PANORAMA ENERGÉTICO
DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
2025

olacde | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA

sieLAC | Sistema de información Energética de Latinoamerica y el Caribe

PANORAMA ENERGÉTICO
DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
2025

olacde | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA

sieLAC | Sistema de información Energética de Latinoamerica y el Caribe

CONTENIDO

1 **EVENTOS RELEVANTES (segundo semestre de 2024)** 9

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

2 **PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES Y FUENTES DE INFORMACIÓN** 25

3 **METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES** 29

4 **ESTADÍSTICAS E INDICADORES ENERGÉTICOS AGREGADOS DE ALC Y EL MUNDO** 37

5 PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS 53

- 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

6 LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA (segundo semestre de 2024) 267

1. Institucional
2. Electricidad
3. Hidrocarburos
4. Fuentes renovables
5. Energía y ambiente
6. Eficiencia energética
7. Transiciones energéticas
8. Minerales críticos y tierras raras
9. Convenios internacionales, cooperación, integración e interconexiones

7 GÉNERO Y ENERGÍA EN ALC 287

8 AVANCES 2025 ALC Y PAÍSES MIEMBROS 301

Resumen Panorama Energético 2025

Eventos relevantes (primer semestre de 2025)

Información estadística países

La electromovilidad en América Latina y el Caribe

Sistemas nacionales de certificación de hidrógeno de bajas emisiones para América Latina y el Caribe

Almacenamiento de Energía en América Latina y el Caribe

Legislación, regulación y política energética (primer semestre de 2025)

9 PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE ALC 457

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

10 EXPERIENCIAS EXITOSAS EN ALC 515

11 ANEXOS Y BIBLIOGRAFÍA 521

ANDRÉS REBOLLEDO SMITMANS

SECRETARIO EJECUTIVO OLACDE

América Latina y el Caribe (ALC) avanza en una transición energética justa, equitativa y resiliente afianzando su compromiso de contribuir a los esfuerzos globales de mitigación del cambio climático, pero también considerando la necesidad de adaptación de su sistema energético a los potenciales efectos de dicho fenómeno. Este avance se ha hecho más evidente en su matriz de generación eléctrica donde en la última década, que coincide con la firma del Acuerdo de París (2015), se observa un crecimiento significativo de la generación con fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica y la solar, aunque también ha sido importante el incremento en el uso de gas natural sustituyendo otras fuentes fósiles más contaminantes como el carbón mineral y los derivados de petróleo. Este proceso reconoce las particularidades sociales, económicas y ambientales de cada país, y busca garantizar que los beneficios de la transición energética lleguen a todos los sectores de la población, fortaleciendo la seguridad energética, la competitividad y el bienestar colectivo.

Sin embargo, este camino hacia un sistema energético más limpio y sostenible, no está libre de brechas y desafíos como: el de conseguir los mecanismos financieros, que permitan cubrir las inversiones iniciales de capital asociadas a la innovación tecnológica y diversificación de la infraestructura energética, sin afectar el costo de la energía para los consumidores finales, mantener la confiabilidad del abastecimiento, ante el potencial incremento sustancial de la demanda eléctrica impulsada entre otros factores por el incremento de la cobertura eléctrica, el avance de la electromovilidad, la proliferación de centros de procesamiento de datos incentivada por el bajo costo de la energía y la industria del hidrógeno verde que se avizora en algunos países de la región, principalmente con fines de exportación.

Estos nuevos impulsores de la demanda de electricidad, conjugados con el incremento del componente renovable intermitente y climáticamente dependiente en la matriz de generación eléctrica y los potenciales efectos del cambio climático, exigen una planificación mucho más orientada hacia la seguridad energética, que contemple el uso complementario de fuentes y tecnologías de abastecimiento de energía firme, sin afectar el proceso de descarbonización del sector, que puede incluir implementación de sistemas de almacenamiento y expansión de otras tecnologías de bajas emisiones como la energía nucleoeléctrica.

Otro desafío que enfrenta la transición energética en algunos países es el incremento de los vertimientos de energía renovable, debido tanto a restricciones de los sistemas de transmisión y por las condiciones de variabilidad de la demanda, para lo que también una alternativa de solución es la implementación de sistemas de almacenamiento, como bancos de baterías, centrales hidroeléctricas reversibles e incluso la producción de hidrógeno verde.

En este contexto, una planificación energética que sirva como herramienta para la formulación de políticas públicas y toma de decisiones adecuadas, requiere como insumo información estadística confiable y actualizada. Por ello la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE), prepara anualmente el presente documento, el cual contiene una visión general del sector energético de cada uno de los 27 países miembros de este organismo y de la región integral de ALC, tanto desde el punto de vista de su evolución histórica en los últimos 14 años, como de las perspectivas subregionales y regional de proyección al 2050, bajo la premisa de una consolidación de los procesos de transición y descarbonización del sector energético.

ARGENTINA	Secretaría de Energía de la Nación	Pablo Ronco Martín Amodio
BARBADOS	Ministry of Energy, Small Business and Entrepreneurship	Claire Best Mark Millar
BELICE	Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities	Ryan Cobb Geon Hanson
BOLIVIA	Ministerio de Hidrocarburos y Energías	Carlos Alberto Echazu Sebastian
	Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético	Carla Vanessa Reque Montealegre
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	Leonel Cerqueira Santos
CHILE	Ministerio de Energía	Rubén Guzmán Quintana
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Johanna Castellanos Fredy Gabriel Bautista Ruiz
COSTA RICA	Ministerio de Energía y Ambiente	Francine Solera
	Sistemas de Información Sectorial Secretaría de Planificación Sector Ambiente y Energía Ministerio de Energía y Ambiente	Jorge Pérez
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Ministerio de Ambiente y Energía	Giovanny Vergara Cumbal Daniel Orbe Gina Moreta
EL SALVADOR	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas	Adonay Urrutia
	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 Shevon Wood
HAITÍ	Ministry of Public Works, Transport and Communication	Evenson Calixte Robert Altidor

HONDURAS	Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES) Secretaría de Energía	Jorge Cárcamo Lesvi Montoya de Izcano Angela Gabriela Díaz Ríos
JAMAICA	Ministry of Science Energy & Technology	Denise Tulloch Kemmehi Lozer
MÉXICO	Secretaría de Energía (SENER)	Jeziret Sahadi González Gallardo 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 Esteban Martínez Daniel Puentes Hugo Ramírez
PERÚ	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Alan Campos Daniel Paz Luis Vilchez
REPÚBLICA DOMINICANA	Ministerio de Energía y Minas	Tomas Bienvenido Varona Ramírez Wascar Antonio Liriano Lorenzo 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 Joelmi F. Pérez Ramírez

1. EVENTOS RELEVANTES (segundo semestre de 2024)

1. INSTITUCIONAL

El Gobierno de **Argentina** declaró de Interés Público Nacional la iniciativa privada de la empresa Transportadora Gas del Sur (TGS) para ampliar el Gasoducto Perito Moreno y aumentar el transporte de gas desde Vaca Muerta, especialmente a la zona del Litoral. Se trata del primer proyecto de infraestructura pública de iniciativa privada de esta gestión y significa una inversión de 500 millones de dólares dirigida a aumentar el transporte de gas y ahorrar 567 millones de dólares en divisas al sustituir el gas importado por el producido en Vaca Muerta. La iniciativa incluye la ampliación del Gasoducto Perito Moreno entre Tratayén (Neuquén) y Salliqueló (Buenos Aires) y los trabajos en 3 plantas compresoras. Esto permitirá sumar 14 millones de metros cúbicos diarios a la capacidad de transporte de gas a los 21 millones que ya está transportando, alcanzando así los 35 millones en toda la traza.

Ecuador anunció que, a partir del 1 de diciembre de 2024, el Estado ecuatoriano asumió la administración del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), tomando control de una infraestructura estratégica para la economía y la matriz energética del país. Esta medida permite al país optimizar la capacidad de transporte de crudo, mejorar la eficiencia operativa y garantizar una gestión más sostenible de los recursos petroleros. Además, la administración estatal del OCP abre oportunidades para fortalecer la seguridad energética, generar ingresos adicionales y apoyar proyectos de desarrollo económico vinculados al sector hidrocarburífero.

