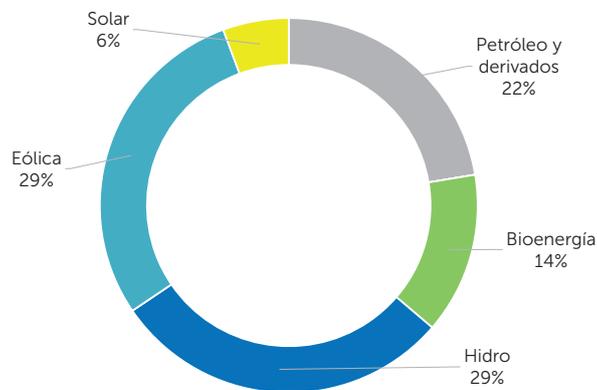
URUGUAY

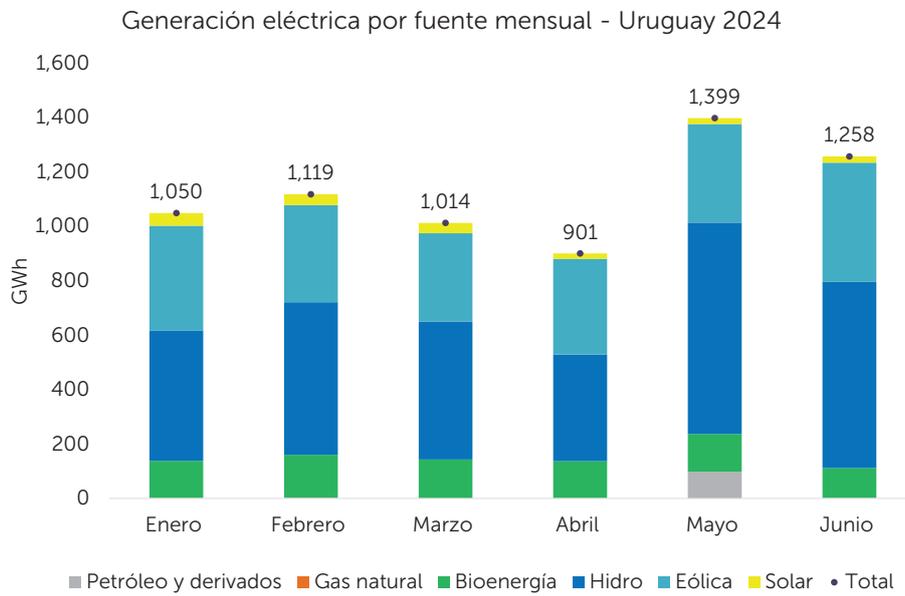
Capacidad instalada por fuente mensual - Uruguay 2024



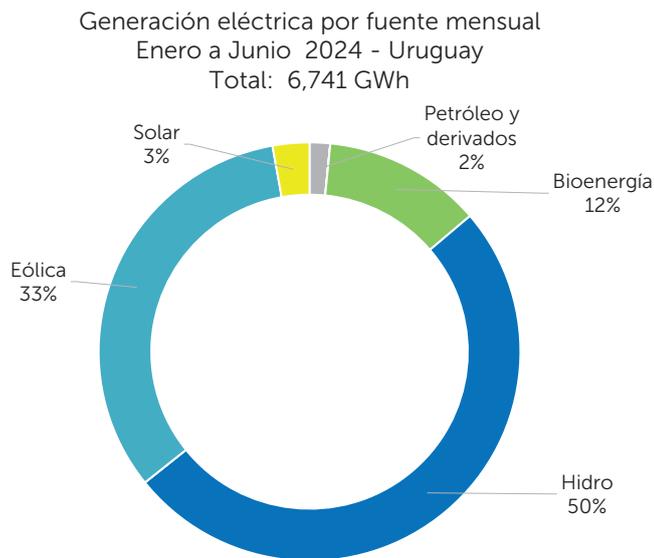
Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Capacidad instalada por fuente mensual
Junio 2024 - Uruguay
Total: 5,259 MW





Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

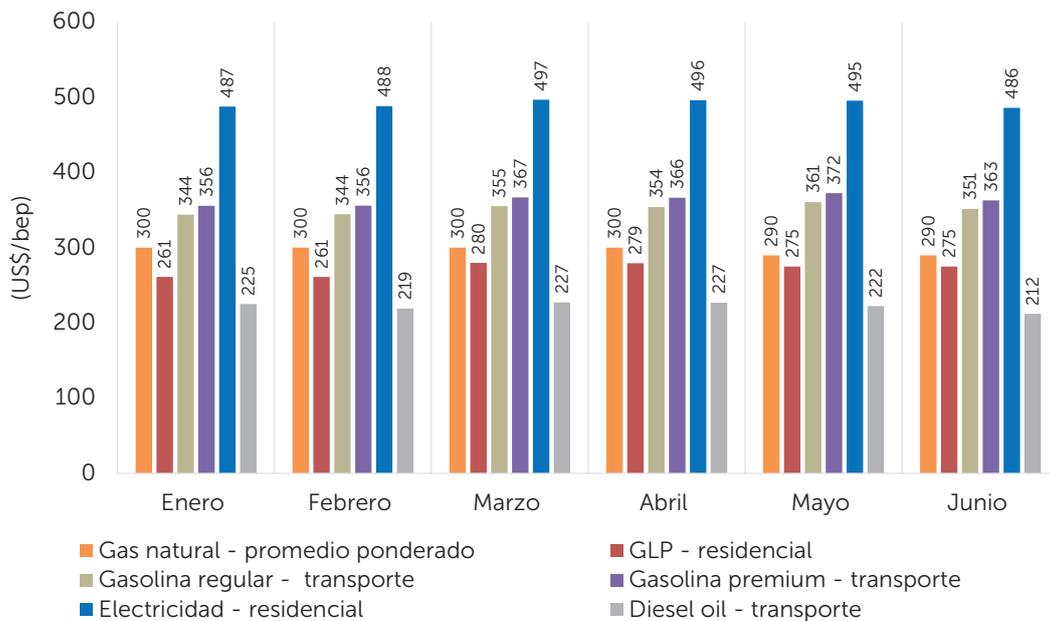
URUGUAY 2024

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	US\$/10 ³ m ³	1,794.65	1,794.65	1,794.65	1,794.65	1,732.55	1,732.55
GLP residencial	US\$/bbl	174.86	175.00	187.41	187.13	184.12	184.12
Gasolina regular - transporte	US\$/bbl	307.33	307.57	317.22	316.23	322.12	313.93
Gasolina premium - transporte	US\$/bbl	317.67	317.91	327.75	327.25	332.60	324.21
Electricidad - residencial	US\$/kWh	0.30	0.30	0.31	0.31	0.31	0.30
Diesel Oil - transporte	US\$/bbl	225.35	219.42	227.49	227.15	222.56	212.23

Fuente: sieLAC - OLADE, 2024

Precios comparativos de los energéticos, 2024 - Uruguay



Fuente: sieLAC - OLADE, 2024



Acciones de género y energía para la región

Las mujeres en América Latina y el Caribe enfrentan grandes dificultades para acceder y avanzar en el sector energético. Las desigualdades de género son evidentes en salarios, acceso a oportunidades de formación y desarrollo profesional, así como en la participación en roles de liderazgo. Estas barreras limitan su presencia en un campo clave para el desarrollo económico y social de la región.

En el sector energético, los hombres representan el 74% de la población ocupada, y su presencia en puestos directivos es desproporcionada, lo cual limita las oportunidades de las mujeres. A nivel global, las mujeres ganan un 20% menos que los hombres y están subrepresentadas en sectores como el petróleo y gas, especialmente en posiciones técnicas y ejecutivas (Larrea, 2023).

En educación, aunque las mujeres constituyen el 60% de los graduados universitarios en América Latina y el Caribe, solo el 30% elige carreras en STEM. Además, su limitado acceso a los beneficios de proyectos energéticos se debe a factores como la falta de tiempo y normas culturales. Para lograr equidad, una política energética con enfoque de género debe considerar las necesidades diferenciadas entre hombres y mujeres, aunque históricamente este diseño ha sido poco participativo y dominado por hombres (Larrea, 2023).

Algunos otros puntos relevantes a considerar son que, en promedio, las mujeres dedican alrededor de 35 horas semanales de su tiempo como trabajo no remunerado (tareas del hogar), los hombres en promedio dedican 12 horas de su tiempo a trabajo no remunerado. En México, llama la atención que las mujeres dedican un promedio de 43 horas semanales para trabajo no remunerado. También es evidente la diferencia entre hombres y mujeres cuando se ve cuánto tiempo, en promedio, cada uno de ellos dedica al trabajo doméstico y de cuidado no remunerado. En promedio, las mujeres dedican alrededor del 20% de su tiempo como trabajo doméstico, los hombres en promedio dedican el 8% de su tiempo a trabajo doméstico. En países como Chile, las mujeres llegan a dedicar hasta el 24.7% de su tiempo a estas tareas. Mientras los hombres apenas llegan al 10.8% (CEPAL - Naciones Unidas, 2024).

Entendiendo la importancia de disminuir estas brechas existentes en el sector, OLADE ha tomado varias decisiones con el fin de tener una base técnica que permita generar espacios de diálogo, intercambio de experiencias y generadores de información e indicadores. Por este motivo se instauró la Comisión de Género y Energía, que tiene el objetivo de impulsar en los Estados Miembros de OLADE acciones dirigidas a garantizar la incorporación de una perspectiva de género en todas las actividades y operaciones vinculadas al sector de la energía en LAC para promover la igualdad de género y el empoderamiento de todas las mujeres y niñas. También se creó el Grupo Técnico OLADE (GTO) Género y Energía, instancia que articula esfuerzos y consolida mecanismos de trabajo dirigidos a fomentar el intercambio y análisis de información, lecciones aprendidas, buenas prácticas, transferencia de tecnología, con el fin de coadyuvar al diseño e implementación de estudios, investigaciones, proyectos, políticas, estrategias, programas y planes enfocados en la igualdad de género sectorial.

Parte de los esfuerzos realizados en el marco del GTO en género y energía en donde se abordaron temas como el desarrollo de un programa de capacitación semipresencial para funcionarios y profesionales del sector, enfocado en habilidades gerenciales y sensibilización de género. También se propuso planificar y diseñar un programa comunicacional que motive a niñas y jóvenes a interesarse en el sector energético desde una perspectiva de género. Además, se abordó la necesidad de establecer indicadores energéticos que reflejen la participación de mujeres, analicen la pobreza energética y el consumo residencial con enfoque de género y permitan recopilar estadísticas regionales para acortar brechas.



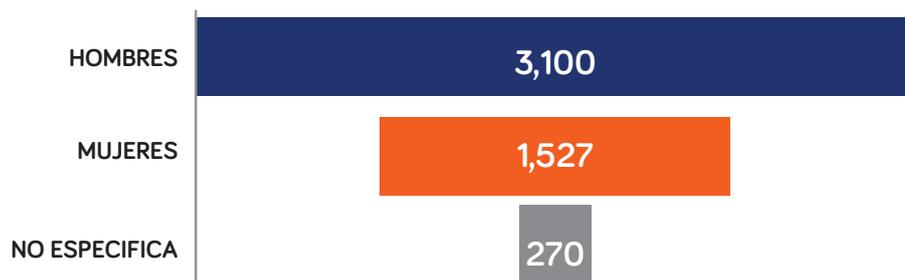
GÉNERO Y ENERGÍA – AGENDA GTO GÉNERO

Tema	Expositor	Tiempo
Bienvenida e Introducción GTO	Gloria Alvarenga Dirección de Integración, Acceso y Seguridad Energética	10 minutos
	Presentación de los países miembros parte del GTO Género y Energía	10 minutos
Intervención País Líder - Chile	María Francisca Genero Ministerio Energía Chile	10 minutos
Presentación de la Agenda Género y Energía OLADE	CONTEXTO Gloria Alvarenga Dirección de Integración, Acceso y Seguridad Energética	10 minutos
	LINEAS ESTRATEGICAS María Francisca Genero Ministerio Energía Chile	
Encuesta Países	María Francisca Genero Ministerio Energía Chile	10 minutos
	Dialogo general	20 minutos
Cierre	Gloria Alvarenga Dirección de Integración, Acceso y Seguridad Energética	5 minutos

Por su parte la Comisión de Género y Energía destacó que la Comisión puede ayudar a identificar y evaluar fuentes de financiamiento para proyectos, además de abrir la posibilidad para que los países miembros contribuyan con observaciones, recomendaciones o solicitudes, los países de la región expresaron su apoyo a la agenda de género de OLADE y su disposición para colaborar con los objetivos del GTO de género y energía. También reconocieron la falta de estadísticas suficientes sobre equidad de género en el sector energético; sin embargo, reafirmaron su compromiso de promover la igualdad de género y la importancia de analizar los indicadores sobre la participación femenina en roles directivos del sector.



Además, los temas de género y energía son parte integral del programa de capacitación anual de OLADE. Este año 2024, OLADE también ha desarrollado otras acciones en esta temática. En la temática específica se dictó el curso virtual titulado “Programa de Género y Energía frente a los nuevos desafíos de la transición energética”, además de desarrollar un taller de liderazgo y empoderamiento de mujeres en el sector energético, cuyo objetivo fue que las mujeres comprendan su potencial personal y profesional y lo sepan aprovechar. Durante el 2024, de un total de 4,897 capacitados, se capacitaron a un total de 1,527 mujeres.



Es importante mencionar también que OLADE ha tenido una presencia activa en aquellos espacios a nivel regional e internacional donde se pretenden abordar los problemas que se enfrentan en torno a la vinculación entre las temáticas de género y energía. Por mencionar algunos de estos espacios, OLADE ha participado en: Women Energize Women (parte del Berlin Energy Transition Dialogue); Energizing Change: Women Shaping the Future of LAC Energy; y Género e inclusión en el sector de energías renovables con enfoque en hidrógeno (desarrollados en Colombia). Con esto OLADE no solo busca llevar una perspectiva regional a estos temas sino que durante estos intercambios se generan oportunidades y potenciales acciones que pueden favorecer el desarrollo inclusivo del sector.



Foto: Peter Jacob/BfW

Con esta base, OLADE plantea a futuro centrarse en la metodología para el cálculo de indicadores de género y energía que permitan establecer la verdadera situación y brechas existentes en el sector con fuentes provenientes de instituciones del sector. Además, se buscará activamente canalizar fondos para actividades dirigidas a transversalizar la perspectiva de género en los diferentes subsectores del sector energético. Se buscará dar un apoyo a las redes de mujeres en el sector energía de la región y dar un espacio para el intercambio constante. Finalmente, se analizará el desarrollo de un estudio sectorial con recomendaciones específicas para poder reducir las desigualdades existentes. En base a los resultados de este estudio, se trabajará en la continuación de la hoja de ruta en materia de Género y Energía a seguir en los próximos años.



La electromovilidad en América Latina y el Caribe

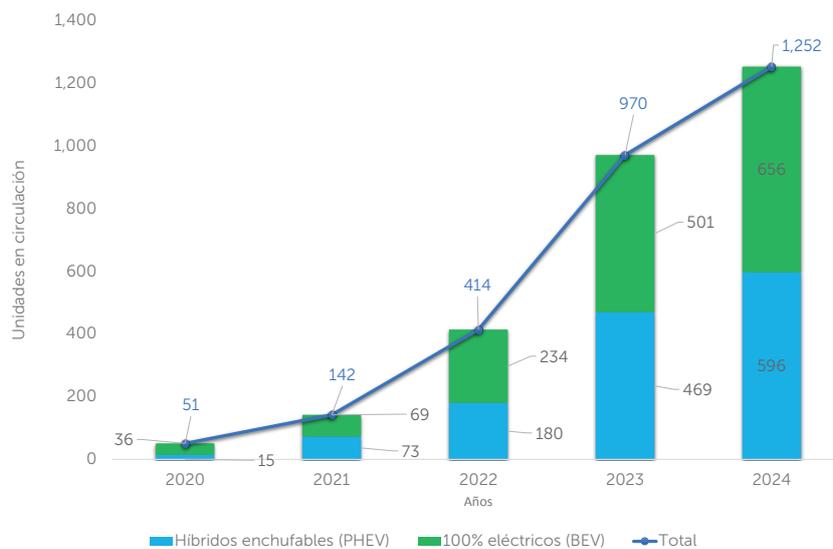
Aunque en magnitudes inferiores a las que se registran en China, EE.UU. y Europa, la electromovilidad se encuentra avanzando muy rápidamente en América Latina y el Caribe (ALC). Esto responde a las políticas de desarrollo energético eficiente y limpio que se encuentran implementando la mayoría de sus países, orientadas al cumplimiento de sus compromisos internacionales para la mitigación del cambio climático.

Parque vehicular liviano electrificado en América Latina y el Caribe

En el primer semestre del año 2024, en América Latina y el Caribe, circulaban 249,079 vehículos eléctricos livianos (PHEV y BEV). Si bien en términos absolutos este es un parque vehicular todavía insignificante (0.3% respecto al total), con el incremento de la oferta, la baja de precios y los incentivos tributarios, ALC se perfila con gran potencial para el crecimiento en las ventas de autos 100% eléctricos. El parque de vehículos livianos electrificados ha crecido en los últimos 4 años (2020-2024) más de 14 veces, con un incremento muy importante en el parque de vehículos híbridos enchufables (PHEV) de aproximadamente 17 veces. Por su parte, los vehículos eléctricos puros (BEV) se han incrementado 12 veces en este período.

Cabe destacar que desde el año 2023 al primer semestre del 2024, el parque vehicular 100% eléctrico de la región, se ha incrementado en un 60%, por lo que es probable que al terminar el año se haya duplicado.

Figura 1. Evolución del parque vehicular liviano electrificado 2020 – 2024 (primer semestre)



Fuente: OLADE, elaboración propia con base a información de las estadísticas nacionales

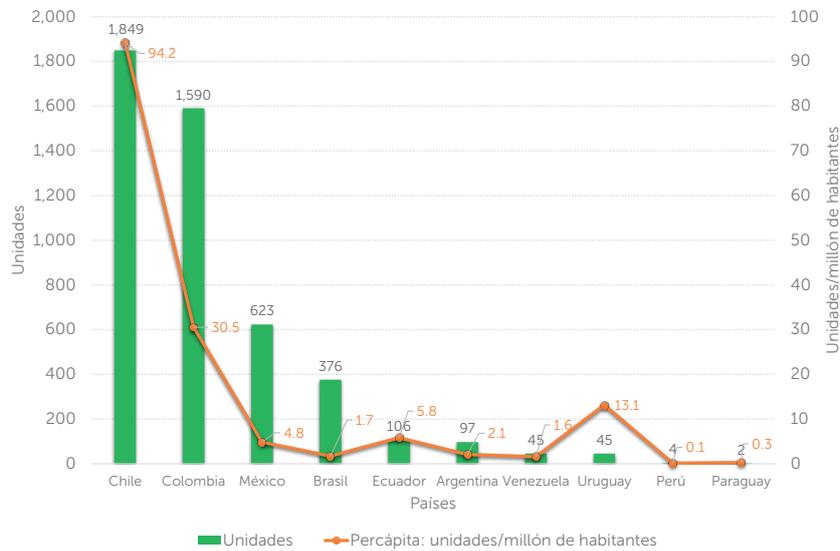
En el primer semestre de 2024, los países con mayor presencia de vehículos livianos electrificados (PHEV y BEV) en circulación son: Brasil, México, Costa Rica, Colombia y Chile. Brasil es el líder con 152,493 unidades.

Buses eléctricos en América Latina y el Caribe

En cuanto a la flota de buses eléctricos, ALC se ubica en un puesto muy destacado a nivel mundial, siendo Chile después de China el país donde mayor cantidad de buses de este tipo circulan. En los últimos 3 años, el parque total de buses eléctricos (incluidos trolebuses) en la región, se ha incrementado en un 160%, destacándose el crecimiento en el número de unidades de buses eléctricos a batería, con un 386% en dicho período.



Figura 2. Evolución del parque de buses eléctricos en ALC 2020 - 2023

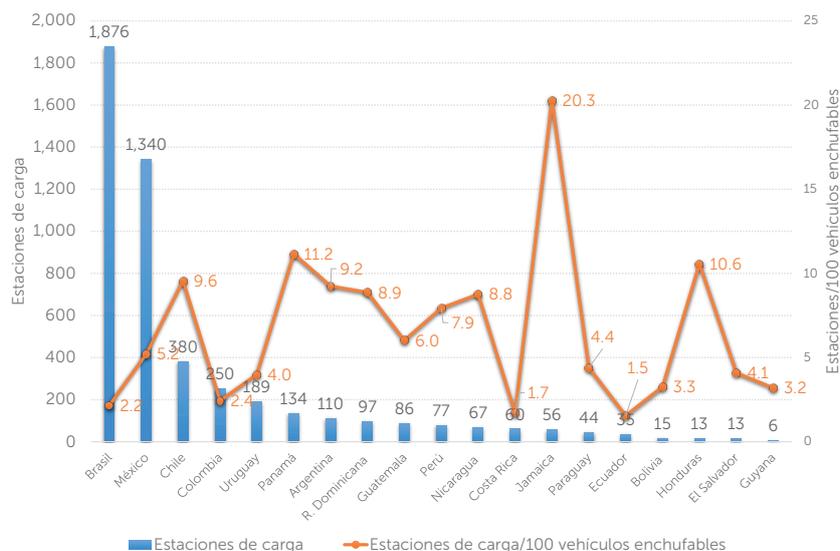


Fuente: OLADE, elaboración propia con base a información de las estadísticas nacionales.

Estaciones de carga

La infraestructura de recarga de las baterías de los autos eléctricos es un factor relevante para el desarrollo de la electromovilidad. En el año 2023, en América Latina y el Caribe había 4,848 estaciones públicas de carga. En cuanto al ranking de los países con mayor número de estaciones de carga en ALC, lo encabezan Brasil y México, superando ampliamente a los países que le siguen como Chile, Colombia y Uruguay. Sin embargo, respecto al indicador que relaciona el número de estaciones de carga con el número de vehículos enchufables en circulación, los 5 primeros puestos los ocupan Jamaica, Panamá, Honduras, Chile y Argentina.

Figura 3. Ranking de los países de ALC con mayor número de estaciones de carga al 2023



Fuente: OLADE, elaboración propia con base a información de las estadísticas nacionales.

El anterior indicador para la región de ALC es de 3.3 estaciones de carga por cada 100 vehículos eléctricos, lo que le sitúa por encima de Europa (1.3) y Estados Unidos (2.8), pero por debajo de China (5.1).

Es decir, en la región se ha venido desplegando la infraestructura de carga, aunque no hay que perder de vista que, en términos absolutos, el tamaño del parque vehicular eléctrico de ALC, en comparación con estos otros países y regiones es todavía muy pequeño. Por otra parte, es muy relevante avanzar también en cargadores de carga rápida, de modo que no solamente el tiempo de carga sea el menor posible, sino que también se puedan programar viajes de largas distancias en función de las autonomías de los vehículos. Ya existe la tecnología de cargadores que permite en 5 minutos disponer de una autonomía de circulación cercana a los 300 kms.

Para mayor información sobre electromovilidad, les invitamos a visitar la nota titulada *“Movilidad Eléctrica en América Latina y el Caribe – Monitoreando la electromovilidad”*, <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2024/09/Nota-Tecnica-Movilidad-electrica-en-America-Latina-y-el-Caribe-DEFINITIVA.pdf>



**Sistema de
certificación
de hidrógeno limpio
para América Latina
y el Caribe**



En un esfuerzo conjunto por enfrentar el desafío global del cambio climático y avanzar hacia una economía más limpia y sostenible, durante la VIII semana de la energía llevada a cabo en Montevideo en 2023, los Ministros y Secretarios de Energía de 12¹ países de la región firmaron una declaración conjunta para la implementación de un sistema de certificación para el hidrógeno limpio y de bajas emisiones y sus derivados en América Latina y el Caribe, denominado “CertHiLAC”. Esta iniciativa contó con el apoyo y auspicio de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)².

CertHiLAC se centra en la certificación del hidrógeno limpio y de emisiones producido en América Latina y el Caribe (ALC) asegurando la trazabilidad del producto y brindando información detallada sobre su origen y tecnología de producción, entre otros atributos clave y criterios de sostenibilidad ambiental y social, con especial atención al uso responsable del agua y al respeto por las comunidades locales y los pueblos originarios.

Para garantizar la implementación efectiva de CertHiLAC, se creó en 2024 un Grupo de Representantes del Sistema, compuesto por dos representantes de cada país adherido a la declaración de Montevideo. Durante el 2024, este Grupo se encargó de discutir recomendaciones, y un esquema de gobernanza regional y nacional, y también de definir los actores del sistema. OLADE actuó como ente coordinador de CertHiLAC, facilitando la colaboración entre los países y demás actores interesados y el BID con el apoyo de Hinicio como asesor técnico.

CertHiLAC es una herramienta adicional al desarrollo de una economía de hidrógeno limpio a través de un sistema de certificación regional que ayuda a crear un entorno regulatorio favorable, fomentar la inversión y facilitar el intercambio de conocimiento.

La iniciativa CertHiLAC no sólo busca beneficiar a los países firmantes, sino que también se convierte en un estándar regional reconocido internacionalmente, fomentando la cooperación global en el mercado del hidrógeno limpio y de bajas emisiones. Este sistema de certificación, voluntario y flexible, sirve como herramienta para alcanzar las metas de descarbonización y contribuirá significativamente a un futuro energético más sostenible para ALC.

Avances y progresos hasta la fecha

A fines de 2023, el BID desarrolló una Guía para la implementación de un Sistema de Certificación de hidrógeno en la Región de Latino América y el Caribe, con el objetivo de armonizar requerimientos de mercados internacionales con intereses en la región ALC e iniciativas nacionales, asegurando criterios socio-ambientales claves para la región³.

Dentro de los fundamentos socio ambientales, se encuentra el entendimiento con poblaciones locales, asegurando que no existan conflictos de uso de tierras y sobre todo la inclusión de comunidades para impulsar la creación de valor local.

Por otro lado, se plantea el fomento del uso sostenible del agua, mediante el aseguramiento de que no existan conflictos con usos existentes e incluyendo el tratamiento de aguas servidas regulado, sumando salmuera en el caso de desalación.

En esa línea, el espíritu y los pilares de CertHiLAC apuntan a un proceso de certificación voluntario, flexible y fácil de implementar y busca ser un insumo para países que a futuro normen la producción y el consumo de hidrógeno y derivados y está pensado para productores para mejorar su elegibilidad en mercados.

1 Argentina, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Panamá, Paraguay, República Dominicana, Uruguay.

2 En la Semana de la Energía de 2024 realizada en Asunción Paraguay, Costa Rica adhirió a la iniciativa.

3 Guide for the Implementation of a Hydrogen Certification System in Latin America and the Caribbean



Esta certificación tiene foco en atributos clave de relevancia para la región para facilitar su diseño, implementación y uso, asegurando sostenibilidad y así aceptación de proyectos de hidrógeno y derivados por parte de la sociedad, está abierto a múltiples vías de producción (e.g. electrólisis y pirólisis), permite la certificación de instalaciones que producen con diferentes fuentes (híbridas).

Otro factor relevante consiste en que no se busca clasificar el hidrógeno en etiquetas según un tipo de fuente de energía, sino que se busca informar las características clave del hidrógeno y sus derivados (e.g. intensidad de carbono).

Con los países miembro de la iniciativa, se ha trabajado en talleres regionales para proponer y validar en conjunto el diseño del esquema CertHiLAC, entre ellos sus atributos, la metodología de validación y el modelo de cadena de custodia, así como la metodología de cálculo de la huella de carbono.

A partir de julio de 2024, OLADE organizó 5 talleres regionales, para analizar los requerimientos para la gobernanza de la iniciativa, definir roles y responsabilidades de certificadores y auditores⁴. El último taller se llevó a cabo la semana previa a la Semana de la Energía a finales del mes de octubre, en la actualidad se encuentra en aprobación formal por parte de los Ministros y Secretarios de los distintos países adheridos a la iniciativa, el reglamento de gobernanza de CertHiLAC, así como las directrices principales. Toda esta información ha sido fruto de las propuestas planteadas a los países, así como la interacción con los puntos focales y retroalimentación recibida en base a las realidades nacionales de cada uno de ellos.

De manera transversal se llevaron a cabo reuniones bilaterales con el objetivo de acompañar a los países participantes en la adopción nacional de CertHiLAC. Algunos de los países que participaron en dichos talleres fueron Uruguay y Chile, contando además con el interés y planificación posterior de México, Colombia y Guatemala. Dentro de los principales tópicos en común de los talleres se lista el proponer, diseñar, autorizar y validar al certificador nacional, establecer roles y responsabilidades del certificador y auditores y sobre todo el entendimiento de la legitimidad del proceso en general.

Los siguientes pasos permitirán llegar a una pre-certificación de primeros proyectos con esquema CertHiLAC en la región, con el objetivo de aplicar la iniciativa mediante ejercicios de preparación y realización de pre certificaciones para testear su aplicación y levantar eventuales lecciones aprendidas. La meta es presentar el esquema validado mediante las primeras pre certificaciones durante el 2025.

El trabajo de OLADE va enfocado de cara al futuro de la certificación del hidrógeno bajo en emisiones, al ser un factor clave dentro de la transición energética y la lucha contra el cambio climático.



⁴ Con el apoyo del BID.



**Legislación,
regulación y política
energética
(enero a junio 2024)**

1. INSTITUCIONAL

En **Argentina**, a efectos de garantizar una mejor organización, coordinación y especialización en la gestión de los asuntos económicos y de desarrollo del país, vía decreto, se realizaron adecuaciones en el organigrama de aplicación, los objetivos y el ámbito jurisdiccional de actuación de organismos desconcentrados y descentralizados del Ministerio de Economía, al tenor de las cuales se incluyeron dentro de la Secretaría de Energía: las subsecretarías de energía eléctrica, de combustibles líquidos, de combustibles gaseosos, de transición y planeamiento energético. También se realizaron diversas modificaciones, con relación a las competencias otorgadas a varios ministerios al tenor de las cuales se determinó que compete al Ministerio de Economía asistir al Presidente de la Nación, en todo lo inherente a la política nacional en materia de energía y minería. Por otra parte, se suprime el Ministerio de Infraestructura y sus compromisos y obligaciones pasaron al Ministerio de Economía.

Vía decreto la presidencia de **Brasil** instituyó el Comité Interinstitucional Brasileño de Taxonomía Sostenible - CITSB, de carácter consultivo y deliberativo, con la finalidad de coordinar el desarrollo e implementación de la Taxonomía Brasileña Sostenible - TSB que consiste en un sistema de clasificación de actividades, bienes o categorías de proyectos que contribuyen a la consecución de objetivos climáticos, ambientales y sociales, utilizando criterios específicos. El referido comité cuenta con un representante del Ministerio de Minas y Energía. También se amplió la estructura organizacional del Consejo Nacional de Política Energética mediante la inclusión del Ministro de Estado de los Pueblos Indígenas, el Ministro de Estado de Gestión y de Innovación en los Servicios Públicos, y el Presidente de la Empresa de Investigación Energética. Por otra parte, vía Decreto, quedó instituido el Programa Ciudades Verdes Resilientes - PCVR, dirigido a incrementar la calidad ambiental y la resiliencia de las ciudades brasileñas frente a los impactos causados por el cambio climático, mediante la integración de políticas urbanas, ambientales y climáticas, el fomento de prácticas sostenibles y la valorización de los servicios ecosistémicos del verde urbano. El PCVR adoptará un enfoque integrado en el territorio, que abarca temas como tecnologías con bajas emisiones de carbono, movilidad urbana sostenible, y gestión de residuos urbanos. Adicionalmente se instituyó el Programa Sello Verde Brasil, para la normalización y certificación de productos y servicios que demuestren el cumplimiento de requisitos de sostenibilidad predefinidos, dirigidos a reforzar el uso de criterios medioambientales, sociales y de gobernanza (ESG) y la economía circular, estimular el crecimiento de la economía verde, contribuir al desarrollo sostenible y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además se realizaron modificaciones al Decreto que dispone sobre el Comité Interministerial de Cambio Climático (CIM), al tenor de las cuales se determina que el CIM tendrá la finalidad de monitorear y promover la implementación de acciones y políticas públicas en el ámbito del Poder Ejecutivo federal relativas a la Política Nacional sobre Cambio Climático (PNMC); asimismo se dispone que la CIM será un instrumento institucional del Poder Ejecutivo Federal para articular las acciones gubernamentales relativas a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), incluyendo el objetivo de la neutralidad climática y los instrumentos subsidiarios de los que el país sea parte. Entre otras disposiciones de carácter orgánico funcional se instituye en el ámbito del CIM un Subcomité Ejecutivo de carácter permanente en el que se incluye un representante del Ministerio de Minas y Energía. Por otra parte, con el objetivo de mejorar la gobernanza sectorial mediante una iniciativa que favorece la flexibilidad, la descentralización y la autonomía en favor de una economía moderna y un sector eléctrico participativo, vía Resolución se estableció una nueva gobernanza institucional y se determinaron lineamientos para asegurar la coherencia e integración de los datos de entrada, parámetros, metodologías y modelos computacionales utilizados en el sector eléctrico. La principal novedad es la extinción, a partir del 1 de agosto de 2024, de la Comisión Permanente de Análisis de Metodologías y Programas Computacionales para el Sector Eléctrico (CPAMP) y la reubicación mayoritaria de sus competencias y actividades, bajo la dirección del MME, a un nuevo comité de gobernanza específico, gestionado por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), con amplia participación social. Además, se protegió la previsibilidad de los cambios en los modelos computacionales. En el nuevo arreglo institucional, el Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico (CMSE) será responsable de evaluar y aprobar los cambios en el nivel de aversión al riesgo, así como de establecer las referencias a considerar para caracterizar el cambio o mantenimiento del nivel de aversión al riesgo. De esta forma, se busca asegurar una mayor compatibilidad entre la aversión al riesgo de la operación y la modelada con fines de optimización energética y formación de precios.



Chile estableció el Programa de Regulación Ambiental 2024-2025, dirigido a avanzar hacia un nuevo modelo de desarrollo, en el que las inversiones se centren en el desarrollo inclusivo y ecológicamente sostenible, con énfasis en las personas y en los ecosistemas.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de **Colombia** publicó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, instrumento de planificación que tiene como propósito identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento nacional y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.

Se publicó en **Costa Rica**, la Ley del Sistema Nacional para la Calidad (SNC), concebido como marco estructural para las actividades vinculadas al desarrollo, la demostración de la calidad y su marco normativo. El referido sistema y su ley se aplicarán a todos los productos y servicios comercializados en el territorio nacional, incluyendo productos y servicios energéticos; así como a las entidades públicas y privadas que integren el Sistema Nacional para la Calidad. En este contexto se creó el Consejo Nacional para la Calidad (CONAC), como órgano responsable de fijar los lineamientos generales del SNC, entre cuyos miembros figura el ministro o viceministro de Ambiente y Energía. Adicionalmente, se creó el Consejo Nacional de Reglamentación Técnica (CONART) instancia interministerial, liderada y coordinada por el Ministerio de Economía, Industria y Comercio (MEIC), que cuenta entre sus miembros con un representante y un suplente del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).

Mediante decreto ejecutivo, se estableció en **Ecuador** la división de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), en tres nuevas agencias adscritas al Ministerio de Energía y Minas: Agencia de Regulación y Control Minero (ARCOM), Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH). Por otra parte, se publicó la Ley Orgánica de Competitividad Energética dirigida a promover soluciones económicas y de generación de energía que permitan superar la crisis energética, optimizando el manejo de los recursos públicos asociados al sector eléctrico en el ámbito público y privado, en todo el territorio nacional. Entre las principales medidas se destacan: la deducción de hasta el 100% en el pago del impuesto a la renta para empresas que ahorren en su consumo de electricidad mediante la colocación de proyectos propios de generación, la condonación del 100% de los intereses a los consumidores con pagos en mora por planillas del luz; los contratos autorregulados para compraventa de energía; la financiación del presupuesto de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) con recursos del Presupuesto General del Estado proveniente de los aportes de las empresas del sector eléctrico; acciones de control de ARCONEL sobre la gestión de las empresas eléctricas; delegación a empresas privadas, en casos excepcionales, para el desarrollo de actividades del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público, entre otras. La ley implica reformas a la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, la Ley de Régimen Tributario Interno, entre otros instrumentos regulatorios.

En **México**, la SENER publicó el Acuerdo que aprobó la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, sobre la base de los términos establecidos en la Ley de Transición Energética. Como resultado de la revisión anual, de este instrumento rector de la política nacional en materia de obligaciones de energías limpias, aprovechamiento sustentable de la energía y mejora de la industria eléctrica en el mediano y largo plazo, se concluyó que 120 de las líneas vigentes no necesitan cambios, 75 requieren actualización y se proponen 7 nuevas directrices, relacionadas con electromovilidad, almacenamiento de energía solar y eólica, y tecnología para energía eólica y solar. El documento presenta las recomendaciones del GTRE para fortalecer las líneas de acción y su ejercicio en el trayecto hacia la actualización de 2026. Estas recomendaciones específicas se centran en: eficiencia energética y energías limpias hacia 2026. En eficiencia energética, se proponen acciones para el transporte, la industria, edificaciones, servicios públicos municipales y agroindustria. En energías limpias, se destaca la necesidad de actualizar metas y acelerar la expansión de generación eléctrica con fuentes renovables no convencionales. Por otra parte, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación modificaciones a los Estatutos Orgánicos de la Comisión Federal de Electricidad CFE Generación, mediante las cuales se adicionan a las áreas operativas, la figura del Departamento de Inteligencia y Análisis de Mercados, y se establecen sus funciones. Adicionalmente se agrupan las funciones según la estructura y organización de la CFE Generación. También se publicó un nuevo Estatuto Orgánico de CFE Transmisión, en el que constan las reglas para el funcionamiento de su Consejo de Administración, así como las funciones de las áreas que la integran y facultades de los directivos. Asimismo, se publicó un nuevo Estatuto Orgánico del Instituto Mexicano del Petróleo, que establece una nueva estructura orgánica y funcional incluyendo la prestación de servicios para el uso eficiente de energía, combustibles limpios y la sustentabilidad de la industria petrolera, la certificación de procesos y productos, la realización de

auditorías, supervisión, evaluaciones, inspecciones, verificaciones e investigaciones técnicas en materia de seguridad industrial y operativa y de protección al medio ambiente en el sector hidrocarburos, y la participación en la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas y Normas Emergentes. Por otra parte, se realizaron modificaciones y adiciones al Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante las cuales se efectuó una simplificación administrativa dirigida a lograr una mayor eficiencia en el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, con el objetivo de permitir un mejor desempeño en la gestión de los asuntos su competencia mediante la optimización y reasignación de diversas facultades al interior de la Comisión. Adicionalmente, en cumplimiento a las disposiciones establecidas en la Ley de Transición Energética, la Secretaría de Energía publicó el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2020-2024, de observancia obligatoria para las dependencias, sus órganos administrativos desconcentrados, las entidades paraestatales de la Administración Pública Federal que integran el Sector Energético, así como para las empresas productivas del Estado y los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. El referido Programa, en su condición de Programa Especial derivado del Plan Nacional de Desarrollo es el instrumento mediante el cual el Ejecutivo Federal establecerá las acciones, proyectos y actividades derivadas de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, que permitan alcanzar las Metas establecidas en materia de Eficiencia Energética. Además, se aprobó un nuevo Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, que determina cambios de denominaciones y reubicación organizacional de las áreas, para lograr una mayor eficacia en la gestión, administración y operación del SISTRANGAS, y garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios con la finalidad de contribuir con el abastecimiento del suministro de gas natural en territorio nacional.

Panamá vía Resolución, adoptó la Hoja de Ruta para la Digitalización del Sector Eléctrico, desarrollada sobre la base de los lineamientos establecidos en la Agenda de Transición Energética y enfocada en la capacidad de tratamiento y análisis de datos, eje central en el nuevo modelo del sector eléctrico. La referida Hoja de Ruta está dirigida a facilitar la descentralización y democratización, abordando aspectos críticos como la supervisión de la red, la estabilidad del sistema, la gestión de la demanda, el pronóstico de la producción de energías renovables y la creación de nuevos modelos de negocio basados en el conocimiento y el valor de los datos. A tales efectos, este instrumento se propone acciones que incluyen la implementación de sistemas digitales para monitorear y controlar la calidad del servicio eléctrico, lo que requiere la colaboración con empresas distribuidoras y fabricantes para instalar estas tecnologías y se enfoca en aumentar la autonomía y capacidad de recuperación de las redes eléctricas mediante equipos inteligentes, en colaboración con desarrolladores de tecnología y entidades reguladoras. Su eficaz implementación permitirá: la generación de los análisis y estudios correspondientes, para comprender los impactos de las políticas orientadas a la digitalización y, la identificación de obstáculos técnicos y de comportamiento, y sus soluciones.

Paraguay aprobó la actualización de la Política Energética Nacional, que establece más de 200 metas a corto plazo, entre las que se destacan el logro de avances en materia de movilidad sustentable con la incorporación de buses eléctricos, el fortalecimiento de la integración energética a través de un gasoducto que unirá Argentina, Paraguay y Brasil y el anuncio de una próxima licitación de 140 megavatios para la instalación de una planta de energía solar fotovoltaica. El referido instrumento incorpora nuevas definiciones y mecanismos sobre movilidad sustentable, con énfasis en el logro de avances en materia de transporte público eléctrico. También se prevén objetivos de reforestación con fines energéticos para que la industria no pierda competitividad, buscando posibles sustituciones. En esta actualización de la política los biocombustibles, tienen un rol preponderante para reducir el consumo de los combustibles fósiles importados. Otro de los objetivos fundamentales se enfoca en la búsqueda de hidrocarburos nacionales para lograr mayor competitividad, fundamentalmente el gas natural para la generación de energía eléctrica. Asimismo, se prevé la diversificación de la matriz de generación con solar fotovoltaica y otro tipo de tecnologías alternativas.

2. GÉNERO Y ENERGÍA

Se publicó en **Brasil**, la ley que instituye el Plan Plurianual de la Unión para el período de 2024 a 2027, en el que la administración pública federal considera entre sus prioridades combatir la deforestación, hacer frente a la emergencia climática e incluir en las agendas transversales los temas de género y medio ambiente.

México reformó la Ley General de Cambio Climático, mediante una adición en los principios a observar en la formulación de la política nacional de cambio climático, en la que se determina que en la adopción de medidas



dirigidas a enfrentar el cambio climático, se deberán respetar de forma irrestricta los derechos humanos, el derecho a la salud, los derechos de los pueblos y comunidades indígenas y afroamericanas, las comunidades locales, los migrantes, los niños, las personas con discapacidad y las personas en situaciones de vulnerabilidad y el derecho al desarrollo, así como la igualdad de género, el empoderamiento de la mujer y la equidad intergeneracional.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión y distribución

Brasil vía decreto, delegó en el regulador ANEEL la definición de obligaciones, requisitos e índices de calidad para la renovación de concesiones de distribución eléctrica e incluyó disposiciones dirigidas a promover la competitividad de algunos servicios energéticos que actualmente prestan las distribuidoras. El referido instrumento refuerza los requisitos de calidad del servicio y de acreditación de la salud financiera de las empresas, así como las sanciones por incumplimientos. La medida endurece los contratos de distribución, para una provisión más adecuada por parte de las empresas, centrándose en la calidad del servicio; el decreto establece que las empresas deben modernizarse, garantizar mejores servicios y ser financieramente sostenibles. En este contexto, los concesionarios de distribución deben presentar un plan para aumentar la resiliencia de las redes de distribución a los efectos de eventos climáticos extremos, para de esta forma evitar que los consumidores se queden sin servicio por largos períodos debido a lluvias o caída de árboles. Las eléctricas deberán presentar planes de inversión para todo el ciclo tarifario, además de presentar soluciones de digitalización para que los procesos sean más rápidos y eficientes para los consumidores. Con mayor rigidez en los criterios para la prestación de los servicios, el texto establece la obligación de mejorar el nivel de calidad entregado a la población. Las reglas de caducidad son más claras y el proceso será más ágil para sancionar a aquellas empresas que no cumplan con los requisitos de calidad y servicio al cliente. Además de la posibilidad de cancelar el contrato de concesión por incumplimiento de obligaciones, el decreto permitiría limitar la distribución de dividendos extraordinarios por parte de empresas que no cumplan con los requisitos. Por otra parte, se publicó el decreto que reglamenta el proceso de licitación y prórroga de las concesiones de distribución de energía eléctrica y establece directrices para la modernización de las concesiones de servicio público de distribución de energía eléctrica, lo que implicó modificaciones a las disposiciones vigentes al respecto.

Chile modificó el Reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras e introdujo modificaciones a otros decretos relacionados y conexos. Estas reformas, constituyen un avance importante para garantizar el impulso de los sistemas de almacenamiento y las energías renovables del país, ya que incorpora a los sistemas de almacenamiento stand alone y define las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación, lo que implica mejoras en cuanto a la remuneración que recibirán los sistemas de almacenamiento de energía. Al tenor de las reformas, se reconoce el pago de capacidad para sistemas de almacenamiento puro o stand-alone, de funcionamiento independiente no asociados a centrales de generación. Adicionalmente se fomenta el almacenamiento, al establecer una norma transitoria que asegura por 10 años el reconocimiento de la potencia de suficiencia a las unidades de almacenamiento, tanto de sistemas stand alone como aquellos vinculados a centrales de generación, estableciendo incentivos para aquellos que cuenten con más horas de capacidad.

En el ámbito de la Ley Orgánica de Competitividad Energética **Ecuador** realizó reformas a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica al tenor de las cuáles, dispuso que la construcción de nuevas redes e infraestructuras de distribución para abastecer la demanda de energía eléctrica a los clientes comerciales y/o industriales que se encuentren aislados de la red de distribución de energía eléctrica, podrá estar a cargo también de los clientes u otras personas jurídicas interesadas, a más de las empresas de distribución, siempre que cuenten con la aprobación de las empresas eléctricas distribuidoras del área de influencia como consecuencia de un proceso competitivo de selección. Por otra parte, en el marco de la referida ley se establecieron beneficios tributarios para incentivar obras de infraestructura eléctrica entre los que se incluyen: deducción para el cálculo de la base imponible del impuesto a la renta, de los gastos incurridos en obras para la construcción de nuevas redes e infraestructura de distribución para abastecer la demanda de energía eléctrica a los clientes comerciales y/o industriales que se encuentren aislados de la red de distribución de energía eléctrica; y ampliación de la deducción adicional de depreciación en adquisición de maquinarias, equipos y tecnologías. La referida ley tiene previsto entre sus objetivos fundamentales, robustecer la infraestructura de transmisión y distribución, considerando que las necesidades de energía eléctrica de los sectores residencial, comercial e industrial del país crecen anualmente, debido al incremento de la demanda de energía.