En diciembre de 2024, autoridades del gobierno de **Haití** realizaron la reunión de lanzamiento para la elaboración del Plan Nacional de Desarrollo del Sector Eléctrico, un instrumento estratégico que definirá la hoja de ruta para la modernización y expansión del sistema energético del país. El encuentro reunió a representantes del Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Comunicaciones (MTPTC), la Electricité d'Haïti (EDH), el Banco de Desarrollo del Caribe (CDB) y otros socios técnicos, con el objetivo de coordinar acciones orientadas a mejorar la infraestructura, regulación, sostenibilidad y acceso universal a la electricidad. El plan contempla el fortalecimiento de la generación con fuentes renovables, la rehabilitación de redes de distribución y la implementación de políticas de eficiencia energética, consolidando así las bases para un sistema eléctrico más resiliente, inclusivo y sostenible en Haití.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú** aprobó el Plan de Transmisión 2025-2034, que comprende 19 importantes proyectos de infraestructura eléctrica a nivel nacional, cuyo objetivo es fortalecer el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y mejorar la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio. Entre las iniciativas destacan enlaces de 500 kV y 220 kV, nuevas subestaciones y ampliaciones asociadas en diversas regiones, como Colectora-Bicentenario-Chilca, Miguel Grau-Pariñas, Tintaya Nueva-Nueva San Gabán, Hub Poroma, SE Moche y otros. La puesta en operación comercial de estos proyectos está prevista entre 2029 y 2030.

2. HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

Durante 2024, la producción de hidrocarburos de **Argentina** alcanzó valores que no se registraban desde hace más de 15 años. En petróleo, el país generó 256,268,454 barriles, la mayor producción desde 2003. Por su parte, el gas alcanzó los 50,726,747 m^3, la producción más alta desde 2006. La producción de petróleo del 2024, en promedio, fue de 717.1 miles de barriles diarios, lo que significa un crecimiento de un 11% interanual. En particular, en el mes de diciembre se generaron 765.6 miles de barriles diarios, 11.5% más con respecto al mes anterior. Por su parte, en el gas, la producción del último mes de 2024 fue de 124.4 Mm^3 / día, lo que significó un incremento de 9% con respecto a diciembre de 2023. La producción de Vaca Muerta representó 54.9% de toda la producción de

petróleo y 50.1% del gas a nivel nacional. En diciembre, sólo en Vaca Muerta se produjeron 446.9 kbbl / día de crudo, lo que significó un crecimiento interanual de 26.9%. En este contexto el país registró en diciembre un superávit de la balanza comercial energética de USD 852 millones de dólares y, así, acumuló USD 5,668 millones en el año gracias al crecimiento de las exportaciones y una importante reducción de las importaciones. Durante 2024, las exportaciones de combustibles y energía crecieron 22.3%, alcanzando los USD 9,677 millones. Este valor representa 12.1% de las exportaciones totales de Argentina. El país al que más se exportó energía fue Chile, por USD 2,844 millones, 74.1% más que 2023. A su vez, las importaciones de combustible y lubricantes se redujeron 49.4% interanual en este período, totalizando los USD 4,009 millones. En particular, en diciembre, las exportaciones sumaron USD 1,032 millones, de los cuales USD 5,473 millones tuvieron que ver con la venta de aceites de petróleo. Por su parte, las importaciones totalizaron los USD 180 millones, lo que significa una caída de 42.9% con respecto al mismo mes de 2023.

Ecuador informó que la renegociación del Bloque 46-MDC asegura una inversión adicional de USD 90 millones hasta 2035, tras la firma del Contrato Modificatorio N° 6 para este bloque ubicado en la provincia de Orellana. Esta inversión permitirá impulsar la exploración y producción de hidrocarburos, fortalecer la economía local y nacional, y generar recursos adicionales para el Estado. Además, el acuerdo contribuye a optimizar la gestión del bloque 46-MDC, mejorar la eficiencia operativa y consolidar la presencia del país en el sector energético, garantizando beneficios a largo plazo para el desarrollo económico y social de la región.

Perú se reincorporó a la Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas (EITI), tras la culminación del 9° Informe Nacional de Transparencia y el levantamiento de la suspensión temporal impuesta en diciembre de 2023. Esta reintegración posiciona al Perú como "país cumplidor" en esta plataforma mundial, fortaleciendo la transparencia en el manejo de recursos generados por minería e hidrocarburos y fomentando la inversión pública y proyectos que beneficien a las comunidades. La iniciativa, que involucra al Estado, empresas y sociedad civil, permite rendir cuentas sobre canon y regalías, promoviendo la gobernanza efectiva del sector extractivo y contribuyendo al desarrollo sostenible del país, mientras se asegura un uso responsable de los recursos naturales y se fortalece la descentralización.

2.2 Petróleo y derivados

En 2024, la comercialización de petróleo y gas de **Brasil** alcanzó un récord histórico de 2,005 millones de dólares, gestionados por la Pré-Sal Petróleo (PPSA), lo que representa un aumento del 71% respecto a 2023. Se exportaron 56 cargas de petróleo (27.39 millones de barriles) y se comercializaron 53.8 Mm^3 de gas natural, con todos los ingresos destinados al Tesoro Nacional, y un récord mensual de 388.3 millones de dólares, en diciembre, impulsado por los campos Mero, Búzios, Sépia, Atapu y Tupi. En este escenario se informó que se alcanzaron récords históricos en el sector energético, con ventas y producción sin precedentes de combustibles y biocombustibles. Entre enero y octubre, se comercializaron 56.7 mil millones de litros de diésel, 17.9 mil millones de litros de etanol hidratado y 6.33 millones de toneladas de GLP, todos máximos históricos. La producción de diésel S-10 y de gas natural también alcanzó cifras récord.

Ecuador anunció la implementación del Banco de Información Petrolera BIPE 4.0 lo que se considera un paso significativo en la estrategia nacional para gestionar sus recursos de manera sostenible y eficiente. El objetivo principal de la implementación del nuevo Banco de Información Petrolera – BIPE 4.0 radica en la transformación, innovación, optimización y modernización digital de la información del sector de los hidrocarburos del país. El BIPE 4.0, proyecto financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), tiene una inversión de aproximadamente USD 6.7 millones. Este sistema aplicará tecnología de punta para la migración de más de 15 terabytes de información petrolera del Ecuador. Esta solución digital incorporará, además, herramientas analíticas de última generación y el uso de inteligencia artificial en el análisis de grandes volúmenes de información (Big Data), lo cual maximizará el potencial del recurso petrolero a escala nacional. Este proyecto permitirá un manejo eficiente y transparente de la información estratégica del sector.

Perú inauguró en Paita (Piura) la Nueva Planta de Abastecimiento de Combustibles Líquidos de Valero Perú SAC, con una capacidad total de almacenamiento de 195,000 barriles de diésel B5 y gasolinas, esta infraestructura fortalece la seguridad energética, descentraliza el abastecimiento hacia el norte del país y genera empleo local.

2.3 GLP

En 2024, el Programa Gas Para Todos se consolidó como una de las principales iniciativas del Gobierno Federal para ampliar el acceso al gas de cocina en **Brasil**, buscando reducir desigualdades sociales y combatir la pobreza energética. Bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, el programa apunta a llegar a más de 20 millones de familias hasta 2025, promoviendo cocción segura y tecnologías limpias, con impactos positivos en la salud, especialmente de mujeres y niños. Además, incluye la creación de cocinas solidarias sustentables con biodigestores y una nueva modalidad de Auxilio Gas que ofrece descuentos directos de al menos 50% en el valor del cilindro de GLP, fomentando la transición hacia energía limpia y el crecimiento del consumo de gas doméstico.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú** alcanzó la entrega del Vale de Descuento GLP número 100 millones, beneficiando principalmente a los hogares más vulnerables del país y especialmente a la región de Cajamarca, donde se atiende a un promedio mensual de 145 mil familias. A través de este programa, financiado por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), las familias acceden al balón de gas a precio rebajado, reduciendo riesgos a la salud al dejar de usar leña o bosta para cocinar. Por otra parte, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) autorizó la comercialización y uso de cilindros de material compuesto para el GLP, brindando a los hogares una alternativa más segura y ligera frente a los cilindros de acero tradicionales. Estos cilindros, con vida útil de hasta 30 años, fabricados bajo la norma ISO 11119-3, incorporan un dispositivo electrónico único que permite rastrear su fabricación, mantenimiento e inspección, y estarán disponibles en presentaciones de 5, 7.5, 10 y 15 kg con válvula de control de flujo compatible con reguladores "Premium". La medida busca fomentar el uso de tecnologías seguras en el envasado y distribución de GLP, aplicándose a plantas, distribuidores y puntos de venta.

2.4 Gas natural

Argentina inauguró en La Carlota, Córdoba, las obras del Gasoducto de Integración Federal Tío Pujio-La Carlota, que unen el Gasoducto del Centro con el Gasoducto del Norte, y que ya está inyectando gas de Vaca Muerta hacia el norte del país. Esta obra ejecutada por Energía Argentina permite revertir el sentido del flujo de gas, logrando transportar hasta 15 Mm^3 de gas para cubrir la demanda de la región centro y norte y reemplazar el gas que se venía importando desde Bolivia. De esta manera, Argentina se ahorrará divisas por 1,000 millones de dólares anuales; se potenciará el desarrollo de nuevas actividades industriales como la minería de litio; y, en una segunda etapa, se podrá exportar el gas nacional hacia otros países de la región. La obra representó una inversión de 740 millones de dólares, de los cuales 540 millones fueron financiados por un préstamo de la CAF. Entre las principales tareas, la Reversión incluyó la construcción de un gasoducto de 122.8 kilómetros de 36 pulgadas de diámetro entre La Carlota y Tío Pujio para conectar los Gasoductos Centro-Oeste y Norte, y dos ampliaciones (loops) entre Tío Pujio y Ferreira de 64 kilómetros, con cañerías de 30 pulgadas de diámetro. También se anunció la puesta en marcha de la Planta Compresora Mercedes, una infraestructura clave que permitirá aumentar la capacidad de transporte del Gasoducto Mercedes-Cardales en 6 Mm^3 / día, alcanzando un total de 15 Mm^3 / día, y, además, permitirá sustituir importaciones de GNL con un ahorro proyectado de hasta 2.5 millones de dólares diarios. Se trata de una obra complementaria del Gasoducto Mercedes-Cardales, que, a su vez, forma parte de las obras complementarias del Gasoducto Perito Moreno. También se inauguró la Planta Compresora Salliqueló que con su puesta en funcionamiento mejorará la capacidad de transporte de gas desde Vaca Muerta, sumando 5 millones de metros cúbicos por día. Se trata de la última obra complementaria para finalizar el Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno que se suma a la Planta Compresora Tratayén en la provincia de Neuquén, que fue inaugurada en julio, y permitirá al país un ahorro de 130 millones de dólares por el reemplazo de combustibles líquidos en los períodos de invierno y la incorporación de 5 Mm^3 / día a la capacidad

de transporte del Gasoducto Perito Moreno. Ambas inyectarán 10 millones de Mm^3 de gas extra. En Tratayén: se puso en marcha la planta que aumenta un 50% la capacidad de transporte de gas desde Vaca Muerta. Adicionalmente la Secretaría de Energía autorizó volúmenes adicionales para exportar gas natural con el objetivo de potenciar al máximo el perfil exportador del país, generar mayores divisas y contribuir al superávit fiscal. En este sentido, el Gobierno Nacional liberó la competencia de exportaciones de gas natural, una vez reconocidos los derechos preferentes del Plan Gas.Ar y evaluadas las proyecciones que aseguran la seguridad del suministro interno. De esta manera, la iniciativa implica la ampliación de los cupos de exportación de gas y el permiso para generar contratos de cuatro años de duración. En este sentido, se trata de la primera vez en los últimos 20 años que se van a hacer contratos de exportación de gas plurianuales.

Bolivia anunció el descubrimiento del yacimiento de gas Mayaya Centro-X1 IE, ubicado en el área Lliquimuni, en el norte del departamento de La Paz, marcando el mayor hallazgo hidrocarburífero en el país desde 2005. El pozo, perforado a unos 6,000 m de profundidad, confirmó la presencia de gas natural y líquidos en las formaciones Copacabana y Tomachi, con reservas preliminares estimadas en 1.7 TCF de gas natural. El proyecto contempla una producción inicial de hasta 10 Mm^3/día de gas y entre 500 y 1,000 bbl / día, con ingresos proyectados de USD 6,800 millones a lo largo de su vida útil. La perforación comenzó en noviembre de 2022 con una inversión exploratoria de USD 44-50 millones, y YPFB anunció una inversión adicional de USD 400 millones para desarrollar tres pozos más e infraestructura asociada. Este hallazgo convierte a La Paz en un nuevo departamento productor de hidrocarburos y representa un impulso estratégico para revertir la caída en la producción nacional de gas, que en 2023 rondaba los 31.9 Mm^3 / día.

Panamá anunció la entrada en operación comercial de la central de ciclo combinado a gas natural Generadora Gatún, ubicada en la Isla Telfers, provincia de Colón, con una capacidad instalada de 670 MW y una inversión de USD 1,200 millones. Esta planta, desarrollada por InterEnergy Group (51%) y AES Panamá (49%), utiliza gas natural como combustible principal, lo que le permite operar de manera más limpia y eficiente que las térmicas tradicionales a bunker o diésel. Su entrada en operación refuerza la capacidad firme del sistema eléctrico panameño, mejora la estabilidad frente a la intermitencia de renovables como la hidroeléctrica, solar y eólica, y se estima que reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero en más de 1,900 toneladas anuales, además de generar un ahorro de aproximadamente 20% en costos de combustible respecto a alternativas fósiles convencionales.

Se reactivó en **Perú** la masificación del gas natural en la región Tacna a través del programa Bonogas, permitiendo que más de mil hogares del distrito de Gregorio Albarracín accedan gratuitamente al servicio, tras cinco años de paralización y con la intervención del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), se han logrado reactivar tanto las conexiones internas como externas, sumando a nivel nacional más de un millón y medio de hogares beneficiados. Para 2024, se prevé la construcción de 40 kilómetros de redes de distribución en Tacna, con una segunda etapa en licitación para ampliar la cobertura, brindando a las familias una fuente de energía limpia, económica y segura para cocinar, usar en calefacción y calentamiento de agua, además de impulsar el desarrollo económico y mejorar la calidad de vida en la región.

El gobierno de **Venezuela** otorgó una licencia de exploración y producción (E&P) de 20 años al consorcio formado por BP (a través de su filial de exploración en el Caribe) y la National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited (NGC) para desarrollar el yacimiento de gas offshore Cocuina–Manakin, ubicado en el bloque 4 de la plataforma Deltana (Bloque 4, Plataforma Deltana) en aguas venezolanas limítrofes con Trinidad y Tobago. El yacimiento se estima en alrededor de 1 billón de pies cúbicos (≈ 28.3 Gm^3) de reservas probadas o al menos declaradas como "≈ 1 tcf" por las partes. Según fuentes especializadas, este campo podría producir del orden de ≈ 400 millones de pies cúbicos por día (≈ 11.3 Mm^3 por día) como volumen objetivo a mediano plazo. El acuerdo establece que aproximadamente el 25 % de la producción será destinada al sector petroquímico de Trinidad y Tobago, mientras que el resto alimentará su industria de gas natural licuado (LNG) y otros usos industriales. Este tipo de adjudicación representa un hito en el desarrollo de yacimientos transfronterizos entre Venezuela y Trinidad y Tobago, y abre el camino para la integración de infraestructura de gas natural entre ambos países.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Brasil alcanzó un hito histórico en 2024, registrando un aumento de 10.9 GW en su matriz de generación eléctrica. Este es el mayor crecimiento jamás registrado desde 1997, según datos de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Además de la expansión observada, en 2024 se registró un número récord de centrales eléctricas instaladas en el país. En total, se distribuyeron 301 nuevas centrales en 16 estados brasileños, de las cuales el 91.13% de su capacidad instalada proviene de fuentes renovables, principalmente energía solar fotovoltaica 51,87% y eólica 39,26%. De las nuevas centrales instaladas el año pasado, 147 son solares fotovoltaicas, con una capacidad de 5,629.69 MW; 121 son eólicas (4,260.57 MW); 22 son térmicas (906.70 MW); nueve son minihidroeléctricas (MCH), con 51.80 MW; y dos son centrales hidroeléctricas de generación (4.60 MW). Minas Gerais es el estado con el mayor número de centrales eléctricas instaladas este año, con un aumento de 3,173.85 MW, seguido de Bahía (2,408.67 MW) y Rio Grande do Norte (1,816.38 MW).