México realizó modificaciones a la Ley de la Industria Eléctrica, dirigidas a garantizar el ejercicio de los derechos que la Constitución, las leyes y los tratados internacionales suscritos por el Estado Mexicano reconocen a los pueblos y comunidades indígenas y afro-mexicanas, en las negociaciones y acuerdos que se establezcan con los propietarios o titulares de derechos de terrenos, bienes o derechos reales, ejidales o comunales necesarios para realizar las actividades requeridas para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, y para la construcción de plantas de generación de energía eléctrica en aquellos casos en que, por las características del proyecto, se requiera de una ubicación específica. Con tales antecedentes se determina que, con la finalidad de tomar en cuenta los intereses y derechos de los pueblos y comunidades indígenas y afro-mexicanos en los que se desarrollen proyectos de la industria eléctrica, la Secretaría deberá llevar a cabo los procedimientos de consulta pertinentes y cualquier otra actividad necesaria para su salvaguarda, en coordinación con la Secretaría de Gobernación y las dependencias que correspondan. Por otra parte, se modificaron las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica, mediante: el establecimiento de los procedimientos para que los usuarios finales y centrales eléctricas puedan acceder a la RNT y a las RGD, distinguiéndose lo aplicable a los segmentos del MEM y el suministro básico; el desarrollo con mayor detalle de la regulación en materia de medición para establecer las responsabilidades para las actividades de adquisición, instalación, puesta en servicio, revisión, diagnóstico, operación, mantenimiento y sustitución por falla de los equipos y sistemas de medición, asimismo; y la definición de la propiedad de los sistemas de medición aplicable al MEM que corresponde a los usuarios finales y centrales eléctricas, el transportista y distribuidor como únicas entidades responsables para la operación y administración de estos sistemas de medición con la finalidad de garantizar la integridad de los registros de medición para la operación del MEM. Adicionalmente, con referencia al segmento de suministro básico, se establecieron los procedimientos para la instalación y puesta en servicio de los equipos o sistemas de medición en baja, media y alta tensión; y ante la existencia de grandes usuarios industriales en alta tensión que reciben el suministro básico y la falta de migración al MEM de estos Usuarios, se establecen requerimientos de medición que permitan al operador obtener la información sobre el perfil de su demanda de energía eléctrica, con la finalidad de asegurar la operación confiable del SEN por parte del CENACE. Asimismo, valorando que el marco regulatorio actual no reconoce los aspectos comerciales y mercantiles para que transportista y distribuidor puedan llevar a cabo la revisión de las instalaciones eléctricas y los sistemas de medición, se redefinieron las responsabilidades del transportista y distribuidor para que puedan llevar a cabo estas actividades, con el objetivo de detectar, anomalías, derivaciones de la instalación eléctrica y usos indebidos, así como errores en la medición que permitan reducir los casos de energía consumida y no facturada. También se establece el procedimiento que se debe observar para efectuar la revisión y dar legalidad a los hallazgos en las instalaciones eléctricas y sistemas de medición que transportista y distribuidor presenten mediante evidencia, proporcionando transparencia y agilidad a los procesos de controversias y quejas de los usuarios que reciben el suministro eléctrico.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de **Panamá** aprobó modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, al tenor de las cuales se contempla el uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) como complemento al cálculo de la potencia firme para el caso de las centrales de generación renovables. A tales efectos, un participante productor puede vender por contratos de potencia y energía en la medida en que cuente con generación para su respaldo, no sólo con unidades generadoras propias o con generación que contrata de otro participante productor, sino también con los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías de un generador (SAEBg) que le pertenecen. Asimismo, la empresa de transmisión será considerada participante consumidor, cuando en un periodo de mercado, compra energía al Mercado Mayorista de Electricidad para realizar la carga de sus Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para el Sistema Principal de Transmisión (SAEBt); y, será considerada participante productor, cuando en un periodo de mercado, vende energía al Mercado Mayorista de Electricidad producto de la inyección de energía al Sistema por sus SAEBt. Por otro lado, y a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica, mejorar los precios de la electricidad y fomentar el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, se expidió la resolución que recomienda adoptar medidas para la contratación de potencia y/o energía, a corto plazo, para cubrir las obligaciones de contratación de las empresas de distribución de energía eléctrica. La medida, en primera instancia recomienda a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., la elaboración y presentación ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del pliego necesario para efectuar una licitación pública, de corto plazo, tendiente a contratar la potencia y energía, para cubrir las obligaciones de contratación de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Uruguay aprobó reformas al Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica vigente desde el 2002, dirigidas a mejorar el procedimiento de aprobación de cambios en los modelos de optimización del despacho de energía



eléctrica, manteniéndose los principios de participación de los interesados, accesibilidad a los modelos, garantías para su cumplimiento, y respeto al criterio de despacho eléctrico a mínimo costo con seguridad.

3.2 Comercialización, consumo y subsidios

Argentina publicó el Decreto que determina la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional con el objetivo de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema que permita: trasladar a los usuarios los costos reales de la energía; promover la eficiencia energética; y asegurar a los usuarios residenciales vulnerables, el acceso al consumo indispensable de energía eléctrica, gas por redes y gas envasado. A tales efectos, en el referido decreto se estableció un Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados (que se extenderá desde el 1º de junio hasta el 30 de noviembre de 2024, tiempo que podrá ser prorrogado por única vez, por un plazo de seis (6) meses) que permita avanzar en la implementación de un régimen de subsidios basado en una Canasta Básica Energética (CBE) que contemple las necesidades esenciales de consumo de electricidad y de gas de los hogares, para cada estación del año y según su ubicación geográfica conforme al mapa de zonas bio ambientales, y contemple un plazo prudente para que los usuarios puedan prever sus consumos y el correspondiente gasto energético. A tales efectos se facultó a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales de la electricidad y el gas, el acceso al consumo básico y esencial; y definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios. Esta medida implica la revisión de las leyes de la energía eléctrica, sus complementarias, modificatorias y reglamentarias y las leyes de hidrocarburos incluyendo la de regulación del transporte y distribución del gas natural. En este punto se enfatiza que, el subsidio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, a ser establecido por la reglamentación. Adicionalmente se determina que, a los efectos de calcular el costo de los consumos básicos, se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro enfatizando que se deberá implementar la segmentación de la asignación de subsidios de los dos servicios públicos.

Entró en vigencia en **Brasil**, el Decreto que autoriza al MME a destinar más recursos para reducir tarifas de energía. Esta regulación modifica el Programa de Reducción de Costos Estructurales para la Generación de Energía en la Amazonia Legal y Navegación de los Ríos Madeira y Tocantins (Amazonia Pro-Legal), destinando más recursos a la reducción de tarifas energéticas. Con la publicación del decreto se podrán fijar los montos a destinar a tarifas bajas, de conformidad con lo dispuesto en la Medida Provisional N° 1.212/2024. El Ministerio emitirá una ordenanza que detallará el procedimiento y la definición por parte de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de los valores tarifarios para sustentar la decisión del Ministerio de Minas y Energía. Las medidas pretenden combatir, de forma estructural, las distorsiones arancelarias creadas en años anteriores. La expectativa es que haya una disminución de al menos 3,5% en los ajustes anuales de las tarifas eléctricas. De esta manera, la acción promueve una mayor participación en la generación de energía limpia en Sistemas Aislados en la Amazonía Legal y la implementación de acciones para mejorar la navegabilidad fluvial en la región. Las acciones y proyectos para reducir la CCC serán posibles gracias a la Cuenta de Desarrollo de la Amazonía (CDAL), creada por la ley de capitalización de Eletrobras.

Con el objetivo de perfeccionar el Fondo de Estabilización de Tarifas creado en 2022, centrando su objeto en estabilizar las tarifas de los clientes regulados y pagar los saldos originados por las leyes al tenor de las cuales en 2019 y 2022 se establecieron mecanismos transitorios de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, **Chile** publicó en el Diario Oficial una ley que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria. La nueva ley determina que, el fondo será administrado por la Tesorería General de la República, y su vigencia y los cargos que lo financian no excederán del 31 de diciembre de 2035. Asimismo, dispone que el Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) aumenta el máximo contemplado para la operación del mecanismo a un total de 5.500 millones de dólares, determinando que, a partir del año 2024, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante. La nueva ley actualiza los niveles de precios aplicables a los distintos periodos tarifarios y modifica la actual formulación del Cargo MPC por una que explicita un valor de carácter fijo, con el objeto de extinguir de forma progresiva los saldos originados por la implementación de las anteriores leyes. La ley prevé el descongelamiento del Valor Agregado de Distribución (VAD), y adicionalmente establece un subsidio transitorio para el consumo eléctrico que permite viabilizar la aplicación del subsidio transitorio regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, para los años 2024, 2025 y 2026, dirigido al pago del consumo eléctrico de clientes residenciales pertenecientes al segmento más vulnerable de la población.

Para esos efectos se habilita el financiamiento del subsidio, hasta un monto máximo de USD 120 millones o su equivalente en moneda nacional, provenientes del Fondo de Protección de Tarifas, así como de los demás recursos que disponga la ley. Por otra parte, valorando que los servicios sanitarios rurales cumplen un fin social fundamental para garantizar el derecho al agua, a los ciudadanos de los sectores rurales, se aprobaron reformas a la Ley General de Servicios Eléctricos al tenor de las cuales se rebaja el cobro por recargo de la tarifa eléctrica en horario punta y límite de invierno a los Servicios Sanitarios Rurales (SSR). Al tenor de las modificaciones más de dos millones de personas que habitan en zonas rurales se beneficiarán de la rebaja de hasta un 19% en las cuentas de electricidad de los SSR, lo que representa una disminución significativa de sus gastos operacionales con los correspondientes impactos a la carga financiera de socios, usuarios y familias de sectores rurales, mejorando su calidad de vida y proporcionando una mayor estabilidad económica.

Con el objetivo de asegurar que los usuarios finales que son abastecidos por generadores o comercializadores de energía eléctrica, no paguen tarifas superiores a las aprobadas a las empresas distribuidoras y perciban los beneficios existentes en toda la cadena de valor, **El Salvador** realizó reformas a la Ley General de Electricidad, dirigidas fundamentalmente a evitar que los comercializadores encarezcan el precio de la energía y trasladen los costos a los usuarios finales, contemplando cuatro ejes: mayor transparencia y eficiencia, protección al consumidor, mejor gestión de recursos, resiliencia y seguridad energética.

En aras de promover la regularización de los pagos de energía eléctrica, **Honduras** vía decreto aprobó las disposiciones relacionadas al beneficio de amnistía sobre multas, recargos e intereses, así como obligaciones accesorias pendientes de pago con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) adeudadas hasta el 1 de diciembre del 2023. Para la aplicación de la amnistía, tanto las personas naturales como jurídicas, deben realizar el pago de los valores correspondientes al consumo de energía eléctrica, hasta el 30 de junio de 2024. Adicionalmente, se podrán suscribir convenios de pago para cumplir con las obligaciones pendientes. Esta medida representa un beneficio importante de ayuda para aliviar la carga financiera de las empresas y ciudadanos que adeudan pagos a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Uruguay vía decreto aprobó la incorporación de una nueva tarifa para la modalidad de consumo Suscriptores con Generación, para los servicios conectados en 230 y 400 V con potencia contratada máxima mayor que 40 kW y menor o igual que 150 kW, así como el establecimiento de las condiciones para optar por la tarifa de suscriptores sin generación, siempre que la potencia instalada de generación no modifique significativamente su modalidad de consumo y los costos ocasionados al sistema eléctrico. Adicionalmente vía decreto ejecutivo se exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a instrumentar para el 2024, el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea, vigente desde 2023 al tenor del cual se prevén descuentos en el cargo por energía. Esta disposición se sustenta en la necesidad de apoyar a la cadena láctea nacional en consideración a las dificultades que atraviesa producto del contexto internacional con precios a la baja, consecuencias de fenómenos climáticos entre otros factores adversos.

3.3 Movilidad sostenible

Con el propósito de ampliar las inversiones en eficiencia energética y promover la sostenibilidad ambiental mediante el fomento de las inversiones en nuevas rutas tecnológicas y la elevación de los estándares de descarbonización del parque automotor brasileño, abarcando desde automóviles hasta autobuses y camiones, se publicó en **Brasil** la Ley que instituye el Programa de Movilidad Verde e Innovación (Mover) que: establece los requisitos obligatorios para la comercialización de vehículos nuevos producidos en el país y para la importación de vehículos nuevos; determina un sistema de incentivos para la realización de actividades de investigación y desarrollo para las industrias de movilidad y logística; crea un régimen para autopartes no producidas e instituye el Fondo Nacional de Desarrollo Industrial y Tecnológico (FNDIT). Entre las directrices del programa Mover se incluye: aumentar la eficiencia energética, el desempeño estructural y la disponibilidad de tecnologías de asistencia a la conducción de los vehículos comercializados en el país; aumentar las inversiones en investigación, desarrollo e innovación en el país; estimular la producción de nuevas tecnologías e innovaciones, en consonancia con las tendencias tecnológicas mundiales; aumentar la productividad de las industrias de movilidad y logística; promover el uso de biocombustibles, otros combustibles de bajo carbono y formas alternativas de propulsión y valorización de la matriz energética brasileña; y promover el uso de sistemas de producción más eficientes, con miras a alcanzar la neutralidad de carbono. Una de las innovaciones más significativas de este nuevo programa es la obligatoriedad de cumplir con requisitos de sostenibilidad más



estrictos para los vehículos nuevos vendidos en el país. Entre las novedades destaca la medición de las emisiones de carbono del pozo a la rueda, considerando todo el ciclo de vida del vehículo.

Dada la necesidad de fortalecer en el marco regulatorio costarricense, la promoción del uso de vehículos más eficientes en cuanto al consumo de energía, mediante el establecimiento de estándares de rendimiento mínimo de consumo de combustible para vehículos nuevos y usados de primer ingreso y la determinación del mecanismo que permita efectuar la constatación fehaciente e independiente del cumplimiento de estos estándares de rendimiento **Costa Rica** aprobó vía Decreto, la modificación del Reglamento para la Regulación del Uso Racional de la Energía, que introduce la Lista de vehículos regulados, y los datos requeridos para la declaración jurada de equipos, maquinaria y vehículos que deberán presentar las personas físicas o jurídicas que fabriquen, ensamblen o importen, vehículos destinados al Transporte de Carga Pesada y Transporte Público de Personas.

En el marco de las reformas a la Ley de Eficiencia Energética introducidas por la Ley de Competitividad Energética, **Ecuador** estableció que el Gobierno Nacional a través de los ministerios competentes en coordinación con los GAD, creará un plan de chatarrización para los vehículos de trabajo de personas naturales y del transporte público que salgan de servicio y que se reemplacen por vehículos de medio motriz eléctrico; y que a partir del año 2030 todos los vehículos que se incorporen al servicio de transporte público urbano e inter parroquial así como, comercial en el Ecuador continental, deberán ser únicamente de medio motriz 100% eléctrico o de cero emisiones. A tales fines se determina que, a partir del 2024 los GAD en coordinación con el Comité Nacional de Eficiencia Energética, de manera obligatoria desarrollarán los estudios e implementación de la infraestructura necesaria. La propuesta aclara la definición de vehículos eléctricos, con lo cual ciertos automotores a combustión con propulsión eléctrica no serán considerados como tales, como parte de la competitividad energética.

Con el objetivo de facilitar la introducción de tecnologías de transporte energéticamente más eficientes y su infraestructura de carga, para reducir el consumo de hidrocarburos, mejorar la balanza comercial de hidrocarburos y contribuir a la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), vía Decreto Supremo se aprobó en **Perú** el Reglamento para la Instalación y Operación de la Infraestructura de Carga de la Movilidad Eléctrica, instrumento que establece un marco regulatorio para orientar a los actores involucrados en la instalación, adecuación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica, y determina los requisitos mínimos de instalación, operación, seguridad y mantenimiento que deben cumplir estas estructuras, así como el diseño y la construcción de sus instalaciones.

4. HIDROCARBUROS

4.1 Exploración, explotación, transformación, almacenaje, transporte, comercialización y consumo, petróleo y derivados

Valorando la necesidad de actualizar las normas reglamentarias de las actividades de exploración y explotación, **Bolivia** aprobó un nuevo Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos – RNTS, que deroga al vigente desde 2005 e incorpora a la Estatal Petrolera, cuando opera por sí misma, estableciendo disposiciones que promuevan el desarrollo de proyectos que optimicen el consumo de recursos energéticos no renovables e impulsando la implementación de las energías renovables, para que estas actividades se desarrollen de manera óptima y eficiente, en el marco de las Prácticas Prudentes de Industria, normas técnicas y de seguridad aceptadas en el sector de hidrocarburos.

México reformó parcialmente la Ley de Hidrocarburos, para garantizar el ejercicio de los derechos que la Constitución, las leyes y los tratados internacionales suscritos por el Estado Mexicano reconocen a los pueblos y comunidades indígenas y afromexicanas, en las negociaciones y acuerdos que se establezcan con los propietarios o titulares de derechos de terrenos, bienes o derechos reales, ejidales o comunales necesarios para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En ese sentido, al tenor de las modificaciones se determina que, con la finalidad de tomar en cuenta los intereses y derechos de los pueblos y comunidades indígenas y afromexicanas en los que se desarrollen proyectos de la industria de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía deberá llevar a cabo los procedimientos de consulta previa, libre e informada necesarios y cualquier otra actividad requerida para su salvaguarda, en coordinación con la Secretaría de Gobernación y las dependencias que correspondan. Adicionalmente, como parte de las medidas para frenar el mercado ilícito y el contrabando de combustibles, vía decreto, se restringió temporalmente la importación de mercancías que se utilizan para alterar o adulterar los petrolíferos e hidrocarburos, y se adoptaron otras medidas

consideradas necesarias para combatir la referida ilegalidad. Las gasolinas y diésel de importación para fines comerciales quedan fuera de la restricción. Las empresas interesadas que necesiten importar cualquier mercancía prevista en el anexo, deberán solicitar y acreditar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos que el volumen y destino de la mercancía es necesario para su proceso productivo y tendrá como fin el desarrollo de una actividad legal.

Perú, vía Decreto determinó la obligatoriedad del uso y la comercialización de diesel, gasolinas y gasoholes con contenido de azufre no mayor de 10 ppm, a nivel nacional, de acuerdo al siguiente detalle, y plazos improrrogables: Diesel B5 desde el 1 de octubre de 2025, Gasolinas y Gasoholes Regular desde el 1 de octubre de 2025, Gasolinas y Gasoholes Premium desde el 1 de octubre de 2025. Como consecuencia de lo determinado, se dispone que la vigencia de la norma de emisiones Euro 6/VI, Tier 3 y EPA 2010, se inicia a los seis meses de la entrada en vigencia de lo dispuesto en esta determinación.

4.2 Gas Natural

Colombia vía decreto realizó modificaciones al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía dirigidas a viabilizar las alternativas de suministro de gas natural, promover la adaptación del mercado nacional a las condiciones del mercado internacional con el fin de asegurar la adquisición de este recurso energético, y su continuo abastecimiento para atender la demanda nacional, y establecer incentivos para aumentar la oferta de gas natural importado y de las fuentes costa afuera, como medida de mitigación del riesgo ante la ocurrencia de eventos de insalvable restricción de alguna fuente de suministro.

Se publicó en **Ecuador** un nuevo Reglamento de Operaciones de Gas Natural, que regula las actividades de comercialización, almacenamiento, refinación, industrialización y transporte de gas natural y establece los procedimientos y requisitos para la operación de terminales. El referido instrumento se considera un hito significativo para el sector energético, ya que proporciona claridad y detalle en los procedimientos y requisitos necesarios para operar en el mercado, estableciendo de forma precisa las obligaciones de los sujetos de control y los mecanismos para su verificación. El Reglamento se extiende al Gas Natural Comprimido - GNC y el Gas Natural Licuado - GNL y califica a las actividades de Gas Natural como servicio público. La regulación promete importantes beneficios ambientales y económicos, destacando una menor emisión de gases de efecto invernadero en comparación con el carbón y otros combustibles fósiles al armonizar los artículos 3 y 68 de la Ley de Hidrocarburos. Entre las principales mejoras del nuevo Reglamento se destacan: la simplificación de trámites administrativos al agilizar los permisos, y autorizaciones, fomentando la inversión privada; la definición de técnicas modernas basadas en normas internacionales y nacionales, y la implementación de un registro simplificado o catastro en línea para todo medio de transporte que importe gas natural.

4.3 GLP

Dada la identificación de escenarios de riesgos de accidentes o incidentes en la actividad de almacenamiento de GLP, **México** expidió una nueva norma oficial sobre instalaciones de almacenamiento de GLP que establece las especificaciones técnicas y requisitos de seguridad industrial, seguridad operativa, y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en el diseño, construcción, prearranque, operación y mantenimiento de las instalaciones terrestres y/o marítimas de almacenamiento de GLP, para prevenir daños a la población, a las instalaciones y al medio ambiente. Asimismo se aprobó una nueva norma oficial para Plantas de Distribución de GLP que establece los requisitos y especificaciones de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente que deben cumplir las Plantas de Distribución de Gas Licuado de Petróleo, durante las etapas de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable la actividad de distribución de GLP mediante planta de distribución; y prevenir daños.

A fin de mitigar los impactos negativos en las variaciones del precio final al consumidor, **Perú** vía Decreto modificó las condiciones técnicas para la inclusión del GLP envasado en el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC). Según las nuevas disposiciones, la actualización de la Banda de Precio Objetivo para el GLP-E se realizará el último jueves de cada mes, siempre y cuando el Precio de Paridad de Importación (PPI) se encuentre por encima del límite superior o por debajo del límite inferior de la Banda. La actualización de la Banda de Precio Objetivo para el GLP - E es equivalente a 3.5% de la variación en el precio final al consumidor de este producto. En este escenario se actualizaron las Bandas de Precios, con el fin de reducir la diferencia entre el precio del GLP envasado (GLP-E) y el GLP utilizado para granel y mitigar la informalidad de la venta de gas licuado de petróleo.



En **Uruguay** el Poder Ejecutivo, vía decreto exhortó a ANCAP a tomar las acciones necesarias para que, en coordinación con los envasadores y distribuidores, se continúe instrumentando el descuento del 50% sobre el precio de venta al público de las recargas de garrafas de 13 kg de supergás, hasta el 30 de abril de 2025. Previo a la publicación del referido Decreto la medida estaba programada para el año 2024. Desde mediados de 2022 la población de menores recursos (hogares beneficiarios de la tarjeta Uruguay Social, Asignaciones Familiares del Plan de Equidad, Asistencia a la Vejez, y Asignaciones Familiares de BPS hasta el primer escalafón) tiene descuento de 50% en el precio del supergás envasado.

5. RENOVABLES

Se aprobó en **Brasil** el Decreto de creación del Programa de Energía Limpia en Mi Casa, Mi Vida, dirigido a promover la generación de energía eléctrica renovable, prioritariamente para las unidades habitacionales del Programa en las franjas urbana y rural. Entre los objetivos fundamentales del Programa se incluyen: reducir los costos financieros de los servicios de electricidad para las familias beneficiarias del Programa que, prioritariamente, pertenecen la Subclase Residencial de Baja Renta; ampliar el acceso de las unidades habitacionales del Programa a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; y promover el uso eficiente de la energía eléctrica en las unidades habitacionales del Programa, de forma integrada con los programas destinados a la población de baja renta.

En el marco de la Ley Orgánica de Competitividad Energética **Ecuador** realizó adiciones a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica al tenor de las cuales determinó que, los consumidores regulados y no regulados podrán instalar sistemas de generación distribuida exclusivamente para su abastecimiento, a partir del uso de ERNC, los que podrán ser de propiedad del consumidos regulado o no regulado según corresponda o de terceros, siempre y cuando la energía producida esté destinada exclusivamente a satisfacer la demanda del consumidor final. Asimismo, se establece que estos consumidores podrán contratar a terceros para el financiamiento, gestión, operación, vigilancia, instalación y mantenimiento del sistema, respetando el principio de exclusividad de comercialización de las empresas distribuidoras. Adicionalmente se determinó que, el Estado a través del Ministerio del ramo podrá delegar a empresas de capital privado, empresas estatales extranjeras y a empresas de economía popular y solidaria el desarrollo de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales que no consten en el Plan Maestro de Electricidad, previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa correspondiente. En este contexto entre los beneficios tributarios establecidos al tenor de la referida ley se dispuso que para el cálculo de la base imponible del impuesto a la renta, será deducible el 100% adicional de la depreciación y amortización de la adquisición de maquinarias, equipos y tecnologías destinadas a la implementación de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento a base de energías renovables no convencionales; también se determinó la ampliación del supuesto de IVA 0% para los equipos y accesorios para la generación solar; y se amplió el ítem de paneles solares, como bienes gravados con IVA 0%, de tal forma que incluya accesorios para la generación solar fotovoltaica y plantas para el tratamiento de aguas residuales.

México expidió la Ley para la Implementación de Energías Limpias y Renovables en los Edificios Públicos que determina que, todos los edificios públicos o unidades administrativas del gobierno del Estado de México, así como de los municipios y los servicios públicos de alumbrado y agua potable deberán abastecerse únicamente por fuentes de energía renovables, mediante una transición escalonada en un periodo máximo de 4 años a partir de 2024, para llegar a una meta total del 100% para el año 2027. Adicionalmente se dispone que, el Estado contará con un Consejo que fungirá como el órgano permanente técnico y de consulta, competente para emitir opinión y asesorar respecto de las acciones necesarias para lograr el cumplimiento de la ley que tendrá entre sus funciones aprobar y emitir el programa, promover su cumplimiento, revisar sus avances y proponer la adopción de medidas correctivas, en caso de que el cumplimiento se encuentre por debajo de los niveles y etapas establecidos. Asimismo, a fines de fomentar la implementación de proyectos que promuevan el uso de energías limpias, y con mayor eficiencia, en procesos de generación de energía eléctrica en todos los sectores que permitan la generación de energía eléctrica libre de combustible, se actualizaron los valores de referencia de las metodologías para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente, así como los criterios de eficiencia y metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible establecidos en las resoluciones vigentes.

Vía Decreto, **Paraguay** publicó la reglamentación de la Ley que regula el fomento, generación, producción, desarrollo y la utilización de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales no hidráulicas. El referido instrumento, que simplifica el otorgamiento de licencias y permite la inversión privada en el sector energético,

reglamenta, entre otras disposiciones: los procesos para la obtención de los distintos tipos de licencia de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) previstas en la Ley tales como: de Autogenerador ERNC; Generador ENRC; Exportador ERNC; Cogenerador ERNC), así como su plazo de duración y las causales de cancelación; la regulación aplicable a cada tipo de licencia ERNC y sus actividades relacionadas; el régimen de incentivos aplicable a los licenciarios ERNC; y, el régimen de resolución de controversias entre los licenciarios y el Estado. La reglamentación determina que, si un autogenerador de energías renovables no convencionales supera 1 MW de potencia instalada, el retiro de esa energía producida será optativa a necesidad de la ANDE o de la concesionaria de la zona.

5.1 Generación distribuida

Bolivia vía Decreto, estableció nuevas disposiciones dirigidas a impulsar el uso de energías limpias y el cambio de la matriz energética mediante la ampliación de beneficios e incentivos que permitan incrementar y mejorar la participación de la Generación Distribuida en el mercado eléctrico del país, entre las que se destaca la introducción de la Autoproducción con Generación.

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** publicó, la Ordenanza que regula la concesión de incentivos para proyectos de minigeneración energética distribuida en todo el país. La medida prevé la exención del PIS/COFINS por hasta 5 años lo que atraerá nuevas inversiones, contribuyendo a garantizar la seguridad energética del país. La Ordenanza establece un procedimiento específico para que los agentes propietarios de instalaciones de minigeneración distribuida presenten sus procesos para efectos de su inclusión en el REIDI.

La Ley Orgánica de Competitividad Energética, recientemente publicada en **Ecuador**, refuerza el concepto de autoabastecimiento y le otorga seguridad jurídica, incentivando a los usuarios finales y residenciales a instalar este tipo de sistemas. La referida normativa provee herramientas para que las industrias y comercios puedan autogenerar su propia energía incrementando su competitividad. La ley concibe a la autogeneración de energía como un elemento fundamental para mejorar la infraestructura eléctrica, y superar la crisis eléctrica.

5.2 Hidrógeno

Marcando un hito en materia de regulación de la industria del hidrógeno, en el marco de la implementación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, entró en vigencia en **Chile** el Decreto que establece el Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Hidrógeno e introduce modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas, instrumento fundamental para la materialización de proyectos, ya que determina los requisitos mínimos de seguridad que debe cumplir la infraestructura destinada a la producción, acondicionamiento, transferencia y consumo de hidrógeno en estado de ser utilizado como recurso energético en las etapas de diseño, construcción, operación y mantenimiento. El referido reglamento, permitirá a los desarrolladores de proyectos tramitar con mayor agilidad la inscripción de sus instalaciones. El reglamento mantiene cuatro exclusiones de casos específicos que deberán acogerse a la Guía de Proyectos Especiales: las instalaciones surtidoras de hidrógeno, los vehículos que operen con hidrógeno, aquellos que transporten hidrógeno y las redes de transporte y distribución de hidrógeno utilizadas para trasladarlo fuera de la instalación. Por otra parte, el Ministerio de Energía de Chile, vía resolución calificó a los vehículos que utilizan exclusivamente hidrógeno como combustible, como cero emisiones, lo que le permitirá a este tipo de vehículos contar con una vida útil de tres años para efectos de depreciación y hacer uso de la exoneración del impuesto anual por permiso de circulación entre otras prerrogativas.

Se publicó en **Perú**, la ley de fomento del hidrógeno verde, dirigida a impulsar la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones, para el aprovechamiento y utilización en la matriz energética nacional. El referido instrumento legal otorga al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) las competencias correspondientes para formular políticas y planes energéticos sectoriales que permitan el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde mediante la determinación de metas alineadas con la política energética nacional. La ley hace constar de forma expresa que, el fomento de la generación, la producción y el uso del hidrógeno verde en el país se realizará en alianza con el sector privado generando condiciones de trabajo colaborativo entre las empresas, las universidades, los gobiernos regionales y el Estado en su conjunto. Al tenor de la referida Ley se declara de interés nacional la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético.



5.3 Biocombustibles

Con la finalidad de sustituir gradualmente la importación de insumos, aditivos y diésel oíl, **Bolivia** vía Decreto incrementó el porcentaje de etanol anhidro a ser mezclado con las gasolinas base, y determinó el porcentaje de biodiésel a ser mezclado con el diésel oíl base. A tales efectos los combustibles a ser comercializados resultantes de la mezcla de biodiésel o etanol anhidro con combustibles fósiles base, tendrán una proporción volumétrica de hasta un 25% como aditivos de origen vegetal; y el contenido de aditivo de origen vegetal etanol anhidro tendrá una proporción volumétrica de hasta 85%, en los combustibles resultantes de la mezcla a ser comercializados para vehículos con tecnología Flex Fuel. En la disposición final única del Decreto, se hace constar que YPFB priorizará la compra de biodiésel producido en el país por empresas públicas o privadas y con materias primas de origen nacional. Adicionalmente en el marco de la implementación de políticas tributarias aduaneras y financieras que incentivan la importación de vehículos con tecnología flex fuel y vehículos híbridos, vía Decreto se establecieron disposiciones dirigidas a fomentar la diversificación de la matriz energética incentivando el uso de aditivos de origen vegetal mediante la importación de vehículos con tecnología flex fuel.

Con el objetivo de impulsar la agricultura familiar, combatir las desigualdades regionales y ampliar la sostenibilidad del Programa Nacional de Producción y Aprovechamiento de Biodiésel (PNPB), entró en vigencia en **Brasil** el decreto que reestructura el Sello Social de Biocombustibles y promueve la agricultura familiar. Los productores de biodiesel que adquieran materias primas y fomenten el fortalecimiento de la agricultura familiar tendrán derecho a incentivos fiscales. El decreto publicado también crea el entorno necesario para que el sector productor de biodiesel invierta en el desarrollo de estas regiones y en la estructuración de nuevos acuerdos productivos.

Considerando a las fuentes bioenergéticas como estratégicas para la provisión sostenible de recursos energéticos, y con el objeto de atender a la demanda del sector agroindustrial y de la industria de la cerámica, entre otros, **Paraguay** publicó el Reglamento que establece los regímenes de certificación, control y promoción del uso de bioenergías provenientes de plantaciones forestales o bosques nativos manejados para asegurar la sostenibilidad de estos recursos renovables dentro del territorio nacional, en el marco del programa de certificación de la biomasa constituido como una herramienta clave para fortalecer y mantener la competitividad en el sector de la producción agroindustrial de forma sostenible; coadyuvar con el desarrollo sustentable del país mediante la preservación, conservación y protección de los recursos naturales; así como apoyar el cumplimiento de los acuerdos internacionales suscritos por el país y atender los requerimientos emanados en el marco del comercio internacional de materias primas y derivados. El objetivo fundamental del referido reglamento está dirigido a contribuir a disminuir la deforestación, los efectos adversos sobre la biodiversidad y el uso furtivo de las fuentes energéticas en el territorio nacional.

Se publicó en **Uruguay** el decreto ejecutivo que exhorta a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a ampliar los contratos de compraventa de energía eléctrica asociados a centrales generadoras que la produzcan a partir de biomasa, incluyendo a las centrales generadoras de biomasa autónomas, por el plazo máximo de 24 meses o hasta el momento en que se proceda a la adjudicación del nuevo procedimiento competitivo, lo que ocurra primero, dentro del marco normativo vigente que rige la contratación. La medida tomada en función de la Política Energética vigente, responde a la necesidad de diversificar la matriz energética, principalmente a partir de la incorporación de fuentes autóctonas en general y de fuentes renovables no convencionales en particular, valorando que la generación de energía eléctrica a partir de biomasa puede contribuir al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales asociados, consolidando además ciertas cadenas productivas y aportando a la mitigación de impactos ambientales a nivel local y global a través de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

6. ENERGIA Y AMBIENTE

Se publicó en **Brasil** la ley que establece directrices para la elaboración de planes de adaptación al cambio climático, con el objetivo de implementar medidas para reducir la vulnerabilidad y la exposición a riesgos de los sistemas ambientales, sociales, económicos y de infraestructura frente a los efectos adversos actuales y esperados del cambio climático, sobre la base de lo establecido en la Ley que establece la Política Nacional de Cambio Climático (PNMC). La referida ley determina que los planes de adaptación deben integrarse en planes de cambio climático que incluyan medidas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero; y deben garantizar la correcta implementación de las estrategias trazadas, principalmente en las áreas de: transición energética justa, e infraestructuras de energía.

Chile aprobó modificaciones al Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental dirigidas a incorporar la variable de cambio climático en la evaluación de proyectos o actividades sujetos a evaluación ambiental, así como en la revisión de la Resolución de Calificación Ambiental. Adicionalmente las reformas se plantean garantizar una participación efectiva de la comunidad, reduciendo las brechas de información y promoviendo una participación oportuna, abierta e inclusiva en el proceso de evaluación ambiental.

Se aprobó en **Costa Rica** el Reglamento de Compensación y Reducción de Emisiones para la Aviación Costarricense que contiene requisitos identificados como necesarios para la protección del medio ambiente, ya que permiten la contribución con los compromisos ambientales que el país ha adquirido, en relación a la meta voluntaria y aspiracional de lograr la carbono neutralidad. La aplicación del referido reglamento implica la vigilancia, notificación y verificación (MRV) de las emisiones anuales de CO₂. Por otra parte, valorando la necesidad de fortalecer las herramientas normativas para atender la pérdida de biodiversidad relacionada directamente con los tendidos eléctricos y analizando el problema de forma integral como un tema de la calidad, continuidad y confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico de los servicios públicos de electricidad, ocasionado por deterioro e interrupción del servicio público a los usuarios, daños en infraestructura y equipos, vía Decreto se oficializaron los instrumentos para la prevención y mitigación de la electrocución de fauna silvestre por tendido eléctrico, que definen las condiciones e instrumentos normativos que permiten promover que la prestación del servicio público de electricidad que se brinda a la población costarricense respete la vida de todas las especies que habitan el país, cumpliendo así con los principios generales de conservación y uso sostenible de la biodiversidad. El referido Decreto es de alcance nacional para toda persona física o jurídica; pública o privada, concesionarias en las etapas de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio nacional. En este contexto y a fines de garantizar la mejora continua de las medidas para la reducción, prevención y mitigación de la electrocución de fauna silvestre se creó el grupo de trabajo Electrificación Sostenible (GES).

Se publicó en **Honduras** la Ley de Conciencia y Acción Climática Comunitaria, dirigida a lograr una vinculación directa entre la población estudiantil, las organizaciones de la sociedad civil (OSC), la institucionalidad del Estado y el sector privado en todas las comunidades del territorio nacional, para fomentar conciencia y realizar acciones de preservación, restauración y protección de los ecosistemas locales.

Con el objeto de continuar con la tendencia en la reducción de emisiones de bióxido de carbono lograda según los estándares establecidos en 2013 y a fin de dar cumplimiento a los compromisos asumidos a nivel internacional, **México** aprobó una nueva norma oficial de Emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes del escape, aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3,857 kg, que exige, de manera gradual, para los vehículos ligeros nuevos de los años modelo anteriores a 2028, el cumplimiento de niveles más estrictos en torno a las referidas emisiones. Valorando el incremento de la exigencia, la nueva norma incluye un cuarto criterio de aceptación consistente en un mecanismo de compensación, a más de nuevos créditos por introducción de tecnologías que reducen las emisiones de bióxido de carbono, o por beneficios fuera de las condiciones de los ciclos de prueba. También se incluyen nuevos apéndices informativos respecto de la eficiencia en los sistemas de aire acondicionado y los refrigerantes, así como en lo que corresponde a las tecnologías fuera de ciclo, a fin de brindar mayor certeza a los sujetos regulados respecto de los créditos a generar vinculados a los temas correspondientes. De igual forma, se pueden generar créditos derivados de los desarrollos tecnológicos que permiten incorporar sistemas y dispositivos que impactan en el desempeño de los vehículos y se refuerzan los créditos por la incorporación en la flota de vehículos automotores nuevos con tecnologías de propulsión híbrida, eléctrica y de celda de combustible, así como aquéllos aplicables para los sistemas de aire acondicionado, a partir de mejoras en la eficiencia, el incremento en la hermeticidad y el empleo de refrigerantes con menor potencial de calentamiento global. Asimismo, con el objetivo de promover la participación corresponsable de la sociedad en la planeación, ejecución, evaluación y vigilancia de la política ambiental y de recursos naturales, se reformó la ley general de equilibrio ecológico y la protección del ambiente mediante adiciones dirigidas a garantizar la activa participación de los pueblos y comunidades indígenas y afromexicanas, en la protección ambiental mediante la emisión de opinión previa a la expedición de las declaratorias para el establecimiento de las áreas naturales protegidas, emisión de la posibilidad de otorgamiento de concesiones, permisos o autorizaciones con carácter preferencial para realización de obras o actividades en las áreas naturales protegidas; etc. Además, se aprobaron reformas a la Ley General del Cambio Climático al tenor de las cuales se crea el Atlas Nacional de Vulnerabilidad al Cambio Climático concebido como un conjunto estructurado y sistemático de mapas que muestran la vulnerabilidad ante el cambio climático y orientan la realización de estrategias dentro del proceso de planeación y adaptación. En tal sentido se incluyó entre las atribuciones de la federación la elaboración, actualización, publicación y aplicación del Atlas Nacional de



Riesgo y la Política Nacional de Adaptación, así como la emisión de los criterios para la elaboración de los atlas de riesgo de las entidades federativas, considerando la información del Atlas Nacional de Vulnerabilidad al Cambio Climático.

7. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Con la finalidad de controlar la calidad de las Lámparas LED, **Bolivia** vía Decreto facultó al Ministerio de Desarrollo Productivo y Economía Plural, a través del Instituto Boliviano de Metrología - IBMETRO, para la emisión del Certificado de Reglamento Técnico de Muestra CRTM para el Documento de Evaluación de la Conformidad para Lámparas LED y el Certificado de Cumplimiento de Reglamento Técnico - CCRT para la comercialización de la producción nacional e importación.

Con el objetivo de promover la Eficiencia Energética, reducir la contaminación lumínica, y garantizar la accesibilidad y la seguridad para todos los usuarios, entro en vigencia en **Brasil** la norma que define los requisitos mínimos para el alumbrado público en las vías públicas y privadas, con el objetivo de garantizar la seguridad del tráfico para peatones y vehículos. La norma cubre varios aspectos del alumbrado público, tales como: niveles mínimos y uniformidad de iluminancia para los diferentes tipos de vías; límites de emisión de luz en el cielo nocturno, eficiencia energética, modernización, confort visual, contaminación lumínica y sus efectos negativos sobre el medio ambiente y la salud humana, clasificación de las luminarias en función de su eficiencia energética, tipo de lámpara, ángulo de distribución de la luz, entre otros.

Chile fijó nuevo estándar mínimo de Eficiencia Energética para vehículos motorizados con los siguientes valores de rendimiento energético referencial para cada año: entre los años 2026 y 2028, ambos años inclusive, 11.1 kilómetros por litro de gasolina equivalente, entre los años 2029 y 2031, ambos años inclusive, el valor corresponderá a 12.7 kilómetros por litro de gasolina equivalente, a partir del año 2032 en adelante, incluyendo el año 2032, el valor corresponderá a 15.3 kilómetros por litro de gasolina equivalente.

Colombia publicó la ley mediante la cual se adoptan medidas para promover el uso racional y eficiente de energía, se establecen lineamientos para los planes de eficiencia energética de las entidades públicas y se incentivan las construcciones sostenibles entre otras disposiciones. En el marco de la referida ley se determina que: toda entidad estatal está obligada a designar como mínimo un gestor energético, responsable de la optimización de todos los procesos que impliquen consumos energéticos en un edificio instalación o empresa del estado. Asimismo, se establece que dentro de las auditorías energéticas adelantadas por las entidades, se deberá calcular un ahorro estimado y las metas que se deben cumplir con periodicidad anual y reportar a la UPME el porcentaje de cumplimiento del ahorro proyectado junto con los resultados de la implementación de las medidas de eficiencia energética. Adicionalmente, la ley determina reconocimientos para las mejores iniciativas en términos de Eficiencia Energética, cuyos lineamientos técnicos serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Entre las disposiciones establecidas al tenor de la Ley Orgánica de Competitividad Energética, **Ecuador** creó el Fondo Nacional de Inversión de Eficiencia Energética para financiar planes, programas, proyectos, campañas de ahorro energético, proyectos de sustitución de equipos, maquinarias y electrodomésticos, sistemas de gestión de energía, programa de cogeneración en la industria nacional, y cualquier actividad dirigida a contribuir al cumplimiento de los objetivos y metas establecidos en el Plan Nacional de Eficiencia Energética, así como programas y proyectos que diversifiquen y enriquezcan las opciones para el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Eficiencia Energética y sus instrumentos de planificación. Una parte importante de los recursos para financiar este fondo provendrán de una contribución por vehículos particulares de motor de combustión interna; y se prevé la deducción de hasta el 100% en el pago del impuesto a la renta para las compañías que apliquen sistemas eficientes de uso de energía contenidos en la norma ISO 50001. Adicionalmente, se agregó a la Ley de Eficiencia Energética un artículo que determina que la generación de energía eléctrica, que utilice como materia prima la fracción orgánica de los desechos sólidos (Biomasa), se priorizará como medida de eficiencia energética en la planificación pública descentralizada.

Entró en vigencia en **Honduras** la ley para el Uso Racional y Eficiente de la Energía, que además de fomentar el uso racional de la energía, regula lo concerniente a los órganos, competencias, actividades de planificación e implementación de la Eficiencia Energética, mecanismos para el financiamiento y fomento, gestión y sistematización de información en Eficiencia Energética, regulación técnica, procesos de verificación y vigilancia de su cumplimiento. La referida ley establece disposiciones relativas a la incorporación del uso racional y eficiente de la energía en

los planes de estudio en todos los niveles educativos, la planificación estratégica con una proyección de 8 años y revisión y actualización cada 4 años; regulación mediante la emisión de reglamentos; coordinación con los diferentes actores e instituciones encaminadas a la implementación de acciones que den cumplimiento a la Ley, etiquetado, y financiamiento. En el marco de esta ley se crea la Base de Datos de Indicadores de Eficiencia Energética dentro del Sistema de Información Energética Nacional (SIEN) a cargo de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), en coordinación con la Comisión Interinstitucional de Información Energética; la que tiene por objeto registrar, organizar, actualizar y difundir la información en materia de uso racional y eficiente de la energía. También se crea el Fondo para el Uso Racional y Eficiente de la Energía (FUREE), administrado por la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) a cargo del financiamiento de estudios, auditorías energéticas, proyectos e implementación de las propuestas de mejora relacionadas con la Eficiencia Energética y proyectos de autoproducción. Asimismo, se crea un Consejo Consultivo como instancia asesora de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN).

Valorando que la aplicación de Estándares Mínimos de Eficiencia Energética es una medida regulatoria que permite la transformación del mercado de iluminación en el sector residencial y la dinamización del mercado mediante el reemplazo de fuentes de iluminación de baja eficiencia por tecnologías más eficientes, **Perú** vía Decreto aprobó el Reglamento Técnico que establece el estándar mínimo de eficiencia energética para fuentes de iluminación de uso doméstico y usos similares para iluminación general, dirigido a garantizar que los fabricantes e importadores cumplan con los estándares mínimos de eficiencia energética en las lámparas que fabrican o importan como requisito previo para su comercialización.

8. CONVENIOS INTERNACIONALES, COOPERACIÓN, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES

Considerando que, en el marco del ordenamiento jurídico comunitario andino es necesario establecer un trato igualitario en el precio de la venta de combustibles a los transportistas con placa extranjera garantizando los principios de trato nacional, no discriminación y libre competencia, **Bolivia** vía Decreto dispuso que la comercialización de combustibles líquidos destinados a vehículos con placas nacionales y/o extranjeras, utilizados para el Transporte Internacional de Pasajeros por Carretera y el Transporte Internacional de Mercancías por Carretera, que se encuentren autorizados y registrados en el marco regulatorio de la Comunidad Andina, se realice conforme al precio internacional establecido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.

En el marco de lo estipulado en el Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana (Protocolo de Guatemala), específicamente en lo referente al establecimiento de un proceso de armonización regional de la normativa técnica, **Costa Rica** aprobó el Reglamento Técnico Centroamericano RTCA 97.01.81:22 Productos Eléctricos. Refrigeradores y Congeladores Electrodomésticos, Especificaciones de Eficiencia Energética, que establece los límites máximos de consumo de energía, el método de ensayo, el procedimiento de evaluación de la conformidad y el etiquetado, que deben cumplir los refrigeradores y congeladores electrodomésticos operados por motorcompresor hermético que se fabriquen, importen o comercialicen en los Estados Parte. La disposición aplica a los refrigeradores electrodomésticos, refrigeradores-congeladores electrodomésticos de hasta 1104 L (39 pies³) y congeladores electrodomésticos de hasta 850 L (30 pies cúbicos) operados por motorcompresor hermético que se fabriquen, importen o comercialicen en los Estados Parte.

Se publicó en **Paraguay** la ley que aprueba el acuerdo sobre la creación de la Alianza Solar Internacional (ISA) abierto a la firma en la ciudad de Marrakech el 15 de noviembre de 2016 y suscrito por la República del Paraguay el 3 de setiembre de 2019, a través de la cual se abordarán colectivamente desafíos comunes clave para la expansión de la energía solar. A partir de este momento Paraguay forma parte de los miembros que toman medidas coordinadas a través de programas y actividades lanzados de manera voluntaria, con el objetivo de potenciar la financiación, tecnologías, innovación, investigación, y desarrollo de capacitación, entre otros aspectos en materia de energía solar.



8. PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



Un camino viable hacia la descarbonización del sector energético de América Latina y el Caribe

1. INTRODUCCIÓN

Como declaración final de la Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (COP 28), celebrada en Dubai en 2023, se expresó la necesidad de la urgente disminución del uso de los combustibles fósiles, sustituyéndolos por fuentes limpias y renovables y con tecnologías más eficientes, estableciéndose las metas de triplicar la participación de las fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica mundial y duplicar la tasa de mejora de eficiencia energética hasta el año 2030.

Estas metas, fijadas de manera global, presentan diferentes desafíos de acuerdo a la región en las que se las quiera implementar, ya que es mucho más fácil triplicar la participación de fuentes renovables en regiones o países donde esta participación es aún baja que en países o regiones donde ya presentan un alto índice de renovabilidad de sus matrices de generación eléctrica. De igual manera, es más sencillo duplicar la tasa de mejora de eficiencia energética en regiones o países donde se utilizan todavía en sus sectores de consumo, tecnologías y fuentes de baja eficiencia energética, que en países o regiones donde se utilizan tecnologías de última generación y fuentes de alta eficiencia y exergía como la electricidad.

En el caso específico de América Latina y el Caribe, el índice de renovabilidad de su matriz de generación eléctrica está actualmente cerca del 70%, frente a un 30% mundial. Esto significa que no es posible triplicar este índice en ALC. En contrapartida, existe en la región un gran potencial de mejora de la eficiencia energética, debido al todavía incipiente desarrollo tecnológico en muchos de sus países y el relativamente bajo nivel de electrificación de sus usos finales, principalmente en sectores como el transporte y la industria, además del alto consumo de leña en el sector residencial con modalidades muy poco eficientes.