México presentó en Tula de Allende, Hidalgo, un ambicioso programa denominado un "centro de economía circular", que en su diseño integra la reconversión de la planta termoeléctrica Comisión Federal de Electricidad (CFE) "Francisco Pérez Ríos" a ciclo combinado, la instalación de una coquizadora en la refinadora, el saneamiento integral del Río Tula y sus afluentes, y la transformación de residuos orgánicos en recursos aprovechables. El proyecto está concebido sobre los terrenos originalmente destinados a una refinería no construida, y abarca además un parque industrial de residuos con tecnología de separación, gasificación y carbonización, buscando reutilizar basura en fertilizante, carbón vegetal o materiales de construcción, con el fin de reconvertir la región, considerada una de las más contaminadas del país, en un modelo de desarrollo sostenible y economía circular.

3.2 Universalización de la energía

En 2024, el programa Luz para Todos alcanzó 17.5 millones de beneficiarios en sus 21 años, consolidándose como un motor de inclusión social y desarrollo sostenible en **Brasil**. Entre enero de 2023 y diciembre de 2024, 115 mil nuevas familias recibieron electricidad, incluyendo 43.6 mil en zonas aisladas de la Amazonía Legal. En el primer semestre de 2024, el programa alcanzó un récord de inversión con 193.6 millones de dólares, el mayor desde su creación en 2003, consolidando el objetivo del Gobierno Federal de llevar electricidad a todas las viviendas brasileñas. También se informó que la Línea de Transmisión (LT) que conecta Rio Branco a Feijó y Cruzeiro do Sul (AC) comenzó a operar el 16 de diciembre, como parte del programa Energías de la Amazonia, dirigido a reducir la dependencia de generación eléctrica a partir de diésel en la región amazónica, promoviendo un suministro energético más eficiente, sostenible y económico.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú**, a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), concluyó en 2024 la ejecución de 12 proyectos de electrificación rural llevando por primera vez energía eléctrica a más de 47,000 ciudadanos en zonas remotas de ocho regiones del país, incluyendo Huánuco, Puno, San Martín, Loreto, Tacna, Ucayali, Ayacucho y Junín; entre las obras destacan la instalación de sistemas en la cuenca de los ríos Napo y Curaray en Loreto, la ampliación de redes en 65 localidades de Azángaro en Puno y la electrificación de más de 127 localidades en Ayacucho y Junín, elevando el coeficiente de electrificación rural nacional al 86.5% y fortaleciendo el desarrollo social y productivo de estas comunidades.

El Ministerio de Energía y Minas de **República Dominicana** inauguró en San José de Ocoa dos proyectos de rehabilitación y extensión de redes eléctricas, beneficiando a más de 1,800 habitantes de ocho comunidades. Las obras incluyen instalación de postes, líneas de media y baja tensión, lámparas LED y acometidas eléctricas, mejorando la calidad del servicio y el alumbrado público, y permitiendo que las familias puedan desarrollar sus actividades domésticas y comerciales con electricidad confiable.

También se inauguraron tres proyectos de electrificación rural en Elías Piña, beneficiando a 132 familias y 660 personas de escasos recursos en las comunidades Juan Cano, Los Arroyos y Matadero. Las obras incluyeron la instalación de 4,300 metros de líneas eléctricas, 77 postes, 47 lámparas LED y 132 acometidas.

3.3 Energía nuclear

En **Brasil** el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Gestión e Innovación en Servicios Públicos, firmaron un Acuerdo de Cooperación Técnica para reestructurar las empresas públicas del sector nuclear en Brasil. La iniciativa busca mejorar la eficiencia de las compañías, fomentar la sinergia entre ellas y alinear sus actividades con los objetivos nacionales del sector energético. Entre las acciones previstas destacan la reestructuración societaria y de gobernanza, el diseño de nuevos modelos de negocio y la definición de atribuciones y funciones de las empresas. En este contexto Brasil inició acuerdos con la empresa rusa Rosatom, para cooperación técnica e inversiones en estudios del potencial mineral brasileño, con el objetivo de desarrollar una política nuclear responsable, segura y sostenible. La iniciativa busca expandir la generación nuclear, reducir costos de transmisión, aumentar la seguridad energética en sistemas aislados y fomentar el crecimiento tecnológico e industrial del país, alineándose con compromisos internacionales de triplicar la generación nuclear hacia 2050.

El Salvador firmó con el Organismo Internacional de Energía Atómica su "Marco Programático Nacional (CPF) 2024-2029", que fija cinco prioridades: seguridad y protección nuclear y radiológica; salud y nutrición; agua y medio ambiente; energía e industria; y agricultura. El referido acuerdo permitirá que el país acceda a cooperación técnica internacional para proyectos nucleares y radiactivos con fines pacíficos (incluyendo agricultura, salud, agua, medio ambiente y energía).

3.4 Movilidad Sostenible

En **Argentina** en el marco del convenio entre la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y el Banco Nación, dentro del "Programa de Reconversión y Eficiencia Energética" para promover el uso racional de energía en hogares y empresas industriales y comerciales, se prorrogaron las líneas de financiamiento para incentivar la eficiencia energética con tasas del 0% y en hasta 30 cuotas y además, se incluyó el rubro de movilidad sustentable para financiar la compra de bicicletas, motos y monopatines eléctricos, y la reconversión de vehículos con equipo de gas natural comprimido y así volverlos más eficientes.

Chile informó que con gran éxito se realizó la primera Feria de Vehículos Eléctricos del Programa Mi Taxi Eléctrico Biobío, organizada por el Gobierno Regional, la Seremi de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE) en la Universidad Católica de la Santísima Concepción. La actividad reunió a taxistas y colectiveros interesados en sumarse a la electromovilidad, quienes pudieron conocer diversos modelos de autos eléctricos y sus beneficios en autonomía, eficiencia y ahorro. Además, empresas como Copec Voltex, Banco Estado y Sura presentaron servicios asociados al programa, que entrega cofinanciamiento y cargadores domiciliarios para la transición hacia un transporte más limpio.

4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El Gobierno de **Argentina** lanzó un Programa de financiamiento para incentivar la eficiencia energética en hogares y empresas industriales y comerciales, con sustento en el convenio suscrito entre la Secretaría de Energía de la Nación y el Banco de la Nación Argentina (BNA) en el marco del "Programa de Reconversión y Eficiencia Energética". El referido programa tiene como objetivo principal la reducción de los consumos energéticos en edificaciones y la promoción de la adquisición de

tecnología energéticamente eficiente, que van desde electrodomésticos hasta paneles fotovoltaicos y termotanques solares. Para lograr los objetivos previstos, el convenio con el Banco Nación establece una línea de crédito con condiciones favorables, incluyendo tasas preferenciales y la posibilidad de financiar hasta 24 cuotas sin interés en la compra de productos seleccionados en Tienda BNA como electrodomésticos, gasodomésticos, materiales y equipamiento que permita mejorar la envolvente, con un monto máximo de hasta US$ 16,900 y un plazo de devolución de hasta 5 años con tasa fija del 43%, en el caso de los hogares. Las Empresas (PyME e industrias) podrán acceder a créditos con un plazo de hasta 10 años y sin límite de monto para equipamiento y materiales que permiten disminuir pérdidas. Tasa LIP de 27% fija para el 1er año y posteriormente BADLAR.

El Salvador y **Panamá** presentaron los resultados del proyecto: "Certificación de Profesionales en Eficiencia Energética en El Salvador y Panamá", un esquema que acredita las competencias de al menos 50 profesionales como especialistas en la formulación técnica y financiera de proyectos de energía, en los sectores productivos de El Salvador y Panamá. Esta primera certificación regional de profesionales en eficiencia energética contó con el financiamiento del programa Euroclima de La Unión Europea, que aportó 400 mil euros, a través de la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD). Esta iniciativa en respuesta a las necesidades actuales del mercado laboral, proporciona un registro de consultores con altos estándares para asesorar y ejercer actividades de consultoría en eficiencia energética, facilitando a las empresas la puesta en marcha de proyectos, lo que permitirá dinamizar la economía en ambas naciones centroamericanas.