En el presente ejercicio de prospectiva, al igual que en los elaborados en años anteriores, OLADE pretende con base en la información más actualizada de la estructura de las matrices energéticas de sus países miembros, así como en los últimos planes, políticas y hojas de ruta de desarrollo energético, establecer escenarios viables y coherentes de proyección del sector energético a mediano y largo plazo, tanto en una modalidad tendencial, como en una modalidad evolutiva hacia una descarbonización acelerada de dicho sector, que contribuya de manera eficaz a la carbono neutralidad de las economías regionales para el año 2050, mediante las dos estrategias naturales que se dispone en el sector energético para lograr dicho objetivo como son: la mayor penetración de fuentes de energía limpia en la matriz energética y la mejora de la eficiencia energética en cada uno de los procesos de transformación y consumo de la energía.



2. ASPECTOS METODOLÓGICOS

2.1 Desagregación geográfica

Dado que el objetivo principal del ejercicio prospectivo es proporcionar una visión regional, de desarrollo futuro del sector energético, para simplificar el estudio, la región de ALC se divide en 6 subregiones cada una de las cuales se analiza de manera integrada como si se tratase de un solo país. Entre las 6 subregiones se consideran de manera individual dos países, Brasil y México, debido a su alto peso relativo en la matriz energética de la región. Las subregiones a ser analizadas, son las siguientes:

- América Central (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá).
- Zona Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela)
- Cono Sur (Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay)
- El Caribe (Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Suriname y Trinidad y Tobago)
- Brasil
- México

2.2 Año base y horizonte de proyección

El año base de la presente prospectiva es el 2022 y el horizonte de proyección es el año 2050, sin embargo, se hace un especial análisis del estado de evolución del sector energético para el año 2030, por constituir un hito en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas (ODS).

2.3 Escenarios

La línea base o de referencia del estudio de prospectiva, lo constituye un escenario (BAU), que representa un desarrollo tendencial del sector energético basado en los planes de expansión que publican los países y que no considera cambios estructurales muy significativos en las matrices de demanda y de oferta de energía durante el período de proyección.

A partir del escenario BAU, con año de inicio 2025, se construye un nuevo escenario donde sí se consideran variaciones estructurales importantes en las matrices de demanda y oferta de energía, orientadas a lograr una descarbonización acelerada del sector energético y una contribución más eficaz para alcanzar la meta de carbono-neutralidad total de las economías de los países o subregiones analizadas al año 2050. A este segundo escenario se le denomina NETO.

2.4 Proyección de la demanda de energía

En primera instancia, la demanda final de energía de cada una de las 6 subregiones, se proyecta como una función de su PIB nominal, el cual a la vez se proyecta en el horizonte de estudio, utilizando como punto de partida, las proyecciones de tasas de variación de esta variable presentadas por el Banco Mundial en su informe “Perspectivas Económicas Mundiales” de junio de 2024 (ver Tabla 1.)

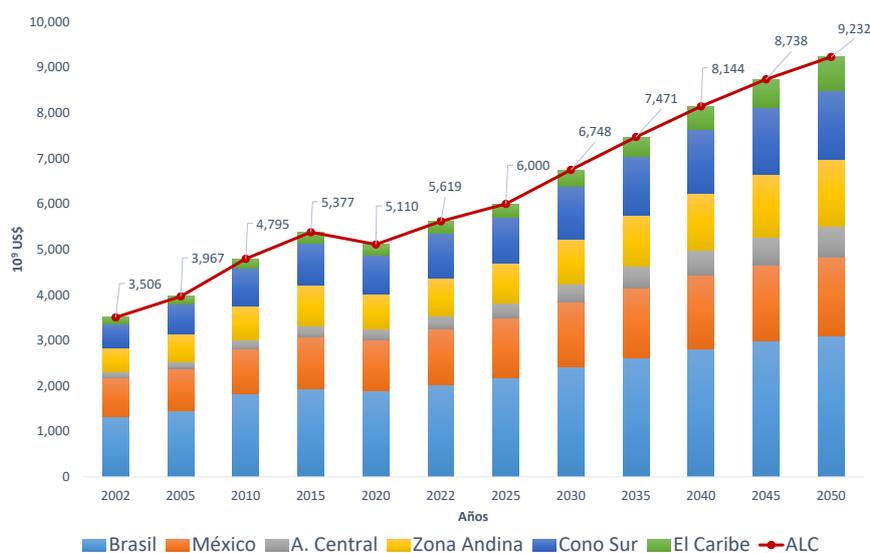
Para identificar la función de correlación entre el consumo final de energía y el PIB, se realiza una regresión logarítmica lineal de los valores históricos de estas variables para los últimos 20 años, para cada una de las 6 subregiones analizadas y luego se aplican estas funciones al PIB proyectado en el horizonte de estudio, el cual se observa en la Figura 1.

Tabla No. 1 Variación porcentual anual del nominal PIB a precios de mercado (USD promedio 2010-19)

	2021	2022	2023e	2024f	2025p	2026p
Argentina	10.7	5	-1.6	-3.5	5	4.5
Barbados	-1.2	13.5	4.4	3.7	2.8	2.3
Belice	17.9	8.7	4.7	3.4	2.5	2.5
Bolivia	6.1	3.6	3.1	1.4	1.5	1.5
Brasil	4.8	3	2.9	2	2.2	2
Chile	11.3	2.1	0.2	2.6	2.2	2.2
Colombia	10.8	7.3	0.6	1.3	3.2	3.1
Costa Rica	7.9	4.6	5.1	3.9	3.7	3.7
Ecuador	9.8	6.2	2.4	0.3	1.6	2.2
El Salvador	11.9	2.8	3.5	3.2	2.7	2.5
Granada	4.7	7.3	4.8	4.3	3.8	3.2
Guatemala	8	4.1	3.5	3	3.5	3.5
Guyana	20.1	63.3	33	34.3	16.8	18.2
Haití	-1.8	-1.7	-1.9	-1.8	1.9	2
Honduras	12.5	4	3.6	3.4	3.3	3.4
Jamaica	4.6	5.2	2.6	2	1.6	1.6
México	6	3.7	3.2	2.3	2.1	2
Nicaragua	10.3	3.8	4.3	3.7	3.5	3.5
Panamá	15.8	10.8	6.5	2.5	3.5	4
Paraguay	4	0.2	4.7	3.8	3.6	3.6
Perú	13.4	2.7	-0.6	2.9	2.6	2.4
República Dominicana	12.3	4.9	2.4	5.1	5	5
Suriname	-2.4	2.4	2.1	3	3	3
Uruguay	5.6	4.7	0.4	3.2	2.6	2.6

Fuente: Banco Mundial, junio de 2024

Figura No. 1 Proyección del PIB nominal por subregiones a valores constantes del 2018

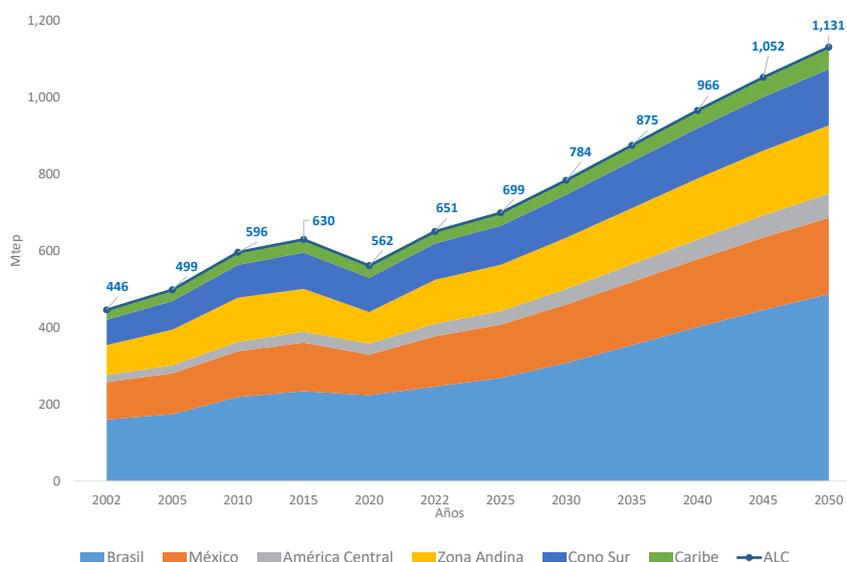


Fuente: Elaboración propia.



Para la desagregación del consumo final total por fuentes y sectores, se mantiene por defecto la estructura de la matriz de consumo del año base, sin embargo, con base en la información específica de proyección de los consumos de energía disponible para los países que conforman cada subregión, se ajustan las proyecciones econométricas básicas, resultando en las proyecciones por subregión que se observan en la Figura 2.

Figura No. 2 Proyección del consumo final total de energía por subregiones, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

2.5 Proyección de la oferta para el escenario BAU

Una vez proyectados los consumos finales de energía para cada una de las 6 subregiones, se proyecta la oferta de energía correspondiente, utilizando un modelo de prospectiva energética de coeficientes técnicos desarrollado por OLADE denominado “Sistema de Análisis de la Matriz Energética” (SAME). Este modelo proyecta la oferta de cada una de las fuentes de energía a partir de la proyección del su consumo final y de los coeficientes técnicos extraídos del balance energético del año base, generando un nuevo balance, para cada uno de los años del período de proyección.

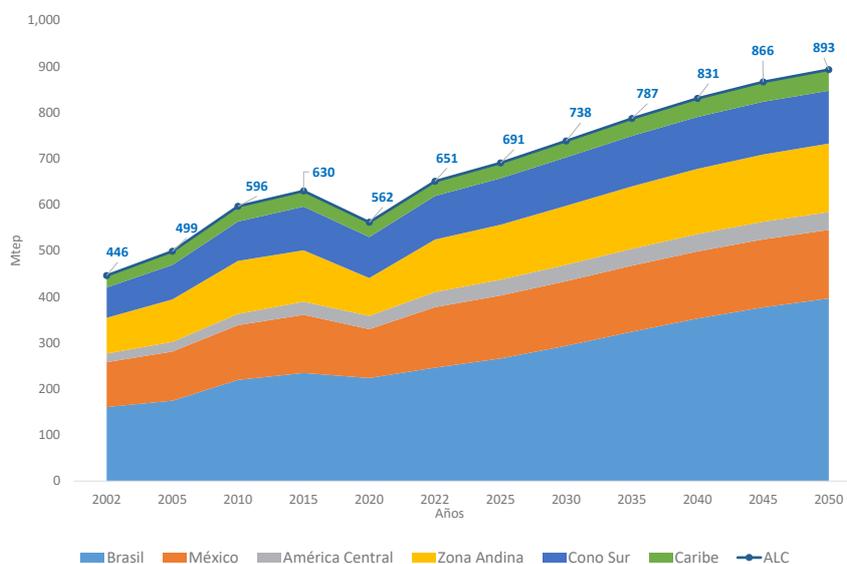
2.6 Premisas para la construcción del Escenario NETO

El escenario NETO, consiste en una ramificación del escenario de referencia BAU donde a partir del año 2025, la demanda y oferta de energía toman un nuevo rumbo hacia una descarbonización más acelerada de la matriz energética de cada una de las subregiones.

2.7 Proyección de la demanda de energía del escenario NETO

Desde el lado de la demanda o consumo final de energía, se modela para los sectores más energointesivos, la sustitución de combustibles fósiles por electricidad, biocombustibles modernos, hidrógeno verde y energía solar térmica en diferentes magnitudes de acuerdo a los potenciales de cada una de las subregiones y la mejora de la eficiencia energética en las tecnologías de consumo; todo esto manteniendo los mismos valores anuales de consumo de energía útil del escenario BAU, ya que se considera el mismo nivel de desarrollo socioeconómico de la población. Bajo estas premisas, el consumo final total de energía por subregiones, en el escenario NETO, evoluciona como se muestra en la Figura 3.

Figura No. 3 Proyección del consumo final total de energía por subregiones, escenario NETO



Fuente: Elaboración propia.

2.8 Proyección de la oferta de energía del escenario NETO

De igual manera que con el escenario BAU, una vez proyectada la demanda de energía para el escenario NETO, se procede a proyectar la oferta, con el uso del Modelo SAME, con la particularidad que el incremento en la demanda de electricidad, que se produce en el escenario NETO respecto al escenario BAU, como consecuencia de la mayor electrificación de los usos finales y los requerimientos de energía para la producción de hidrógeno verde, se cubre con mayor instalación de capacidad de generación renovable. También en este escenario se considera la implementación de bancos de baterías para incrementar el aprovechamiento de la energía eólica y solar fotovoltaica y la mezcla de gas natural con hidrógeno verde en una proporción de 3 a 1 en energía (75% gas natural y 25% hidrógeno verde) para centrales turbo gas de ciclo combinado.

3. DETALLE DE LA PROSPECTIVA POR SUBREGIONES

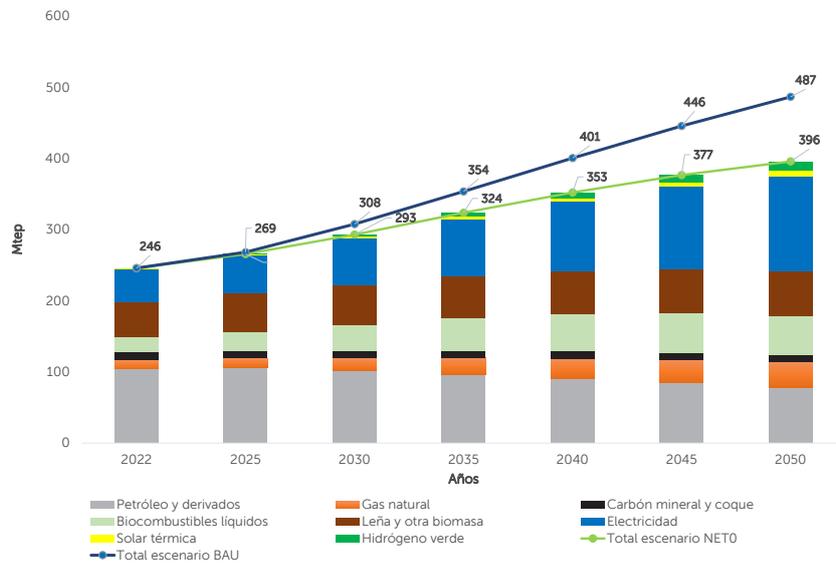
3.1 Brasil

3.1.1 Proyección del consumo final de energía, Brasil

La evolución de la matriz de consumo final de Brasil se caracteriza por el incremento de la participación de gas natural, bicombustibles líquidos y electricidad y el decrecimiento en el uso de derivados de petróleo, tanto en el escenario de referencia (BAU) como en el NETO. Adicionalmente, gracias al incremento en la eficiencia energética en el consumo, al 2050 se consigue un ahorro anual del 13 %. Ver Figura 4.



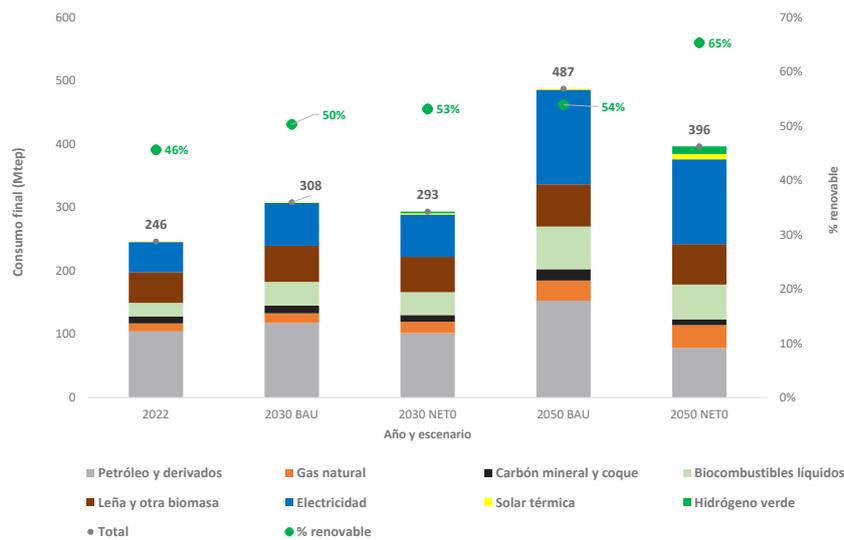
Figura No. 4 Proyección del consumo final total de energía, Brasil, escenario NETO



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario BAU, el índice de renovabilidad del consumo final se incrementa de manera moderada, ganando cuatro puntos porcentuales hasta el 2030 y ocho puntos porcentuales hasta el 2050, mientras que la mayor penetración de electricidad, bicombustibles e incluso hidrógeno verde en los sectores de consumo final, principalmente el transporte y la industria, permiten que en el escenario NETO, el índice de renovabilidad del consumo final de energía se incremente de 46% en el año base, al 53% en el 2030 y al 65% en el 2050. Ver Figura 5.

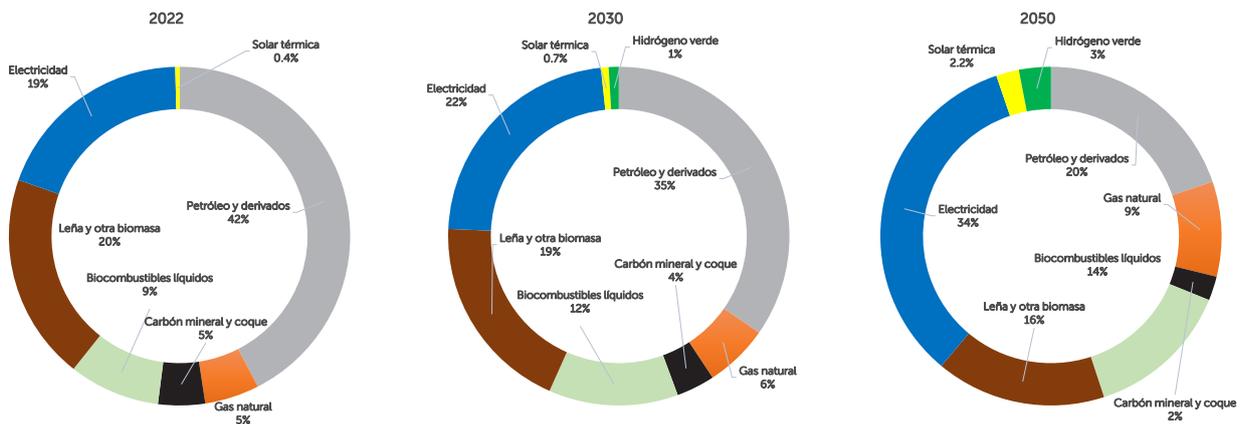
Figura No. 5 Renovabilidad del consumo final de energía, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Bajo las premisas del escenario NETO, la electricidad pasa de una participación del 19% en el año base al 22% en el 2030 y al 34% en el 2050. A lo largo del período de proyección, los biocombustibles líquidos ganan cinco puntos porcentuales y el gas natural cuatro puntos porcentuales, también se desataca el incremento de la energía solar térmica y del hidrógeno verde, mientras que en contrapartida, el carbón mineral reduce su participación del 5% al 2% y los derivados de petróleo bajan del 42% en el año base al 20% en el año 2050.

Figura No. 6 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NETO, Brasil

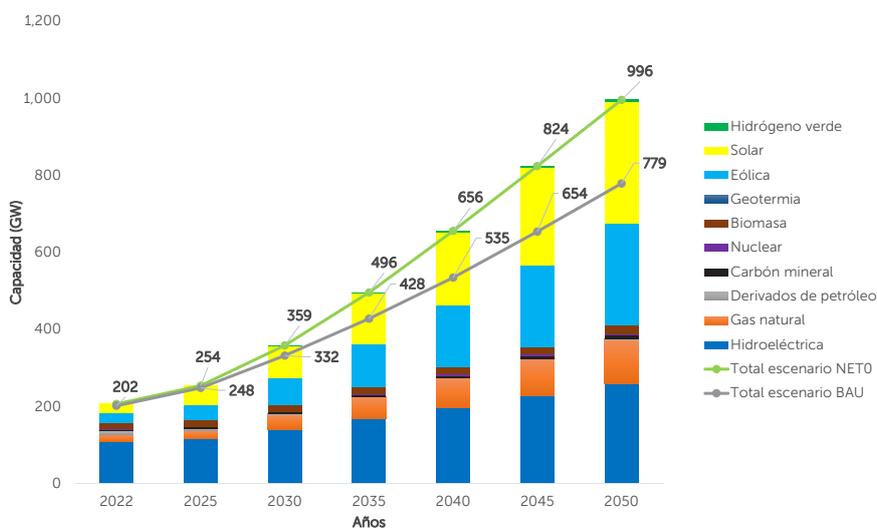


Fuente: Elaboración propia.

3.1.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil

La mayor penetración de electricidad en los sectores de consumo final y los requerimientos de energía para la producción de hidrógeno verde, hacen necesaria una mayor capacidad de generación eléctrica en el escenario NETO, que en el escenario BAU, que para el año 2050, resulta un 28% mayor a la proyectada en el escenario de referencia. Ver figura 7.

Figura No. 7 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, Brasil

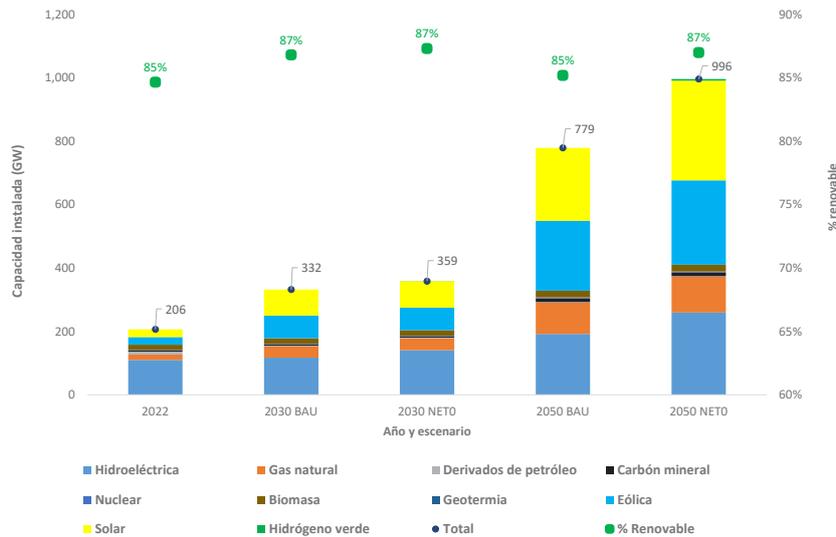


Fuente: Elaboración propia.



Como se observa en la Figura 8, la capacidad de generación con fuentes renovables crece del 85% en el año base al 87% en el año 2030 en ambos escenarios; luego en el escenario BAU, sufre una pequeña disminución debido a instalación de nueva capacidad de generación térmica con gas natural, registrando un 85% en el año 2050, mientras que en el escenario NETO, gracias a la instalación más abundante de generación eólica y solar, el índice de renovabilidad se mantiene en los niveles que tenía en el año 2030.

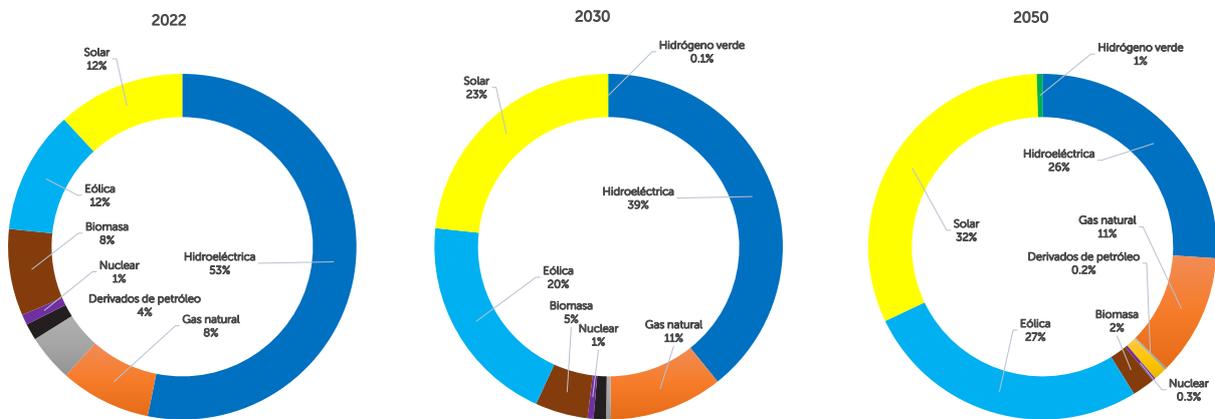
Figura No. 8 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la estructura del parque generador de electricidad en Brasil, en el escenario NETO, se destaca el incremento de participación de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, las cuales pasan del 12% de participación cada una en el año base, al 20% y 23%, respectivamente en el año 2030 y al 27% y 32% en el año 2050. También se observa el incremento en la participación de las centrales a gas natural las cuales ganan tres puntos porcentuales durante el periodo de proyección, mientras que las hidroeléctricas, centrales a biomasa, a carbón mineral y derivados de petróleo declinan su participación. Ver Figura 9.

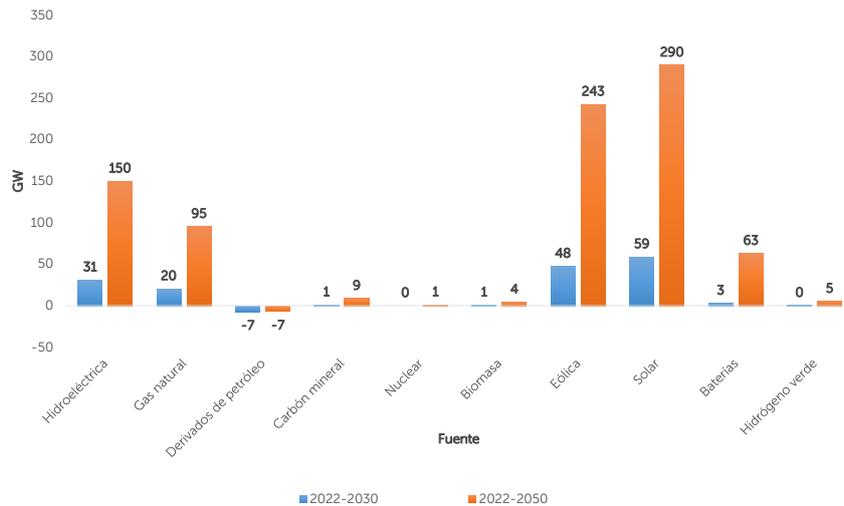
Figura No. 9 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

La capacidad adicional instalada en Brasil durante el período de proyección en el escenario NETO, como se observa en la Figura 10, está principalmente constituida por solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica y gas natural. Donde cabe destacar también la presencia de bancos de baterías y capacidad de generación con hidrógeno verde. Esta expansión del parque generador de Brasil, con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, significaría una inversión de alrededor de 201,361 millones de dólares al 2030 y de 1,006,182 millones de dólares al 2050.

Figura No. 10. Capacidad adicional requerida, escenario NETO, Brasil

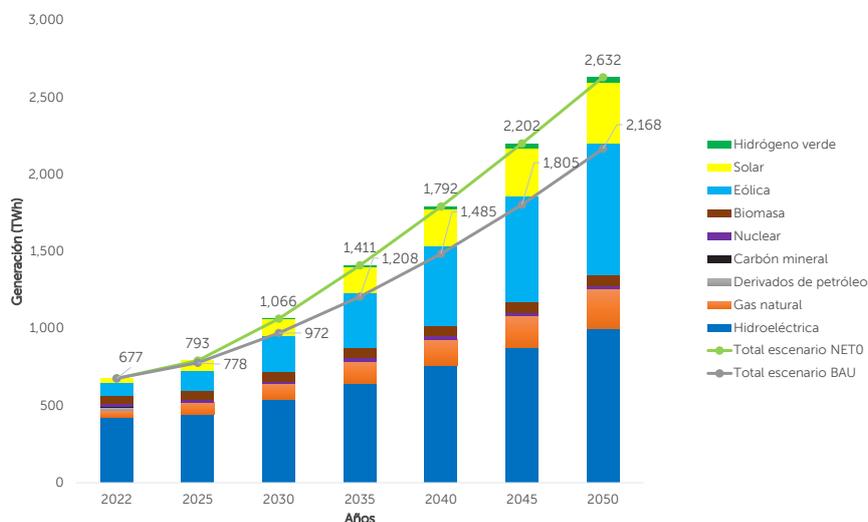


Fuente: Elaboración propia.

3.1.3 Proyección de la generación eléctrica

Al igual que la capacidad instalada, la generación de electricidad en el escenario NETO, es superior a la del escenario BAU, debido a la mayor demanda eléctrica tanto en los sectores de consumo final, como en la industria de producción de hidrógeno verde. En el año 2050, la generación de electricidad en el escenario NETO resulta 21% superior a la proyectada en el escenario BAU para el mismo año, como se observa en la Figura 11.

Figura No. 11 Proyección de la generación eléctrica, escenario NETO, Brasil

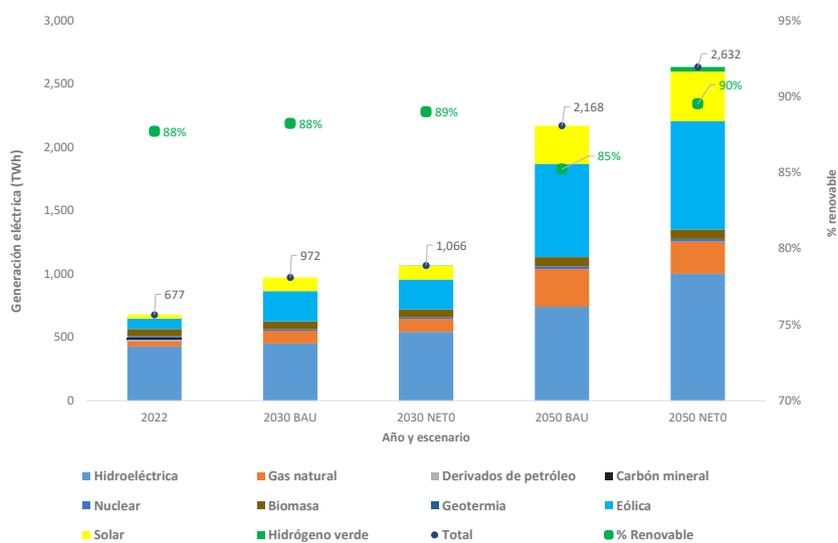


Fuente: Elaboración propia.



En el escenario BAU, el índice de renovabilidad de la generación eléctrica se mantiene alrededor del 88% hasta el año 2030 y luego disminuye al 85% en el año 2050, debido a la mayor penetración de gas natural. Sin embargo, en el escenario NETO este indicador gana un punto porcentual al 2030, y dos puntos porcentuales al año 2050 respecto año base, debido al incremento acelerado de la participación de fuentes renovables, como la hidroenergía, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. Ver Figura 12.

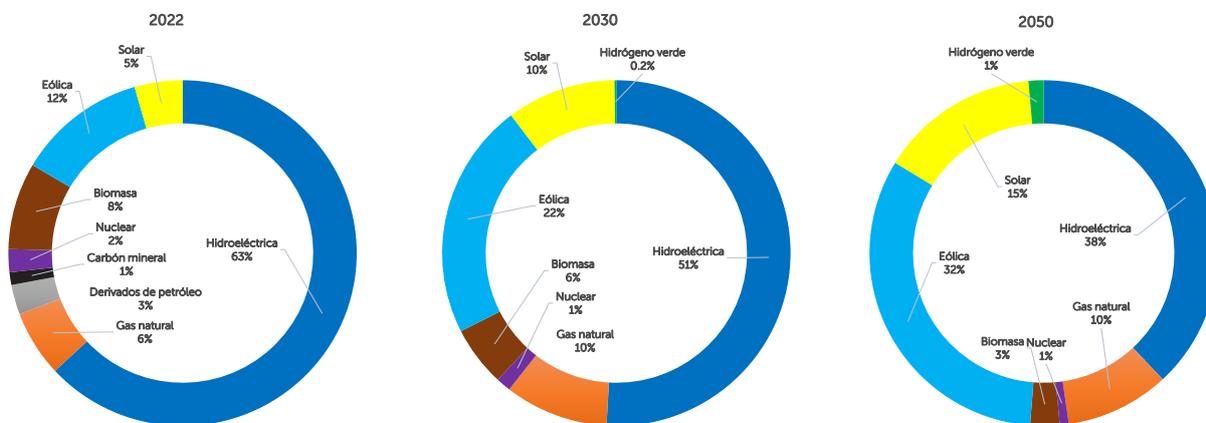
Figura No. 12 Renovabilidad de la matriz de generación eléctrica, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Estructuralmente la matriz de generación eléctrica de Brasil en el escenario NETO, evoluciona durante el período de proyección, con evidente penetración de fuentes renovables no convencionales como la eólica y la solar fotovoltaica, las cuales pasan de representar el 12% y 5% respectivamente, de la generación eléctrica en el año base, a participaciones del 22% y 10% respectivamente en el año 2030 y del 32% y 15% en el 2050. Cabe destacar que el gas natural actúa como una fuente de transición, al incrementar su participación entre el año base y el año 2050 en cuatro puntos porcentuales. Pese a la diversificación de la matriz de generación eléctrica, la hidroenergía sigue siendo la fuente predominante en dicha matriz durante todo el período de proyección. Ver Figura 13.

Figura No. 13 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario NETO, Brasil



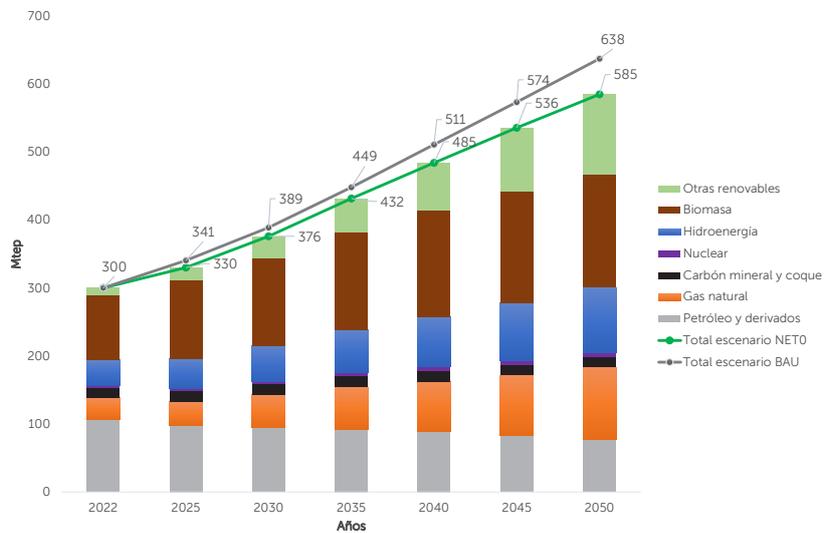
Fuente: Elaboración propia.

3.1.4 Proyección de la oferta total de energía, Brasil

La evolución de la oferta total de energía en Brasil, bajo las premisas del escenario NETO, se caracteriza por un evidente crecimiento en el uso de fuentes renovables de energía desplazando combustibles derivados de petróleo. Sin embargo, como se puede observar en la Figura 14, este crecimiento está acompañado también por un incremento en la oferta de gas natural.

Cabe también resaltar que, pese a la mayor demanda de generación eléctrica, producción de biocombustibles y producción de hidrógeno verde, gracias a la mejora en la eficiencia en los procesos de transformación y consumo de energía, en el escenario NETO se consigue un ahorro de energía ofertada durante todo el período de proyección, el cual, en el año 2050, representa el 8% del valor proyectado en el escenario BAU, para este mismo año.

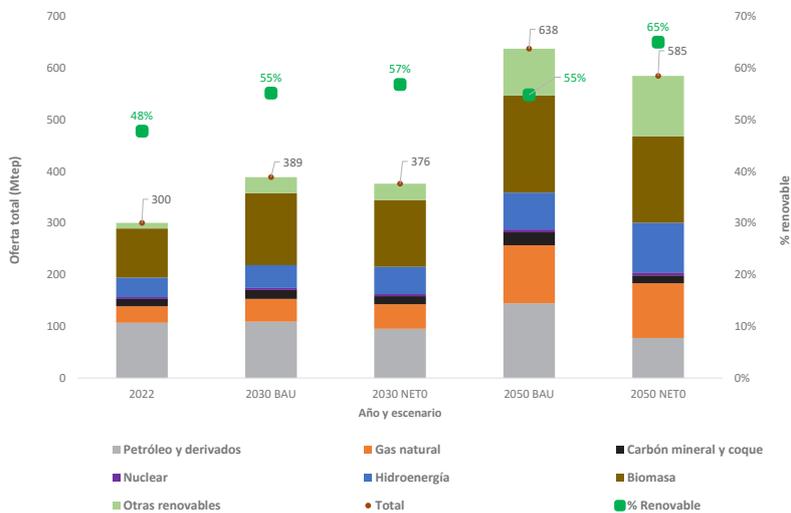
Figura No. 14 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la oferta total de energía, se incrementa en el escenario BAU, del 48% en el año base al 55% en el 2030 y mantiene este valor hasta el 2050, mientras que en el escenario NETO, gracias al aporte de las fuentes de energía renovable tanto en la generación eléctrica como en el consumo final de energía este índice mejora hasta alcanzar el 57% en el año 2030 y 65% en el 2050. Ver Figura 15.

Figura No. 15 Renovabilidad de la matriz de oferta total de energía, Brasil

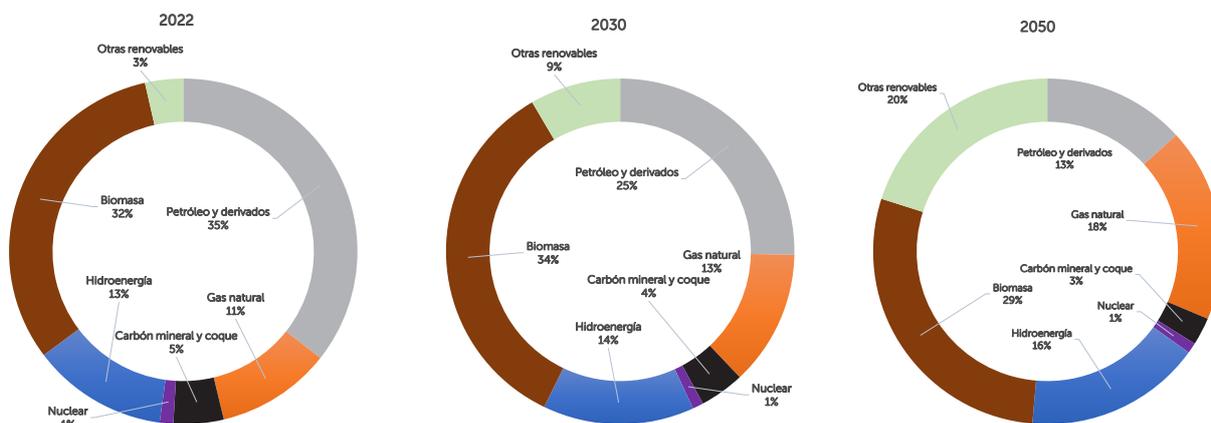


Fuente: Elaboración propia.



Como se mencionó anteriormente, todas las fuentes renovables ganan participación en la matriz de oferta total de energía de Brasil en el escenario NETO, principalmente las fuentes renovables no convencionales como la eólica, la solar y la biomasa (biocombustibles), desplazando derivados de petróleo y carbón mineral, aunque también el gas natural gana presencia, pasando del 11% de participación en el año base al 18% en el año 2050. Ver Figura 16.

Figura No. 16. Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NETO, Brasil

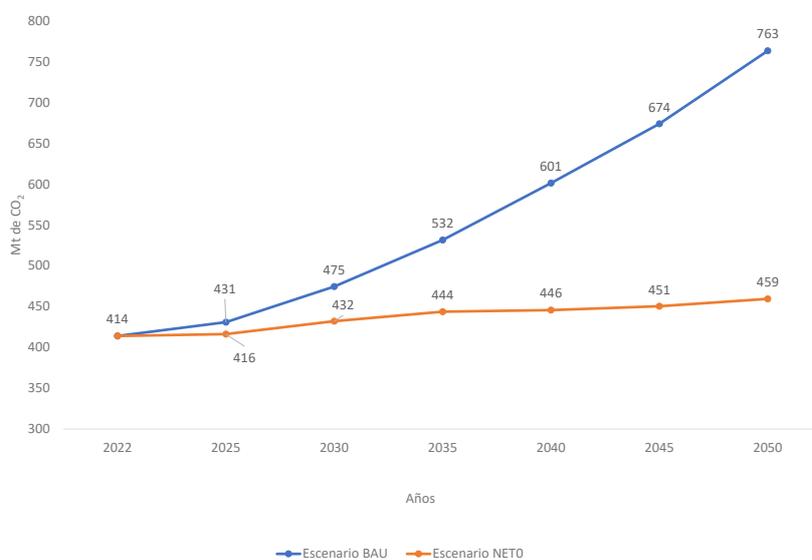


Fuente: Elaboración propia.

3.1.5 Proyección de las emisiones de CO₂, Brasil

Debido a que el desarrollo de la matriz energética de Brasil, se basa principalmente en el creciente consumo de gas natural, las emisiones de CO₂ siguen una trayectoria ascendente en ambos escenarios durante el período de proyección. Sin embargo, mientras que en el escenario BAU, las emisiones de CO₂ se incrementan en 84% durante el período de proyección, respecto al año base, gracias a la mayor penetración de fuentes renovables tanto en los sectores de consumo final como en la generación eléctrica, así como el incremento en la eficiencia energética, las emisiones de CO₂ en el escenario NETO experimentan un ligero incremento del 11%. Es así que al año 2050, las emisiones de CO₂ en el escenario NETO es 40% inferior al valor proyectado en el escenario BAU, para ese año.

Figura No. 17 Proyección de las emisiones de CO₂, Brasil



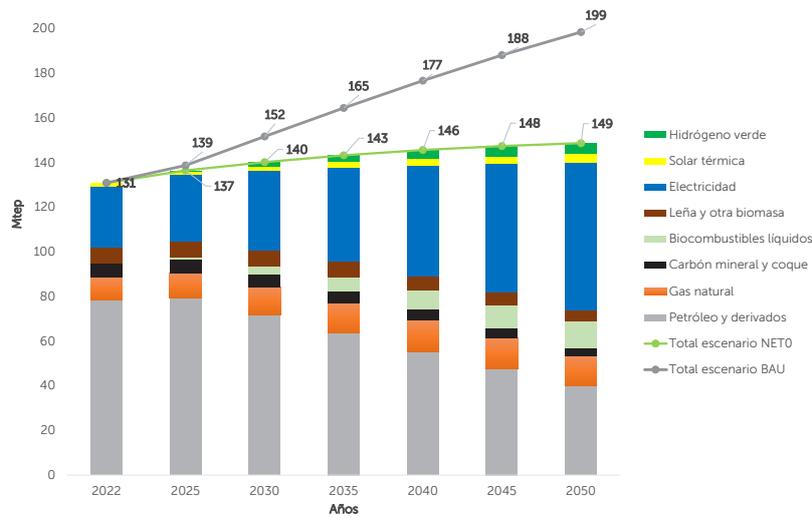
Fuente: Elaboración propia.

3.2 México

3.2.1 Proyección del consumo final de energía, México

La evolución del consumo final de energía en México, durante el período de proyección, bajo las premisas del escenario NETO, se caracteriza por la reducción en el consumo de derivados de petróleo, los cuales son sustituidos por gas natural, electricidad, biocombustibles modernos, energía solar e hidrógeno verde. Gracias a la ganancia en eficiencia energética, se logra un ahorro neto en el consumo final total de energía que al 2050 es de 25% respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 18.

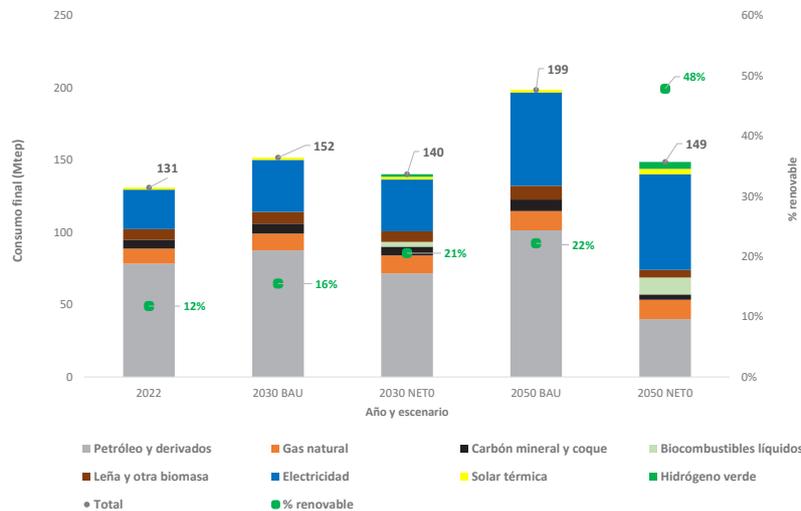
Figura No. 18 Proyección del consumo final de energía, escenario NETO, México



Fuente: Elaboración propia.

La alta dependencia de los hidrocarburos que presenta en el año base la matriz de consumo final de energía de México, así como el origen principalmente no renovable de su electricidad, hacen que para el año base, el índice de renovabilidad de esta matriz sea solo del 12%, mejorando en el escenario BAU hasta el 16% para el año 2030 y hasta el 22% para el 2050. Sin embargo, con el incremento en el consumo de electricidad de origen renovable, biocombustibles, energía solar térmica e hidrógeno verde, el índice de renovabilidad en el escenario NETO llega a un 21% en el 2030 y un 48% en el 2050. Ver Figura 19.

Figura No. 19. Renovabilidad del consumo final de energía, México

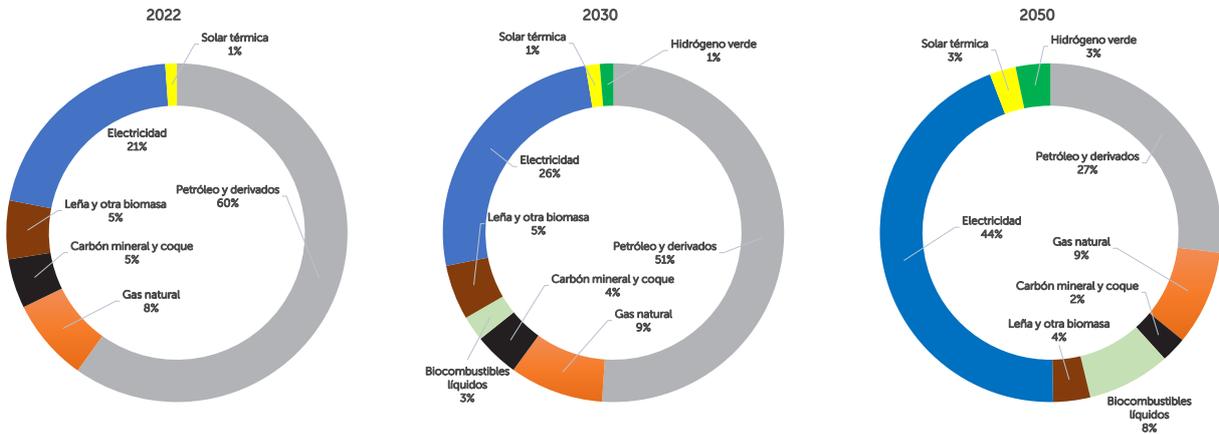


Fuente: Elaboración propia.



Como se aprecia en la Figura 20, bajo las premisas del escenario NETO, la electricidad, los biocombustibles modernos, el gas natural, el hidrógeno verde y la energía solar térmica, ganan puntos porcentuales de participación en la matriz de consumo final de México, mientras los derivados de petróleo y el carbón mineral decaen de manera muy importante.

Figura No. 20 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NETO, México



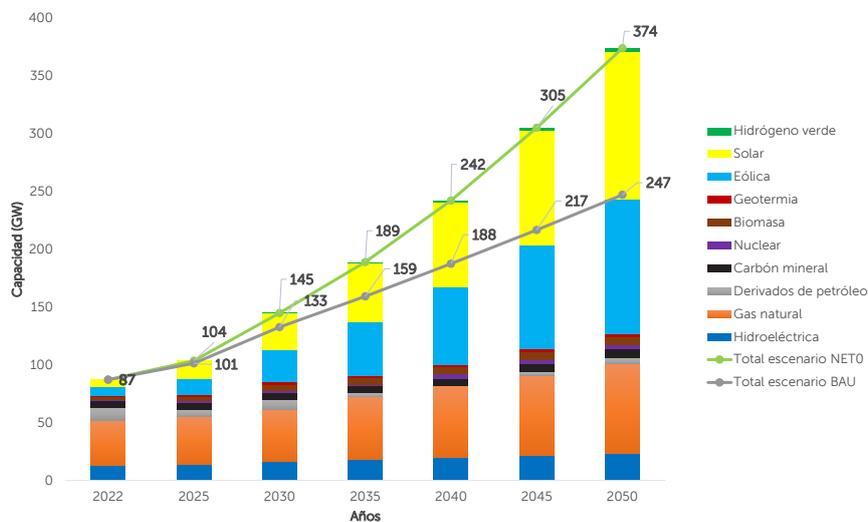
Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, México

En la expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en México, el gas natural juega un papel muy importante tanto en el escenario BAU como en el escenario NETO. Sin embargo, en el escenario NETO es mucho más relevante la expansión de capacidad de generación con fuentes de energía renovable no convencionales como la eólica y la solar fotovoltaica.

Debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final y en la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada en el escenario NETO en el año 2050, resulta 51% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 21.

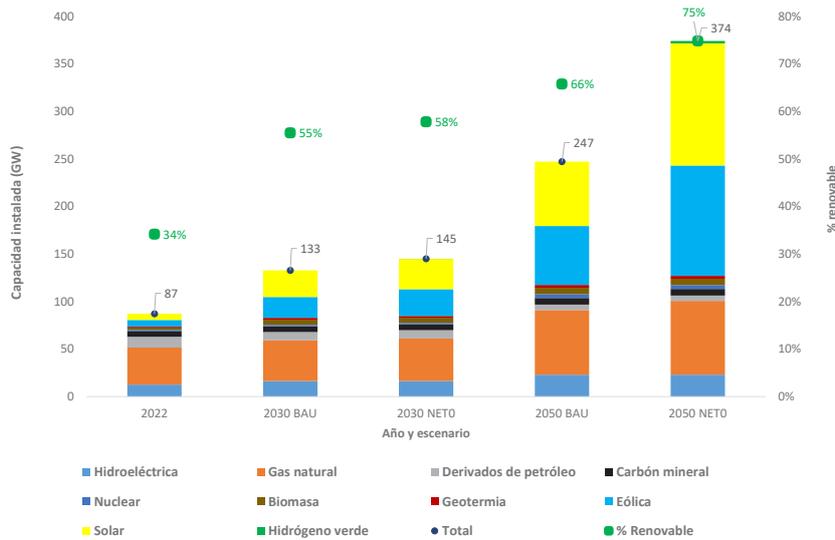
Figura No. 21. Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, México



Fuente: Elaboración propia.

El Índice de renovabilidad del parque generador mexicano en el año base, es relativamente bajo debido a la predominancia de las centrales termoeléctricas a gas natural y derivados de petróleo. En el escenario BAU, pese a que el uso de centrales a gas natural se incrementa, debido a la expansión de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el índice de renovabilidad, mejora hasta alcanzar el 55% en el año 2030 y el 66% en el 2050. Esta mejora se hace mucho más evidente en el escenario NETO, donde se alcanza hasta un 58% en el 2030 y 75% en el 2050. Ver Figura 22.

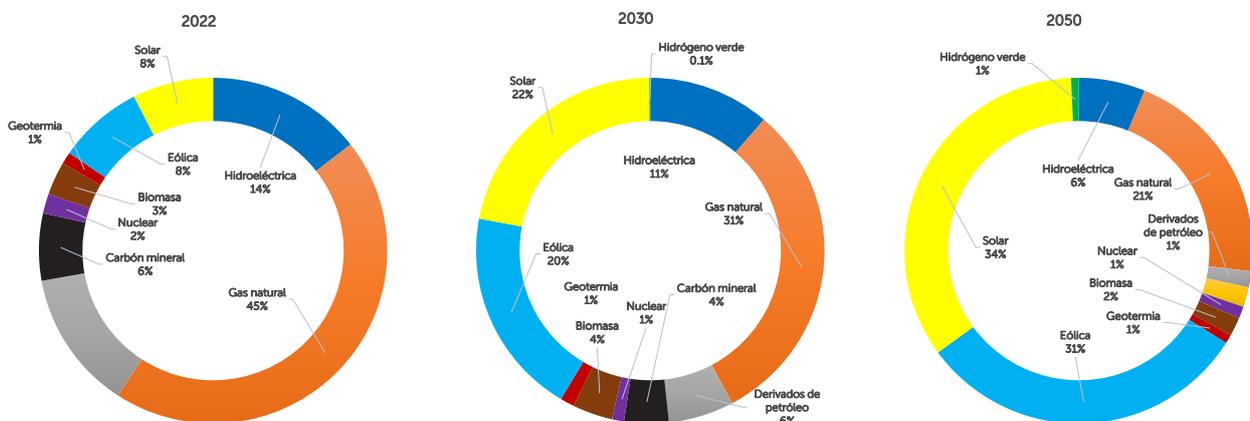
Figura No. 22 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, México



Fuente: Elaboración propia.

Estructuralmente, el parque generador de electricidad de México, evoluciona durante el período de proyección, con un evidente incremento en la participación porcentual de las centrales eólicas y solar fotovoltaicas, en detrimento de las térmicas a gas natural, de las carboeléctricas y las que utilizan derivados de petróleo como combustible. Incluso la hidroeléctricas y las térmicas renovables (biomasa) sufren también un decrecimiento en su participación porcentual a lo largo del período de proyección. Ver Figura 23.

Figura No. 23 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, México

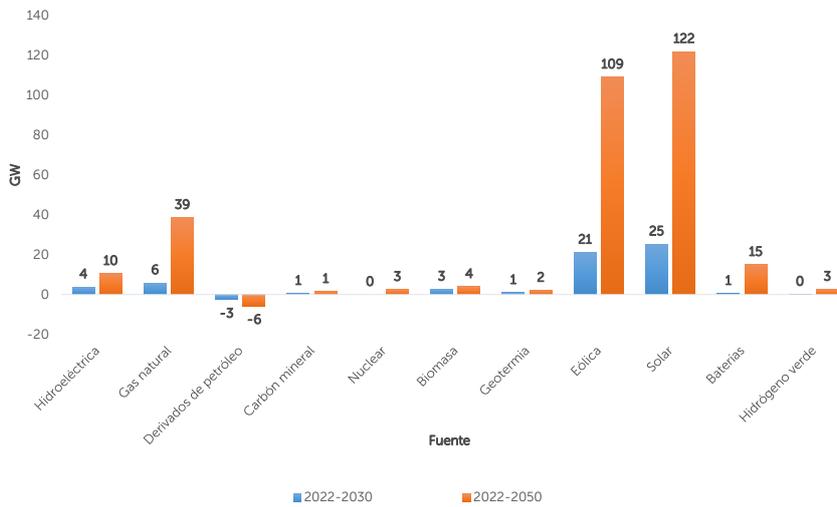


Fuente: Elaboración propia.



En la expansión del parque de generación eléctrica mexicano, durante el período de proyección, destacan en orden de importancia las de centrales solares fotovoltaicas, las eólicas y las térmicas a gas natural. También se contempla la instalación de bancos de baterías y centrales que utilizan hidrógeno verde en mezcla con gas natural. Con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, el monto de inversión para esta expansión, se estima en 69,602 millones de dólares al 2030 y en 306,793 millones de dólares al 2050.

Figura No. 24 Capacidad adicional requerida, escenario NETO, México

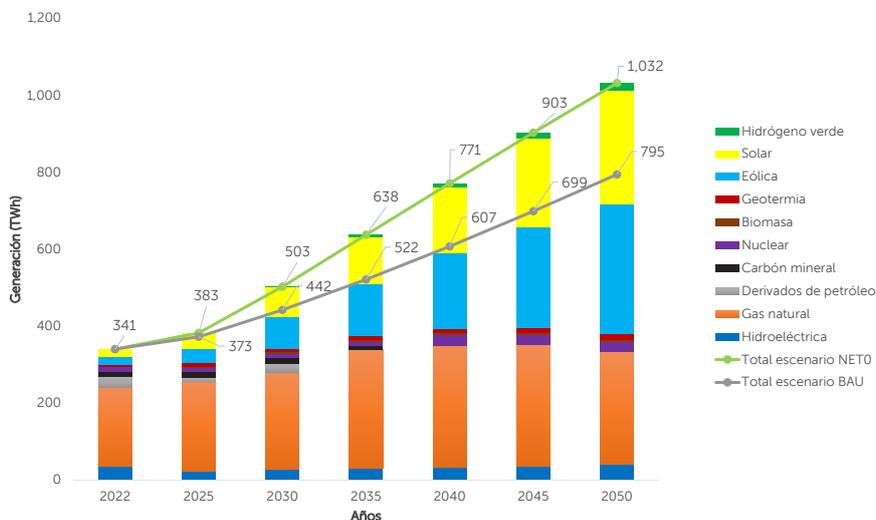


Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Proyección de la generación eléctrica, México

Al igual que la capacidad instalada, la generación proyectada de electricidad en México en el escenario NETO, se caracteriza por un alto incremento en la participación de las fuentes renovables no convencionales como la eólica y la solar fotovoltaica, sin embargo, la generación con gas natural también experimenta un crecimiento importante en términos absolutos. Debido al incremento de la demanda de electricidad, tanto a nivel de consumo final, como para la producción de hidrógeno verde, la generación total en el escenario NETO, resulta ser al año 2050 un 30% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. También es importante observar la participación de la generación con hidrógeno verde en centrales ciclo combinado en mezcla con gas natural.

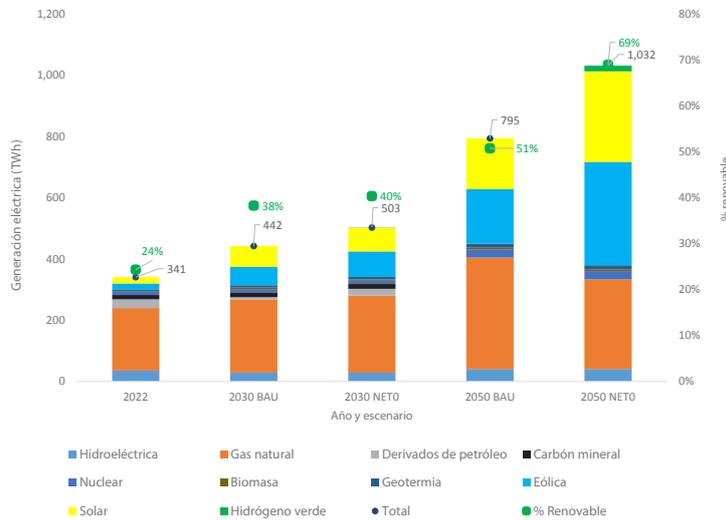
Figura No. 25 Proyección de la generación eléctrica, México



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario BAU, el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de México mejora durante el período de proyección, pasando del 24% en el año base al 38% en el año 2030 y al 51% en el 2050, sin embargo, bajo las premisas del escenario NETO, gracias a una mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales este indicador alcanza el 40% en el 2030 y 69% en el 2050. Ver Figura 26.

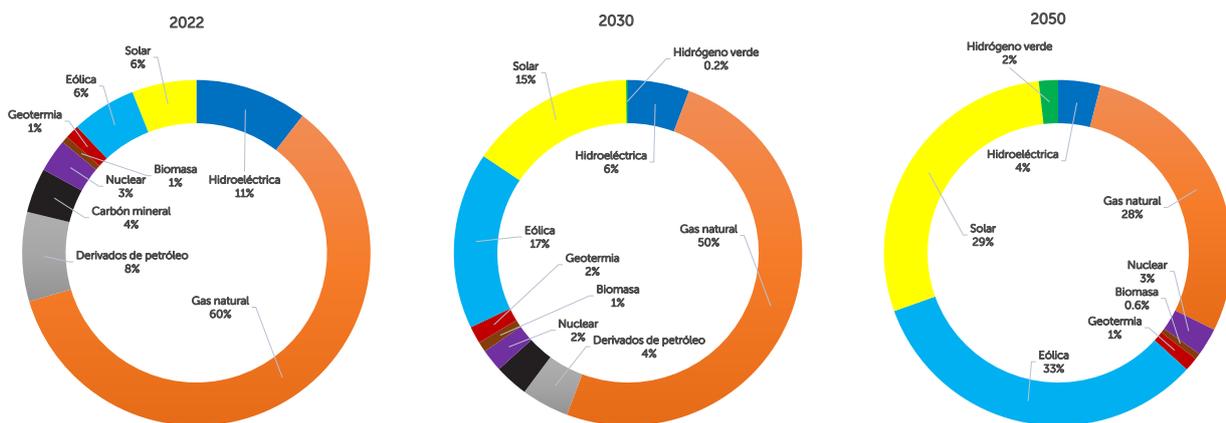
Figura No. 26 Renovabilidad de la generación eléctrica, México



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la evolución estructural de la matriz de generación eléctrica de México, en el escenario NETO, las energías eólica y solar, luego de participar cada una con el 6% de dicha matriz en el año base, pasan en conjunto a representar 32% en el 2030 y 62% en el año 2050, desplazando a la generación con gas natural, la cual predominaba en el año base. Ver Figura 27.

Figura No. 27 Estructura de la generación eléctrica, escenario NETO, México



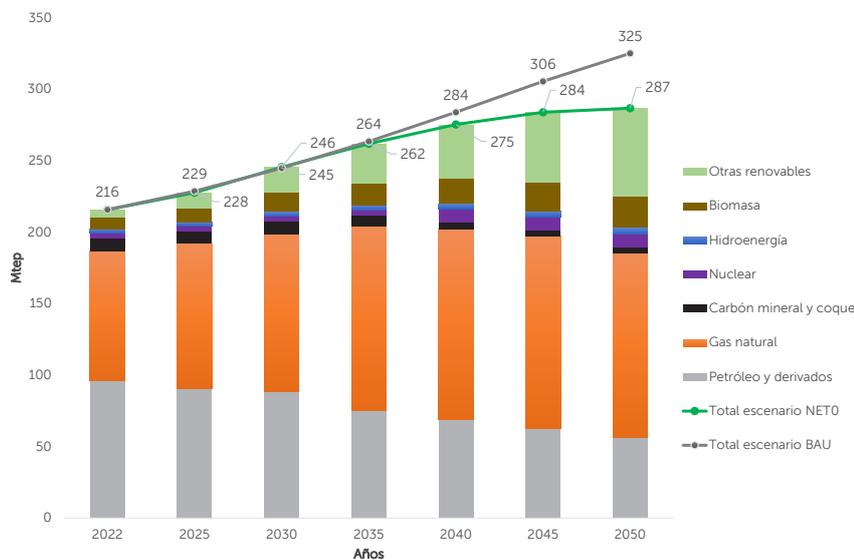
Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Proyección de la oferta total de energía, México

La oferta total de energía en valores acumulados por fuente, no tiene diferencias importantes entre los dos escenarios analizados, hasta el año 2035. A partir de este año se evidencia un cambio en las trayectorias de los escenarios, de forma que al 2050 en el escenario NETO, se produce un ahorro del 12% de la energía ofertada, respecto al valor proyectado en el escenario BAU. Esto se debe a la mayor eficiencia en los procesos de transformación y consumo final de la energía. Ver Figura 28.



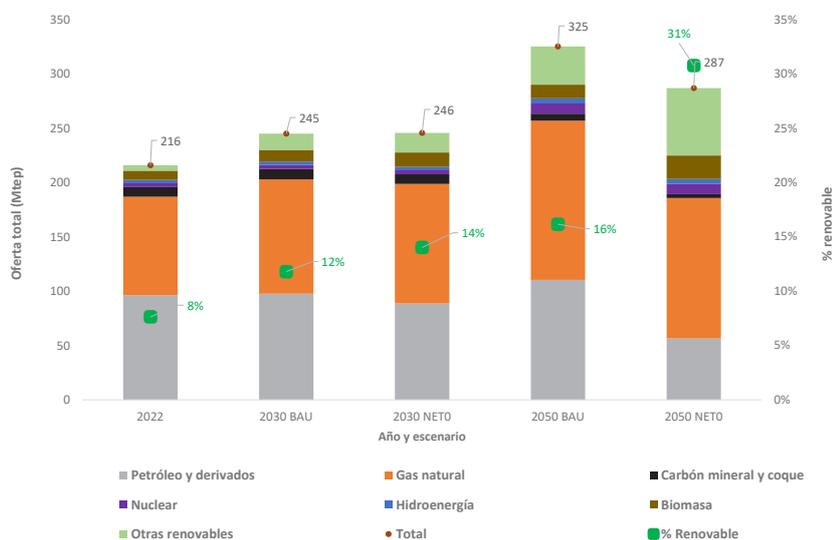
Figura No. 28 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, México



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario BAU, el índice de renovabilidad de la oferta total en México mejora del 8% en el año base al 12% en el año 2030 y al 16% en el año 2050, mientras que en el escenario NETO este indicador alcanza el 14% en el 2030 y el 31% en el año 2050, debido a la penetración más acelerada de fuentes de energía renovable no convencionales (otras renovables en el gráfico) tanto en el consumo final de energía, como en la generación eléctrica. Ver Figura 29.

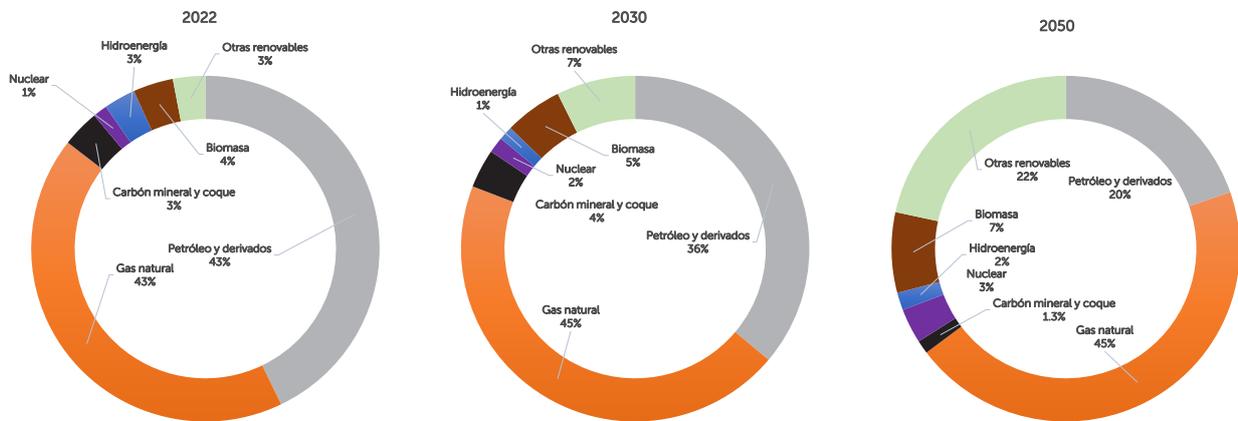
Figura No. 29 Renovabilidad de la oferta total de energía, México



Fuente: Elaboración propia.

La participación del gas natural en la matriz de oferta total de energía en México, mejora en dos puntos porcentuales durante el período de proyección, las fuentes de energía renovable no convencionales (otras renovables) pasan de representar solamente el 3% de la matriz en el año base a participaciones del 7% en el 2030 y del 22% en el 2050. En contrapartida, el petróleo y sus derivados pierden 23 puntos porcentuales de participación durante todo el período de proyección. Ver Figura 30.

Figura No. 30 Estructura de la oferta total de energía, escenario NETO, México

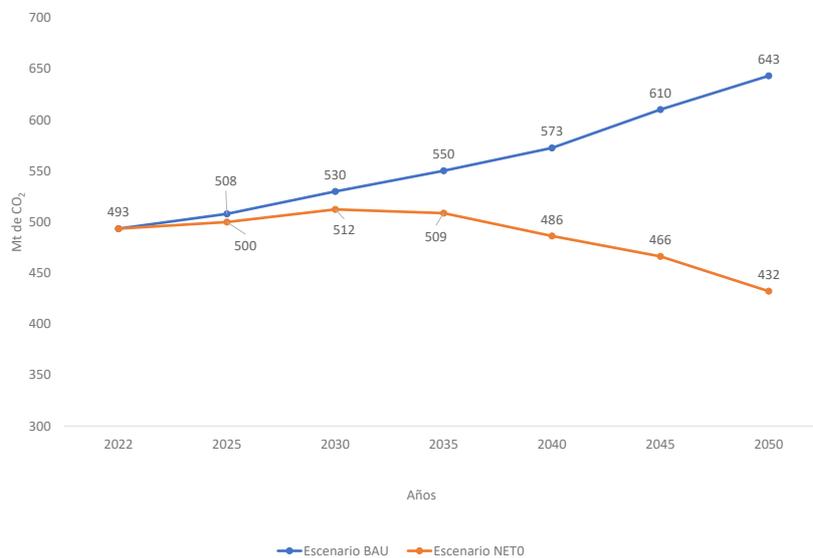


Fuente: Elaboración propia.

3.2.5 Proyección de las emisiones de CO₂, México

Las emisiones totales de CO₂ del sector energético en México, presentan un leve incremento en ambos escenarios hasta el año 2030, a partir del cual, mientras en el escenario BAU siguen en ascenso, en el escenario NETO se produce una inflexión y disminuyen hasta el final del período de proyección, de forma que al 2050, las emisiones de CO₂ en el escenario NETO son 12% menores a las del año base y 33% inferiores a las proyectadas en el escenario BAU para ese mismo año.

Figura No. 31 Proyección de las emisiones de CO₂, México



Fuente: Elaboración propia.

3.3 América Central

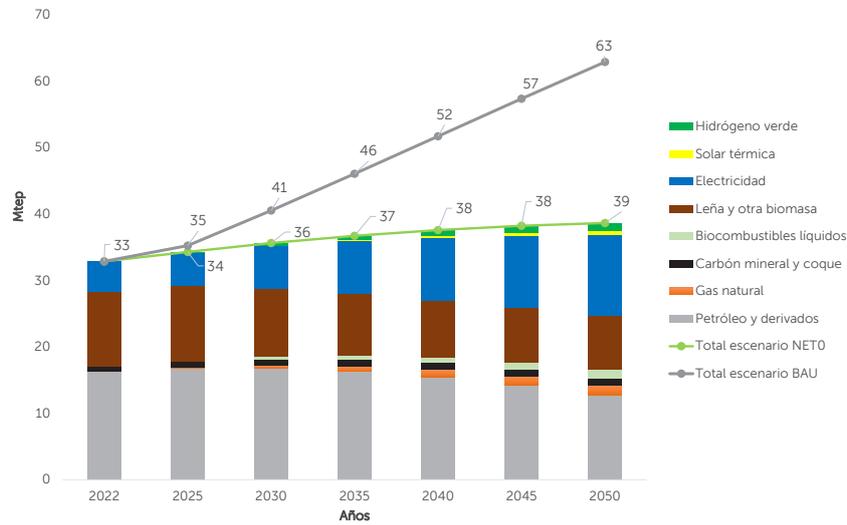
3.3.1 Proyección del consumo final de energía, América Central

En el escenario tendencial (BAU), el consumo final total de energía en América Central, llegaría casi a duplicarse en el período de proyección, sin embargo debido al importante incremento en la electrificación de los usos finales de



la energía incluyendo el transporte, al desplazamiento del consumo de leña y por ende a la mejora de la eficiencia energética, en el escenario NETO, se produce un ahorro neto en el consumo final de energía durante todo el período de proyección, el cual, en el año 2050 corresponde al 39% del valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 32.

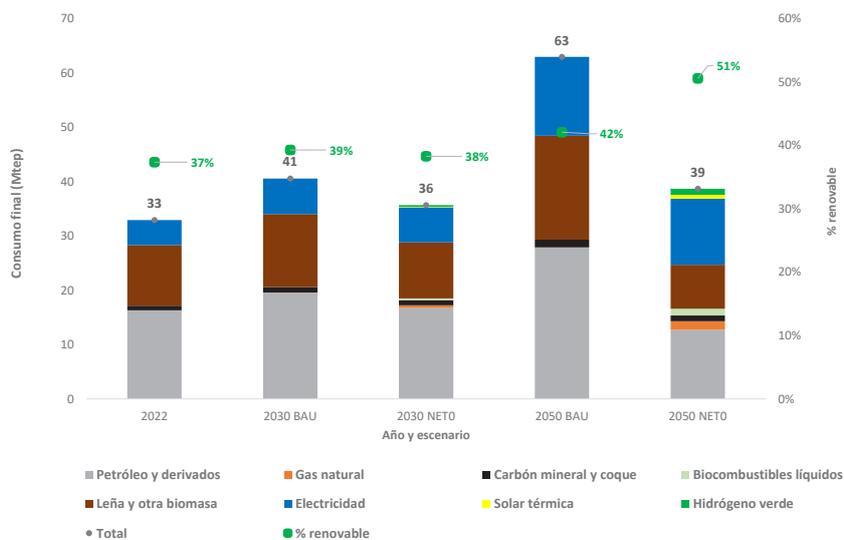
Figura No. 32. Proyección del consumo final de energía, escenario NETO, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de consumo final en América Central mejora en ambos escenarios analizados, pasando en el escenario BAU del 37% en el año base al 39% en el 2030 y al 42% en el 2050, mientras en el escenario NETO llega al 38% en el 2030 y al 51% en el año 2050. El menor crecimiento de este índice hasta 2030 en el escenario NETO respecto al BAU, se debe a la penetración de gas natural en la matriz de consumo, sin embargo, a partir de ese año, con la mejora en la renovabilidad de la electricidad, el incremento del indicador se acelera en el escenario de mayor descarbonización. Ver Figura 33.

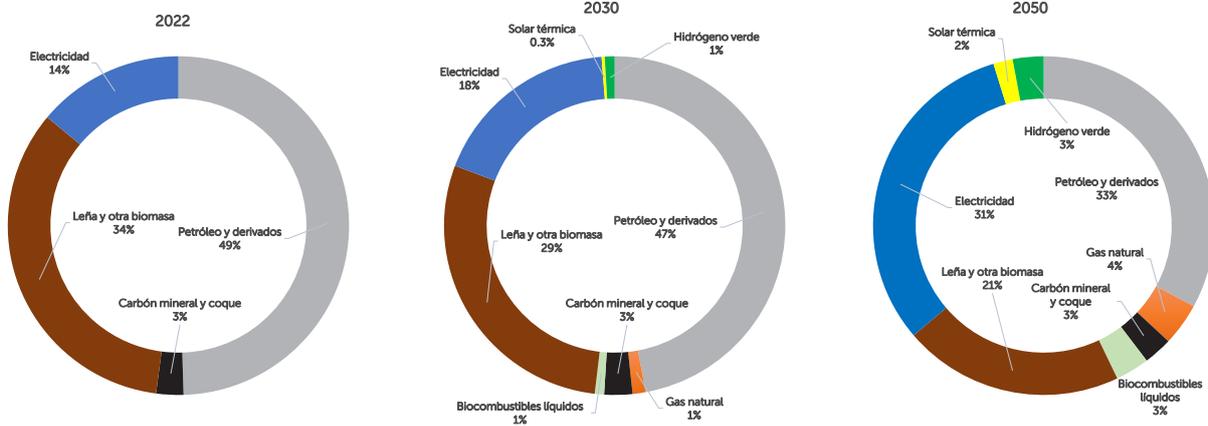
Figura No. 33 Renovabilidad del consumo final de energía, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Bajo las premisas del escenario NETO, la participación de la electricidad en la matriz de consumo final de energía se duplica durante el período de proyección, acompañada también por la mayor penetración de biocombustibles modernos, gas natural, hidrógeno verde y la energía solar térmica, mientras que los derivados de petróleo decaen en participación, como se observa en la Figura 34.

Figura No. 34 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NETO, América Central

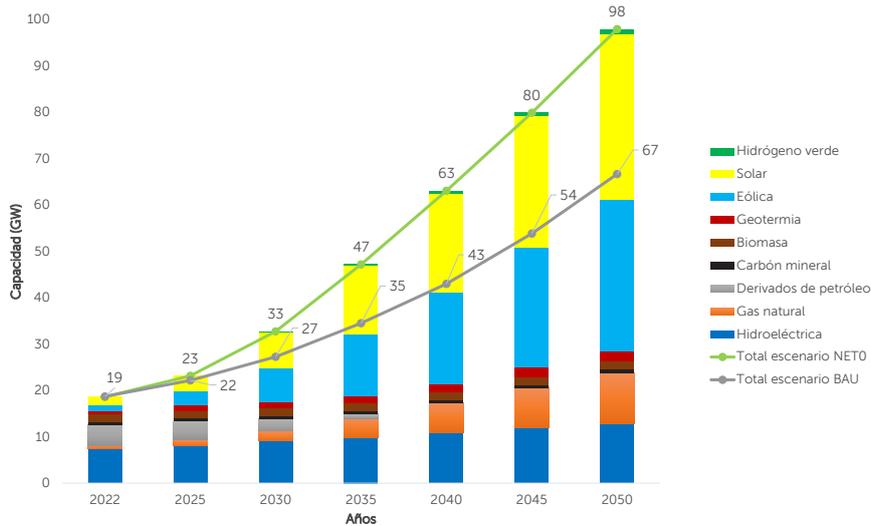


Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central

El parque generador de electricidad de América Central, presenta una gran expansión en ambos escenarios analizados, siendo esta expansión mucho más pronunciada en el escenario NETO, debido a la mayor demanda de electricidad de los sectores de consumo final, de tal manera que al año 2050, la capacidad instalada en el escenario NETO es un 47% superior a la proyectada en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 35.

Figura No. 35 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central

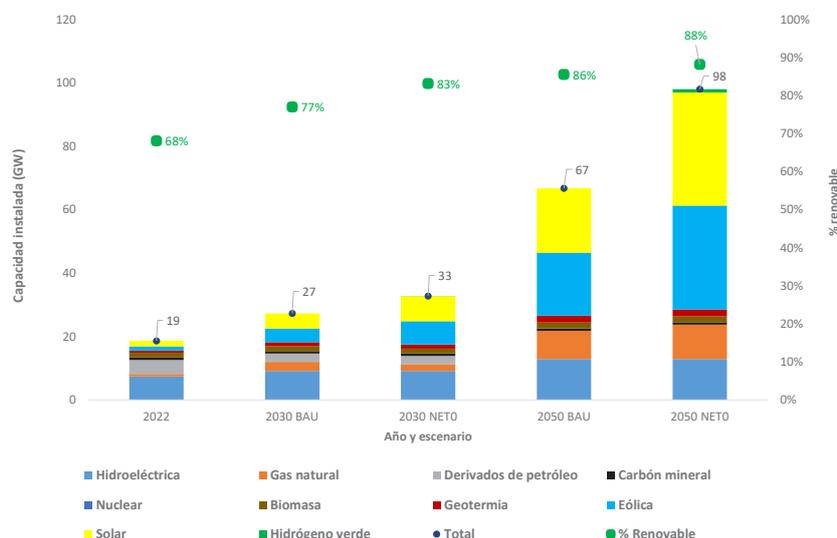


Fuente: Elaboración propia.



Aun cuando el índice de renovabilidad del parque generador centroamericano, ya presenta un valor relativamente alto en el año base, este indicador presenta mejoras durante el período de proyección en ambos escenarios analizados. Así en el escenario BAU, este índice pasa del 68% en el año base al 77% en el 2030 y al 86% en el 2050, mientras que en el escenario NETO, llega al 83% en el 2030 y al 88% al 2050. Ver Figura 36.

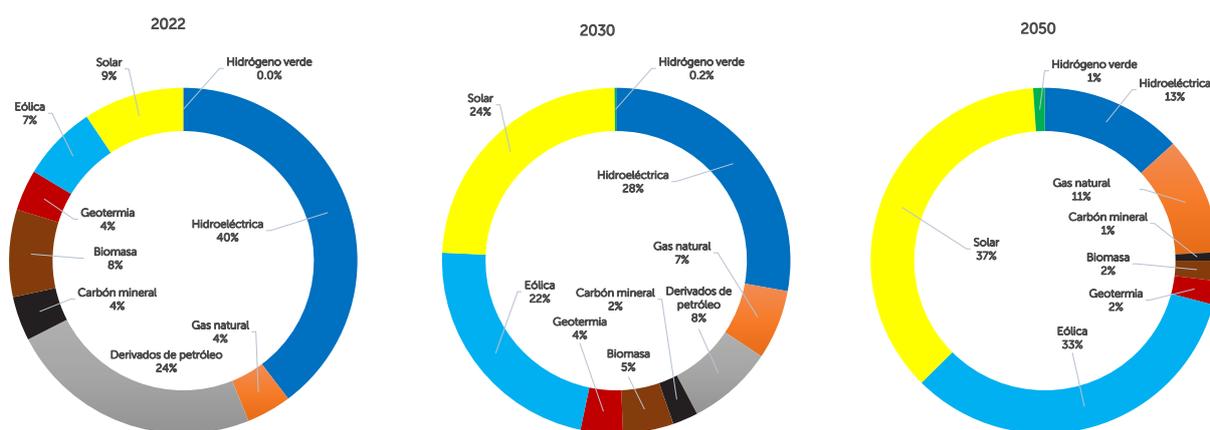
Figura No. 36 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central



Fuente: Elaboración propia.

En la estructura del parque generador centroamericano, predominan en el año base las hidroeléctricas y las centrales térmicas que consumen derivados de petróleo, sin embargo, este tipo de centrales van perdiendo participación durante el período de proyección a costa del incremento en la participación de las eólicas, fotovoltaica y centrales a gas natural. Ver Figura 37.

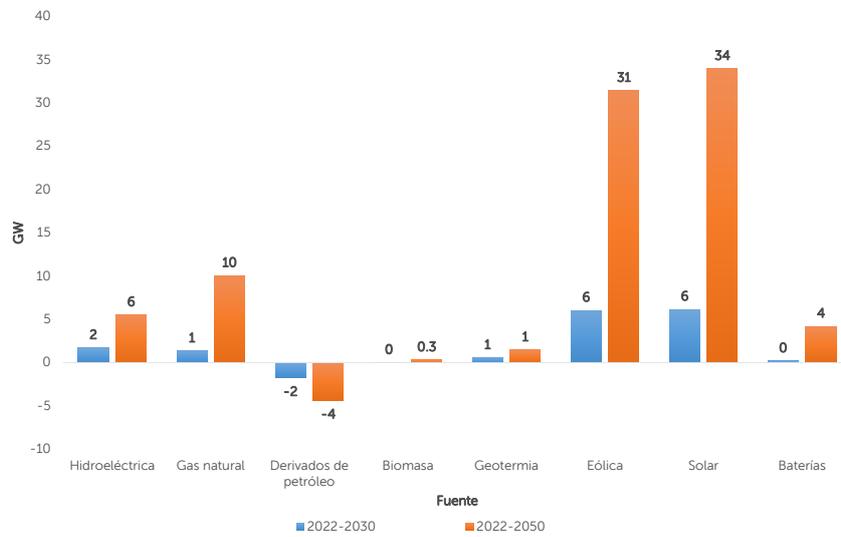
Figura No. 37 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El mayor incremento de capacidad de generación eléctrica en América Central corresponde a las solares fotovoltaicas, eólicas y centrales a gas natural, incluyéndose también la implementación de baterías. Se estima necesaria para esta expansión del parque generador una inversión de 20,050 millones de dólares al 2030 y en 92,665 millones de dólares al 2050.

Figura No. 38 Capacidad adicional requerida, escenario NETO, América Central

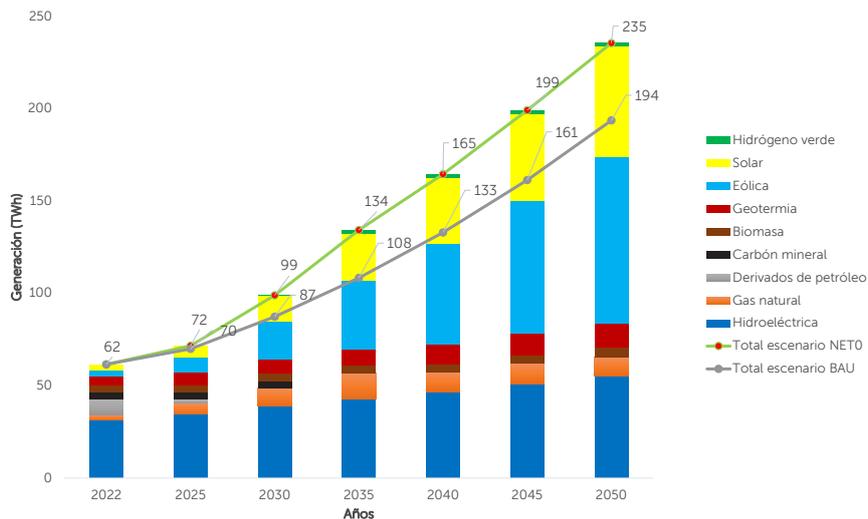


Fuente: Elaboración propia.

3.3.3 Proyección de la generación eléctrica, América Central

En la matriz de generación eléctrica de América Central, que al igual que en la de capacidad instalada, predominaban en el año base las hidroeléctricas y las térmicas a derivados de petróleo, durante el período de proyección en el escenario NETO, van tomando mucha más relevancia las centrales eólicas, fotovoltaicas y las térmicas a gas natural. Debido a la mayor electrificación de los usos finales de la energía, incluido el transporte, la generación eléctrica en el año 2050, resulta ser 22% superior a la proyectada para ese año en el escenario BAU. Ver Figura 39.

Figura No. 39 Proyección de la generación eléctrica, América Central

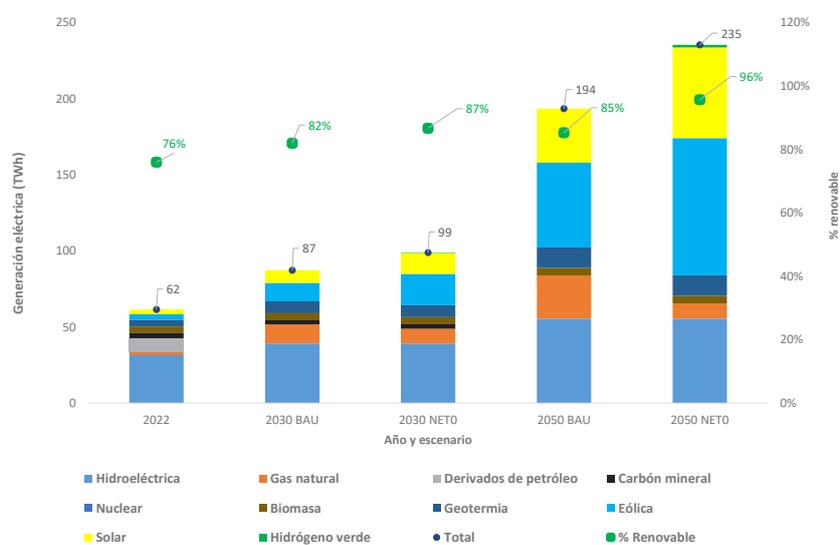


Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de América Central, mejora durante el período de proyección en los dos escenarios analizados, pasando del 76% en el año base al 82% en el 2030 y al 85% en el 2050 en el escenario BAU y al 87% en el 2030 y al 96% en el 2050, bajo las premisas del escenario NETO. Ver Figura 40.



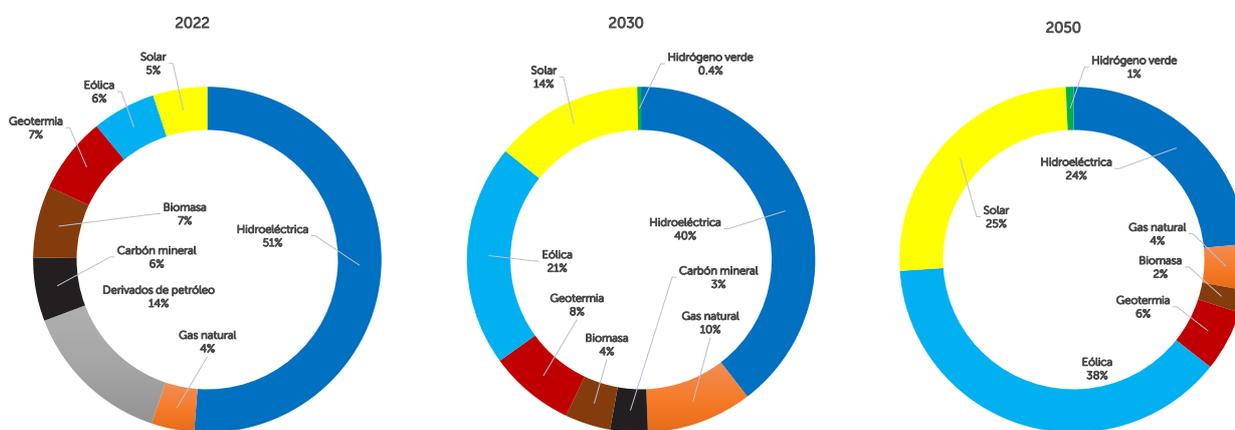
Figura No. 40 Renovabilidad de la generación eléctrica, América Central



Fuente: Elaboración propia.

En la estructura de la matriz de generación eléctrica de América Central, la participación de las térmicas a derivados de petróleo y las carboeléctricas, desaparecen de la matriz al final del período de proyección siendo sustituidas por centrales a gas natural, eólicas y solares fotovoltaicas. Estas últimas pasan de una participación en conjunto de 11% en el año base a representar el 63% en el año 2050. Ver Figura 41.

Figura No. 41. Estructura de la generación eléctrica, escenario NETO, América Central

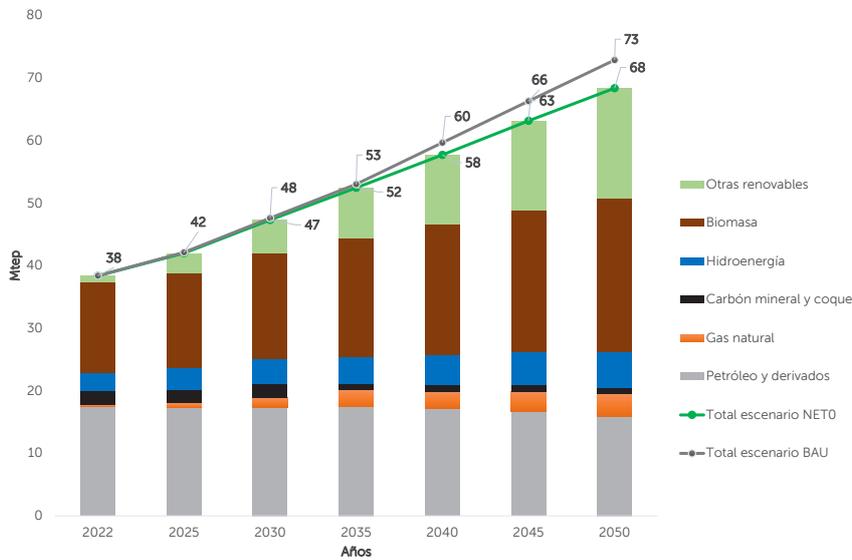


Fuente: Elaboración propia.

3.3.4 Proyección de la oferta total de energía, América Central

Al igual que en la matriz de consumo final y de generación eléctrica, en la proyección de la matriz de oferta total de energía de América Central, se evidencia en el escenario NETO, el importante incremento de las energías renovables no convencionales (otras renovables), principalmente la eólica y la solar. Gracias a la mejora de la eficiencia energética en los procesos de transformación y consumo de la energía, al año 2050 existe un ahorro en la oferta total de energía del 6% respecto al valor proyectado en el escenario BAU. Ver Figura 42.

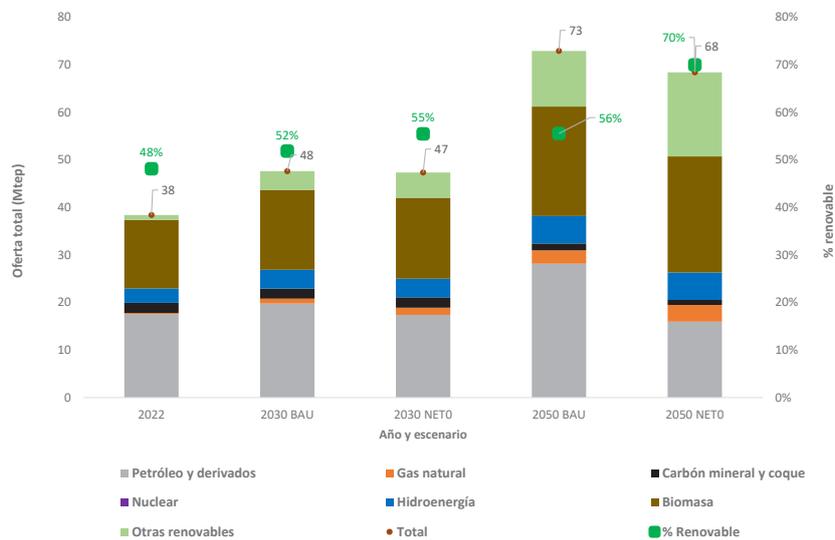
Figura No. 42 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la oferta total de energía en América Central mejora en ambos escenarios, pasando del 48% en el año base al 52% en el año 2030 y al 56% en el 2050, en el escenario BAU; mientras que en el escenario NETO alcanza el 55% en el 2030 y el 70% en el 2050, gracias a la mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales. Ver Figura 43.

Figura No. 43 Renovabilidad de la oferta total de energía, América Central

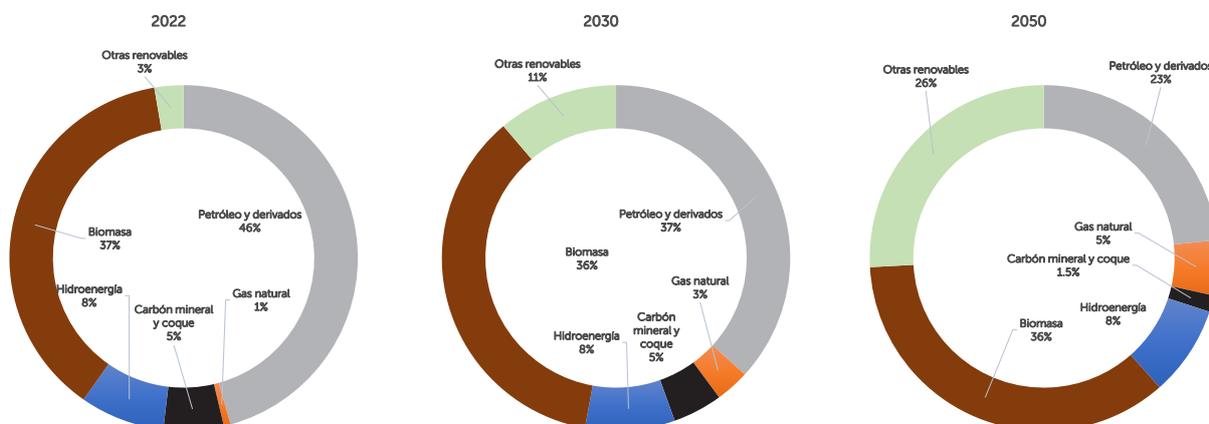


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la composición estructural de la matriz de oferta total de energía, en el escenario NETO se evidencia el incremento en la participación de las fuentes de energía renovable no convencionales y del gas natural, a costa de la reducción de la participación del petróleo y sus derivados. La biomasa, que incluye leña, bagazo de caña, biogás y biocombustibles líquidos, mantiene casi invariante su participación porcentual durante el período de proyección. Ver Figura 44.