5. FUENTES RENOVABLES

Brasil lanzó la Plataforma Brasileña de Certificación de Energía Renovable, desarrollada por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía (MME). La herramienta permite centralizar datos, rastrear el origen de la energía y emitir certificados de manera confiable, fortaleciendo la credibilidad del mercado de energías renovables brasileño. En noviembre de 2024, Brasil alcanzó un nuevo récord en la matriz eléctrica al añadir 10.3 GW de potencia instalada, superando la meta anual y acercándose al récord histórico de 10.32 GW de 2023. El 90% de la expansión provino de fuentes renovables, principalmente solar (51%) y eólica (39%), con 281 usinas operando en 17 estados. La capacidad total del país alcanza 207.7 GW, de los cuales 84.8% son renovables, consolidando a Brasil como líder en transición energética y crecimiento sostenible de su sector eléctrico. También en noviembre se alcanzaron récords históricos en energía eólica, registrando 23,699 MWmed de generación media horaria el 3 de noviembre y 18,976 MWmed de generación media diaria el 4 de noviembre. Estos hitos reflejan la expansión de parques eólicos, especialmente en el Nordeste, y consolidan la energía eólica como una fuente clave y sostenible en la matriz eléctrica del país, que cuenta con cerca de 33,000 MW instalados, equivalentes al 13.5% del total nacional. Por otra parte, se inauguró el complejo eólico Novo Horizonte en Boninal, Bahía, que cuenta con 94 aerogeneradores distribuidos en 10 parques, una estructura suficiente para abastecer de energía a un millón de hogares en el país. Este proyecto beneficia a los municipios de Novo Horizonte, Boninal, Ibitiara, Piatã, Oliveira dos Brejinhos y Brotas de Macaúbas. El Complejo Eólico de Novo Horizonte ocupa una superficie de 2,700 hectáreas.

Durante el año 2024, el sistema eléctrico de **Chile** registró un importante avance en su transición hacia fuentes limpias, logrando que aproximadamente el 68 % de la electricidad generada proviniera de energías renovables, como la solar, eólica, hidráulica y biomasa. Esta cifra representa un incremento significativo respecto del año anterior y consolida la posición del país como líder regional en materia de descarbonización. En diciembre, Chile marcó un récord histórico al lograr que las fuentes solar y eólica aportaran el 42% de la generación eléctrica mensual, el nivel más alto registrado hasta la fecha. Además, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica creció en aproximadamente 2.14 gigavatios durante el año, alcanzando un total de 10.5 GW al cierre de 2024, reflejo del fuerte dinamismo del sector y del sostenido impulso a la inversión en energías limpias.

Colombia anunció la incorporación de más de 1,410 MW provenientes de 33 nuevos proyectos solares de generación centralizada que entraron en operación durante 2024, lo que representa un crecimiento de más de cuatro veces la capacidad de generación renovable no convencional respecto al 2023. En este contexto se reportó el inicio de operaciones comerciales del Parque Solar La Loma y Parque Solar Fundación. La Loma, considerada el proyecto solar más grande del país, está ubicada en el municipio de El Paso en el César, con ~150 MW ac cuenta con 400,000 paneles distribuidos en 387 hectáreas y genera cerca de 420 GWh / año, energía capaz de abastecer las necesidades de alrededor de 600,000 personas, es decir, la población de una ciudad como Bucaramanga. Por su parte, el Parque Solar Fundación, ubicado en el municipio de Pivijay en Magdalena, cuenta con una capacidad efectiva neta de 90 MWac, que le entregará a Colombia alrededor de 267 GWh / año. También se inauguró el Parque Solar La Unión en Montería, en Córdoba, que cuenta con más de 220,960 paneles solares y una capacidad instalada de 100 MW y según las proyecciones, generará energía limpia suficiente para 132,000 hogares y beneficiará a alrededor de 430,000 personas de estratos vulnerables.

Ecuador informó que, tras una década sin operar, la unidad 3 (de 68 megavatios) de la central hidroeléctrica Alluriquín, parte del complejo Toachi Pilatón de 254.4 MW, se enlazó nuevamente con el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Este avance permitirá reforzar la generación eléctrica nacional, mejorar la estabilidad del sistema energético y reducir la dependencia de fuentes térmicas. Además, el Ministerio de Energía destacó que la reactivación de esta unidad forma parte del plan de optimización de infraestructura hidroeléctrica que impulsa el Gobierno para garantizar un suministro más eficiente y sostenible en todo el país.

El Salvador anunció que, en agosto de 2024, las centrales hidroeléctricas del país generaron 346.84 GWh, marcando su mayor producción mensual en más de veinte años, según datos del administrador del mercado eléctrico. Este nivel representa un aumento del 28.2% frente a la producción de junio del mismo año (una diferencia de unos 76.39 GWh). Las hidroeléctricas suman una capacidad instalada de 638 MW (aproximadamente el 21.29% de la capacidad total del país) según datos de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). Durante agosto, la generación hidráulica cubrió el 53.78% de la demanda eléctrica nacional, un salto significativo frente al 9.30 % de febrero de 2024, lo que evidencia la recuperación del recurso hídrico tras el periodo de sequía vinculado al fenómeno El Niño. En esa coyuntura, la demanda total del sistema fue de 597.30 GWh, con un pico máximo de consumo de 1,192 MW registrado el 17 de agosto a las 17:30 horas. También se informó que el precio promedio por MW cayó a USD 92.83, la más baja desde febrero de 2023, gracias a la mayor participación de generación hidráulica de bajo coste.

Guatemala continúa avanzando en su transición hacia fuentes limpias con la inauguración de cinco nuevas plantas fotovoltaicas en 2024, sumando más de 24 MW de capacidad instalada. El pasado 22 de julio, en Chiquimulilla, Santa Rosa, entraron en operación las plantas Solar Obispo y Solar San Antonio, cada una con una potencia de 4.88 MW. Posteriormente, el 6 de diciembre, se inauguró Santa Clara Energy S.A., ubicada en Masagua, Escuintla, con una capacidad de 5 MW. Finalmente, el 23 de diciembre, se sumaron los parques solares El Cardenal y El Arzobispo, ambos en Guanagazapa, Escuintla, con 4.88 MW cada uno. Estas iniciativas fortalecen el compromiso del país con la sostenibilidad y diversificación energética, aprovechando su alto potencial de radiación solar para reducir emisiones y dependencia de combustibles fósiles.

En julio de 2024, el gobierno de **Haití** celebró la reunión de inicio del proyecto de construcción de la central solar fotovoltaica de 13.4 megavatios pico (MWp) en el Parque Industrial de Caracol, ubicado en el departamento del Nord-Est. Este proyecto, impulsado en coordinación con organismos internacionales de desarrollo, tiene como objetivo garantizar un suministro eléctrico limpio, estable y competitivo para las actividades industriales y comunidades aledañas. La planta contará con tecnología fotovoltaica de última generación, sistemas de almacenamiento energético y redes de distribución modernizadas, lo que permitirá reducir significativamente la dependencia de combustibles fósiles. Con esta iniciativa, Haití avanza hacia una transición energética sostenible, promoviendo la inversión verde y la creación de empleos locales en el sector de las energías renovables.

Honduras anunció la financiación del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) para la construcción de la Represa Multipropósito El Tablón, ubicada en Quimistán, departamento de Santa Bárbara, sobre el río Chamelecón. El proyecto, con una inversión estimada de US$ 300 millones, contempla una presa de gravedad en concreto compactado con rodillo (RCC) de aproximadamente 95 metros de altura y un embalse con capacidad de 220 millones de metros cúbicos de agua. Su diseño incluye una central hidroeléctrica con una potencia instalada proyectada de entre 20 y 25 MW, un sistema de compuertas de descarga controlada, y un canal de riego capaz de abastecer más de 7,000 hectáreas agrícolas en el Valle de Sula. Las obras civiles preliminares están programadas para iniciar en octubre de 2025, y el proyecto será ejecutado bajo un esquema de cofinanciación público–privada supervisado por la Secretaría de Energía (SEN) y la ENEE, con estudios de impacto ambiental y social ya en curso.

La Secretaría de Energía de **México** (SENER) otorgó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) una concesión por 30 años para la exploración y aprovechamiento exclusivo de los recursos geotérmicos en el área denominada Los Negritos, en el estado de Michoacán. El título de concesión faculta a la CFE para el ejercicio continuo y exclusivo del yacimiento, definiendo un polígono geográfico específico en coordenadas UTM como su radio de acción. De esta forma, México materializa una apuesta estratégica hacia la generación de energía limpia y renovable, tomando en cuenta que la zona de Los Negritos ya había sido identificada como de elevado potencial geotérmico, con estimaciones preliminares que sitúan temperaturas de fondo entre 150 y 240 °C y capacidades iniciales de decenas de megavatios. El otorgamiento se inscribe en el marco de la transición energética nacional y refuerza el papel de la CFE en el aprovechamiento de fuentes de energía alternativas.

En noviembre de 2024, **Panamá** alcanzó un hito en su matriz energética al generar el 97.6% de su electricidad a partir de fuentes renovables, de este total, la hidroeléctrica aportó 88.3%, la solar 6% y la eólica 1.86%, mientras que los combustibles fósiles como gas natural y diésel representaron apenas 2.88%; durante ese mes, el país logró cubrir el 100% de su demanda interna con renovables y produjo excedentes exportables, consolidando su liderazgo en transición energética y demostrando tanto la capacidad de su infraestructura hidroeléctrica como el crecimiento de la generación solar y eólica. En 2024, se incorporaron 143.39 MW de nueva capacidad fotovoltaica, alcanzando un total de 695.55 MW de capacidad solar instalada al cierre del año, lo que representa aproximadamente el 13.79 % del total de la capacidad de generación eléctrica del país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), la capacidad instalada total de Panamá en 2024 fue de 5,045.09 MW, donde las térmicas sumaron 2,165.97 MW (42.93%), la hidroeléctrica 1,847.57 MW (36.62%), la eólica 336 MW (6.66%) y la solar los ya mencionados 695,55 MW. En términos de generación eléctrica durante ese año, se produjeron 13,147.04 GWh, de los cuales las fuentes hidroeléctricas aportaron el 60.08%, las térmicas el 27.07%, la eólica el 5.09% y la solar fotovoltaica el 7.76%.

La generación eléctrica en **Perú** durante 2024 alcanzó 63,565 GWh, registrando un incremento del 2.4% respecto a 2023, impulsado por la actividad económica de las grandes industrias. Según la Dirección General de Electricidad (DGE), la producción con energías renovables no convencionales mostró un crecimiento destacado: la eólica aumentó en 66% con 3,915 GWh y la solar en 32% con 1,263 GWh, mientras que la generación total con recursos renovables no convencionales sumó 5,777 GWh, un 47% más que en 2023. Adicionalmente, las centrales hidroeléctricas produjeron 32,028 GWh y las unidades térmicas a gas natural generaron 24,443 GWh, evidenciando un fortalecimiento sostenido de la matriz energética del país hacia fuentes más limpias. En este contexto se inauguró la Central Solar Fotovoltaica Clemesí en el distrito de Mariscal Nieto, Moquegua, con una capacidad de 115 MW que inyectará energía limpia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y evitará la emisión de 135,000 toneladas de CO_2 al año; la planta con 229,140 paneles bifaciales sobre 276.46 hectáreas, junto con la central Rubí de 145 MW, conforma el complejo solar más grande del Perú, fortaleciendo la seguridad energética, diversificando la matriz eléctrica y promoviendo desarrollo económico y generación de empleo, en el marco de la estrategia nacional de transición hacia energías renovables y sostenibles.

En 2024, la **República Dominicana** alcanzó una capacidad de generación de energía renovable de 1,396 MW, más del doble que los 555 MW registrados en 2020. Esta cifra representa aproximadamente un 23.32% de la capacidad de generación nacional del país. Además, el país cuenta con más de 460 MW instalados en sistemas de autoconsumo (residenciales, comerciales e industriales). Durante 2024 se incorporaron 27 nuevos parques de energía renovable, algunos ya en producción, otros listos para entrar en operación en 2025 con una capacidad conjunta de cerca de 1,567.47 MW. Se proyecta que esta expansión contribuya al objetivo de que el 25 % de la energía provenga de fuentes limpias para 2025, y que la cifra de generación renovable se vuelva a duplicar para 2028. En este contexto el distrito municipal de Paya, en Baní, provincia Peravia, se convirtió en el primer territorio dominicano en implementar un sistema de alumbrado público inteligente, inaugurando 110 paneles solares fotovoltaicos con una capacidad promedio mensual de 7,650 kWh. El sistema optimiza el uso de energía mediante encendido y apagado automatizado, utilizando energía renovable para mejorar la eficiencia y reducir emisiones de gases de efecto invernadero. También se inauguró un proyecto de electrificación solar en Las Yamayas, municipio Pedro Santana, Elías Piña, beneficiando a 42 hogares de esta apartada comunidad. La obra, consiste en seis centrales fotovoltaicas y ocho instalaciones individuales que generan 41.8 kWp, permitiendo a los residentes acceder a electricidad segura para iluminación y electrodomésticos. La iniciativa forma parte de los programas CAHD y MiFronteraRD, dirigidos a reducir la brecha de electrificación en zonas fronterizas y mejorar el desarrollo socioeconómico de estas comunidades aisladas, con miras a cubrir 21 localidades más en 2025. Los vecinos recibieron capacitación para autogestionar los sistemas y maximizar su uso. Por otro lado, se anunció el inició operaciones del Parque Solar Sajoma, ubicado en San José de las Matas, la central fotovoltaica a mayor altura del país (490 metros sobre el nivel del mar). El parque tiene una capacidad instalada pico de 80 MW y una producción anual estimada de 150,000 MWh, suficiente para abastecer a unos 60,000 hogares dominicanos. El proyecto cuenta con 123,100 paneles solares bifaciales, una subestación y una línea de transmisión de 14.6 km, y reducirá la importación de 210,000 barriles de petróleo al año y la emisión de 90,000 toneladas de CO_2. Con esta séptima obra renovable de gran escala, EGE Haina alcanza 466.5 MW de energía renovable, representando casi un 40% de su capacidad instalada, consolidándose como líder regional en energías limpias.

En 2024, **Uruguay** generó aproximadamente el 99% de su electricidad a partir de fuentes renovables, según datos preliminares del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Este desempeño consolidó al país como referente mundial en generación limpia, superando ampliamente la media regional y situándose entre los líderes globales en sostenibilidad eléctrica. La recuperación del aporte hidráulico, que había sido afectado por sequías en años anteriores, junto con la expansión de parques eólicos y solares, permitió mantener este nivel récord de generación renovable. La matriz eléctrica del país se compuso mayoritariamente de energía hidráulica (cerca de 50%), eólica (cerca de 30%), biomasa (13-14%) y solar (2-3%), con solo un mínimo aporte de fuentes fósiles. Este resultado demuestra la estabilidad del sistema uruguayo, capaz de cubrir la demanda interna y mantener capacidad de exportación de electricidad limpia hacia países vecinos.

5.1 Generación Distribuida

Brasil alcanzó a fines de octubre de 2024 un hito significativo en energía solar al acumular 50 GW de capacidad instalada en sistemas fotovoltaicos, de los cuales 33.5 GW correspondían a generación distribuida y los restantes 16.5 GW a instalaciones a escala centralizada. Este paso coloca al país entre los seis grandes a nivel mundial que superan los 50 GW de solar instalada, junto con China, EE.UU., India, Alemania y Japón.

En diciembre de 2024, **Ecuador** reportó el registro de más de 1,290 sistemas de generación para autoabastecimiento, cuya fuente principal es fotovoltaica (energía solar), lo que representa un aporte privado superior a 60.21 MW destinados al autoconsumo. Esta tendencia refleja un creciente interés de los ciudadanos y empresas en la generación de energía limpia y renovable, promovida además por los marcos regulatorios recientes, como la Regulación ARCONEL Nro. 005/24, que facilita la instalación y conexión de sistemas de autogeneración. La expansión de estas iniciativas contribuye a

descongestionar la red eléctrica nacional, optimizar el uso de recursos energéticos y reducir la huella de carbono del sector eléctrico del país.

6. ENERGÍA Y AMBIENTE

En junio de 2024, Enel **Chile** anunció el cierre definitivo de sus últimas unidades termoeléctricas a carbón, completando así su retiro total de esta fuente de generación y marcando un hito en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico nacional. Con esta medida, la compañía consolidó una matriz con cerca del 77% de capacidad instalada proveniente de energías renovables, principalmente solar, eólica, hidráulica y geotérmica, lo que representa uno de los porcentajes más altos del sector privado en el país. Este avance forma parte del compromiso nacional de retirar todas las centrales a carbón antes de 2030, en línea con la meta de carbono neutralidad para 2050 establecida por el Gobierno de Chile. Además, el cierre de estas plantas ha permitido reducir en más de 6 millones de toneladas anuales de CO_2 las emisiones del sistema eléctrico, reforzando el liderazgo chileno en la transición energética de América Latina.