Figura No. 44 Estructura de la oferta total de energía, escenario NETO, América Central

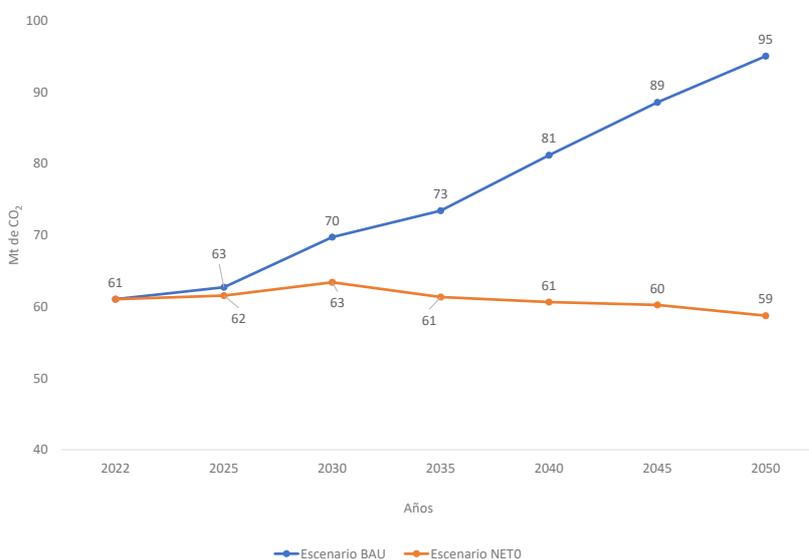


Fuente: Elaboración propia.

3.3.5 Proyección de las emisiones de CO₂, América Central

Las emisiones totales de CO₂ del sector energético de América Central, se incrementan en ambos escenarios hasta el año 2030 y a partir de allí, mientras en el escenario BAU este incremento continúa hasta el final del período de proyección, en el escenario NETO comienza un descenso llegando al 2050 con un valor 4% menor al correspondiente al año base y 38% menor al proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 45.

Figura No. 45. Proyección de las emisiones de CO₂, América Central



Fuente: Elaboración propia.

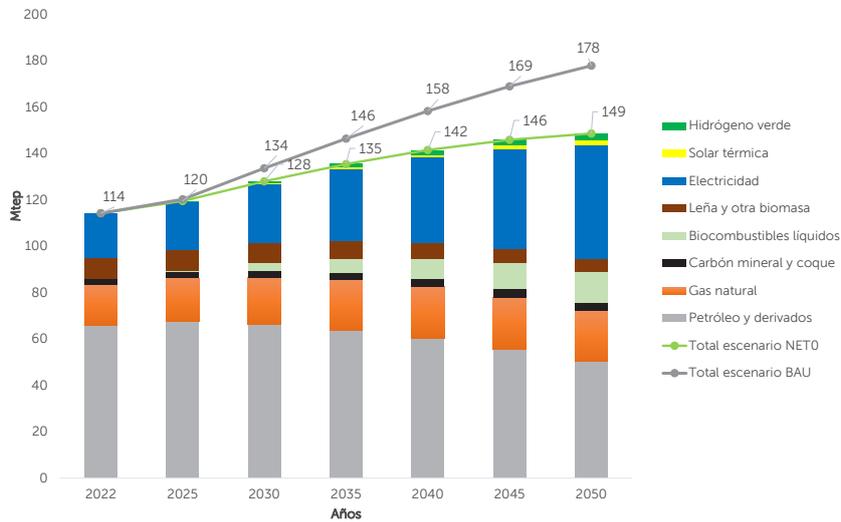
3.4 Zona Andina

3.4.1 Proyección del consumo final de energía, Zona Andina

En la Zona Andina, se observa que, en términos absolutos, en el escenario NETO, se produce un incremento importante en el consumo de electricidad y biocombustibles líquidos, en detrimento del consumo de derivados de

petróleo y biomasa sólida, así como la penetración de energía solar térmica e hidrógeno verde. Debido al incremento en la eficiencia energética, el consumo final total en el año 2050 resulta ser 16% inferior al proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 46.

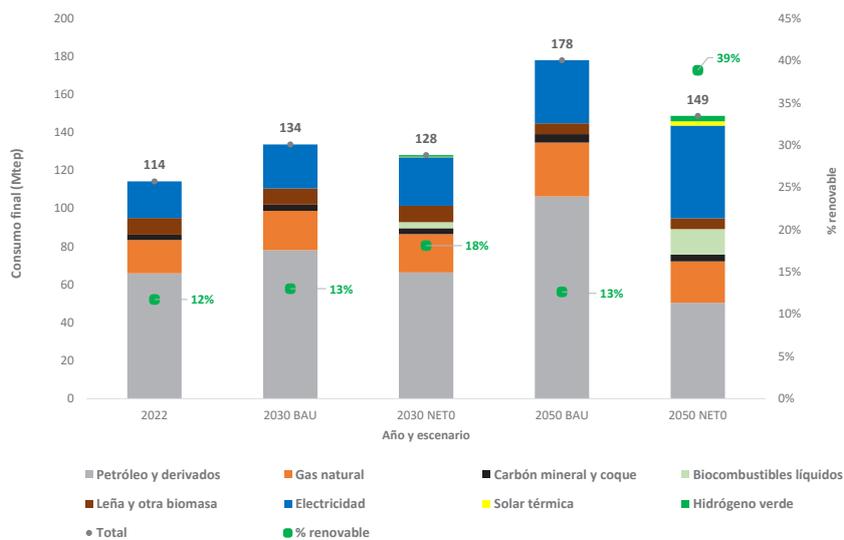
Figura No. 46 Proyección del consumo final de energía, escenario NETO, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En la Zona Andina, mientras en el escenario BAU, el índice de renovabilidad del consumo final de energía pasa del 12% en el año base al 13% en el 2030 y mantiene ese valor hasta el 2050, en el escenario NETO este indicador llega a 18% en el 2030 y a 39% en el 2050, debido al incremento en el consumo de electricidad de origen renovable y de biocombustibles líquidos. Ver Figura 47.

Figura No. 47 Renovabilidad del consumo final de energía, Zona Andina

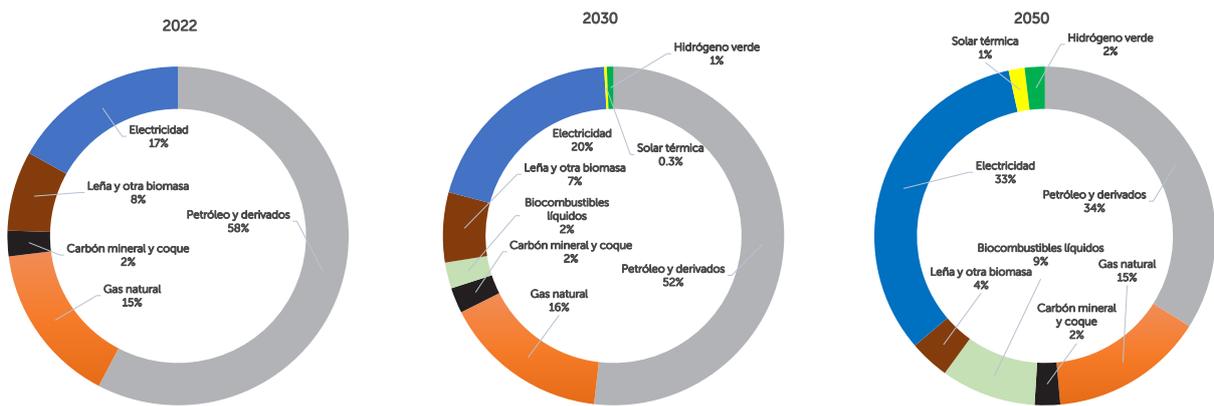


Fuente: Elaboración propia.



Desde el punto de vista estructural, en la matriz de consumo final de la Zona Andina, en el escenario NETO, la electricidad, respecto al año base, gana tres puntos porcentuales de participación al 2030 y esta participación casi se duplica al año 2050, mientras que los derivados de petróleo pierden 24 puntos porcentuales de participación durante el período de proyección. Al 2050, la energía solar térmica llega a representar el 1% de la matriz de consumo final y el hidrógeno verde el 2% de dicha matriz. Ver Figura 48.

Figura No. 48 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NETO, Zona Andina

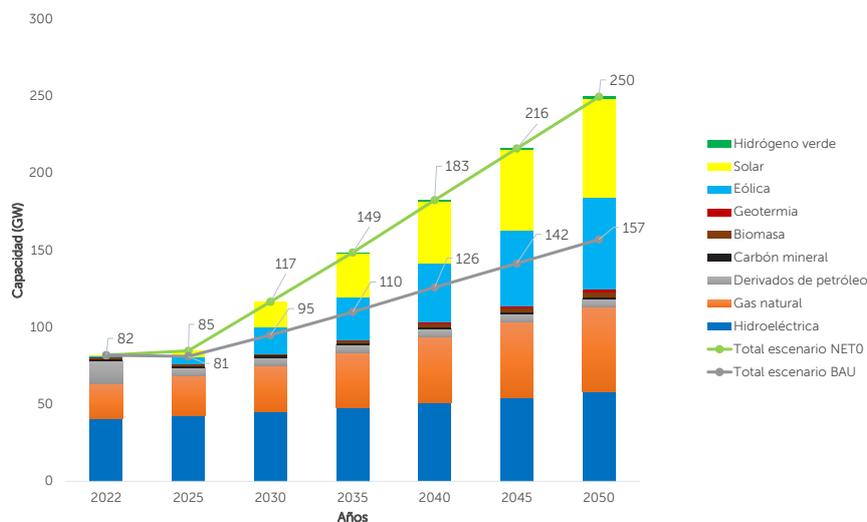


Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina

En el escenario BAU, la capacidad instalada total de generación eléctrica llega casi a duplicarse en el año 2050 respecto al año base, mientras que en el escenario NETO esta capacidad se triplica, debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final. De esta forma, al año 2050 la capacidad en el escenario NETO, resulta ser 59% superior a la proyectada en el escenario BAU. Como se observa en la Figura 49, la mayor expansión corresponde a centrales eólicas, solares fotovoltaicas y térmicas a gas natural.

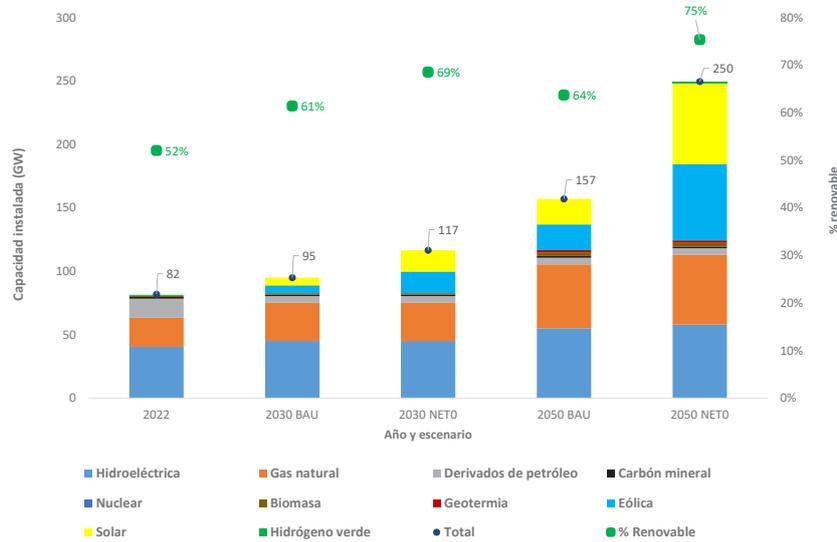
Figura No. 49 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad del parque generador andino, mejora en ambos escenarios, pasando del 52% en el año base, al 61% en el 2030 y al 64% en el 2050, en el escenario BAU y al 69% en el 2030 y 75% en el 2050, en el escenario NETO. Ver Figura 50.

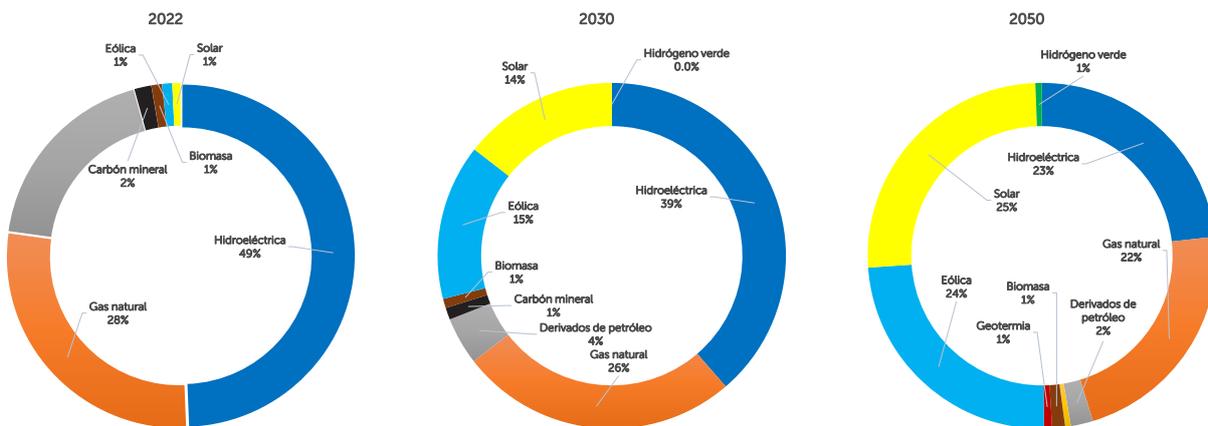
Figura No. 50 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En la evolución de la estructura porcentual del parque generador andino, se observa el gran crecimiento en la participación de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, en detrimento de la participación de las hidroeléctricas y las centrales térmicas a derivados de petróleo. Las térmicas a gas natural, si bien pierden algunos puntos porcentuales de participación durante el período de proyección, todavía ocupan un lugar muy importante en la estructura del parque generador de esta subregión. Ver Figura 51.

Figura No. 51 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, Zona Andina



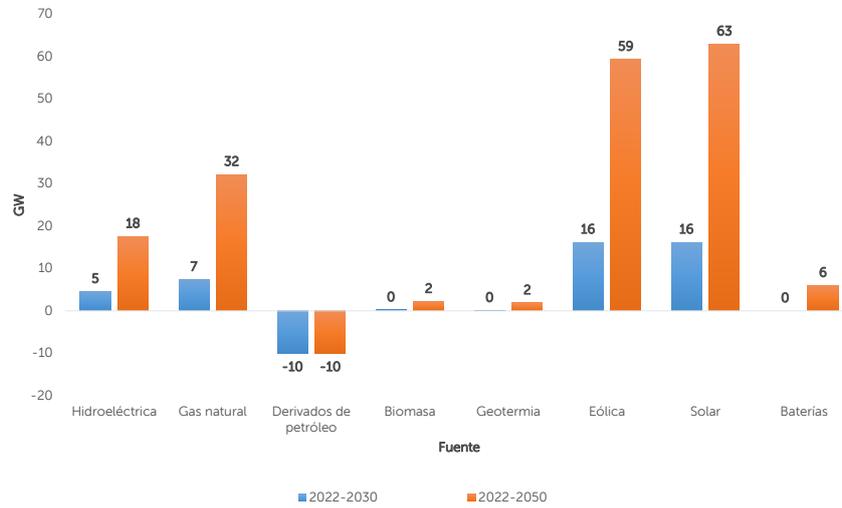
Fuente: Elaboración propia.

En la expansión del parque de generación eléctrica de la Zona Andina, predomina la instalación de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales térmicas a gas natural, dejando a las hidroeléctricas en un cuarto lugar. En las nuevas centrales a gas natural, se incluyen las que consumen mezcla de gas natural e hidrógeno verde.



También se contempla la instalación de bancos de baterías. El monto de inversión para esta expansión, se estima en 49,310 millones de dólares al 2030 y en 201,611 millones de dólares al 2050.

Figura No. 52 Capacidad adicional requerida, escenario NETO, Zona Andina

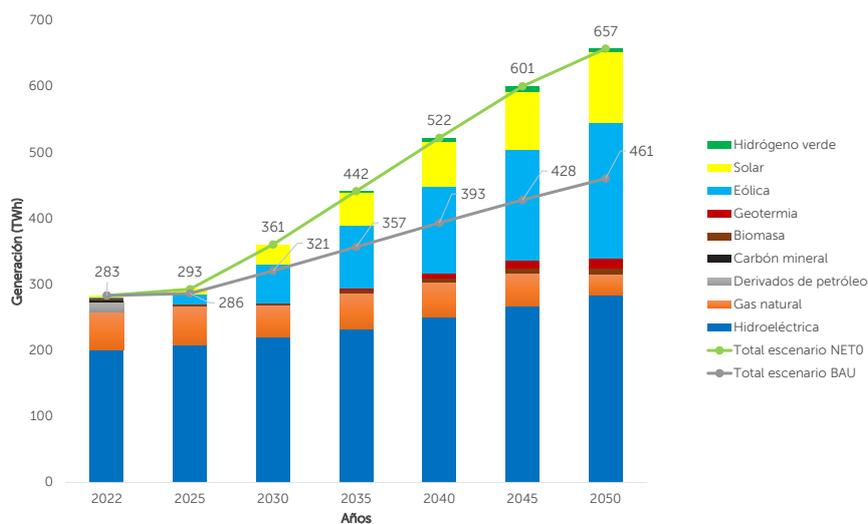


Fuente: Elaboración propia.

3.4.3 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina

Al igual de lo que ocurre con la proyección de la capacidad instalada, la generación eléctrica total en la Zona Andina, presenta poca variación hasta el año 2025, a partir del cual inicia un pronunciado ascenso en ambos escenarios que se mantiene hasta el final del período de proyección. Sin embargo, debido a la mayor penetración de electricidad en los sectores de consumo final, en el escenario NETO para el año 2050, se tiene una generación 43% superior a la proyectada en el escenario BAU. Ver Figura 53.

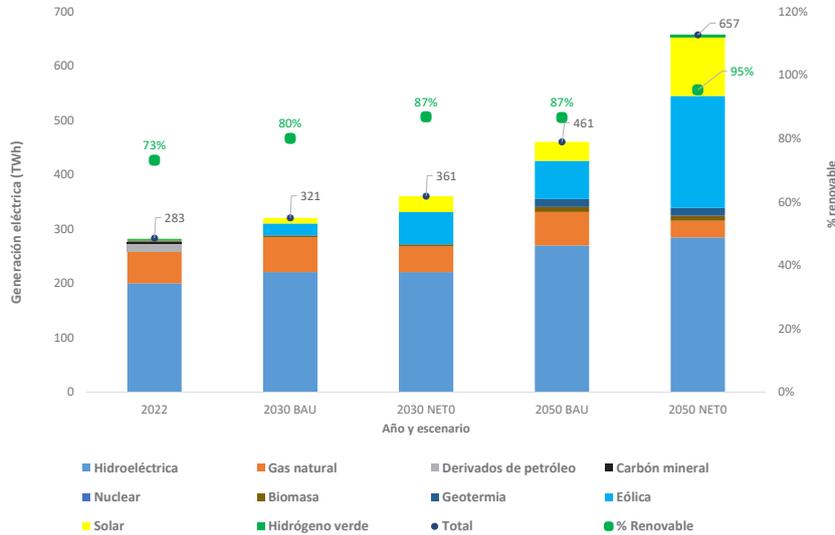
Figura No. 53 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de la Zona Andina, mejora durante el período de proyección, en ambos escenarios, pasando del 73% en el año base al 80% en el 2030 y al 87% en el 2050, en el escenario BAU, mientras que en el escenario NETO, este indicador alcanza el 87% en el 2030 y el 95% en el 2050. Ver Figura 54.

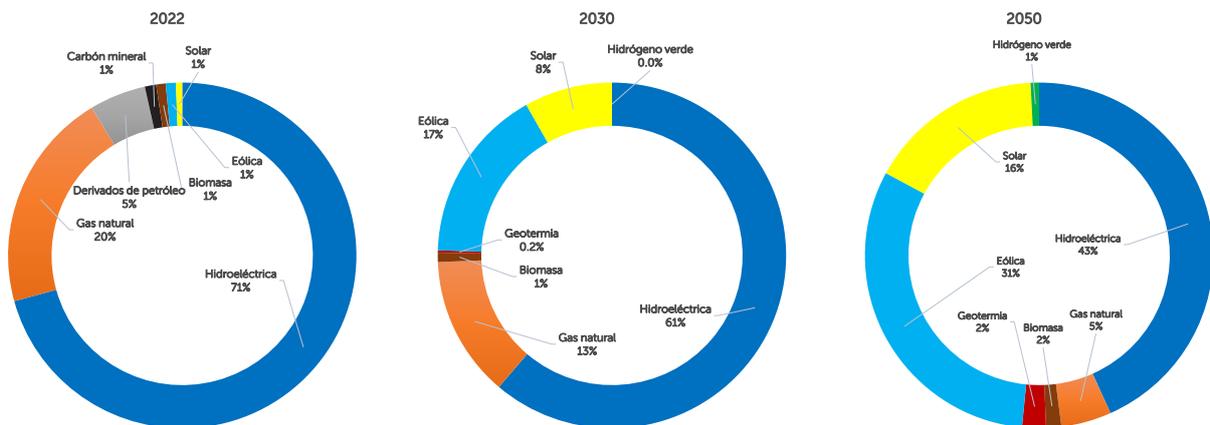
Figura No. 54 Renovabilidad de la generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario NETO, las energías eólica y solar, luego de participar en conjunto con solamente un 2% de la matriz de generación eléctrica, llegan al 2030 con una participación del 25% y al 2050 con 47% de participación en conjunto. En contrapartida, las centrales a gas natural reducen su participación de 20% en el año base al 5% en el año 2050 y las hidroeléctricas pasan de 71% de participación en el año base al 43% en el 2050; pero, aun así, la hidroenergía sigue siendo la principal fuente de generación eléctrica en la Zona Andina. Ver Figura 55.

Figura No. 55 Estructura de la generación eléctrica, escenario NETO, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

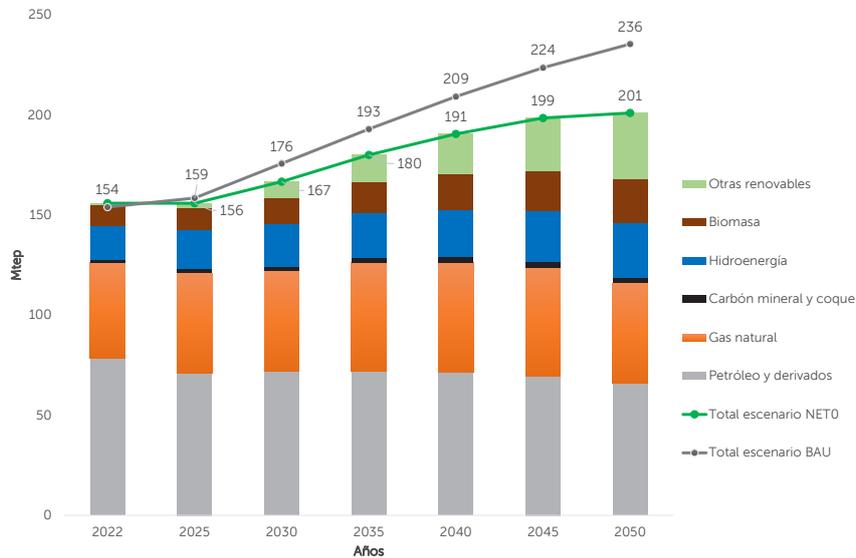
3.4.4 Proyección de la oferta total de energía, Zona Andina

En la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, predominan durante todo el período de proyección, el petróleo y sus derivados y el gas natural, sin embargo, estas fuentes sufren un ligero decrecimiento en dicho



período, desplazados por el incremento de la biomasa, la hidro energía y las otras renovables (eólica y solar). Con la mejora de la eficiencia energética tanto en los procesos de transformación como de consumo de la energía, al año 2050 la oferta total en el escenario NETO, resulta ser un 15% inferior al valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 56.

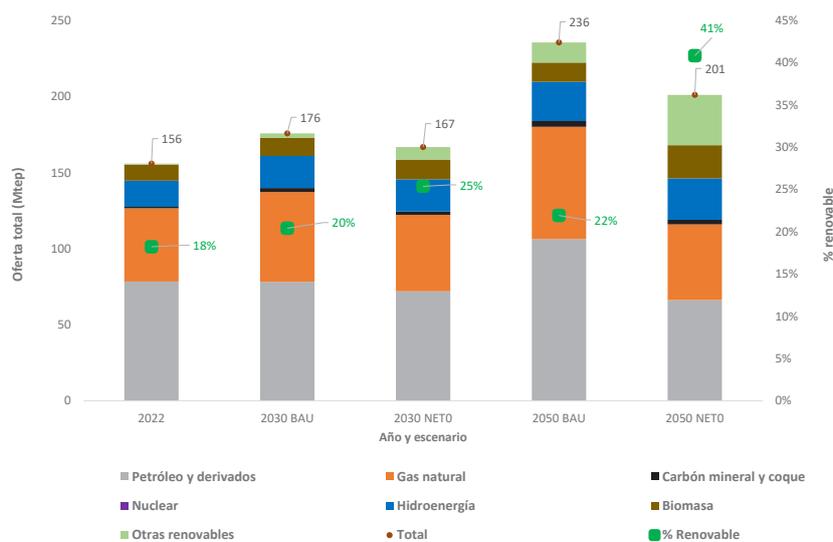
Figura No. 56 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, mejora en los dos escenarios analizados, sin embargo, mientras en el escenario BAU, este indicador pasa del 18% en el año base al 20% en el año 2030 y al 22% en el año 2050, en el escenario NETO este indicador llega al 25% en el 2030 y al 41% en el 2050. Ver Figura 57.

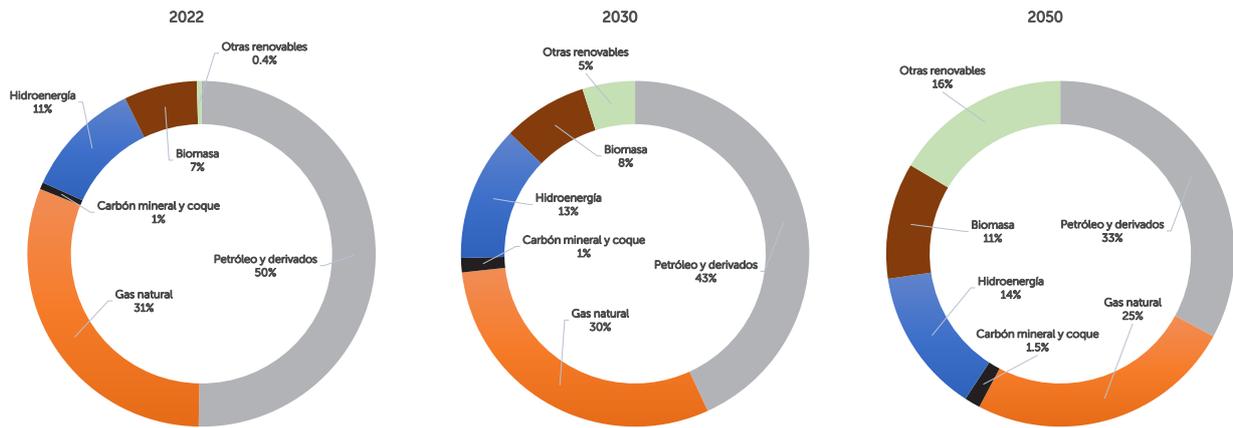
Figura No. 57. Renovabilidad de la oferta total de energía, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la variación de la estructura de la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, se puede observar que, aunque los hidrocarburos (petróleo y derivados y gas natural) siguen predominado durante todo el periodo de proyección, estos pasan de representar en conjunto el 81% en el año base al 58% en el 2050, mientras que las fuentes renovables no convencionales (otras renovables), pasan de menos de 1% de participación en el año base al 5% en el 2030 y al 16% en el 2050. Ver Figura 58.

Figura No. 58 Estructura de la oferta total de energía, escenario NETO, Zona Andina

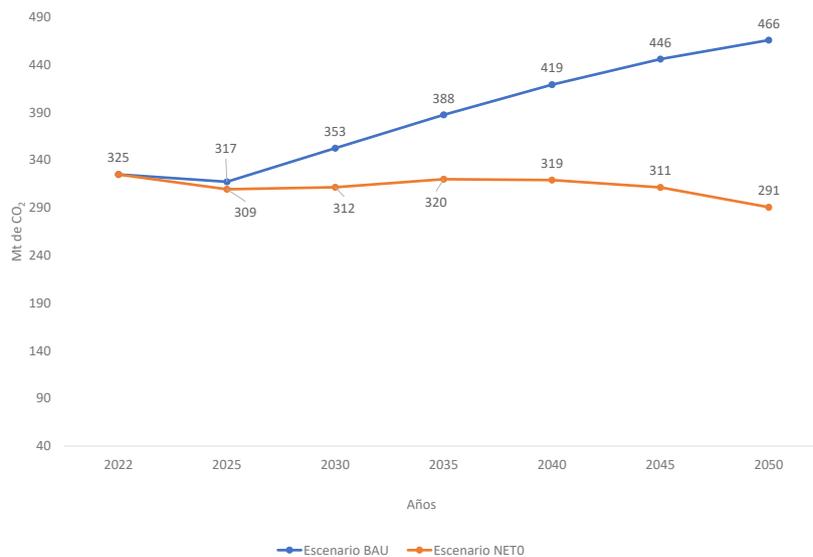


Fuente: Elaboración propia.

3.4.5 Proyección de las emisiones de CO₂, Zona Andina

Entre el año base y el 2025, se produce un descenso en las emisiones de CO₂ del sector energético de la Zona Andinas y posterior a este año, mientras en el escenario BAU, las emisiones comienzan a incrementarse, en el escenario NETO siguen una tendencia a la baja, de tal manera que, en el año 2050, las emisiones de CO₂ en el escenario NETO, son 11% inferiores a las del año base y 38% inferiores a las proyectadas en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 59.

Figura No. 59 Proyección de las emisiones de CO₂, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

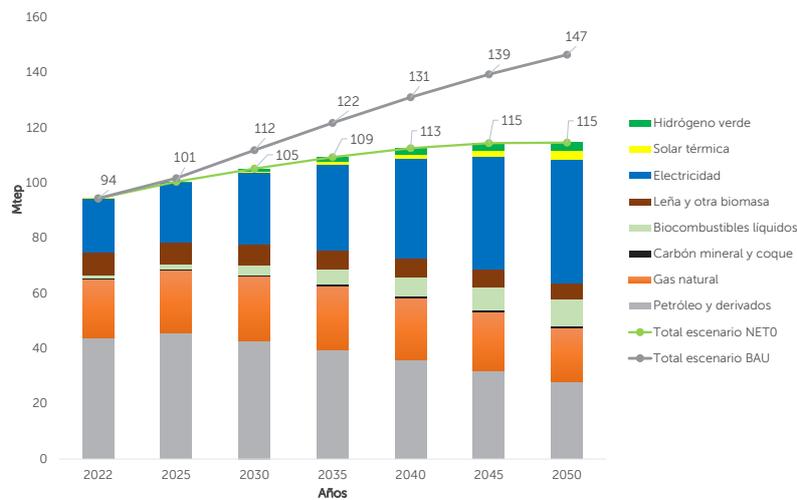


3.5 Cono Sur

3.5.1 Proyección del consumo final de energía, Cono Sur

La matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, es en el año base altamente dependiente de los hidrocarburos (derivados de petróleo y gas natural), sin embargo, durante el período de proyección esta dependencia va disminuyendo cediéndole el paso a la electricidad, los biocombustibles líquidos, la energía solar térmica y el hidrógeno verde. Debido a la ganancia de eficiencia energética, al año 2050, el consumo final de energía en el escenario NETO resulta ser 22% inferior al proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 60.

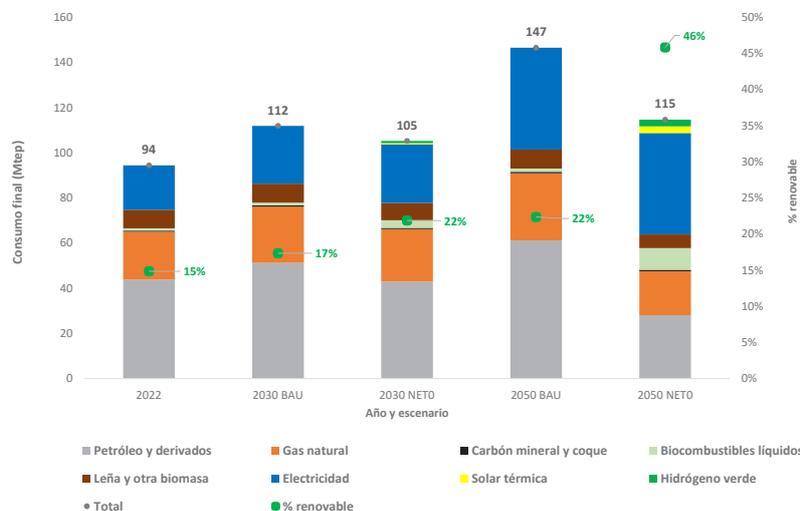
Figura No. 60 Proyección del consumo final de energía, escenario NETO, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

La alta dependencia de los hidrocarburos que presenta en el año base la matriz de consumo final de energía del Cono Sur, determina que el índice de renovabilidad de dicha matriz, sea solamente del 15% en ese año, sin embargo durante el período de proyección este indicado va mejorando, en ambos escenarios, pasando en el escenario BAU a 17% en el año 2030 y a 22% en el año 2030, mientras que en el escenario NETO alcanza el 22% en el 2030 y el 46% en el 2050, debido a la mayor penetración de electricidad de origen renovable. Ver Figura 61.

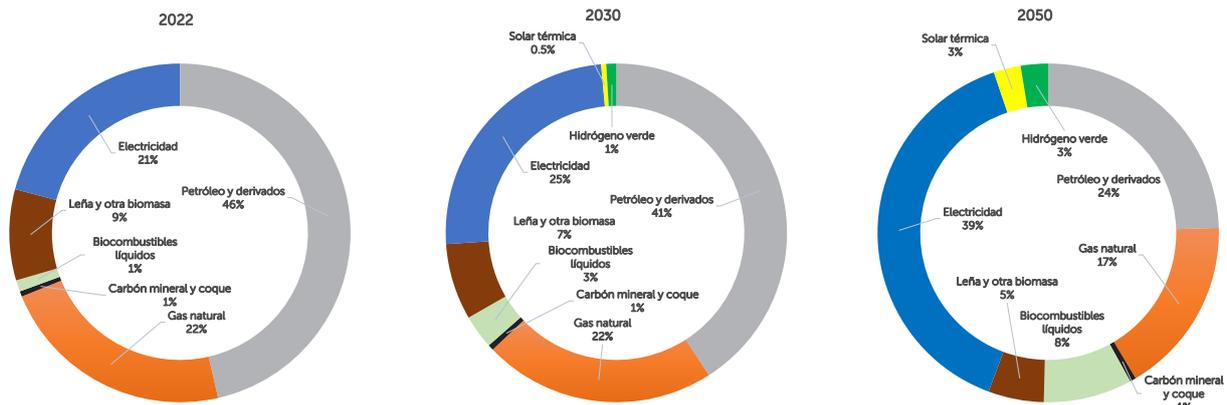
Figura No. 61 Renovabilidad del consumo final de energía, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Bajo las premisas del escenario NETO, la electricidad, los biocombustibles líquidos, la energía solar térmica y el hidrógeno verde, ganan porcentajes de participación en la matriz de consumo final de energía del Cono Sur, mientras que el petróleo y sus derivados, el gas natural y la biomasa sólida (leña y otra biomasa), pierden participación en dicha matriz. Cabe resaltar que la participación de la electricidad casi se duplica durante el período de proyección, mientras que la del petróleo y sus derivados se reduce casi a la mitad en este periodo. Ver Figura 62.

Figura No. 62 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NETO, Cono Sur

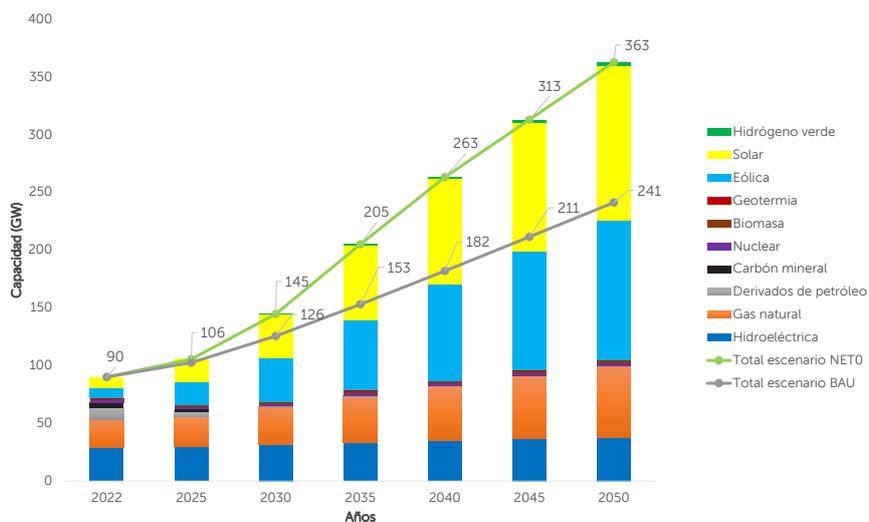


Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur

Debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final y en la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada en el escenario NETO en el año 2050, resulta ser 50% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año y la principal expansión del parque generador, corresponde a centrales eólicas, solares fotovoltaicas y de gas natural. Ver Figura 63.

Figura No. 63 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur

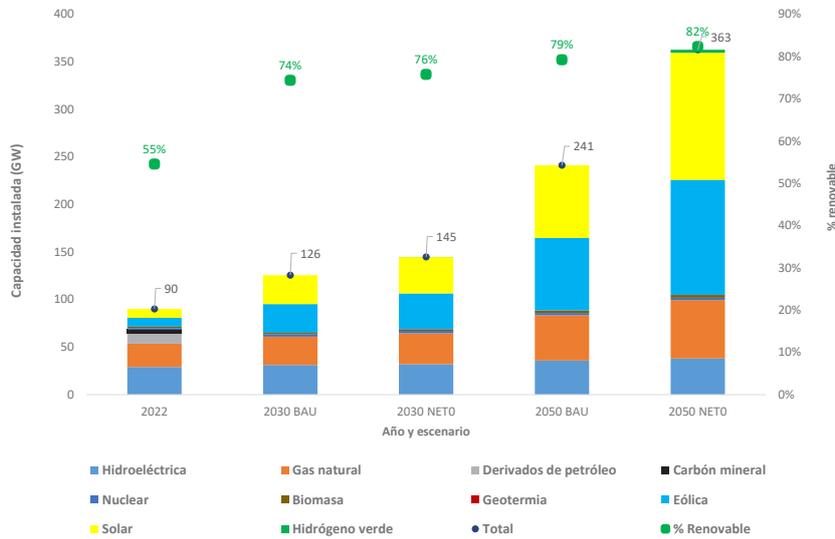


Fuente: Elaboración propia.



El Índice de renovabilidad del parque generador del Cono Sur, mejora de manera importante en ambos escenarios analizados, pasando en el escenario BAU de 55% en el año base a 74% en el año 2030 y a 79% en el año 2050, mientras que en el escenario NETO, este indicador alcanza el 76% en el 2030 y 82% en el año 2050, debido a la mayor implementación de centrales eólicas y solares fotovoltaicas. Ver Figura 64.

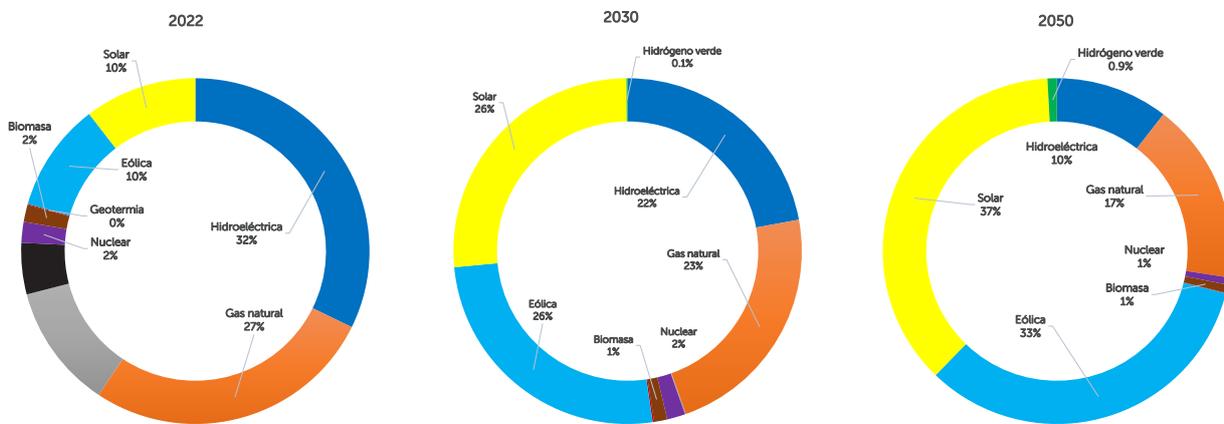
Figura No. 64 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la estructura porcentual del parque generador de electricidad del Cono Sur, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, luego de participar en conjunto con tan solo el 20% en el año base, pasan a participar en el año 2050 con el 70% de dicho parque. En tanto que el gas natural y las hidroeléctricas reducen su participación en varios puntos porcentuales y al final del período de proyección se prescinde completamente de las centrales térmicas a derivados de petróleo y de las carboeléctricas. Ver Figura 65.

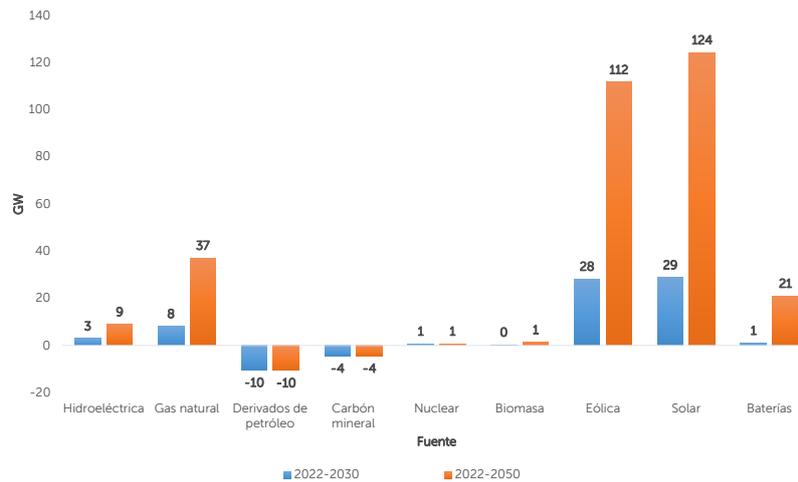
Figura No. 65 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, Cono Sur Andina



Fuente: Elaboración propia.

En la expansión del parque de generación eléctrica mexicano, durante el período de proyección, destacan en orden de importancia las de centrales solares fotovoltaicas, las eólicas y las térmicas a gas natural, las cuales incluyen las que utilizan como combustible mezcla de gas natural con hidrógeno verde. También se contempla la instalación de bancos de baterías. Con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, el monto de inversión para esta expansión, se estima en 72,381 millones de dólares al 2030 y en 283,183 millones de dólares al 2050.

Figura No. 66 Capacidad adicional requerida, escenario NETO, Cono Sur

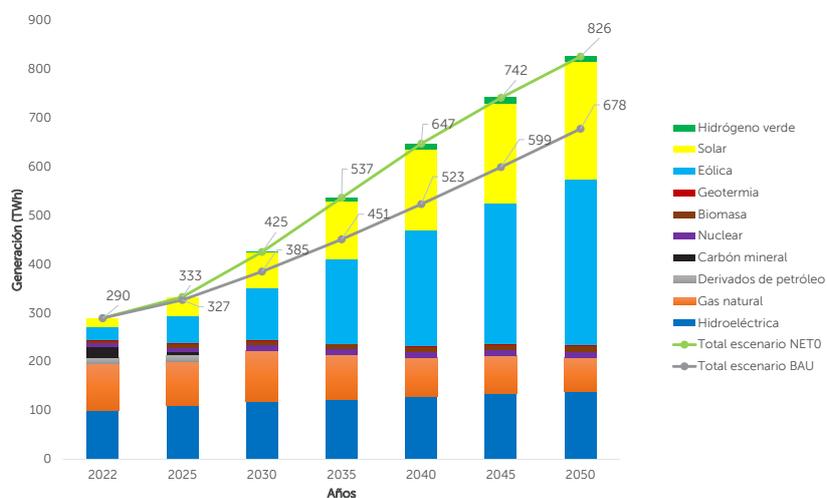


Fuente: Elaboración propia.

3.5.3 Proyección de la generación eléctrica, Cono Sur

En el año base, más de las dos terceras partes de la generación eléctrica en el Cono Sur, dependían de las hidroeléctricas y de las centrales a gas natural, pero durante el período de proyección, las centrales eólicas y solares fotovoltaicas adquieren el mayor protagonismo en la generación de electricidad. Debido a la mayor penetración de la electricidad en los sectores de consumo final de energía, la generación eléctrica en el escenario NETO, es en el año 2050, 22% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 67.

Figura No. 67 Proyección de la generación eléctrica, Cono Sur

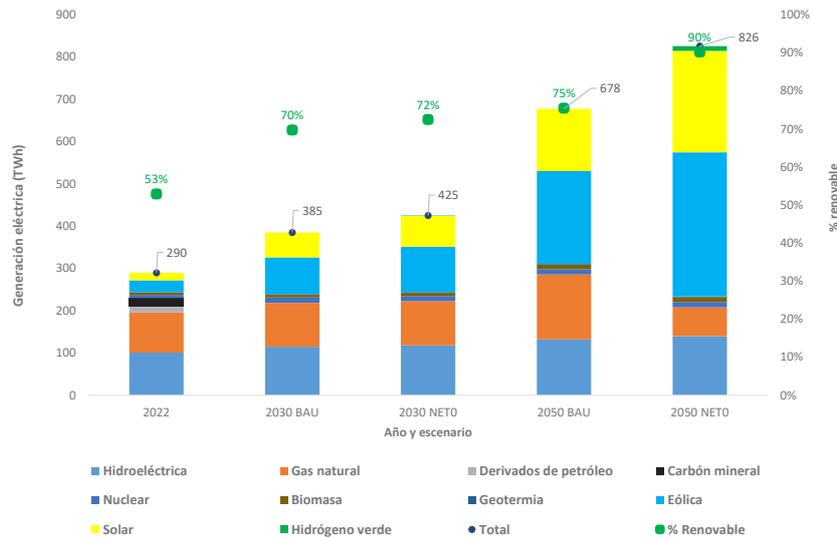


Fuente: Elaboración propia.



El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica del Cono Sur mejora de manera importante durante el período de proyección en ambos escenarios analizados, sin embargo, mientras en el escenario BAU este indicador pasa del 53% en el año base al 70% en el 2030 y al 75% en el 2050, en el escenario NETO, gracias a una mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales este indicador alcanza el 72% en el 2030 y 90% en el año 2050. Ver Figura 68.

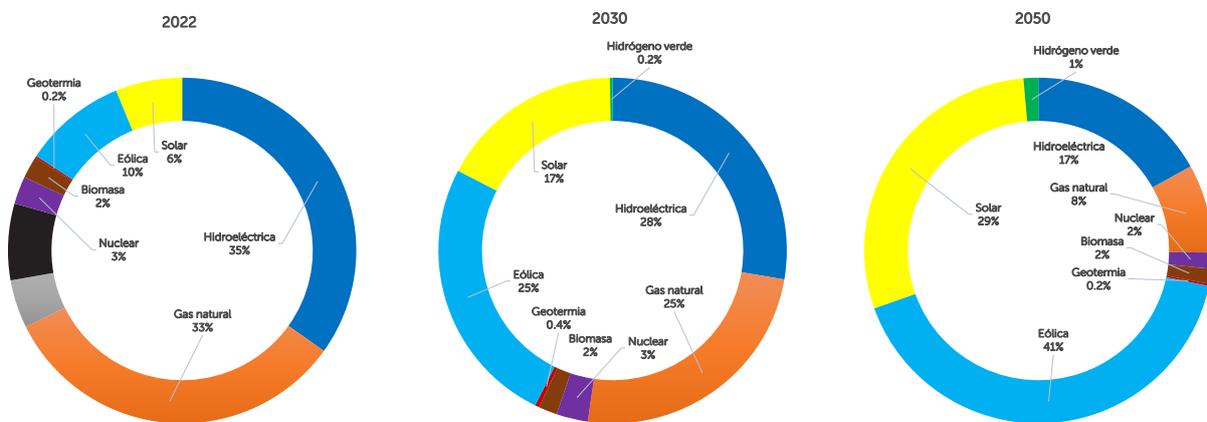
Figura No. 68 Renovabilidad de la generación eléctrica, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

En la evolución estructural de la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, para el escenario NETO, durante el período de proyección, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, parten del año base con una participación en conjunto del 16%, llegan al año 2030 con un 42% de participación y alcanzan en el 2050 el 70% de participación, desplazando a las hidroeléctricas y a las térmicas a gas natural. Ver Figura 69.

Figura No. 69 Estructura de la generación eléctrica, escenario NETO, Cono Sur

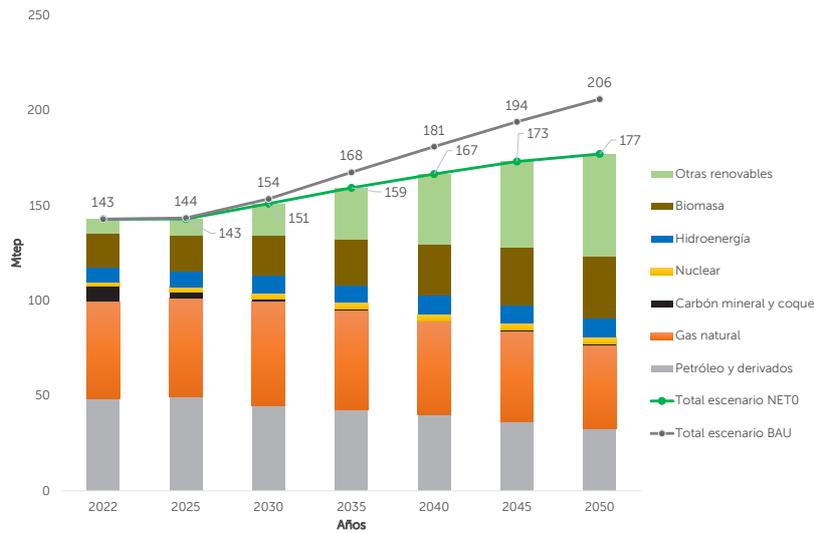


Fuente: Elaboración propia.

3.5.4 Proyección de la oferta total de energía, Cono Sur

Debido a la alta penetración de las fuentes de energía renovable no convencionales (otras renovables) en la generación eléctrica, principalmente de las energías eólica y solar y con la mayor electrificación de los sectores de consumo final con el consecuente incremento de la eficiencia energética, la oferta total de energía proyectada para el escenario NETO es menor durante el período de proyección a la proyectada en el escenario BAU, produciéndose para el año 2050 en el escenario NETO un ahorro energético del 14% respecto al valor proyectado para el escenario BAU. Ver Figura 70.

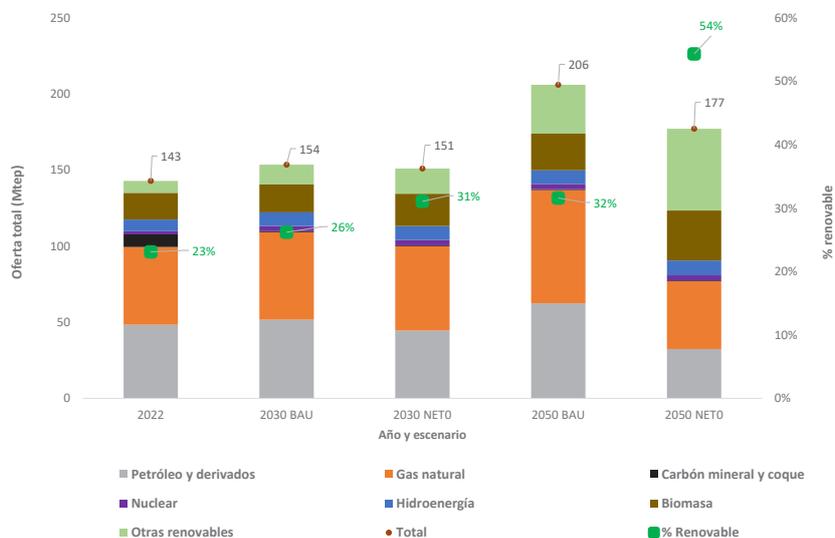
Figura No. 70 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Partiendo del año base con una participación de las fuentes de energía renovable en la matriz de oferta total de energía del 23%, esta participación mejora en ambos escenarios, alcanzando en el escenario BAU el 26% en el año 2030 y el 32% en el año 2050, mientras que en el escenario 2050, debido a la penetración más acelerada de fuentes renovables tanto en el consumo o final como en la generación eléctrica, el índice de renovabilidad de la oferta total de energía alcanza al 2030 el 31% y al 2050 el 54%. Ver Figura 71.

Figura No. 71 Renovabilidad de la oferta total de energía, Cono Sur

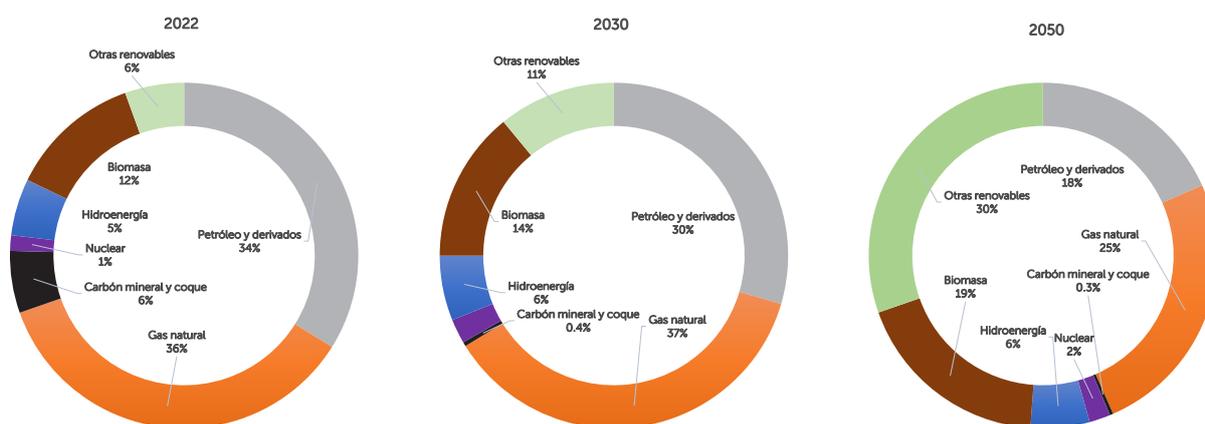


Fuente: Elaboración propia.



En la estructura porcentual de la matriz de oferta total de energía del Cono Sur, se observa que, durante el período de proyección, los hidrocarburos (petróleo y derivados y gas natural), que en el año base representaban el 70% de dicha matriz, durante el periodo de proyección van perdiendo protagonismo, llegando al 2050 con 43% de participación, mientras que las fuentes de energía renovable no convencionales (otras renovables) pasan de un 6% de participación en el año base al 30% de participación en el año 2050. Ver Figura 72.

Figura No. 72 Estructura de la oferta total de energía, escenario NETO, Cono Sur

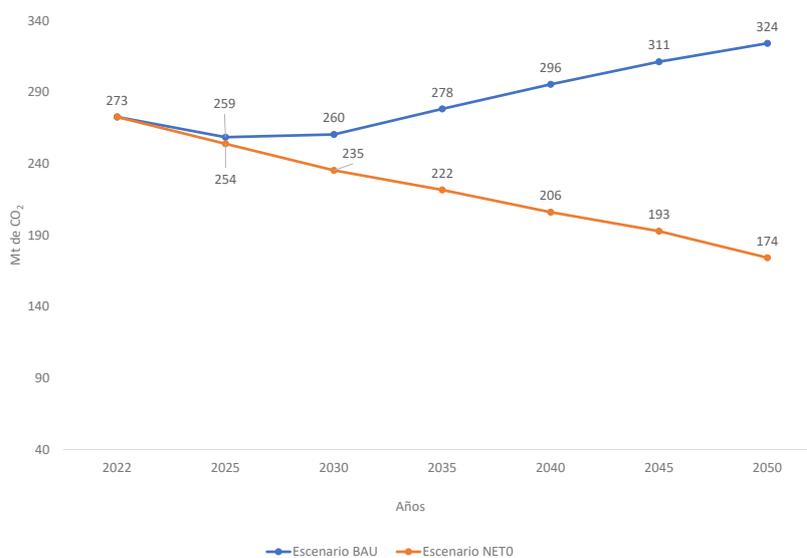


Fuente: Elaboración propia.

3.5.5 Proyección de las emisiones de CO₂, Cono Sur

Las emisiones totales de CO₂ del sector energético en el Cono Sur, decrecen en ambos escenarios hasta el año 2025, a partir del cual, mientras en el escenario BAU comienzan a ascender, en el escenario NETO continúan disminuyendo hasta el final del período de proyección, de forma que al 2050, las emisiones de CO₂ en el escenario NETO son 36% inferiores a las del año base y 46% inferiores a las proyectadas en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 73.

Figura No. 73 Proyección de las emisiones de CO₂, Cono Sur



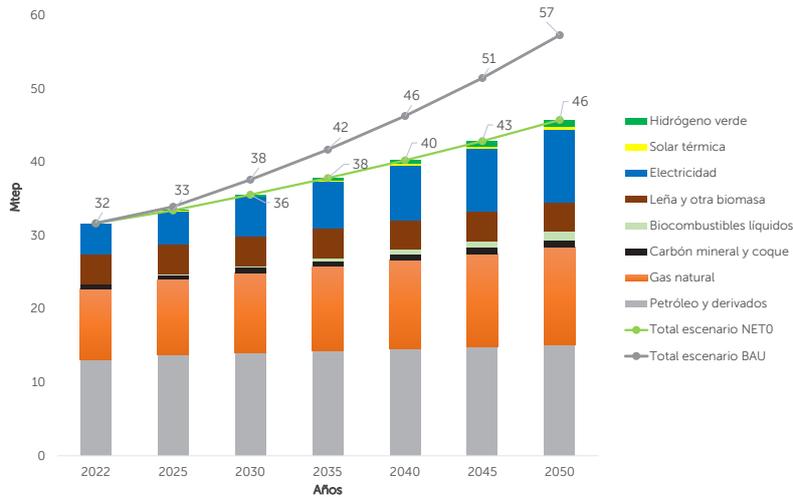
Fuente: Elaboración propia.

3.6 Caribe

3.6.1 Proyección del consumo final de energía, Caribe

La subregión del Caribe, mantiene durante todo el período de proyección su predominante dependencia de los derivados de petróleo y del gas natural, sin embargo, es evidente la mayor penetración de la electricidad, de biocombustibles líquidos, de energía solar térmica y de hidrógeno verde en el escenario NETO, lo que amortigua el crecimiento en el consumo de hidrocarburos. Debido a la mejora en la eficiencia energética, se logra una reducción en el consumo energético en el escenario NETO, respecto al escenario BAU, siendo el consumo final total de energía en el año 2050 en el escenario NETO, 20% inferior al valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 74.

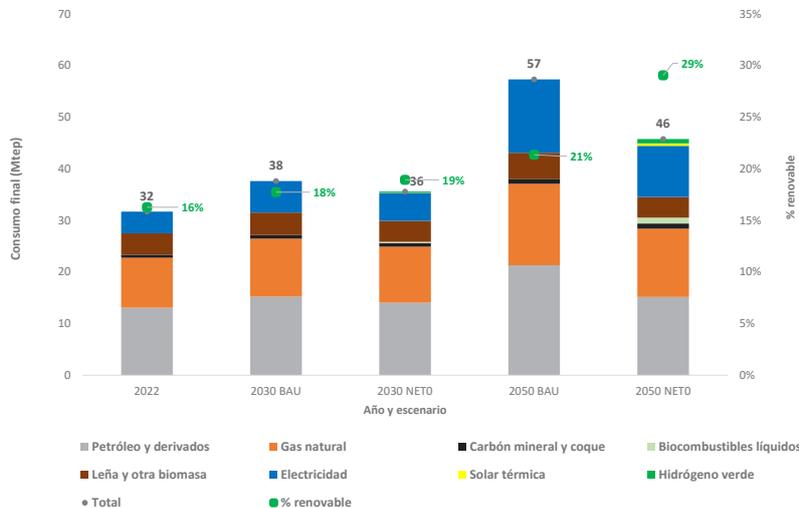
Figura No. 74 Proyección del consumo final de energía, escenario NETO, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

La alta dependencia de los hidrocarburos que caracteriza a la matriz de consumo final de energía del Caribe, determina que el índice de renovabilidad de esta matriz parta de un valor relativamente bajo en el año base (16%) y mejore en el período de proyección, en ambos escenarios analizados. Sin embargo, mientras que en el escenario BAU, este indicador alcanza el 18% en el año 2030 y el 21% en el año 2050, en el escenario NETO sube al 19% en el 2030 y al 29% el 2050. Ver Figura 75.

Figura No. 75 Renovabilidad del consumo final de energía, Caribe

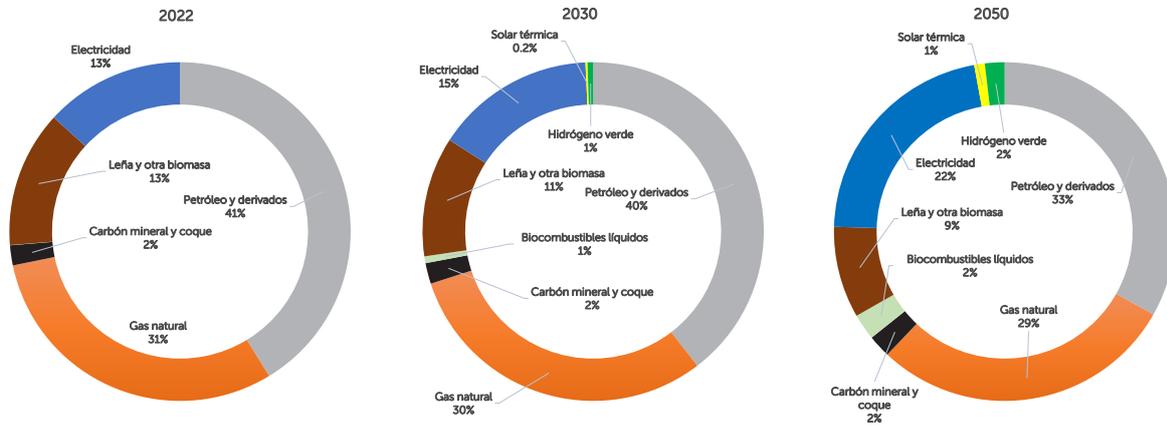


Fuente: Elaboración propia.



En cuanto a la estructura de la matriz de consumo final de energía del Caribe, la electricidad incrementa su participación pasando del 13% en el año base al 22% en el año 2050, acompañada por el incremento en la participación de los biocombustibles líquidos, de la energía solar térmica y del hidrógeno verde, mientras que los hidrocarburos pasan de una participación en conjunto del 72% en el año base al 62% en el año 2050. Ver Figura 76.

Figura No. 76 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NETO, Caribe

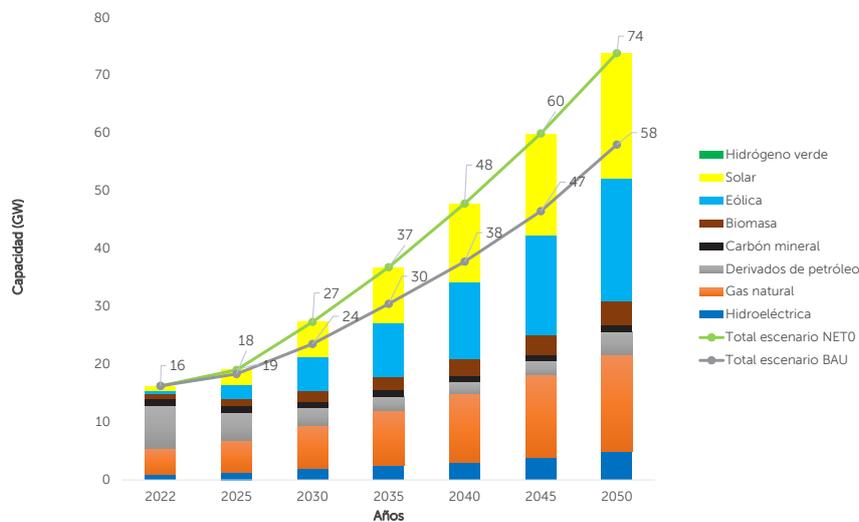


Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe

En el año base, el 80% del parque generador de electricidad del Caribe, está constituido por centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles como petróleo y derivados, gas natural y carbón mineral; sin embargo, durante el periodo de proyección este tipo de centrales van perdiendo protagonismo a costa de la mayor expansión de las centrales eólicas, solares fotovoltaicas y en menor medida hidroeléctricas y a bioenergía, aunque en términos absolutos también es importante la expansión de las centrales a gas natural. Debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final y en la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada en el escenario NETO en el año 2050, resulta 27% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 77.

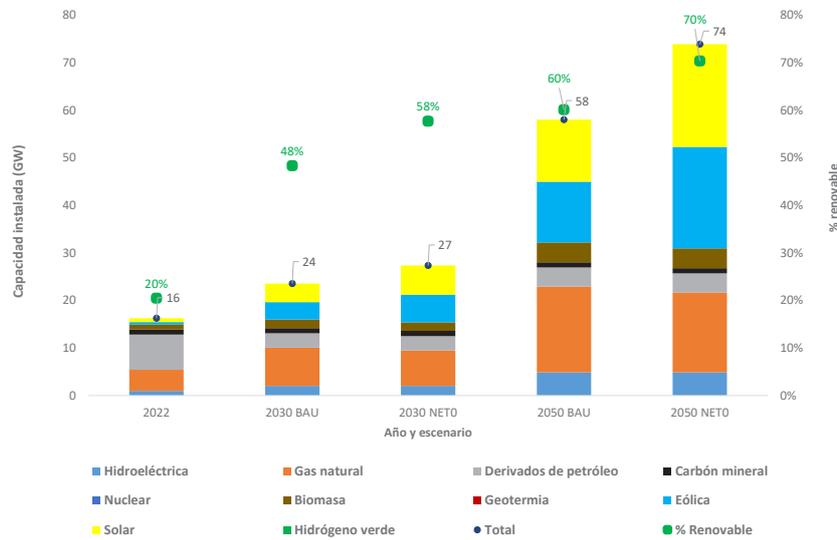
Figura No. 77 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

El Índice de renovabilidad del parque generador del Caribe, presenta una mejora sustancial en los dos escenarios analizados, debido al incremento en la instalación de centrales eólicas, solares fotovoltaicas e hidroeléctricas, pasando en el escenario BAU del 20% en el año base, al 48% en el año 2030 y al 60% en el año 2050, mientras que en el escenario NETO, este indicador alcanza el 58% en el año 2030 y el 70% en el año 2050. Ver Figura 78.

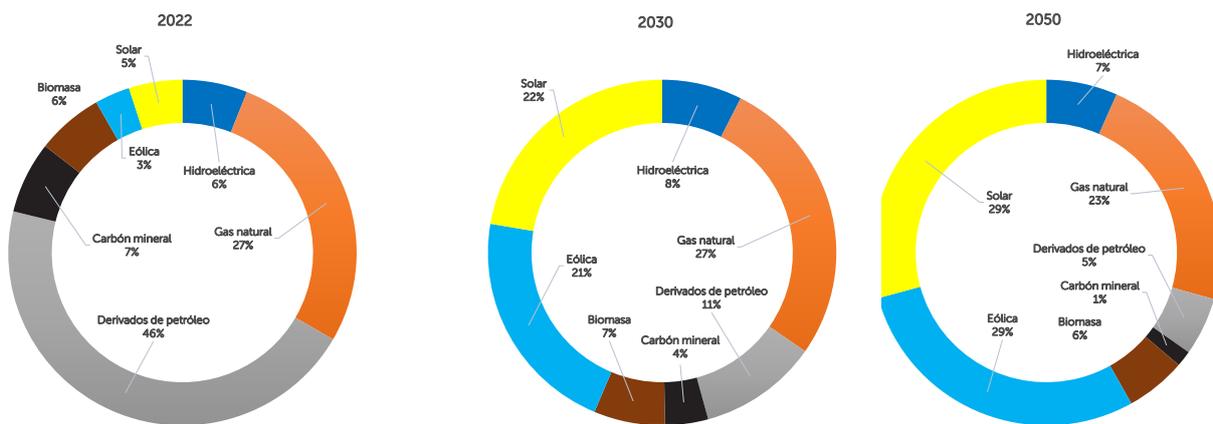
Figura No. 78 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Estructuralmente, el parque generador de electricidad del Caribe, presenta durante el período de proyección, en el escenario NETO, un evidente incremento en la participación porcentual de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, pasando de representar en conjunto solamente el 8% de la capacidad de dicho parque, a participar con el 58% de la capacidad total de generación en el año 2050, en claro detrimento de la participación de las centrales térmicas que utilizan fuentes fósiles, que reducen su participación del Ver Figura 79.

Figura No. 79. Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, Caribe



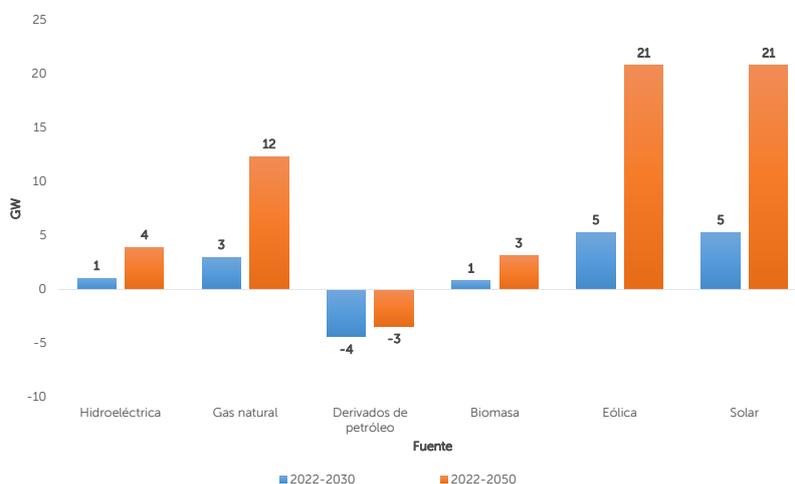
Fuente: Elaboración propia.

En la expansión del parque de generación eléctrica en la subregión del Caribe, durante el período de proyección, destacan las solares fotovoltaicas, las eólicas y las térmicas a gas natural. Estas últimas incluyen las que utilizan mezcla de gas natural con hidrógeno verde. También se contempla la instalación de bancos de baterías para dar



mayor estabilidad al sistema. Con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, el monto de inversión para esta expansión, se estima en 17,107 millones de dólares al 2030 y en 66,859 millones de dólares al 2050.

Figura No. 80 Capacidad adicional requerida, escenario NETO, Caribe

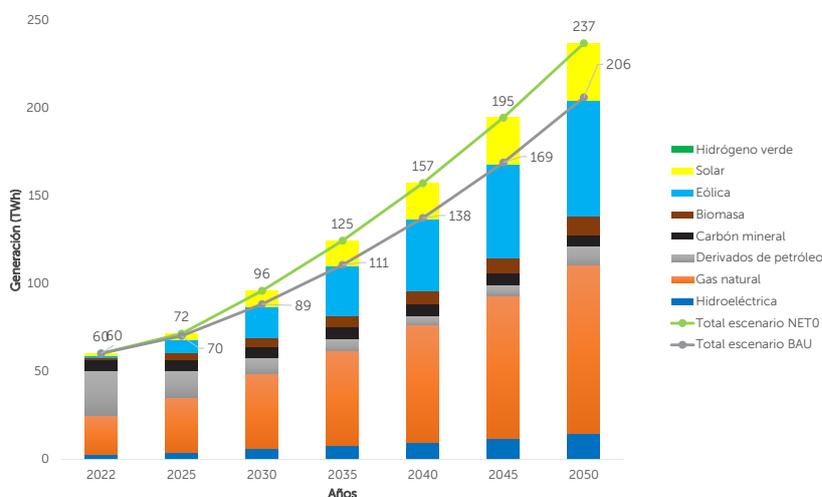


Fuente: Elaboración propia.

3.6.3 Proyección de la generación eléctrica, Caribe

La generación eléctrica proyectada en el escenario NETO para la subregión del Caribe, de manera coherente con lo que ocurre con la capacidad instalada, se caracteriza por un alto incremento en la generación de las centrales eólicas, solares fotovoltaicas y centrales a gas natural y en menor medida de las centrales hidroeléctricas. En contrapartida, las centrales térmicas a derivados de petróleo disminuyen de manera importante su generación. Debido al incremento de la demanda de electricidad, tanto a nivel de consumo final, como para la producción de hidrógeno verde, la generación total en el escenario NETO, resulta ser en el año 2050, 15% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 81.

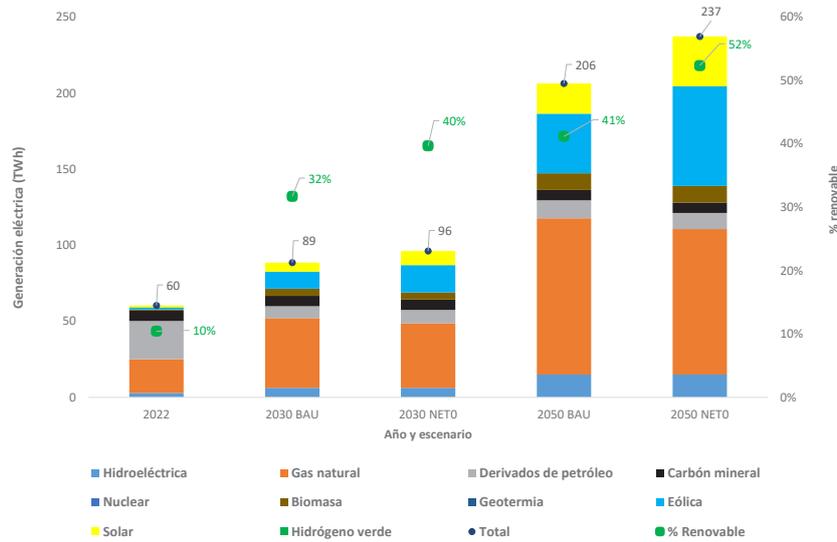
Figura No. 81 Proyección de la generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica del Caribe mejora durante el período de proyección en ambos escenarios analizados, pasando del 10% en el año base al 32% en el año 2030 y al 41% en el 2050, mientras, bajo las premisas del escenario NETO, gracias a una mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales este indicador alcanza el 40% en el 2030 y el 52% en el 2050. Ver Figura 82.

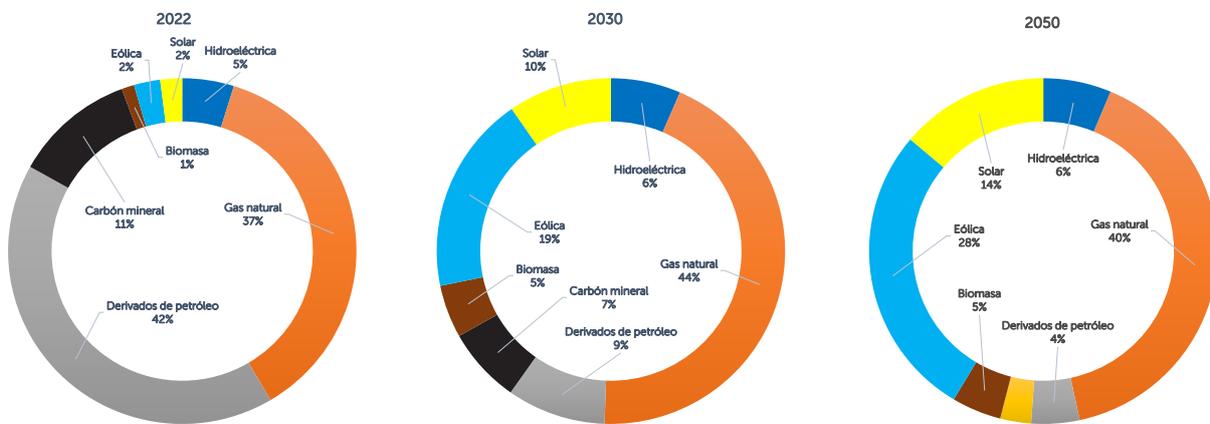
Figura No. 82 Renovabilidad de la generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

En el año base, el 90% de la matriz de generación eléctrica es de origen fósil, compuesto por derivados de petróleo, gas natural y carbón mineral. Sin embargo, durante el período de proyección, en el escenario NETO, estas fuentes son desplazadas por el incremento sustancial de la participación de fuentes de energía renovable, principalmente eólica y solar fotovoltaica, las mismas que pasan de una participación de solamente el 4% en el año base al 29% en el 2030 y al 42% en el 2050, dejando a los combustibles fósiles con una participación del 44%, en el 2050, representada en mayor parte por gas natural. Ver Figura 83.

Figura No. 83 Estructura de la generación eléctrica, escenario NETO, Caribe



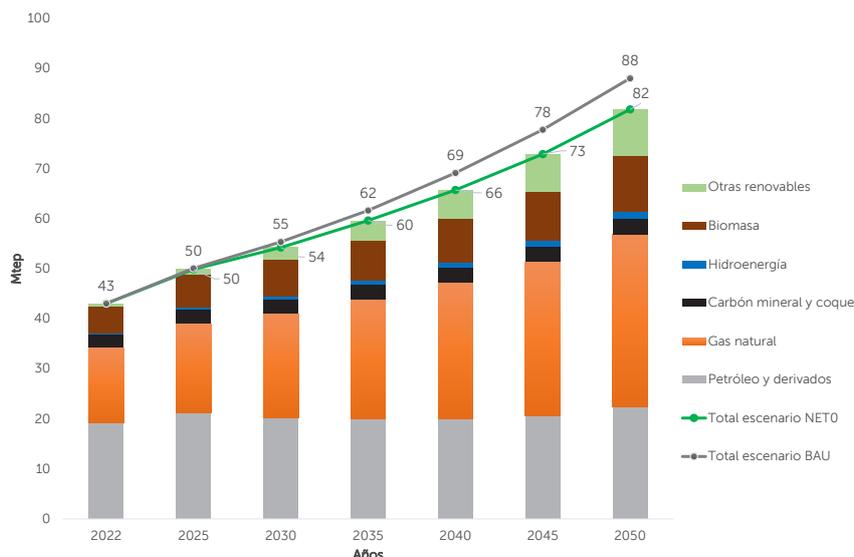
Fuente: Elaboración propia.



3.6.4 Proyección de la oferta total de energía, Caribe

En la proyección de la oferta total de energía del Caribe, en el escenario NETO, destaca el incremento en el uso de gas natural y fuentes de energía renovable no convencionales (otras renovables) y una estabilización en la oferta de petróleo y sus derivados. Debido a la mejora de la eficiencia energética, tanto en los procesos de consumo final como de generación eléctrica, la oferta total de energía al año 2050, en el escenario NETO, resulta ser 7% inferior a la proyectada en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 84.

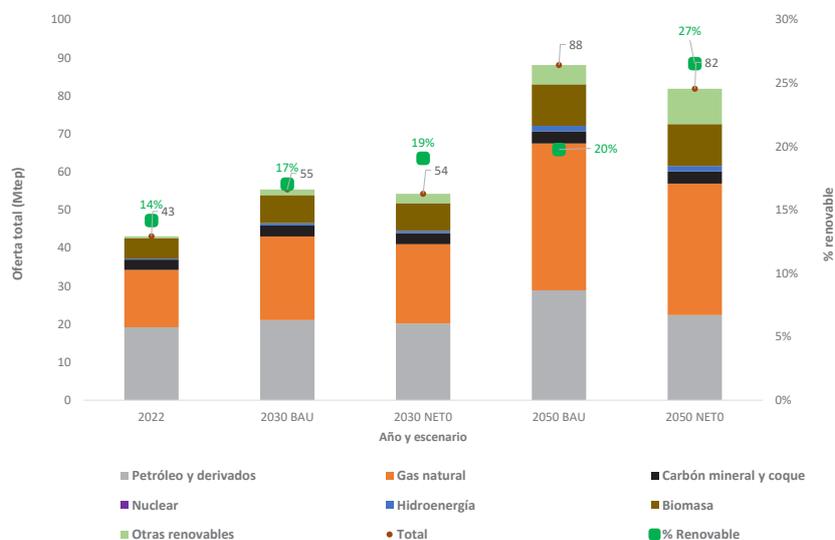
Figura No. 84 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía en la subregión del Caribe, pasa en el escenario BAU del 14% en el año base al 17% en el 2030 y al 20% en el 2050, mientras que el escenario NETO alcanza el 19% en el 2030 y el 27% en el año 2050. Ver Figura 85.

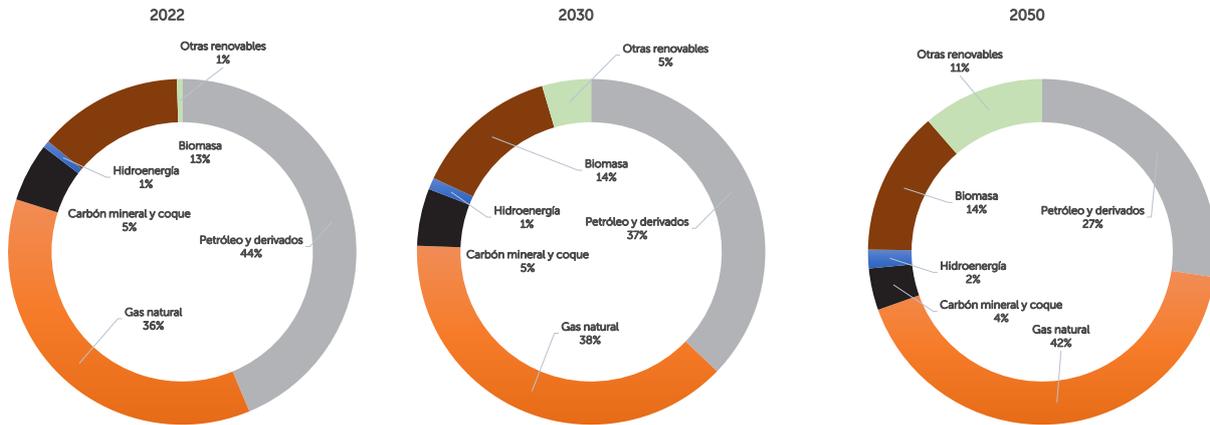
Figura No. 85 Renovabilidad de la oferta total de energía, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

En la proyección de la estructura porcentual de la oferta total de energía para la subregión del Caribe, se evidencia el incremento en la participación del gas natural y de las fuentes renovables no convencionales (otras renovables), a costa de la reducción de la participación del petróleo y sus derivados. Sin embargo, todavía al 2050, casi de las tres cuartas partes de la matriz de oferta energética, corresponde a las fuentes fósiles. Ver Figura 86.

Figura No. 86 Estructura de la oferta total de energía, escenario NETO, Caribe

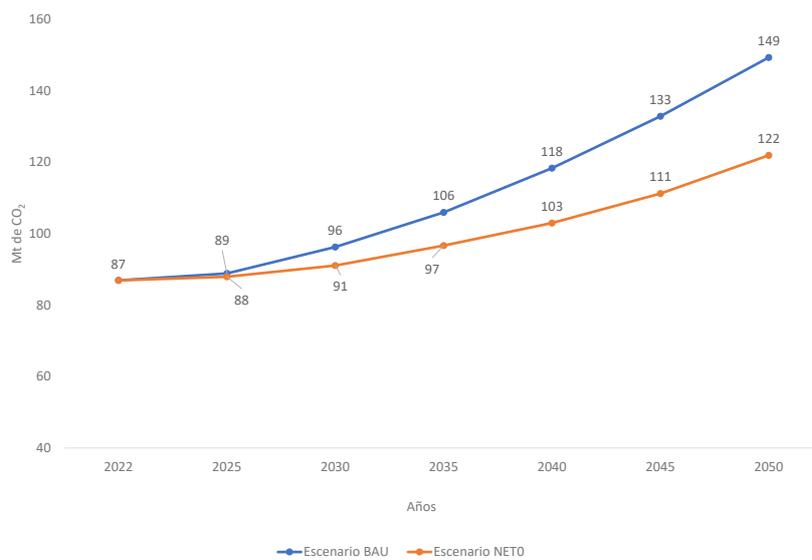


Fuente: Elaboración propia.

3.6.5 Proyección de las emisiones de CO₂, Caribe

Las emisiones totales de CO₂ del sector energético en el Caribe se incrementan en ambos escenarios debido al incremento en la demanda de energía y a la alta participación de las fuentes fósiles en la oferta energética. Sin embargo, en el escenario NETO, este incremento es menor que en el escenario BAU, llegando al 2050, con un valor anual 18% inferior al proyectado en el escenario BAU. Ver Figura 87.

Figura No. 87 Proyección de las emisiones de CO₂, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

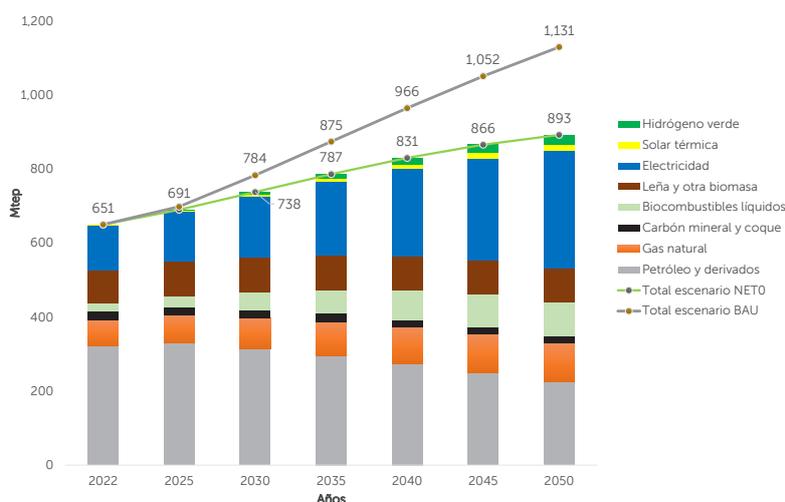


3.7 América Latina y el Caribe (ALC)

3.7.1 Proyección del consumo final de energía, ALC

Las proyecciones del consumo final de energía para ALC, resultantes de las proyecciones de cada una de las subregiones analizadas, presentan para el escenario NETO, un evidente incremento en el uso final de la electricidad, del gas natural y de los biocombustibles líquidos, acompañado de la penetración en la matriz de consumo de la energía solar térmica y del hidrógeno verde, en detrimento del consumo de los derivados del petróleo. Debido a la mayor eficiencia energética, en el escenario NETO, el incremento en el consumo final total de energía es menor que en el escenario BAU, llegando al 2050 con un valor 21% inferior al proyectado en el escenario BAU. Ver Figura 88.

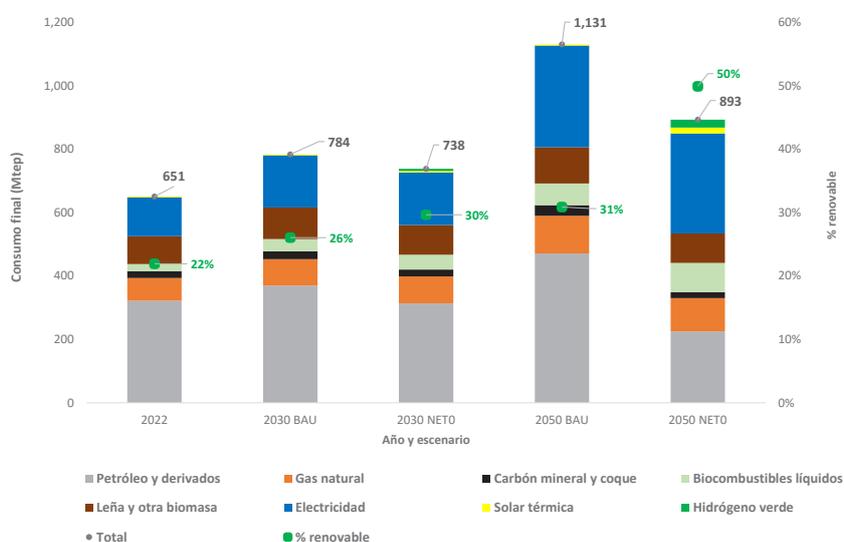
Figura No. 88. Proyección del consumo final de energía, escenario NETO, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Debido principalmente a la mayor penetración de electricidad de origen renovable y de biocombustibles líquidos, en la matriz de consumo final de todas las subregiones, el índice de renovabilidad de dicha matriz para ALC, mejora en ambos escenarios analizados, pasando en el escenario BAU del 22% en el año base al 26% en el 2030 y al 31% en el 2050, mientras que en el escenario NETO, este indicador alcanza el 30% en el 2030 y el 50% en el año 2050. Ver Figura 89.

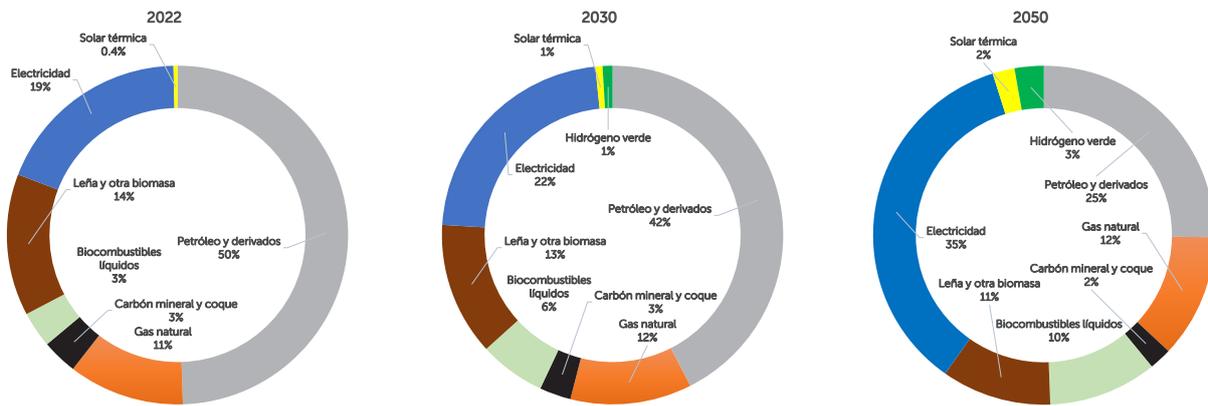
Figura No. 89 Renovabilidad del consumo final de energía, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 90 se aprecia como la electricidad gana puntos porcentuales de participación en la matriz de consumo final de energía de la región de ALC, pasando del 19% en el año base al 35% en el año 2050, debido principalmente a la mayor electrificación de los sectores transporte e industrial. Los biocombustibles líquidos y el gas natural también incrementan su participación, mientras que los derivados de petróleo la reducen a la mitad durante el período de proyección. La energía solar térmica y el hidrógeno verde cobran también importancia en este período. Ver Figura 90.

Figura No. 90 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NETO, ALC

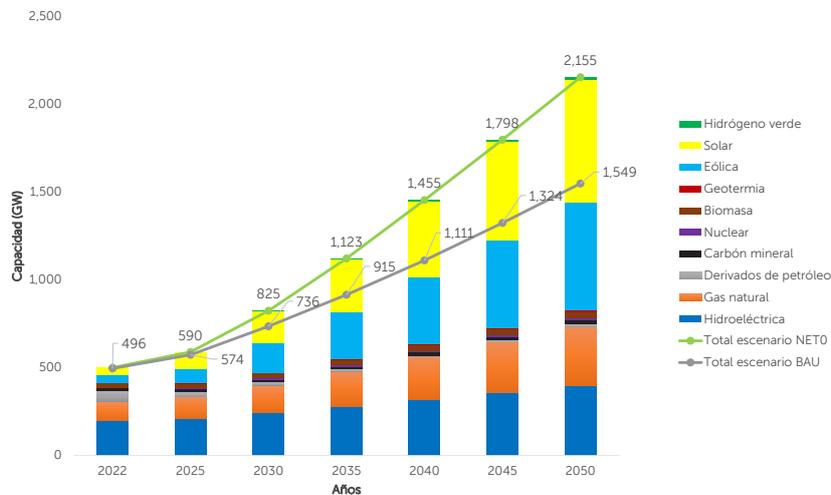


Fuente: Elaboración propia.

3.7.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC

La expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en ALC, corresponde principalmente al incremento en la capacidad de centrales eólicas, solares fotovoltaicas y térmicas a gas natural. Las hidroeléctricas por su parte tienen un incremento mucho más moderado, mientras que las térmicas a carbón mineral y a derivados de petróleo, tienden a desaparecer del parque generador. Debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final y en la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada en ALC en el año 2050, es en el escenario NETO, 39% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 91.

Figura No. 91 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC

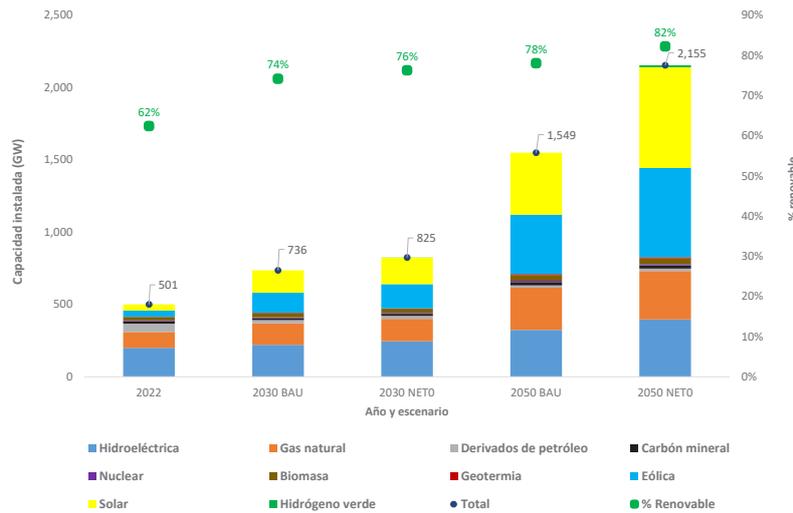


Fuente: Elaboración propia.



El Índice de renovabilidad del parque generador de ALC, mejora en el período de proyección en ambos escenarios analizados, debido al importante incremento en la capacidad de generación con fuentes de energía renovable, principalmente eólica y solar fotovoltaica y pese a la expansión también importante de centrales térmicas a gas natural. En el escenario BAU, este indicador pasa del 62% en el año base al 74% en el año 2030 y al 78% en el año 2050, mientras que en el escenario NETO, alcanza el 76% en el año 2030 y el 82% en el año 2050, quedando solamente un 18% de participación de centrales que utilizan fuentes no renovables. Ver Figura 92.