En cumplimiento con la Consulta Popular efectuada en agosto del año pasado, en la cual la ciudadanía se pronunció a favor del cierre anticipado y posterior abandono de este Bloque por motivos ambientales y de protección de territorios indígenas, el Gobierno del **Ecuador** cumplió el mandato popular e inició el proceso de desmantelamiento del Bloque 43-ITT (áreas de Parque Nacional Yasuní), en Orellana con el cierre del primer pozo productor, el Ishpingo B-56, un pozo direccional, en el cual se realizó el apagado y abandono. Como parte de las acciones se procederá con la extracción del equipo electro sumergible y la tubería de producción. Además, se realizarán labores de limpieza del pozo y; posteriormente, se colocarán tapones de cemento para el abandono definitivo de la estructura. Con el cierre de este pozo, el volumen de producción del Bloque 43 se reducirá progresivamente. El Bloque 43-ITT, está conformado por las áreas de Ishpingo, Tiputini, Tambococha, tiene 247 pozos entre productores y reinyectores. Su desarrollo se inició hace más de 10 años.

7. GÉNERO Y ENERGÍA

Con el objetivo de impulsar la participación femenina en el sector energético, el Ministerio de Energía de **Chile** desarrolló en la Región del Biobío el programa "Liderazgo Energía + Mujeres", una iniciativa inédita implementada por la consultora Walk The Talk (WTT) que capacitó a más de treinta mujeres provenientes de diversos ámbitos —empresa privada, academia y sector público— para fortalecer sus habilidades de liderazgo y toma de decisiones en el marco de la transición energética. El programa, de 30 horas de duración, incluyó talleres presenciales y actividades virtuales centradas en el autoconocimiento, la oratoria y la gestión colaborativa. Durante la ceremonia de clausura en INACAP Talcahuano, autoridades del Ministerio destacaron el compromiso del Gobierno con la igualdad de género y el rol clave de las mujeres en la transformación energética del país.

Por tercer año consecutivo, en **Costa Rica** el MINAE reconoció a 100 mujeres rurales e indígenas con el Galardón de Igualdad de Género para Unidades Productivas (GIGUP 2024) por su liderazgo en la protección ambiental y el desarrollo sostenible. Estas iniciativas no solo reducen brechas de género y fomentan comercio justo y solidario, sino que también contribuyen a la eficiencia y sostenibilidad en el sector agroambiental, vinculado al uso responsable de recursos naturales y la reducción de emisiones asociadas a actividades productivas. A través del respaldo de FONAFIFO, la Estrategia Nacional REDD+ y cooperación internacional, las unidades productivas premiadas implementan prácticas que fortalecen la gestión forestal y la resiliencia ambiental, incluyendo la posibilidad de integrar soluciones energéticas limpias en sus procesos. La premiación visibiliza la capacidad de las mujeres para impulsar innovación ambiental y económica, generando valor agregado en el sector rural y alineándose con los compromisos de sostenibilidad energética y climática de Costa Rica. También se fomenta la creación de alianzas que promueven encadenamientos productivos sostenibles y resilientes frente al cambio climático.

En noviembre de 2024, en **Paraguay** la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), realizó el "Curso Taller de Formación en Equidad de Género" que tuvo como objetivo principal sensibilizar sobre la igualdad de género, prevenir todo tipo de violencia y conocer la legislación vigente en el sector energético. El curso fue organizado por la Dirección de Planificación y Estudios, la Dirección de Recursos Humanos, la División de Desarrollo del Personal y la Coordinación de la Comisión de Equidad de Género de la ANDE. El taller tiene como objetivo afianzar los conceptos de género y energía, resaltando la importancia de incorporar a más mujeres en espacios de decisión, proyectos y acciones en el sector de energía, según las disposiciones legales vigentes. También se publicó el Capítulo 8 "Consumo de energía y género" como parte del Tomo III "Sector Residencial" del Balance en Energía Útil (BEU 2023). Por vez primera el capítulo aborda la problemática de la "Inequidad de género relacionada con la energía" (IGE) analizando este indicador al interior de los hogares urbanos y rurales.

8. INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

Brasil firmó una declaración conjunta con India, reforzando la colaboración bilateral en energía y minería. El documento subraya que ambos países son socios comerciales estratégicos, con cooperación creciente en comercio, tecnología y energía, destacando a Brasil como uno de los principales destinos de inversión india en petróleo y gas. Además, reafirman su papel como miembros fundadores de la Alianza Global para Biocombustibles (GBA), promoviendo los biocombustibles como elemento clave de la transición energética global, y acuerdan iniciar un diálogo sobre la cooperación en minerales críticos y sus cadenas de valor, fortaleciendo la sostenibilidad ambiental y el desarrollo socioeconómico de ambas naciones.

Argentina y Brasil firmaron un Memorando de Entendimiento (MoU) para facilitar la exportación de gas natural argentino, especialmente del yacimiento Vaca Muerta, a Brasil. El acuerdo establece un grupo de trabajo bilateral que estudiará la viabilidad económica y logística de las rutas existentes, con una meta de transportar hasta 2 millones de metros cúbicos diarios a corto plazo, creciendo a 30 millones hacia 2030.

Bolivia y Brasil firmaron memorandos de entendimiento para fortalecer la integración energética. Los acuerdos incluyen la interconexión de sistemas eléctricos aislados en el norte de Bolivia, la optimización de la Central Hidroeléctrica de Jirau para aumentar su generación durante la estación seca, y la actualización de un memorando de 2007 para promover el uso de gasoductos existentes y nuevos proyectos de exploración de gas natural, asegurando el suministro para el mercado brasileño.

Brasil y Chile, firmaron una carta de intenciones para fortalecer la cooperación en el sector mineral, enfocándose en minerales estratégicos para la transición energética. El acuerdo busca promover transparencia, investigación y desarrollo, capacitación laboral, inversión extranjera y adopción de tecnologías avanzadas y minería sostenible. Además, se anunció la creación de un Grupo de Trabajo bilateral sobre Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF), con el objetivo de intercambiar conocimientos técnicos y regulatorios, fomentar la descarbonización del sector aéreo y avanzar en el proyecto brasileño "Combustible del Futuro", con metas de SAF que irán del 1% en 2027 al 10% en 2037, consolidando a Brasil como un hub global de aviación sostenible.

Durante la COP29 en Bakú, **Costa Rica** e Israel firmaron un Memorando de Entendimiento para fortalecer la cooperación en protección ambiental, intercambio de tecnologías, mejores prácticas de adaptación al cambio climático, gestión de la calidad del aire, financiamiento de riesgos y sistemas de alerta temprana. Asimismo, se acordó organizar capacitaciones, talleres y visitas de estudio entre ambos países. En paralelo, Costa Rica y **Colombia** sostuvieron un encuentro bilateral para compartir experiencias en conservación forestal, REDD+, mercados de carbono, adaptación climática

y consulta a pueblos indígenas, buscando replicar modelos exitosos y fortalecer la cooperación regional. Ambos encuentros resaltaron la importancia de la colaboración internacional para acelerar la transición energética, aumentar la resiliencia climática y avanzar en los objetivos de conservación y sostenibilidad. También se estableció un grupo técnico para dar seguimiento a los acuerdos y definir acciones concretas de cooperación.

Ecuador y Japón formalizaron un contrato de préstamo por aproximadamente 43 millones de dólares para el desarrollo del Proyecto Geotérmico Chachimbiro, ubicado en Imbabura. La primera fase contempla una inversión aproximada de USD 80 millones de dólares que se cubrirán con el crédito del Gobierno de Japón y fondos propios de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. El Proyecto Geotérmico Chachimbiro ha completado la etapa de la prefactibilidad inicial y avanzada, cuyo desarrollo permitirá aportar al país en la generación de energía y en la diversificación de la matriz energética, que actualmente tiene alta dependencia de la fuente hídrica.