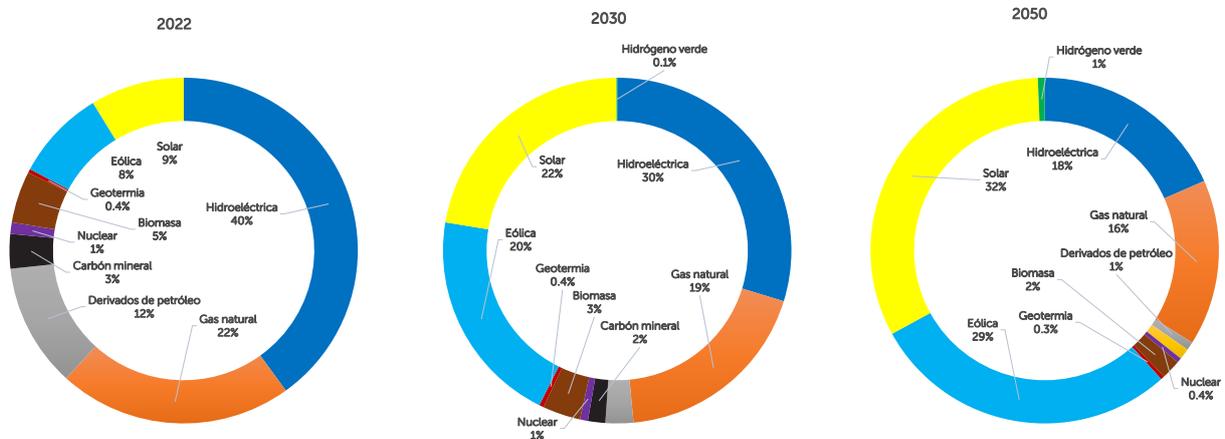
Figura No. 92 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En la proyección de la estructura del parque generador de ALC, para el escenario NETO, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, pasan de una participación en conjunto del 17% en el año base, al 61% en el año 2050, siendo las fotovoltaicas las de mayor presencia en el parque generador en ese año. El gas natural reduce su participación en 6 puntos porcentuales durante el período de proyección y las hidroeléctricas pierden 22 puntos porcentuales. En cuanto a las centrales que generan a base de carbón mineral y derivados de petróleo, su participación llega a ser prácticamente inexistente al final del período de proyección. Ver Figura 93.

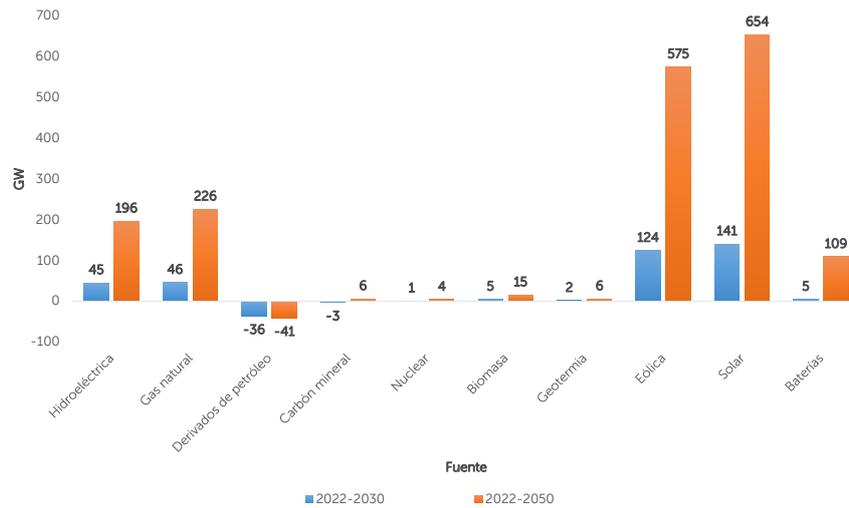
Figura No. 93 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NETO, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En orden de importancia en la expansión del parque de generación eléctrica de ALC, se ubican en los primeros puestos, las centrales fotovoltaicas, las centrales eólicas, las centrales térmicas a gas natural y las hidroeléctricas. Entre las centrales a gas natural se incluyen los ciclos combinados que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde y se contempla también la instalación de bancos de baterías. Con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, el monto de inversión para esta expansión en ALC, se estima en 429,810 millones de dólares al 2030 y en 1,957,291 millones de dólares al 2050.

Figura No. 94 Capacidad adicional requerida, escenario NETO, ALC

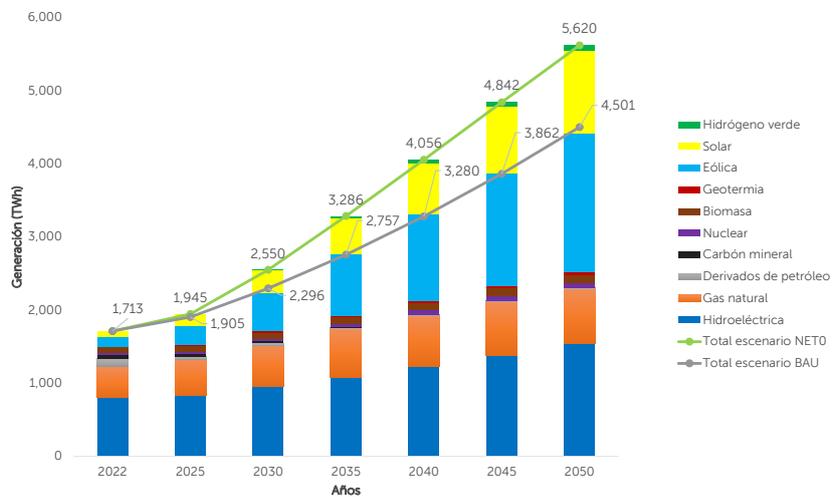


Fuente: Elaboración propia.

3.7.3 Proyección de la generación eléctrica, ALC

En el escenario NETO, se proyecta con un importante incremento en la generación de centrales eólicas, solares fotovoltaicas, hidroeléctricas y térmicas a gas natural, para cubrir la mayor electrificación de los usos finales la energía y a los requerimientos energéticos de la industria del hidrógeno verde. Debido a esta mayor demanda eléctrica, en el año 2050 la generación de electricidad es un 25% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 95.

Figura No. 95 Proyección de la generación eléctrica, ALC

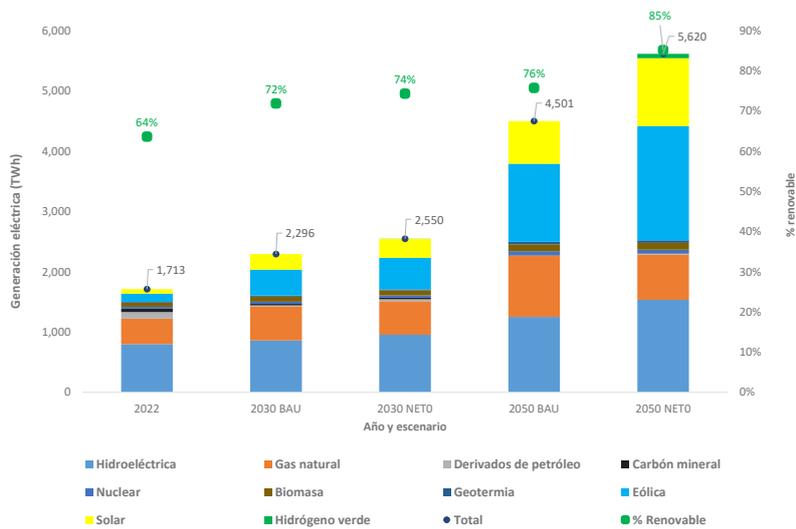


Fuente: Elaboración propia.



El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de ALC, mejora durante el período de proyección, en ambos escenarios analizados, pasando en el escenario BAU del 64% en el año base al 72% en el 2030 y al 76% en el 2050, mientras que en el escenario NETO este indicador alcanza el 74% en el 2030 y el 85% en el 2050, quedando solamente un 15% de participación de la generación a base de fuentes de energía no renovables, principalmente gas natural. Ver Figura 96.

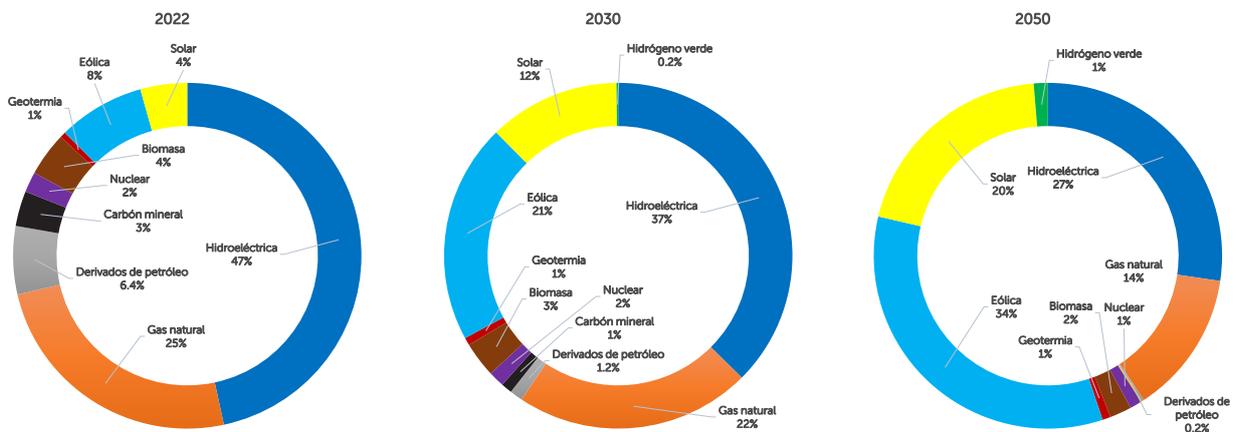
Figura No. 96 Renovabilidad de la generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En la evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica, bajo las premisas del escenario NETO, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, pasan de una participación de apenas el 12% en el año base al 54% en el año 2050, mientras que los demás tipos de centrales eléctricas reducen su participación, sobre todo las carboeléctricas y centrales a derivados de petróleo que prácticamente desaparecen de la matriz al final del período de proyección. Ver Figura 97.

Figura No. 97 Estructura de la generación eléctrica, escenario NETO, ALC

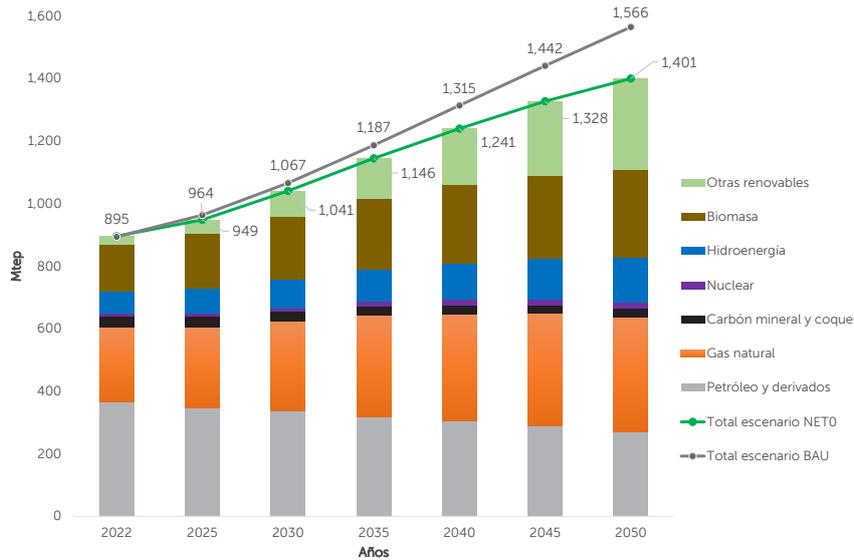


Fuente: Elaboración propia.

3.7.4 Proyección de la oferta total de energía, ALC

En la proyección de la oferta total de energía de ALC, para el escenario NETO, se destaca el incremento en los valores de gas natural, hidroenergía, biomasa (incluyendo biocombustibles líquidos) y otras renovables (eólica, solar y geotérmica) y la reducción del petróleo y sus derivados y el carbón mineral. Debido al incremento en la eficiencia energética tanto en los sectores de consumo final como en la generación de electricidad, la oferta total de energía proyectada para el 2050 en el escenario NETO, es 11% inferior a la proyectada en el escenario BAU para el mismo año. Ver Figura 98.

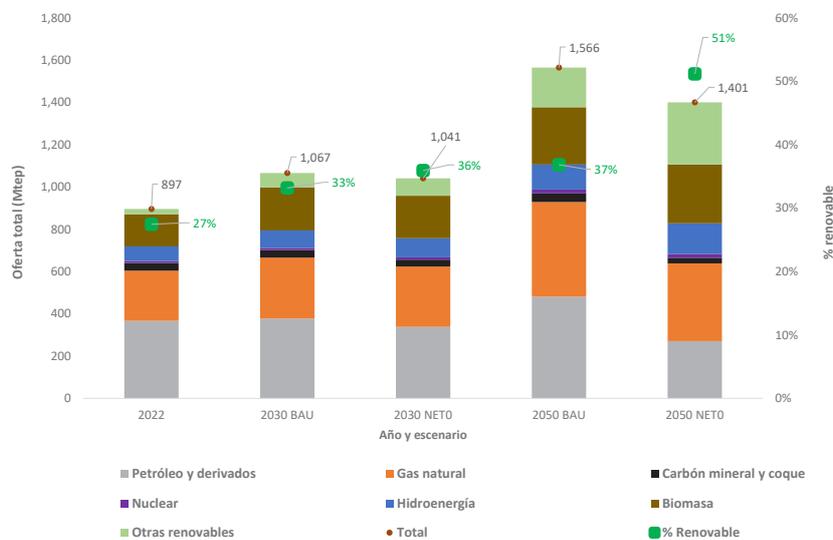
Figura No. 98 Proyección de la oferta total de energía, escenario NETO, ALC



Fuente: Elaboración propia.

La participación de las fuentes renovables en la matriz de oferta total de energía en ALC, se incrementa durante el período de proyección en los dos escenarios, pasando en el escenario BAU del 27% en el año base al 33% en el año 2030 y al 37% en el año 2050, mientras que en el escenario NETO este incremento es más importante llegando el indicador de renovabilidad al 36% en el 2030 y al 51% en el año 2050. Ver Figura 99.

Figura No. 99 Renovabilidad de la oferta total de energía, ALC

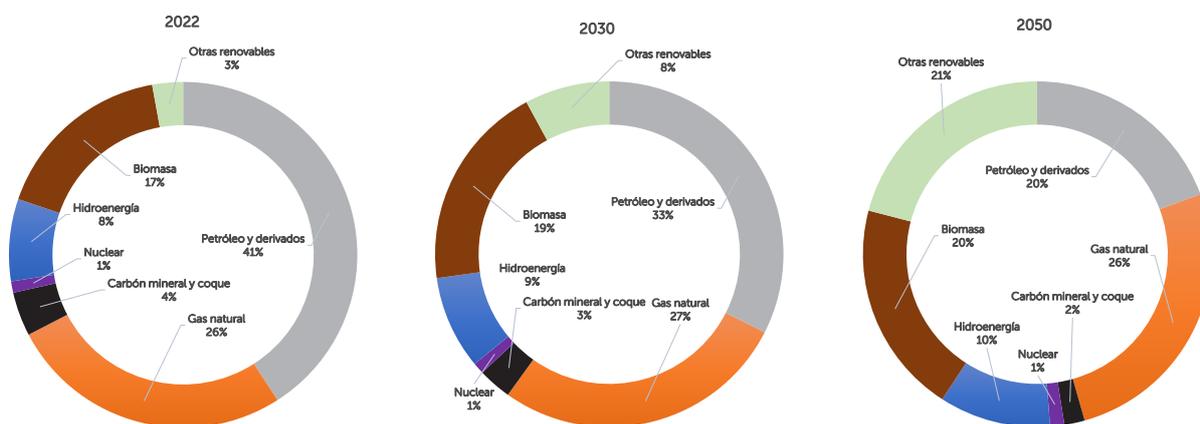


Fuente: Elaboración propia.



En la evolución de la estructura de la matriz de oferta total de energía de ALC, durante el período de proyección, mientras las fuentes de energía renovable incrementan su participación, principalmente las no convencionales como la eólica y la solar (incluidas en el grupo de otras renovables); el petróleo y sus derivados y el carbón mineral, pierden puntos porcentuales de participación. Por su parte el gas natural mantiene prácticamente estable su participación durante el período de proyección. Ver Figura 100.

Figura No. 100 Estructura de la oferta total de energía, escenario NETO, ALC

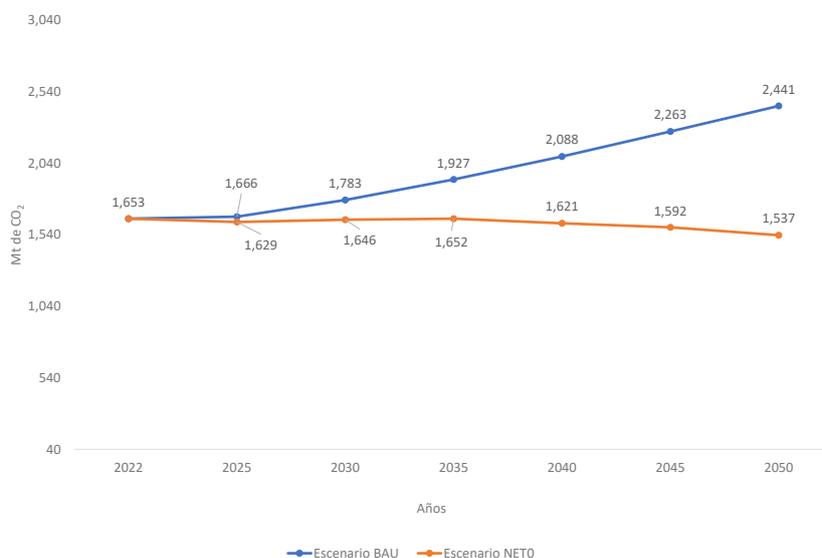


Fuente: Elaboración propia.

3.7.5 Proyección de las emisiones de CO₂, ALC

Pese a que existe en el escenario BAU un incremento en la participación porcentual de las fuentes de energía renovables, debido a que paralelamente hay también un incremento en valores absolutos de la oferta de hidrocarburos, las emisiones totales de CO₂ del sector energético de ALC se incrementan en este escenario a lo largo del período de proyección; en cambio, debido a que en el escenario NETO, la oferta de hidrocarburos permanece casi estable y las fuentes renovables presentan un crecimiento más acelerado, las emisiones de CO₂, se contraen, llegando al 2050 con valor 7% menor al del año base y 37% inferior al proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 101.

Figura No. 101 Proyección de las emisiones de CO₂, ALC



Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

Los países de América Latina y el Caribe, continuarán con el proceso de transición energética cuyo efecto ha sido más evidente desde el año de la firma del acuerdo de París (2015), con una clara tendencia al alza en la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz energética, principalmente en el sector de generación eléctrica, donde se espera que el índice de renovabilidad supere el 70% al 2030 y el 75% al 2050, en un escenario de desarrollo tendencial, es decir sin cambios radicales en los esquemas de expansión que se han venido dando en los últimos años, mientras que en un escenario de transición más acelerada se aspiraría a llegar a un 85% de renovabilidad de la generación eléctrica para el año 2050.

Con el fin de aprovechar de mejor manera el evidente progreso que ha tenido la transición energética, en la matriz de generación eléctrica, en beneficio del sector energético integral de la región, es necesario incrementar el uso de la electricidad en cada uno de los sectores de consumo final, incluido el sector transporte.

Para los usos finales de la energía donde la electrificación presente mayor complejidad, queda la alternativa de recurrir a otros vectores energéticos que permitan aprovechar los vastos recursos renovables primarios con que cuenta la región. Entre estos vectores se puede considerar los biocombustibles modernos y quizás a mediano plazo el hidrógeno verde y sus derivados, una vez se puedan superar las barreras tecnológicas y económicas que por el momento impiden la masificación en el uso de estos últimos.

Con el incremento casi exponencial que se esperaría de las fuentes de energía renovable no gestionable como la eólica y solar - de naturaleza variable - en la matriz de generación eléctrica de la región, principalmente en el escenario de descarbonización acelerada (NETO), se hace necesario considerar la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, que permitan incrementar la estabilidad de los sistemas y aprovechar los excedentes (vertimientos) que podrían producirse, ante las variaciones naturales de la demanda eléctrica. Estos sistemas de almacenamiento podrían ser bancos de baterías, centrales hidráulicas reversibles y también el mismo hidrógeno verde.

Si bien, la región cuenta de sobra con los potenciales y recursos energéticos primarios necesarios para la descarbonización acelerada de la matriz de generación eléctrica, simulada en el escenario NETO, no necesariamente contaría con los recursos económicos o financieros requeridos para esta transición, que con los costos unitarios promedio actuales de inversión de los diferentes tipos de centrales eléctricas, ascendería a más de 400 mil millones de dólares al 2030 y cerca de los 2 trillones de dólares al 2050.

La tasa de crecimiento promedio anual del consumo total de energía en la región de ALC durante el período de proyección, que para el escenario tendencial (BAU) es del orden del 2% y que coincide con la tasa de crecimiento promedio anual del PIB nominal regional estimado para el mismo período, se reduce a la mitad en el escenario NETO, debido a la ganancia en eficiencia energética, derivada principalmente de la mayor electrificación en los sectores de consumo final, sobre todo en el transporte.

Como se muestra en los resultados acumulados para la región de ALC, pese a la mejora en la participación de fuentes renovables en la matriz energética que se da en el escenario BAU, primordialmente en el sector de la generación eléctrica, todavía las emisiones de CO₂ seguirían una trayectoria ascendente durante el período de proyección (Figura 101), mientras que mediante la mayor diversificación no solo de la matriz de generación eléctrica, sino también de la matriz de consumo final, procurando en ambos casos la penetración más acelerada de fuentes de energía renovable y vectores energéticos limpios, las emisiones de CO₂ presentarían una tendencia a la baja.



9. EXPERIENCIAS EXITOSAS EN ALC



Bolivia

Transición energética en Bolivia

1. INTRODUCCIÓN

El Modelo Económico Social Comunitario Productivo implementado en el Estado Plurinacional de Bolivia, identifica dos pilares: el sector estratégico que genera excedentes y el sector generador de ingresos y empleo. El modelo identifica cuatro sectores estratégicos para generar excedentes económicos para los bolivianos: hidrocarburos, minería, electricidad y recursos ambientales.

El país dispone de importantes recursos energéticos renovables y no renovables, con potencial energético de exportación, razón por la cual, las acciones de desarrollo del sector, permiten cubrir las necesidades internas, potenciar el desarrollo industrial del país, optimizar diferentes proyectos negociando mejores condiciones para ingresar a mercados vecinos que brinden beneficios asociados al suministro de energía. Para afrontar el crecimiento de la demanda nacional, el país se ha embarcado en una política de transición energética donde se promueve el desarrollo de energías renovables, particularmente provenientes de fuentes hidroeléctricas, eólicas, solares y geotérmicas.

La visión de largo plazo en materia energética nacional, se enmarca en los preceptos de la Constitución Política del Estado, los 13 pilares de la Agenda Patriótica del Bicentenario, el Plan de Desarrollo Económico y Social 2021- 2025 “Reconstruyendo la Economía para Vivir Bien, Hacia la Industrialización con Sustitución de Importaciones”, implicando la ejecución de acciones vinculadas a los siguientes lineamientos estratégicos: 1) Seguridad energética, 2) Soberanía energética, 3) Universalización energética, 4) Eficiencia energética, 5) Industrialización, 6) Integración Energética y 7) Fortalecimiento del sector energético.

2. DESARROLLO

La gestión 2023 estuvo caracterizada por la intensa actividad en exploración de hidrocarburos, inversiones en energías renovables, avances sustanciales en el proceso de industrialización del litio y la consolidación de la red de centros de medicina nuclear y radioterapia.

Hidrocarburos

En el ámbito de hidrocarburos, durante la gestión 2023, la inversión ejecutada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) alcanzó la cifra de USD 539,74 millones para las actividades de la cadena de hidrocarburos como ser las áreas de exploración, explotación, distribución, transporte, plantas e industrialización, refinación, almacenaje y comercialización.

Del total de la inversión, USD 259,4 millones (48%) fueron destinados al área de exploración; USD 104,28 millones (19%) corresponden a la explotación; USD 62,81 millones (12%) a distribución; en transporte se invirtieron USD 46,54 millones (9%); USD 36,43 millones (7%) fueron destinados a plantas de industrialización y USD 22,19 millones (4%) a refinación, entre las más importantes. Se tiene una mayor inversión en exploración



y explotación, ya que la estatal petrolera desarrolla el Plan de Exploración del Upstream (PRU) con el objetivo de incrementar las reservas de hidrocarburos, asegurar la producción y garantizar el suministro de gas para el mercado interno, industrialización y exportación.

El Gobierno propone disminuir gradualmente la dependencia de la importación de combustibles mediante la instalación de modernas plantas de Biodiésel, actualmente en construcción, así como la implementación de una Planta de Diésel Renovable (HVO) y el estímulo a la producción de biocombustibles. Al año 2023, la construcción de la Planta de Biodiésel I en predios de la Refinería Guillermo Elder Bell de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, registró un grado de avance significativo. Asimismo, se realizó el lanzamiento del proyecto Planta de Biodiésel II “Héroes de Senkata” en la ciudad de El Alto, en el Departamento de La Paz.

El año 2023, la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) marcó un hito con el inicio de operaciones de la Planta de Fertilizantes Granulados Cochabamba, ubicada en el Parque Industrial de Santivañez del Departamento de Cochabamba. Este complejo industrial se erige como un elemento clave para satisfacer la demanda interna de fertilizantes NPK en Bolivia y proyecta la exportación de excedentes, consolidando así un paso estratégico en la autosuficiencia y expansión económica del país.

Electricidad y Energías Renovables

En el año 2023, Bolivia experimentó un avance significativo en la cobertura eléctrica, alcanzando un 95,6% a nivel nacional. Este logro se traduce en que más bolivianos cuentan con electricidad en sus hogares, tanto en áreas rurales 85,9% como urbanas 99,3%. Para seguir ampliando esta cobertura, en la gestión 2023 se inició las gestiones de financiamiento ante el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial para la implementación de programas de electrificación rural con una inversión de USD 325 millones. Este avance demuestra el compromiso del sector eléctrico con la universalización de la energía en todo el país, garantizando un acceso equitativo a este servicio esencial para el desarrollo y bienestar de la población.

En el ámbito de la generación, transmisión y distribución eléctrica, Bolivia se encuentra priorizando la incorporación de fuentes renovables y amigables con el medio ambiente. Entre los proyectos más destacados se encuentran la Hidroeléctrica Ivirizu 290 MW y Miguillas 205 MW, que experimentaron avances significativos en 2023. A estos se suma el inicio del proyecto eólico Warnes II 45 MW en Santa Cruz, complementando al Parque Eólico Warnes I. Estudios eólicos en curso en la región apuntan a la incorporación de más de 200 MW en los próximos años, consolidando al Departamento de Santa Cruz como un centro de generación eólica. Con uno de los mayores potenciales de radiación solar del mundo, Bolivia hasta el 2023 cuenta con 170 MW de capacidad instalada. De acuerdo a la planificación de mediano plazo se pretende incrementar 338 MW con proyectos solares, principalmente en el Altiplano boliviano, aprovechando al máximo este recurso natural.

En el ámbito de la transmisión eléctrica se avanzó y se continúa trabajando en la ampliación de líneas de alta tensión, como las líneas de 500 kV, que robustecen la infraestructura de transmisión eléctrica en Bolivia. Con relación a los proyectos de Distribución en la gestión 2023 se aprobaron planes de inversiones de importantes empresas Distribuidoras que permitirán ampliaciones de redes de Distribución en sus respectivas áreas de operación que contribuyen a garantizar un suministro eléctrico confiable eficiente y accesible para todos los bolivianos.

En la gestión 2023 se benefició a un promedio de 902 mil consumidores con la aplicación de la Tarifa Dignidad, que ofrece un descuento del 25% en la factura de electricidad a los usuarios domiciliarios con bajos consumos.

Asimismo, uno de los logros más importantes del 2023, fue que Bolivia, a través de ENDE, concretó la interconexión eléctrica con la República de Argentina, mediante la línea de transmisión “Juana Azurduy de Padilla” con una capacidad de transportar hasta 120 MW y, durante ese mismo año se continuaron con los avances para la integración eléctrica con Brasil, Perú y Chile.

Recursos evaporíticos y litio

En la gestión 2023, en el marco de la política orientada al desarrollo de ciencia y tecnología para la industrialización del litio, el Gobierno, a través de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB), inauguró la Planta Industrial de Carbonato de Litio en Colcha K, en el municipio de Llipi, del Departamento de Potosí.

Para los salares de Coipasa (Oruro) y Pastos Grandes (Potosí), YLB presentó los resultados de la cuantificación de recursos de litio, los cuales ascienden a 2 millones de toneladas, sumándose a los 21 millones de toneladas ya existentes en el salar de Uyuni (Potosí). Esto da un total aproximado de 23 millones de toneladas de litio.

El cloruro de potasio, fertilizante obtenido de la salmuera, generó una alta demanda dentro y fuera del país durante el 2023. Por lo cual se incrementó la producción de ese compuesto a 85.046 toneladas métricas, debido al requerimiento en el sector del agro. El mayor mercado para el fertilizante a base de sales es Brasil, que demandó el 40% de la producción, le sigue el mercado boliviano con el 25%; en tercer lugar, aparece Chile con el 27% y otros países en menor porcentaje.

En la política de Gobierno, el desarrollo de los recursos evaporíticos se encamina a ser un pilar de la economía del país, a través de la implementación de los futuros proyectos de Extracción Directa de Litio (EDL), que incrementarán sustancialmente la producción e ingresos para el país.

Energía nuclear

En el sector nuclear se cuenta con dos proyectos a nivel nacional, la Red de Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia (CMNyR), y el Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear (CIDTN).

Los CMNyR de la ciudad de El Alto y Santa Cruz brindaron un total de 15.461 atenciones a diciembre del 2023, en sus diferentes áreas: Oncología clínica, Medicina nuclear, Radioterapia, Braquiterapia. La inversión de cada Centro alcanza aproximadamente USD 51,7 millones. Las instalaciones cuentan con equipos de última generación como aceleradores lineales, tomógrafos de amplio espectro y equipos de braquiterapia, se dispone también de equipos de tomografía computarizada por emisión de positrones (PET/CT) y de tomografía computarizada por emisión de fotón único (SPECT/CT) que son fundamentales para el diagnóstico oportuno de enfermedades como el cáncer. Con relación al CMNyR de la ciudad de La Paz (Achumani), éste fue inaugurado en noviembre de 2023, se tuvo la recepción provisional obras civiles y equipamiento principal y auxiliar del Centro. A la fecha se están realizando actividades para la atención a pacientes.

Con respecto al CIDTN, éste cuenta con cuatro componentes fundamentales:

- Complejo Ciclotrón Radiofarmacia Preclínica – CCRP
- Complejo Multipropósito de Irradiación – CMI, y
- Reactor Nuclear de Investigación Nuclear de Investigación – RNI,
- Laboratorio de Radiobiología y Radioecología

El CCRP posibilitó la producción de radiofármacos FDG en Bolivia, logrando cubrir la demanda de la Red de CMNyR, se están produciendo 4 veces por semana, alcanzando en promedio entre 9 y 10 curios. Esta tecnología nos permite ser soberanos en la producción de insumos para la lucha contra el cáncer.

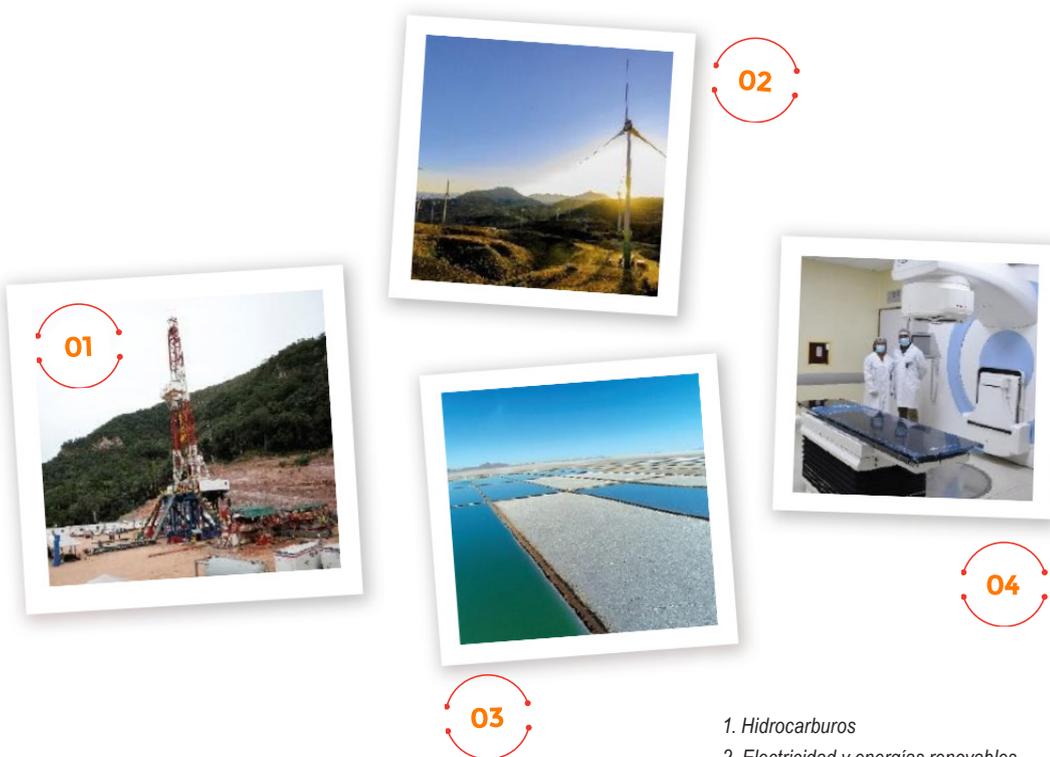
Con relación al CMI, es importante indicar que la irradiación de productos, mejorará las condiciones de exportación de productos agrícolas, garantizando la calidad de los mismos, respondiendo a estándares internacionales. Asimismo, el CMI también fomentará el desarrollo y fortalecimiento de la industria farmacéutica, irradiando productos e instrumental del sector salud, a la fecha se están desarrollando protocolos para la irradiación de productos, asimismo, la firma de convenios con diversos sectores.



En lo referente al RNI, se tiene avances en la obra gruesa, alcanzando aproximadamente un 95%. Se ha instalado la Vasija del Reactor. Esta Instalación permitirá fortalecer y desarrollar recursos humanos en materia de investigación en diferentes sectores. Asimismo, los Laboratorios de Radioecología y Radiobiología están en proceso de construcción.

3. CONCLUSIÓN

Finalmente se concluye que el Gobierno nacional en el marco de la Constitución Política del Estado, el Plan General de Desarrollo Económico y Social (PGDES) vigente que es la Agenda Patriótica del Bicentenario 2025, el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025, y el Plan Sectorial de Desarrollo Integral para Vivir Bien (PSDI) del Sector Energético 2021-2025, tiene un compromiso sólido con el fortalecimiento de la infraestructura energética del país que se enmarca en una estrategia de optimización de recursos y búsqueda de fuentes de energía más limpias y eficientes, impulsando el crecimiento económico, y contribuyendo a la mitigación de los impactos ambientales. Las inversiones planificadas para los próximos períodos abarcan diversos aspectos del sector energético, desde la exploración y producción de hidrocarburos hasta la promoción de energías renovables y la mejora de la infraestructura de distribución y transmisión. También considera la ejecución de proyectos industriales y la continuidad de las actividades en el sector de nuclear. Este enfoque integral busca no solo asegurar el suministro energético del país, sino también seguir promoviendo la diversificación de la matriz energética y la incorporación de tecnologías más limpias y sostenibles.



1. Hidrocarburos
2. Electricidad y energías renovables
3. Recursos evaporíticos y litio
4. Energía nuclear

Ecuador

Transición Energética en las Islas Galápagos

1. INTRODUCCIÓN

El Ecuador posee una de las biodiversidades más importantes en el mundo, el archipiélago de Galápagos, que fue declarado Patrimonio Natural de la Humanidad en 1976; reserva de la Biosfera de la UNESCO en 1984; y, sitio Ramsar en 2001. Sin embargo, su patrimonio está amenazado por la huella de carbono generada por las actividades humanas, por lo que el Gobierno del Ecuador busca preservar este ambiente natural y disminuir los efectos causados por el uso de los combustibles fósiles.

La transformación energética en las Islas Galápagos representa un desafío y una oportunidad crucial para la sostenibilidad ambiental y el desarrollo económico de este archipiélago único en el mundo. Este proceso implica la transformación energética actual, que depende en gran medida de combustibles fósiles, hacia fuentes de energía renovables.

La implementación de tecnologías limpias no solo contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también fomentará la independencia energética de las islas, disminuyendo la vulnerabilidad ante fluctuaciones en los precios de los combustibles. Además, la transición energética puede impulsar el turismo sostenible y la conservación de la biodiversidad, elementos esenciales para la economía local. Es fundamental que las políticas públicas y la participación comunitaria se alineen para garantizar que este proceso sea inclusivo y beneficioso para todos los habitantes de las Galápagos.

2. DESARROLLO

En el año 2007, el Gobierno de Ecuador declaró en situación de riesgo a las Islas Galápagos, asignando máxima prioridad a la conservación de su biodiversidad para superar la grave crisis institucional, ambiental y social. El mismo año, se promovió la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos” la cual planteó el objetivo de disminuir el uso de derivados del petróleo, como parte importante de la estrategia nacional de conservación del Archipiélago y en cumplimiento de los compromisos que ha asumido el Estado ecuatoriano con la comunidad internacional.

Entendiendo que es fundamental asegurar que el futuro de las Islas sea sostenible y que es primordial impulsar y establecer líneas de acción para un consumo responsable y no contaminante, tanto de los habitantes de las Islas (alrededor de 35,000 habitantes al 2022), así como también de la población flotante (Alrededor de 107,000 turistas al año), se ha desarrollado de forma interinstitucional el “Plan de Transición Energética de las Islas Galápagos” teniendo como objetivo alcanzar la descarbonización del Archipiélago hasta el año 2050.

Como primera acción, teniendo en cuenta que la producción de electricidad en las islas Galápagos se compone en un 85% de generación térmica y un 15% de fuentes renovables, se debe modificar la matriz eléctrica hasta alcanzar un 85% de generación renovable y un 15% de térmica para el año 2030. Como parte de esta iniciativa, respaldada por acuerdos de cooperación internacional, se han añadido 8.25 MW de fuentes



no convencionales de energía renovable, lo que representa el 25.3% de la capacidad instalada. No obstante, la contribución de las fuentes renovables a la generación eléctrica sigue siendo limitada.

La segunda acción implica, junto con el incremento en el uso de energías renovables, el desarrollo e implementación de un plan integral para el transporte público, que reduzca la dependencia de combustibles fósiles como el diésel y la gasolina. Este plan debe incluir la introducción de una flota de autobuses y alternativas de movilidad eléctrica que favorezcan a los habitantes de las islas de Santa Cruz, Baltra y San Cristóbal, donde se localizan los principales núcleos urbanos.

La tercera acción se enfoca en llevar a cabo un análisis detallado sobre la formulación y puesta en marcha de un plan integral para el transporte marítimo. En una primera etapa, este plan deberá implementar incentivos que promuevan la optimización del consumo de diésel en diferentes actividades relacionadas. Posteriormente, a medida que la tecnología evolucione, se buscará sustituir las embarcaciones actuales por nuevas alternativas energéticas más sostenibles.

Además, existen otras acciones en relación al consumo energético a nivel de demanda, que contemplan planes de reposición de equipos, iluminación led, medición inteligente e incorporación de equipos eficiente entre otros.



Sistema fotovoltaico Puerto Ayora

3. CONCLUSIÓN

En Galápagos es necesario llevar a cabo una transición energética justa que adopte medidas específicas en relación a la incorporación de las fuentes de energía renovable no convencionales, programas de eficiencia energética, gestión de la demanda e implementación de sistemas de almacenamiento de energía, entre otros; que al año 2030 satisfaga el 85% de la demanda con fuentes no convencionales de energía renovable. La transformación energética en las Islas Galápagos debe contemplar un trabajo continuo entre las instituciones del Estado, la empresa privada, residentes y visitantes. La visión sostenible para el archipiélago solo será viable si cada individuo percibe el plan como un componente de sus derechos y deberes como parte de la comunidad que habita o visita temporalmente las islas.

Jamaica

Ampliación del programa de facturación neta de Jamaica

1. INTRODUCCIÓN

En 2009, el Gobierno de Jamaica estableció la Política Nacional de Energía (NEP)¹ 2009-2030, que proporciona el marco estratégico para la transformación del sector energético de Jamaica de su alta dependencia del petróleo, alta intensidad energética y altos precios minoristas. La NEP apoya la Visión 2030 - Plan Nacional de Desarrollo que brinda oportunidades para la diversificación de combustibles, el despliegue de energías renovables (ER), la promoción de prácticas de eficiencia y conservación de la energía y un enfoque consultivo para modernizar el sector energético. La política presenta siete objetivos, y el objetivo 3 propone avanzar en *"la realización del potencial de recursos energéticos de Jamaica mediante el desarrollo de fuentes de energía renovables y mejorar su competitividad internacional y su seguridad energética, reduciendo al mismo tiempo su huella de carbono"*.

En julio de 2022, el Gobierno de Jamaica aprobó el Reglamento de Electricidad (Facturación Neta) (2022)², tras una evaluación de un Programa Piloto de Facturación Neta, que fue lanzado en mayo de 2012 por la Oficina de Regulación de Servicios Públicos (OUR). El Programa de Facturación Neta permite a los clientes de la Jamaica Public Service Company Limited (JPSCo), el operador de la red eléctrica, generar su propia electricidad a partir de fuentes renovables y vender el excedente a la JPS a una tarifa equivalente al costo evitado (mensual) a corto plazo del combustible. El 1 de enero de 2017, el entonces Ministerio de Energía asumió el proceso de solicitud de licencias, que había sido responsabilidad de la OUR, cuya función principal es regular el funcionamiento de las empresas de servicios públicos en Jamaica.

2. DESARROLLO

Evolución del Programa de Facturación Neta

Antes de que el Ministerio asumiera la responsabilidad del Programa de Facturación Neta, la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), con el apoyo del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), completó una evaluación de la efectividad del Programa en junio de 2015³. El objetivo del programa piloto de 2 años era aumentar la contribución de las energías renovables a la red eléctrica en 12,8 MW, lo que representa el 2% de la demanda máxima del sistema eléctrico de 640 MW que no se cumplió. El estudio encontró que el programa piloto alcanzó 1.4 MW, lo que representa aproximadamente el 0.2% de la demanda máxima del sistema eléctrico. Hubo 336 solicitudes, 298 licencias emitidas y solo 120 sistemas se conectaron a la red eléctrica.

¹ MEM, 2009. Política Energética Nacional de Jamaica (2009 – 2030). https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2019/07/National-Energy-Policy_0.pdf

² Burke, H., 2022. Net Billing – selling excess electricity to the grid. Jamaica Information Service. https://jis.gov.jm/radio_programs/net-billing-selling-excess-electricity-to-the-grid/

³ Doris, E.; Stout, S.; Peterson K., 2015. Jamaica National Net-Billing Pilot Program Evaluation. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65544.pdf>



Definición de Obstáculos del Programa

Después de consultar con una amplia muestra representativa de las partes interesadas, el NREL descubrió que varios desafíos habían restringido la aceptación de esta oportunidad debido a lo siguiente:

- Complejidad, tiempo de interconexión y opacidad del proceso de interconexión.
- Falta de interconexión clara, equipos, estándares y códigos de inspección e instalación.
- Insuficiente personal de GEI para manejar el volumen de inspecciones del sistema.
- Falta de claridad sobre lo que sucede al final del período de facturación neta de 5 años.
- Preocupaciones sobre los límites de tamaño del sistema RE de 10 kW residenciales y 100 kW comerciales.
- Desproporcionalidades de costos y beneficios entre los grupos de partes interesadas.
- Preocupaciones patrimoniales relacionadas con la tasa de facturación neta.

Recomendaciones para una mayor participación

El NREL recomendó varias medidas para facilitar una mayor penetración de las energías renovables y promover el éxito del Programa de Facturación Neta. Estas incluyeron:

- a) Separar la interconexión y la facturación neta, realinear varios roles y responsabilidades de la agencia, acortar el cronograma para la interconexión y los permisos, y adoptar una lista ampliada de inversores aprobados.
- b) Modificación del límite de tamaño de las ER para sistemas individuales.
- c) Cambio de las estructuras de depósitos y comisiones para el Programa de Facturación Neta.
- d) Estudiar y determinar los próximos pasos programáticos antes de que se alcance el límite del programa de facturación neta del 2% (12.8 MW), para garantizar la continuidad en el cumplimiento de los objetivos políticos de Jamaica. Entre esas medidas cabe señalar las siguientes:
 - i. El establecimiento de objetivos claros tanto para la facturación neta como para los sistemas de generación distribuida (GD) en el contexto de los objetivos más amplios de energía renovable del país.
 - ii. Crear, a través de la amnistía o el registro, una comprensión completa de la generación distribuida actual en la red eléctrica, con el propósito de una planificación a más largo plazo. El estudio también proporcionó recomendaciones para un entorno de políticas y programas para apoyar la generación distribuida segura, confiable y rentable en Jamaica.

Medidas Emprendidas

Se tomaron las siguientes medidas para poner en práctica las recomendaciones:

1. El Programa de Facturación Neta Rediseñado

En diciembre de 2016, el entonces Ministerio de Ciencia, Energía y Tecnología (MSET) introdujo los procedimientos operativos y el proyecto de reglamento para el Programa de Facturación Neta fortalecido⁴, bajo el paraguas de la Ley de Electricidad de 2015, que entró en vigor el 27 de agosto de 2015. El nuevo proceso separó los procedimientos de licencia de facturación neta y contratación de interconexión y aclaró los pasos para los autogeneradores. La lista de inversores aprobados se cuadruplicó.

2. Modificación del tamaño máximo acumulado de ER

La capacidad de generación acumulada de energía renovable de todas las fuentes de energía renovables conectadas a la red de clientes de facturación neta con licencia se cambió de 12.8 MW, lo que representa el 2% de la demanda máxima del sistema eléctrico de 640 MW a un límite prescrito por el plan de recursos integrados (IRP).

⁴ Ministry of Science, Energy and Technology, 2016. Net Billing, Electric Power Wheeling and Auxiliary Connections Grid-Interconnection Programme. <https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2019/06/Net-Billing-Power-Wheeling-etc-Programme.pdf>

3. Cambio de las Estructuras de Depósitos y Tarifas

Se eliminó el depósito y se redujeron los costos de participación para permitir que más clientes instalaran sistemas de ER. Las tarifas ahora están publicadas según el Reglamento de Electricidad (Facturación Neta) de 2022.

4. Estudiar y Determinar la Continuidad del Negocio

El IRP ahora tiene la tarea de garantizar que los límites del programa de facturación neta estén alineados con el desarrollo del sistema eléctrico y los objetivos de la Política Energética Nacional. En septiembre de 2022, se promulgó el Reglamento de Electricidad (Facturación Neta) de acuerdo con el impulso mejorado del Gobierno para lograr el 50% de las energías renovables maduras en el mix energético para 2030.

5. Reducción de Impuestos Sobre los Sistemas Solares

En marzo de 2023, el Gobierno de Jamaica introdujo una medida fiscal valorada en 153.33 millones de dólares jamaicanos (equivalente a 1,0 millones de dólares estadounidenses⁵) para ofrecer desgravaciones fiscales a los consumidores que instalen sistemas solares fotovoltaicos (FV) residenciales⁶. El crédito por impuesto a la renta equivale al 20% del precio de compra, hasta un máximo de 4 millones de dólares jamaicanos (equivalente a US\$26,088). Esta enmienda a la Ley del Impuesto sobre la Renta fue un complemento bienvenido a la eliminación del Impuesto General al Consumo (GCT) sobre elementos de energía renovable como paneles, inversores y baterías de iones de litio. El GCT se retiró de las baterías de iones de litio importadas el 13 de junio de 2022, mientras que a los componentes solares se les retiró el GCT a partir de agosto de 2013.

La suspensión del Arancel Externo Común (CET) sobre los accesorios de montaje de calentamiento solar de agua importados y las baterías de iones de litio había sido aprobada por el Consejo de Comercio y Desarrollo Económico (COTED) desde 2013 y 2019, respectivamente. El COTED revisa las solicitudes de los Estados Miembros con base en las reglas del Tratado Revisado de Chaguaramas⁷.

Desde 2017, el programa ha licenciado 13.1 MW, lo que representa el 19% de la demanda máxima del sistema⁸ eléctrico de 692 MW. La capacidad total licenciada desde el inicio del programa piloto en 2012 hasta diciembre de 2023 es de 25.3 MW, lo que representa el 25% de la demanda máxima. El programa ha licenciado a un total de 1.179 solicitantes (Ver Gráficos 1 y 2).

Esencialmente, los objetivos planificados del Gobierno de Jamaica previstos para el Programa de Facturación Neta se están realizando y continúan avanzando en una dirección positiva al:

1. Facilitar las inversiones en el sector energético, garantizando al mismo tiempo la seguridad, la transparencia, la asequibilidad, la accesibilidad, la fiabilidad y la protección del consumidor.
2. Introducir incentivos, cuando sea posible, para que las partes interesadas de la industria faciliten el desarrollo del sector.
3. Aumentar la contribución de las energías renovables en la combinación de suministro de energía, al tiempo que se permite la participación a gran escala de las partes interesadas del sector energético.
4. Proporcionar a los autogeneradores un marco legal que les ayude a asegurar el acceso a la financiación a largo plazo, así como a recuperar el capital invertido.

⁵ Bank of Jamaica Annual Weighted Average FX Rate for 2023: US\$1: J\$153.33.

⁶ McIntosh, D., 2023. Tax Relief on Solar Systems. Jamaica Information Service. <https://jis.gov.jm/tax-relief-on-solar-systems-and-importation-of-horses-and-other-animals/#:~:text=Dr.%20Clarke%20said%20householders%20installing%20solar%20PV%20systems,price%2C%20up%20to%20a%20maximum%20of%20%24%20million>.

⁷ Caribbean Community (CARICOM) Secretariat, 2001. Revised Treaty of Chaguaramas establishing the Caribbean Community including the CARICOM Single Market and Economy. https://caricom.org/documents/4906-revised_treaty-text.pdf

⁸ JPS recorded an electricity system peak demand of 692 MW on July 12, 2023 up from 675 MW the month before. <https://www.jpSCO.com/jamaica-experiences-highest-electricity-demand-ever-on-july-12-2023/>



3. CONCLUSIÓN

La base de datos del Ministerio de Ciencia, Energía, Telecomunicaciones y Transporte (MSETT) está estructurada para capturar información sobre las Licencias emitidas bajo el Programa de Facturación Neta desde su inicio en mayo de 2012. Durante los años siguientes, el Programa ha sido objeto de una serie de revisiones para mejorar sus controles reglamentarios, la conformidad con los estándares de la industria y las mejores prácticas. A medida que el gobierno avanza hacia su mandato de que el 50% de la generación de electricidad se realice a partir de fuentes de energía renovables maduras, muchos autogeneradores (pequeños y medianos) han mostrado un renovado interés en el Programa y han estado haciendo los preparativos necesarios para obtener la licencia.

Gráfico 1. Licencias de facturación neta emitidas desde mayo 2012 hasta 2023

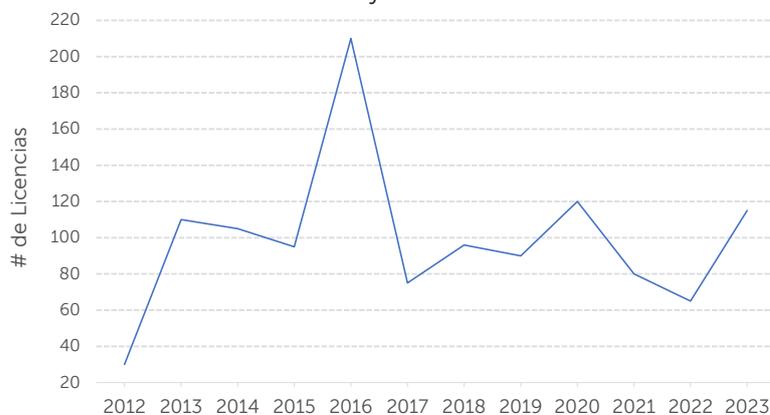
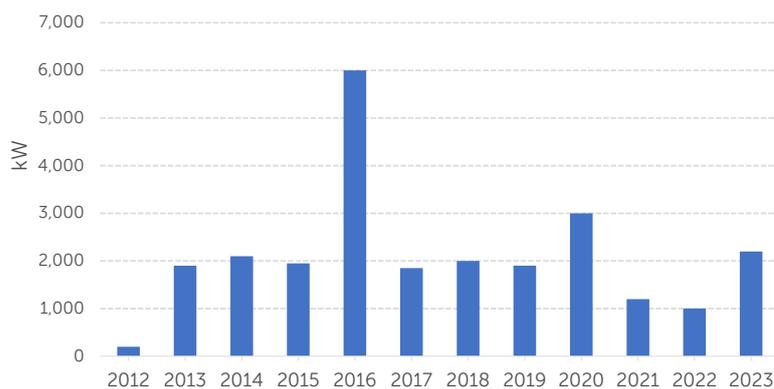


Gráfico 2. Kilovatios Totales (kW) con licencia 2012-2023
Licencias de facturación neta emitidas desde mayo de 2012 hasta diciembre de 2023



Paraguay

Transformando lineamientos de política en acciones

1. INTRODUCCIÓN

Una de las actividades más relevantes en la gestión del sector energético nacional en Paraguay lo constituye el proceso iniciado por el Gobierno Nacional en el año 2023 con el objetivo de actualizar la Política Energética de la República del Paraguay, y extender su matriz de aplicación hasta el año 2050 (PEN 2050).

A finales de abril de 2024, la Mesa Energética Nacional, conformada por todas las instituciones públicas que forman parte del tema energético y económico, presentó al Presidente Santiago Peña los resultados del proceso de actualización de la Política Energética. La Ing. Claudia Centurión, titular del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), de conjunto con el viceministro de Minas y Energía, Mauricio Bejarano, indicaron que la PEN 2050 se encuentra en proceso para la firma del decreto de aprobación por parte del Presidente, para posteriormente ser socializada.

Matriz de la política Energética 2050

Ejes Estratégicos	Plan de Acción	Cantidad Objetivos	Cantidad Metas
Gestión & Seguridad	Institucional	16	47
	Matriz Energética	10	21
	Infraestructura	11	19
	Integración Energética	6	23
Eficiencia & Sustentabilidad	Sociedad, Género y Ambiente	13	27
	Financiamiento	10	30
	Eficiencia Energética	6	27
Transversales	RRHH, I+D+E	12	31
	Información y Planificación	9	36
	Cooperación	1	1
		94	262

En este contexto, ya se trabaja a fin de avanzar en el cumplimiento de las metas trazadas en la Política Energética, en correspondencia con los objetivos establecidos. A modo de ejemplo, en el presente artículo se hace referencia a las acciones en relación a dos objetivos de política inscritos en la PEN 2050 seleccionados por su relevancia, y cómo estas acciones se encaminan hacia el cumplimiento de las metas.



En el siguiente cuadro se presentan las temáticas que abarcan ambos objetivos y se detallan los mismos, haciendo referencia a las líneas estratégicas que se vinculan al mismo y los instrumentos previstos en su desarrollo:

TEMÁTICA: Un paso en el fomento de las energías renovables

Objetivo	Línea Estratégica	Instrumento
Incorporar infraestructura de generación, preferentemente a partir de recursos nacionales y compartidos.	Desarrollo de Fuentes de Energía Renovable Local y compartida.	Políticas de Incentivo y Regulaciones.

TEMÁTICA: Adopción del hidrógeno verde como vector energético

Objetivo	Línea Estratégica	Instrumento
Apoyar la consolidación del marco legal, regulatorio y normativo con alcance ambiental, social y económico para el desarrollo del subsector.	Aprovechamiento del potencial de recursos naturales locales para producción de vectores energéticos.	Normativa para la producción y uso de hidrógeno sostenible o de emisiones bajas de carbono (verde y otros). Reglamentación sobre seguridad en la producción, transporte, almacenamiento, comercialización y uso de hidrógeno.

2. DESARROLLO

Un paso en el fomento de las energías renovables

La Ley N° 6977/2023, “Que regula el fomento, generación, producción, desarrollo y la utilización de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales no hidráulicas” se constituye en un importante paso hacia el fomento de las energías renovables en el Paraguay. La Ley fue reglamentada en febrero del año 2024 por el Decreto N° 1168.

En palabras del viceministro de Minas y Energías del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), Mauricio Bejarano, *“la Ley tiene por objetivo el desarrollo del mercado de energía eléctrica no hidráulica, industria prácticamente inexistente en el país hoy en día. Se espera que la iniciativa impulse la producción energética con miras a un futuro no tan lejano y que eso potencie más la economía local”*¹.

La ley permite que los usuarios puedan inyectar sus excedentes de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como también la adquisición de energía eléctrica por parte de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) de los “Generadores en Energía Renovable No Convencionales (ERNC)” a través de la suscripción de contratos PPA de hasta 15 años de duración. Así mismo, la figura del “Cogenerador” permitirá que las industrias puedan producir energía eléctrica a partir de sus procesos productivos.

¹ Noticia de prensa: “Ley de energía renovable, herramienta fundamental”. Diario La Nación. 14 de febrero de 2024.

“Trabajamos unidos en políticas de Estado que fomenten nuestra seguridad energética por muchos años más. Con la reglamentación de la Ley N° 6977 impulsamos el uso de fuentes alternativas de energía eléctrica para que el desarrollo de Paraguay no se detenga”², afirmó el presidente del Paraguay, Santiago Peña.

Por otro lado, la reglamentación añade la figura del “Exportador ERNC”, que también tendrá libre acceso a la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en tanto haya capacidad de transmisión disponible y toda vez que resulte adjudicado en el concurso de precios realizado por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) para la asignación de la capacidad de transporte a ser utilizada.

Es decir que Paraguay abre las puertas a futuras licitaciones ERNC, considerando que el gobierno ya trabaja en los pliegos para la convocatoria del primer parque solar en el Chaco Central (Parque Solar “Loma Plata”), el cual está previsto que inicialmente tenga 100 MW de potencia y que pueda ampliarse más adelante, en pos de que el país tenga la mayor cantidad de potencia instalada para atender la demanda en el futuro.

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SINTÉSIS DE INFRAESTRUCTURA

Nombre:	Parque Solar “Loma Plata”
Tipo de instalación:	Central Eléctrica Fotovoltaica
Capacidad:	416.670 paneles a instalar 100.000 kWp de potencia en paneles fotovoltaicos a instalar Inversores de 500 kWx220 + 100 kWx10 + 10 kWx10 Banco de Baterías de Litio 44.000 kWh. Energía anual 276.000 MWh
Región donde se ubica:	Distrito de Loma Plata, Departamento de Boquerón Aproximadamente a 448 km de la ciudad de Asunción

Cabe mencionar con relación al Parque Solar “Loma Plata”, que el Viceministerio de Minas y Energía aprovechó la oportunidad brindada por OLADE en el marco del proyecto “Planificación Energética con Evaluación del Riesgo Inherente al Cambio Climático” que se viene implementando con la asistencia de la Cooperación Española, e inscribió a esta instalación como infraestructura planificada a fin de evaluar la vulnerabilidad, el impacto potencial y el riesgo, ante los efectos del cambio climático, así como proponer las medidas de adaptación a considerar.

Adopción del hidrógeno verde como vector energético

Con la firma en 2023 por parte de Paraguay, junto a otros trece países de la región, de la declaración conjunta para la implementación del Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe (CertHiLAC), lanzado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el país ratifica su compromiso hacia los esfuerzos por acelerar el proceso de descarbonización en la región.

Por otra parte, el compromiso del Paraguay con la implementación del CertHiLAC se corresponde con el estudio “Hacia la Ruta del Hidrógeno Verde en Paraguay” (2021) en el que se trazan los lineamientos para promover el desarrollo del hidrógeno verde para un crecimiento socioeconómico sostenible en el Paraguay.

Durante el año 2023, se trabajó en la construcción de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, la cual sentará las bases para la integración del hidrógeno verde en el sistema energético nacional, permitiendo adicionalmente una transición hacia la descarbonización de sectores de la industria y del transporte, así como el desarrollo de la cadena de valor de la industria del hidrógeno.

² Noticia de prensa: “Paraguay da un Paso Histórico hacia la Energía Sostenible” RCC (Holding de medios del Chaco). 12 de febrero de 2024.



En este contexto, la adopción del hidrógeno verde como vector energético clave requiere un marco regulador robusto y estándares técnicos específicos. Atendiendo eso, fue elaborada y aprobada en 2023, por el Comité Técnico de Normas N°70 (CTN70) “Tecnologías del Hidrógeno”, la primera norma paraguaya de hidrógeno “Terminologías del Hidrógeno”. El CTN 70 actúa bajo la coordinación conjunta del Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (INTN) y el Parque Tecnológico ITAIPÚ (PTI) con participación de representantes del sector público, entre ellos el Viceministerio de Minas y Energía, la academia e instituciones del sector privado.

Es importante enfatizar que, contar con una normativa de terminología técnica común fomenta la comunicación y los intercambios comerciales, además el uso dentro de la legislación: leyes, decretos, regulaciones en general, ayuda a la solución de controversias.

Actualmente se está trabajando en la elaboración de la segunda norma paraguaya, que tratará sobre la “Calidad del combustible de hidrógeno, especificaciones del producto”.

3. CONCLUSIONES

Implementar la PEN 2050, al igual que cualquier otra política pública, es un proceso que se inicia tan pronto se concluye el diseño de la misma. La implementación requiere de recursos humanos, materiales y financieros que garanticen que sus objetivos y metas se lleven a cabo.

El éxito en la implementación de la PEN 2050 dependerá de diferentes factores, entre ellos, los que tienen que ver con el buen diseño, la disponibilidad de recursos, los actores involucrados y otros factores externos.

Sin embargo, en la gestión del sector energético y las acciones para la implementación de políticas, es importante estar al tanto de factores externos que incluso pudieran no estar considerados al momento del diseño de la política, y que luego de su evaluación y valoración resultan en un agente positivo y de apoyo en la implementación de uno o varios objetivos y metas que conforman la política.

Ese es el caso que se evidencia en las dos temáticas desarrolladas en el presente artículo:

- En el caso del Fomento de las energías renovables, la posibilidad de ejecutar un estudio detallado sobre el futuro “Parque Solar Loma Plata” contribuye a una mayor seguridad en el proyecto de inversión y refuerza el cumplimiento del objetivo del desarrollo de las fuentes renovables de energía, teniendo además como valor agregado, que el proyecto prevé la creación de capacidades nacionales para la ejecución de estudios similares en el caso de otras instalaciones existentes o proyectadas.
- En el caso de la Adopción del hidrógeno verde como vector energético, no hay duda que la adhesión del Paraguay a la declaración conjunta para la implementación del Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe (CertHiLAC) se convierte en un elemento que auspicia el cumplimiento del objetivo tendiente a la incorporación del hidrógeno verde en la matriz energética nacional.

Uruguay

La eficiencia va por barrios

1. INTRODUCCIÓN

Uruguay se encuentra transitando su segunda transición energética luego de lograr descarbonizar la generación de energía eléctrica con más de un 95% de generación a partir de fuentes renovables. En este marco, desde la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería trabajamos con la eficiencia energética como pilar fundamental e impulsamos una amplia variedad de instrumentos que acompañan y se complementan.

Los beneficios que se generarán a partir de la reducción del uso innecesario de energía tienen un efecto multiplicador. Se observan a nivel del país, de los hogares, de las empresas y del ambiente. En este sentido la comunicación y la difusión, así como la concreción de proyectos y medidas de eficiencia se constituyen en elementos fundamentales para la generación de políticas.

En esta línea, es clave el trabajo en políticas de cambio cultural, que apunten a que las buenas prácticas permeen en los hábitos de la población, llegando así a sus hogares. Usualmente la eficiencia energética se asocia a cambios tecnológicos. No obstante, antes y/o junto con ellos, es fundamental trabajar en el cambio cultural y de hábitos de las personas. Hasta las acciones más pequeñas y sencillas pueden tener un impacto positivo global en un hogar, si quienes viven allí las ponen en práctica.

Para poder llegar a toda la población, a lo largo y ancho del país, es necesario incorporar un enfoque territorial que incluya a todos los habitantes, llegando incluso a aquellas localidades más alejadas de los centros urbanos, con herramientas asequibles y eficaces. El programa **La eficiencia va por barrios** fue concebido desde esta perspectiva descentralizadora y territorial que se ha venido impulsando durante la presente administración.

El principal objetivo de este programa es difundir las ventajas de la eficiencia energética a hogares de todo el país e intercambiar con los vecinos sobre sus experiencias en relación al uso eficiente de la energía.

2. DESARROLLO

El programa funciona bajo la modalidad de ventanilla abierta por un plazo de un año prorrogable en caso de ser necesario o hasta agotar un tope monetario preestablecido en las bases. Pueden postularse Asociaciones Civiles y/o Fundaciones con enfoque barrial y social.

Las organizaciones deben de ser constituidas y con personería jurídica, cumplir una finalidad social, contar al menos con un establecimiento dentro del territorio y tener un mínimo de dos años en el desarrollo de la actividad de forma continua e ininterrumpida. Dentro de las actividades sociales promovidas se encuentran: alimentación y cuidado de niños, ancianos o personas no autoválidas, actividades de rehabilitación o tratamiento, actividades deportivas, culturales y educativas públicas.



Estas organizaciones presentan un proyecto de eficiencia energética que responda a problemas identificados desde las comunidades que implique la implementación de medidas de eficiencia energética. Por ejemplo, la adquisición de equipamiento eficiente, etiquetado como categoría A dentro del Sistema Nacional de Etiquetado que al momento incluye aires acondicionados, freezers y heladeras y termotanques. También se aceptan otros tipos de proyectos como paneles solares fotovoltaicos y acondicionamiento de envolventes edilicias, entre otros. De esta forma, la iniciativa lleva la impronta social necesaria para su posterior apropiación por los beneficiarios finales.

Para la implementación de estas medidas, la Dirección Nacional de Energía realiza un aporte de fondos no reembolsables de hasta UYU 150 mil que pueden ser complementados con fondos propios de las instituciones.

Una vez evaluado y aprobado técnicamente el proyecto, se realiza una charla informativa presencial en la institución beneficiaria, la cual se compromete a lograr una asistencia de vecinos que al menos supere las cuarenta personas. Allí se imparten consejos y recomendaciones de medidas de eficiencia energética que pueden ser realizadas por parte de los hogares.

El beneficiario debe difundir el proyecto ejecutado a través de cartelera permanente en el sitio donde se incluye entre otras cosas: características generales del proyecto, reconocimiento al Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y otras instituciones involucradas. Asimismo, en todas las comunicaciones realizadas el beneficiario se compromete a incluir el logo del Programa. Por último, la institución permite a DNE el uso de la información acerca de los logros obtenidos para promover el uso eficiente de la energía.

3. RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES

Desde su lanzamiento, el 6 de diciembre de 2023, se han recibido proyectos y dado charlas a vecinos en más de la mitad de los departamentos del país. En general las charlas, que se concentran en el hogar como centro de consumo, han superado ampliamente las expectativas de concurrencia, lo que demuestra el interés que concita la temática dentro de la población, así como el compromiso de los beneficiarios en ser referentes territoriales en la promoción de la cultura de la eficiencia energética.

Para finalizar, creemos firmemente que iniciativas como el Programa **La eficiencia va por barrios** son perfectamente replicables en la región adaptándose en cada caso a las características particulares del país que se trate. Empoderar a las instituciones de base territorial con una mirada descentralizadora es fundamental para el objetivo común de lograr una región más eficiente.



10. ANEXOS Y BIBLIOGRAFÍA



ABSOLAR	Asociación Brasileña de Energía Solar
ACL	Ambiente de contratación libre
ACR	Ambiente de contratación regulada
AgenciaSE	Agencia de Sostenibilidad Energética
AIE	Agencia Internacional de Energía
AIF	Asociación Internacional de Fomento
ALC	América Latina y el Caribe
AIR	Análisis de Impacto Regulatorio
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Pórtland
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
AOP	Actividades, Obras o Proyectos
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
ARCH	Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos
ARCOM	Agencia de Regulación y Control Minero
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
ATE	Agenda de Transición Energética
AUH	Asociación Uruguaya de Hidrógeno
BCF	Billones de pies cúbicos de gas
BCRD	Banco Central de República Dominicana
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BESS	Battery Energy Storage System
BGR	Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales



BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (Brasil)
BPS	Banco de Previsión Social (Uruguay)
CAHD	Conectar Asentamientos Humanos al Desarrollo
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CBE	Canasta Básica Energética
CBIO	Créditos de Descarbonización
CCC	Cuenta de Consumo de Combustibles
CCRT	Cumplimiento de Reglamento Técnico
CCUS	Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono
CDA	Cuenta de Desarrollo de la Amazonía
CEE	Certificados de Eficiencia Energética
CEID	Diálogo sobre Industrias de Energía Limpia
CELAC	Comunidad de Estados Latinoamericanos y del Caribe
CEM	Ministerial de Energía Limpia
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CGIEE	Comité de Gestión de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética
CIAC	Combustibles de Uso Ineficiente y Altamente Contaminantes
CIB	Centros Integrales de Biomasa
CIBiogás	Centro Internacional de Energías Renovables
CIF	Fondo de Inversión Climática
CIHIVE	Comité Interinstitucional de Hidrógeno Verde y Derivados
CIM	Cambio Climático
CITSB	Comité Interinstitucional Brasileño de Taxonomía Sostenible
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CMSE	Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico

CNC	Centro Nacional de Competitividad
CNI	Confederación Nacional de la Industria
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CNPE	Consejo Nacional de Política
CONAC	Consejo Nacional para la Calidad
CONART	Consejo Nacional de Reglamentación Técnica
COP	Cumbre de Cambio Climático
CPAMP	Comisión Permanente de Análisis de Metodologías y Programas Computacionales para el Sector Eléctrico
CPD	Políticas de Desarrollo
CRTM	Certificado de Reglamento Técnico de Muestra
DNE	Dirección Nacional de Energía
DNE	Empresa de Investigación Energética
DOCSE	División Operación y Control del Sistema Eléctrico
ECPA	Alianza de Energía y Clima de las Américas
e-fuels	Productor de Combustibles Sintéticos
EIA	Administración de Información Energética
EMEP	Programa de Gestión y Eficiencia Energética
ENBPar	Empresa Brasileña de Energía Nuclear y Binacional
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENERGIA	Red Internacional ENERGIA sobre Género y Energía Sostenible
ENH	Economía del Hidrógeno
ENHIVE	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESG	Medioambientales, Sociales y de Gobernanza
ESGN	Almacenamiento subterráneo de gas natural
ET	Estación Transformadora



ETA	Aceleración de la Transición Energética
ETI	Índice de Transición Energética
EVPC	Establecimiento de Venta al Público de Combustibles
FAE	Fondo de Acceso a la Energía
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FCFM	Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
FECFGN	Fondo Especial Cuota de Fomento Gas Natural
FEP	Distrito Federal y Municipios
FEPIC	Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo
FIP	Fondo de Inversión en Participaciones
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FNCRER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FNDIT	Fondo Nacional de Desarrollo Industrial y Tecnológico
FODIS	Fondo Fiduciario
FONENERGIA	Fondo Único de Soluciones Energéticas
FPEG	Foro de Países Exportadores de Gas
FPSOs	Unidades Fluctuantes de Producción, Almacenamiento y Transferencia
FRE	Fuentes Renovables de Energía
FSRU	Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación
Fudae	Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética
FUREE	Fondo para el Uso Racional y Eficiente de la Energía
GAD	Gobiernos Autónomos Descentralizados
GBA	Alianza Global de Biocombustibles
GCI	Green Cooling Initiative
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GES	Electrificación Sostenible
GIS	Subestación Encapsulada

GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GLP-E	Gas Licuado de Petróleo Envasado
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GOWA	Alianza Mundial de Energía Eólica Marina
GTC	Grupo de Trabajo Conjunto
GWNET	Red Mundial de Mujeres para la Transición Energética
H2CA	Hidrógeno y Combustibles Avanzados
H2V	Hidrógeno Verde
HRFI	Hoja de Ruta sobre el Fortalecimiento Institucional del Sector Eléctrico para la Transición Energética
HTD	Unidad de Hidrotratamiento de Diésel
IBMETRO	Instituto Boliviano de Metrología
INADEH	Instituto Nacional de Formación Profesional y Capacitación para Desarrollo Humano
INAMU	Instituto Nacional de las Mujeres
instream	Transporte y comercialización al por mayor
INTN	Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
ISI-ER	Instituto SENAI de Innovación en Energías Renovables
JICA	Agencia de Cooperación Internacional de Japón
KfW	Banco de Desarrollo Alemán
MdE	Memorándum de Entendimiento
MEIC	Ministerio de Economía, Industria y Comercio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MER	Mercado Eléctrico Regional



MERCOSUR	Mercado Común del Sur
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MME	Ministerio de Minas y Energía
MOPC	Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
MOU	Memorándum de Entendimiento
Mover	Programa de Movilidad Verde e Innovación
MPC	Mecanismo de Protección al Cliente
MSETT	Ministerio de Ciencia, Energía, Telecomunicaciones y Transporte
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
NASA	Nucloeléctrica Argentina S.A
NDC	Contribución Nacional Determinada
NGC	Compañía Nacional de Gas
NRT	Nueva Refinería de Talara
OC	Organismo Coordinador
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OFAC	Oficina de Control de Activos Extranjeros
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMC	Organización Mundial del Comercio
ONS	Operador del Sistema Nacional
OPC	Oferta de Concesión Permanente
OSC	Organizaciones de la Sociedad Civil
PAAG	Proyecto Sustitución de Acondicionadores de Aire de Consumo Energético Ineficiente en la Provincia de Galápagos
PAC	Programa de Aceleración del Crecimiento

PAG	Almacenamiento de Gas
PAH	Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos
PAMUPE	Programa de Autosostenibilidad Mediante Usos Productivos de la Electricidad
PAUEH	Política de Acceso Universal a la Electricidad en Honduras
PBE Veicular	Programa Brasileño de Etiquetado de Vehículos
PCVR	Programa Ciudades Verdes Resilientes
PDI	Programa de Investigación, Desarrollo e Innovación
PDVSA	Petróleos de Venezuela, SA
PEEE	Programa de Educación en Eficiencia Energética
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	Precio en Planta
PERLA	Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados
PERMER	Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
PESEM	Plan Estratégico Sectorial Multianual
PGCC	Plan de Acción Nacional sobre igualdad de género en la acción climática
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica
PIS/COFINS	Programa de Integración Social / Contribución para la Financiación de la Seguridad Social
PMI	Precio Máximo Intermedio
PMIT	Precio Máximo Intermedio Transitorio
PMME	Plan Maestro de Movilidad Eléctrica
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNDIP	Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
PNH2	Programa Nacional de Hidrógeno
PNMC	Política Nacional sobre Cambio Climático
PNPB	Programa Nacional de Producción y Aprovechamiento de Biodiésel



PNSL	Plan Nacional de Sustitución de Leña
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PotencializEE	Programa de Inversiones Transformadoras en Eficiencia Energética
PPCA	Powering Past Coal Alliance
PPI	Precio de Paridad de Importación
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
PReRA	Pequeñas Refinerías de Regiones Afectadas
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
PVP	Precio de Venta al Público
Pyme	Pequeñas y Medianas Empresas
QAV	Querosene de Aviación
RedEE	Redes de Aprendizaje en Eficiencia Energética
REDENOR	Red Eléctrica del Norte
REI	Integración de Energías Renovables
REIDI	Régimen Especial de Incentivos al Desarrollo de Infraestructuras
REIF	Fondo de Innovación de Energías Renovables
RenovaBio	Política Nacional de Biocombustibles
RENUGER	Registro Nacional de Usuarios – Generadores de Energías Renovables
RER	Recursos Energéticos Renovables
RGD	Redes Generales de Distribución
RIAC	Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles
RNT	Red Nacional de Transmisión
RNTS	Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad
RPCAE	Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas
RTCA	Reglamentos Técnicos Centroamericanos
SADI	Sistema Argentino de Interconexión

SAEB	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías
SAEBg	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías de un generador
SAEBt	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para el Sistema Principal de Transmisión
SAF	Combustible de Aviación Sostenible
SAG	Secretaría de Agricultura y Ganadería
SALEX	Restricciones a la Capacidad de Transporte
SEAP	Proyecto de aguas profundas de Sergipe
SEDA	Soluciones Energéticas Descentralizadas Avanzadas
SEIN	Sistema Energético Integrado Nacional
SEN	Secretaría de Estado en el Despacho de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
Serna	Secretaría de Recurso Naturales y Ambiente
SGDA	Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
SGFV	Sistemas de Generación Fotovoltaica
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe
SIEN	Sistema de Información Energética Nacional
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SNC	Ley del Sistema Nacional para la Calidad
Sonatrach	Sociedad Nacional para la Investigación, la Producción, el Transporte, la Transformación y la Comercialización de Hidrocarburos
SSR	Servicios Sanitarios Rurales
tCO₂	Toneladas de emisiones de dióxido de carbono



TLC	Tratado de Libre Comercio
TSB	Taxonomía Brasileña Sostenible
U4E/PNUMA	Unidos por la Eficiencia / Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
UE	Unión Europea
UG	Usuarios Generadores
UHWI	Hospital Universitario de las Indias Occidentales
UNAH	Universidad Nacional Autónoma de Honduras
ONUOI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
UPGN	Unidad de Procesamiento de Gas Natural
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE	Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VAD	Valor Agregado de Distribución
VLA	Viabilidad (Licencia) Ambiental
WEC	Consejo Mundial de la Energía
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

bbl / d	Barriles americanos diarios
BCF	Billones de pies cúbicos de gas
BTU	Unidad Térmica Británica
CO₂	Dióxido de carbono
g / km	Gramo por kilómetro
Gm³	Miles de millones de metros cúbicos
GN/día	Gas natural por día
GVA	Gigavoltiamperio
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
GWp	Gigavatio pico
hab. / km²	Habitante por kilómetro cuadrado
kbbl	Miles de barriles americanos
kbbl / día	Miles de barriles americanos por día
kg	kilogramo
km	Kilómetro
km / l	Kilómetro por litro
km²	Kilómetros cuadrados
kt	Miles de toneladas métricas
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kV	Kilovoltio
KVA	Kilovoltiamperio
kW	Kilovatio
kW / 10³ hab.	Kilovatio por miles de habitantes
kWh	Kilovatio hora
kWh / hab.	Kilovatio hora por habitante
kWh/m²/día	Kilovatio hora por metro cuadrado al día



kWh / mes	Kilovatio hora al mes
kWp	Kilovatio pico
L	Litros
m	Metro
m/s	Metro por segundo
m²	Metro cuadrado
m³ / día	Metros cúbicos por día
Mbbl	Millones de barriles americanos
Mbep / día	Millones de barriles equivalentes de petróleo por día
mil hab.	Miles de habitantes
ml / día	Mililitro por día
Mm³	Millones de metros cúbicos
Mm³ / día	Millones de metros cúbicos por día
Mt	Millones de toneladas métricas
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MUSD	Millones de dólares americanos
MVA	Megavoltiamperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
MWh / 10³ hab.	Megavatio hora por miles de habitantes
MWp	Megavatio pico
ppm	Partes por millón
R\$	Reales Brasileños
t /mes	Tonelada métrica al mes
t / año	Tonelada métrica al año
t / hab	Tonelada métrica por habitante

t / mil USD PPA	Tonelada métrica por miles de dólares americanos Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes
t / MWh	Tonelada métrica por megavatio hora
t / tep	Tonelada métrica por toneladas equivalente de petróleo
tcf	Billón de pies cúbicos
tCO₂	Toneladas de emisiones de dióxido de carbono
tep / 10³ hab.	Toneladas equivalentes de petróleo por miles de habitantes
tep / hab.	Toneladas equivalente de petróleo por habitante
tep / mil USD PPA	Toneladas equivalentes de petróleo por miles de dólares americanos Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes
TJ	Terajoule
TWh	Teravatio hora
USD	Dólares Americanos
USD PPA / hab.	Dólares americanos a Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes por habitante
USD / bep	Dólares americanos por barriles equivalentes de petróleo
USD / kg	Dólares americanos por kilogramo
W	Wats



FACTORES DE CONVERSIÓN DE REFERENCIA USADOS POR LOS PAÍSES MIEMBROS DE OLADE (AÑO 2023)

Unidades Originales	kbbl	Mm ³	kt	GWh	GWh	kg	kt	GWh	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diesel oil	kbbl	Fuel oil	Coque	kt	kt	Alcohol
A: bep x 10 ³	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Hidroenergía	Geotermita	Nuclear														
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	0.8934	0.6197	0.7010	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	5.0440	4.8998	5.0440	0.9096
Barbados	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Belice	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Bolivia	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.3417	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Brasil	1.0209	6.1969	3.4659	0.6197		532.5556	2.2338	0.6197	0.9022	0.6197	0.6999	0.9022	0.8212	0.8473	0.9561	4.9719	4.6548	4.8998	4.6548	0.9595
Chile	1.0551	6.6721	5.0440	0.6197			2.4002	0.6197	0.9366	0.6197	0.7624	0.9366	1.0300	1.0300	1.0300	5.0000	4.8829	5.0000	4.8829	0.9826
Colombia	1.0476	6.1359	4.9498	0.6196			2.9246	0.6196	0.9175	0.6196	0.6881	0.9175	0.8109	0.9760	0.9398	3.4593	4.6829	3.4593	4.6829	
Costa Rica	0.9940	5.2630	5.0439	0.6200	0.6200		3.0999	0.6200	0.8938	0.6200	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.9392	4.6861	4.9392	4.6861	
Cuba	1.0015	6.3604	5.7645	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Ecuador	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	0.9580
El Salvador	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5316	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9488	0.9916	1.0717	4.8998	4.6837	4.8998	4.6837	0.9580
Grenada	0.9929	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Guatemala	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9453	0.9929	1.0685	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Guyana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Haití	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Honduras	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
México*	1.0643	7.0603	5.0520	0.6196		652.4815	2.4948	0.6196	0.9667	0.6196	0.7152	0.9667	1.0140	1.0445	1.1463	5.9447	4.9718	5.9447	4.9718	
Nicaragua	1.0059	5.9806	5.0439	0.6196			2.3086	0.6197	0.8906	0.6197	0.6975	0.8906	0.9540	0.9857	1.0679	5.0009	2.7864	5.0009	2.7864	
Panamá	1.0015	5.9805	5.2690	0.6196			2.6940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.8926	4.9100	4.8926	0.9580
Paraguay	0.9973	6.9749	5.0706	0.6197			2.5940	0.6196	0.8901	0.6196	0.6889	0.8901	0.9451	0.9907	1.0560	5.5969	5.0440	5.5969	5.0440	0.9597
Perú	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9724	4.8998	4.9724	
República Dominicana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9724	4.8998	4.9724	
Suriname	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Trinidad y Tobago	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	4.8998	4.9718	
Uruguay**	0.9699	5.9807	5.0440	0.6196			1.9455	0.6196	0.8989	0.6196	0.6752	0.8989	0.9505	0.9762	1.0605	4.8998	5.4042	4.8998	5.4042	0.9804
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.9990	0.6072	0.7361	0.9990	1.0850	1.1408	1.2058	5.6252	5.6252	5.6252	5.6252	

(*) El factor de gas natural corresponde al ponderado de producción.

(**) El factor de coque corresponde a coque de carbón.

IMPORTACIÓN CARBÓN MINERAL

	10 ³ ton =	10 ³ bep	10 ³ ton =	10 ³ bep
Argentina	5.1881			
Brasil	3.4573			
Perú	5.2601			
		Gas de Refinería =	7.9261	10 ³ bep
		Gas de Coquería =	3.0263	10 ³ bep
Otros		Gas de Alto Horno =	0.6485	10 ³ bep
		Gas de Ciudad =	2.8820	10 ³ bep
		Biogás =	3.9530	10 ³ bep
		Bagazo =	1.3114	10 ³ bep

TABLA DE CONVERSIONES PARA UNIDADES ENERGÉTICAS

	bep	tep	tec	Tcal	TJ	10 ³ BTU	MWh	kg GLP	m ³ Gas nat.	pc Gas nat.
bep	1	0.13878	0.1982593	0.00139	0.00561	5524.86	1.61394	131.0616	167.2073	5917.1598
tep	7.205649	1	1.4285688	0.01	0.04184	39610.22	11.62952	944.3839	1204.8371	42636.9763
tec	5.04390	0.6999925	1	0.007	0.029288	27866.85	8.14057	661.0616	843.3769	29845.5621
Tcal	720.56490	100	142.85688	1	4.184	39610.22	1162.9520	94438.388	120483.714	4263697.6
TJ	172.21914	23.900574	34.144044	0.2390057	1	951487	277.95214	22571.316	28796.2988	1019048.19
10 ³ BTU	0.00018	2.51E-05	3.59E-05	2.51E-07	1.05E-06	1	0.00029	0.02372	0.030265	1.07101
MWh	0.61960	0.08599	0.1228	0.00086	0.0036	3423.2	1	81.20577	103.6016	3666.2722
kg GLP	0.00763	0.00106	0.001513	1.06E-05	4.43E-05	42.154696	0.0123144	1	1.2758	45.1479
m ³ Gas nat.	0.00598	0.00083	0.001186	8.30E-06	3.47E-05	33.041989	0.0096524	0.78327	1	35.3882
pc Gas nat.	0.00017	2.35E-05	3.35E-05	2.35E-07	9.81E-07	0.9337017	0.0002728	0.0221494	0.02825803	1

1 pc = 0.02825803 m³

1m³ GLP = 552.4 kg

1bbl GLP = 0.15898 m³ = 5.6143 pc

1bbl GLP = 0.6701 bep

- OLADE, Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe, sieLAC, 2024
<http://sielac.olade.org/>
- Banco Mundial, Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe, 2024
<https://www.bancomundial.org/es/publication/global-economic-prospects>
- IRENA, Renewable_power_generation_costs_in_2023
<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- OLADE, Panorama Energético de América Latina y El Caribe, 2023
<https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2023/>
- Lazard and Roland Berger, Lazard's, Levelized Cost of the energy, 2024
https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf
- MME/EPE, Brasil, Plan Decenal de Expansión de Energía 2031 (PDE 2031), 2022
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- MME/EPE, Brasil, Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050), 2020
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>
- SENER, México, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PROSEDEN) 2024-2038, 2024
<https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- SENER, México, Prospectivas del Sector Energético 2018-2032, 2018
<https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>
- CEAC/GTPIR, Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica, 2017
https://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2017/09/Informe-GTPIR_2018-2035_310517.pdf
- UPME, Colombia, Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037
https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf
- Ministerio de Minas y Energía/BID, Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, 2022
https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf
- COES, Perú, Estudios del Plan De Expansión del Sistema Eléctrico Peruano, 2024
http://www.coes.org.pe/dataweb/2006/dev/fallas/eve-490_16-3.pdf
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador, Ajustes al Plan Maestro de Electricidad 2020-2031, 2021
<https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/08/Ajustes-tablas-PME.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional, Propuesta preliminar de la expansión de la transmisión, 2024
<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Preliminar-PET2024.pdf>
- Ministerio de Energía, Chile, Carbono Neutralidad en el Sector de Energía, 2020
https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf
- Ministerio de Energía, Chile, Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, 2020
https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf



- Ministerio de Energía, Chile, Hidrógeno Verde un Proyecto País, 2022
https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_hidrogeno_abril.pdf
- Secretaría de Energía, Argentina, Escenarios Energéticos 2030, 2019
https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf
- Secretaría de Energía, Argentina, Plan Nacional de Transición Energética al 2030, 2023
<https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2023/07/Plan-Transicion-Energetica-ARG-2030.pdf>
- Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay, Prospectiva de la Demanda Energética 2018, 2018
<https://observatorio.miem.gub.uy/obs/prospectiva-de-la-demanda-energ%C3%A9tica-2018>
- ANDE, Paraguay, Plan Maestro de Generación 2021-2040, 2021
https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%2520MAESTRO%2520DE%2520GENERACION%2520%25202021-2040.pdf
- Viceministerio de Minas y Energía, Paraguay, Informe Técnico - Prospectiva Energética 2050, 2019
https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2084&Itemid=796
- OLADE-MEM, Planificación de Inversiones en Generación Eléctrica de República Dominicana 2040, 2020
<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0454.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas/Comisión Nacional de Energía, República Dominicana, Plan Energético Nacional 2022-2036, 2022
<https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2022/08/Plan-Energetico-Nacional-WEB-2022.pdf>
- IDB, Challenges and Opportunities for de Energy Sector in Eastern Caribbean – Grenada Energy Dossier, 2015
<https://publications.iadb.org/publications/english/document/Challenges-and-Opportunities-for-the-Energy-Sector-in-the-Eastern-Caribbean-Grenada-Energy-Dossier.pdf>
- Government of the Cooperative Republic of Guyana, Update of the study on system Expansion of the Generation System, 2018
<https://nre.gov.gy/wp-content/uploads/2021/04/Update-of-the-study-on-system-Expansion-of-the-Generation-System-min.pdf>
- IDB, Achieving Sustainable Energy in Barbados: Energy Dossier, 2016
<https://publications.iadb.org/en/publication/12572/achieving-sustainable-energy-barbados-energy-dossier>
- IDB-Government of the Republic of Trinidad & Tobago, A Unique Approach for Sustainable Energy in Trinidad and Tobago, 2015
https://www.researchgate.net/profile/Natacha-Marzolf/publication/287217586_A_Unique_Approach_to_Sustainable_Energy_for_Trinidad_and_Tobago/links/5674762b08ae502c99c78608/A-Unique-Approach-to-Sustainable-Energy-for-Trinidad-and-Tobago.pdf



Nos une la energía

**Este documento fue preparado bajo la dirección de:
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)**

Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo

Fitzgerald Cantero Piali
Director de Estudios, Proyectos e Información

Este documento fue realizado por:

Tatiana Castillo Moreno
Fabio García Lucero
Targelia Rivadeneira Merino
Katherine Segura González
Marco Yujato Toasa

Colaboradores:

Gloria Dolores Alvarenga
David Delgado
Luis Guerra
Daniela Macas
Fabricio Ramos Sarango
Gaston Siroit

La Prospectiva Energética Regional contenida en el presente Panorama Energético, consiste en la elaboración hipotética de escenarios factibles de desarrollo energético regional y subregional, elaborados por OLADE a partir de los planes, programas y políticas de expansión de energía de sus Países Miembros e información publicada por otros organismos internacionales de acceso público.

Las denominaciones empleadas en los mapas y la forma en que está presentados los datos que contienen no implican, de parte de OLADE, juicio de valor alguno sobre la condición jurídica y la división político - administrativa de los países, territorios, ciudades o zonas.

Las imágenes de las portadillas corresponde a licencia premium de Freepik para uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Primera Edición - diciembre 2024

ISBN: 978-9978-70-158-4

Copyright © OLADE 2024

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de este documento a condición de que se mencione la fuente.

Contacto OLADE

Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador
Edificio OLADE - Sector San Carlos
Quito - Ecuador
Teléfonos: (593-2) 2598-122 / 2531-674
sielac@olade.org

Diseño y Diagramación

CÍRCULO PUBLICITARIO
(593 9) 995260754
ventascirculopublicitario@gmail.com
Quito - Ecuador



La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) se complace en presentar la aplicación **de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe**. Una herramienta tecnológica e innovadora que contiene la información energética más relevante de los 27 Países Miembros de OLADE. A tan solo un clic en su dispositivo móvil.

Es una aplicación ágil para la consulta de información energética nacional y regional, que facilita el acceso rápido a cifras relevantes y comparativas.

La **APP de OLADE** presenta información sobre las características generales más relevantes a nivel demográfico, económico y energético, así como datos de oferta y demanda de energía, generación eléctrica, capacidad instalada de generación, reservas probadas de fuentes fósiles, diagramas Sankey del balance energético e indicadores socioeconómicos-energéticos y ambientales.

Olade en su interés constante de innovar sus canales de consulta y difusión sobre la información estadística energética, invita a interactuar y descargar esta aplicación a través de distintas tiendas virtuales (Google Play y Apple APP Store), y navegar en esta innovadora herramienta que se constituye en un material referente de consulta al servicio del sector energético de América Latina y el Caribe. La encuentra como: Olade

Tiendas virtuales para descargar la app Olade:

APP-Store



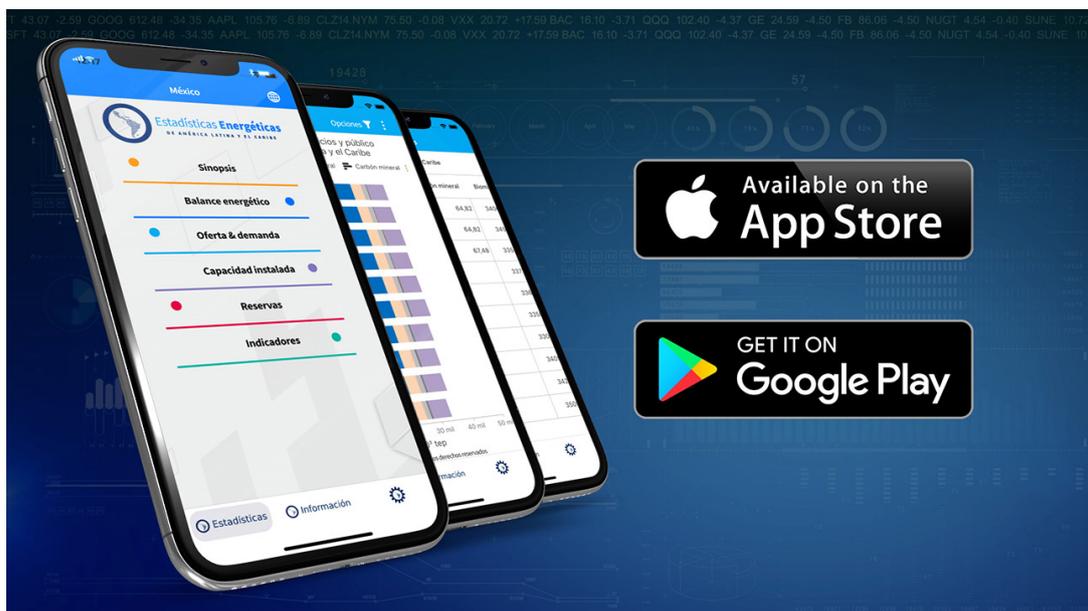
Google-Play



Más información en:

YouTube:

APP Olade: Aplicación de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe



PAÍSES MIEMBROS DE OLADE

ISBN: 978-9978-70-158-4



Argentina
Barbados
Belice
Bolivia
Brasil
Chile
Colombia
Costa Rica
Cuba
Ecuador
El Salvador
Grenada
Guatemala
Guyana

Haití
Honduras
Jamaica
México
Nicaragua
Panamá
Paraguay
Perú
República Dominicana
Suriname
Trinidad y Tobago
Uruguay
Venezuela
Argelia (País Participante / Observador Permanente)

olade ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

Nos une la energía

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Salvador
Edificio Olade, Sector San Carlos
Quito - Ecuador

Telf:
(593 2) 2598 122 / 2598 280

olade@olade.org
www.olade.org

 OLADE - Organización Latinoamericana
de Energía

 olade.org

 @OLADEORG

 @oladealc

 Organización Latinoamericana
de Energía OLADE

 Conexiones Energéticas - OLADE