El Sistema de Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC) de Furnas, que transporta energía de la Represa de Itaipú hacia **Brasil**, completó su etapa de revitalización, fortaleciendo la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico para millones de brasileños. La modernización, supervisada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) incluyó actualización de convertidores, estaciones conversoras y sistemas de monitoreo en tiempo real, asegurando un suministro estable y reducción de riesgos de fallas. El proyecto optimiza la operación de Itaipú, transformando corriente alterna de 500 kV en corriente continua de 600 kV en Foz do Iguaçu y reconvirtiéndola a 60 Hz en Ibiúna. Actualmente, **Paraguay** consume solo el 20% de la producción, mientras Brasil utiliza el resto, consolidando al HVDC de Furnas como un activo estratégico que garantiza calidad, confiabilidad y menores costos para los consumidores brasileños, alineado con el Plan Decenal de Expansión de Energía 2030. En este escenario Paraguay y Brasil lograron un avance histórico en la integración energética regional gracias a la Ordenanza Normativa del Ministerio de Minas y Energía de Brasil que por primera vez permite la importación de energía eléctrica paraguaya al Ambiente de Contratación Libre (ACL) del mercado brasileño, ampliando las oportunidades comerciales y fortaleciendo el vínculo energético entre ambos países. La medida permitirá a Paraguay impulsar su industria hacia el enorme potencial del mercado brasileño (20 veces mayor que el paraguayo). Este hito se enmarca en el Instrumento de Entendimiento sobre directivas relacionadas con la energía de Itaipú Binacional suscrito entre Paraguay y Brasil, en mayo de 2024.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) del **Perú** suscribió dos Memorándums de Cooperación (MdC) con Japón, a través del Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI) y la Organización Japonesa para la Seguridad Energética y de los Metales (JOGMEC), estos acuerdos buscan intensificar la colaboración en transición energética, descarbonización, seguridad energética y tecnología en minería, incluyendo asistencia técnica, desarrollo de capacidades, proyectos piloto para energías limpias, promoción de inversión privada, intercambio de información y cooperación en investigación de minerales, fortaleciendo así los vínculos tecnológicos, económicos y científicos entre ambos países. Además el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) del Perú suscribió un Memorando de Entendimiento (MdE) con el Ministerio de Comercio, Industria y Energía de Corea del Sur para fortalecer la cooperación en todas las actividades mineras, incluyendo cateo, prospección, exploración, explotación, beneficio, comercialización y transporte, con especial énfasis en minerales críticos como litio, cobre, zinc y molibdeno; el acuerdo permitirá el intercambio de información y experiencias entre ambos países bajo principios de beneficios mutuos, igualdad y reciprocidad, consolidando así las relaciones bilaterales en minería y tecnología asociada a minerales estratégicos.

República Dominicana y **El Salvador** firmaron un acuerdo de cooperación en materia de hidrocarburos en el marco de la IX Semana de la Energía de OLACDE en Asunción, con el objetivo de fortalecer la colaboración bilateral en exploración y explotación de recursos del subsuelo, incluidos hidrocarburos y geotermia. El convenio contempla el intercambio de experiencias, tecnología, información pública y conocimientos actualizados, así como la realización de talleres, evaluaciones de impacto ambiental y social, y la creación de grupos de trabajo para formular planes y estrategias de explotación responsable. El acuerdo busca mejorar las capacidades, infraestructuras y marcos normativos de ambos países, promoviendo prácticas mineras sostenibles y responsables con la biodiversidad, y fomentando sinergias estratégicas en el sector energético y geotérmico.

El Gobierno de **República Dominicana**, a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) firmaron un Memorando de Entendimiento para implementar entre 2025 y 2027 un programa de cooperación técnica que busca impulsar una transición energética justa, sostenible y alineada con los compromisos climáticos del país. El acuerdo, con fondos no reembolsables de la AFD, permitirá modernizar la infraestructura energética, repotenciar presas hidroeléctricas y fortalecer la capacidad técnica del país en energías limpias. Durante el programa, expertos técnicos brindarán asistencia y un comité liderado por el MEM realizará seguimiento semestral de los avances, asegurando la correcta implementación de las iniciativas en colaboración con actores clave como la CNE y Egehid. Esta iniciativa se enmarca en el "Programa de Acción Climática para un Desarrollo Económico Sostenido" y la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030.

Durante 2024, **Uruguay** exportó aproximadamente USD 104 millones en electricidad, según datos oficiales del gobierno. De este total, cerca del 90% de la energía vendida se destinó a **Argentina**, mientras que el resto se exportó principalmente a **Brasil**. Todas las exportaciones correspondieron a electricidad de origen renovable, generada principalmente a partir de hidráulica, eólica, biomasa y solar, consolidando a Uruguay como un proveedor confiable de energía limpia en la región. Las ventas al exterior se realizaron principalmente a través de los sistemas de interconexión regional, aprovechando los excedentes de generación nacional, que alcanzaron niveles récord de participación renovable, cercana al 99 % del total producido en el país. Estas operaciones refuerzan el papel de Uruguay como exportador de energía sostenible y muestran la estabilidad de su matriz eléctrica frente a variaciones de demanda interna y condiciones climáticas.

9. RECONOCIMIENTOS, EVENTOS Y CONVENCIONES

En el marco de la COP29 en Bakú, **Brasil** desde la presidencia del G20 lanzó la "Hoja de ruta para aumentar la inversión en energías limpias en los países en desarrollo", elaborada con la Agencia Internacional de Energía y otros socios internacionales. El documento ofrece un plan estructurado para atraer inversión privada y financiamiento internacional hacia proyectos de energía limpia en países en desarrollo, buscando superar los desafíos de financiamiento y fomentar un ecosistema energético resiliente y sostenible. La Hoja de Ruta incluye recomendaciones con plazos definidos, mecanismos de reducción de riesgos y estrategias para crear entornos políticos y financieros favorables, tomando como ejemplo el modelo brasileño de energías renovables, y pretende movilizar capital suficiente para multiplicar los proyectos de energía limpia y contribuir al cumplimiento de las metas climáticas globales.

En noviembre de 2024 **Brasil** alcanzó los 50 GW de capacidad operativa en energía solar, incluyendo micro y minigeneración distribuida y generación centralizada, consolidando al país en el 6º lugar del ranking mundial junto a potencias como China y Estados Unidos. Minas Gerais lidera la instalación de usinas fotovoltaicas centralizadas en 2024, con 64 plantas y 2,666 MW de capacidad. La energía solar representa actualmente el 20.7% de la matriz eléctrica brasileña, destacándose como la segunda mayor fuente de generación del país y fortaleciendo la transición energética y la sostenibilidad.

El 14 de noviembre de 2024, en la COP 29 en Bakú, Azerbaiyán, se lanzó el Pacto Energético de la ONU para una transición energética justa e inclusiva, basado en los principios aprobados por el G20. El pacto establece compromisos para fortalecer la seguridad energética y acelerar la transición hacia energías limpias, sostenibles, accesibles y socialmente inclusivas, promoviendo el diálogo social y la participación de todas las partes interesadas en la planificación y ejecución de políticas energéticas. Su objetivo principal es garantizar que la transición energética global sea justa, inclusiva y contribuya a reducir la pobreza energética, fomentando la cooperación internacional y la adhesión de países, empresas y asociaciones a estos compromisos.

República Dominicana recibió el primer lugar en la "Categoría Descentralización en Electrificación Rural" del Premio CIER de Innovación 2024 por un proyecto de energía limpia en Sabana Real, provincia Independencia, que beneficia a más de 225 habitantes mediante una microplanta solar. La iniciativa,

ejecutada por el MEM, MEPyD, Edesur, Indotel y la Cooperativa La Bella, con apoyo de GIZ y la Unión Europea, mejora la calidad de vida y las oportunidades económicas de la comunidad. La premiación se realizó el 4 y 5 de diciembre de 2024 en Punta del Este, Uruguay, destacando el liderazgo dominicano en energía renovable y transición energética en la región. Este reconocimiento resalta la innovación, sostenibilidad y creatividad en el sector eléctrico latinoamericano.

La Sexta Reunión Regional de la Alianza Solar Internacional se realizó del 9 al 11 de septiembre de 2024 en **República Dominicana**. Durante el encuentro, los países participantes intercambiaron experiencias y buenas prácticas para impulsar proyectos de energía solar, fortaleciendo la colaboración regional y la formación de talento especializado. Como resultados principales, se identificaron oportunidades de inversión, se promovió la participación del sector privado y se definieron estrategias para acelerar la transición hacia una matriz energética más sostenible y autosuficiente en América Latina y el Caribe.

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 OLACDE, 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 1 de julio de 2025.

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 OLACDE a través de los Asesores de OLACDE en los países, quienes actúan como enlace entre las autoridades energéticas en cada país y la OLACDE 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 2024.

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 2010 y el 2024. 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 OLACDE, 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, a partir de los datos publicados el 1 de julio de 2025.

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/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.KD, a partir de la base datos publicada el 1 de julio de 2025.

Con respecto al caso de los PIB sectoriales a partir de los cuales se calculan las intensidades y emisiones de CO_2, corresponde a estimaciones propias realizadas por OLACDE 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 trasformación 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:

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

donde:

$OTEP_t$ = 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 autoproductores. 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 (deflactor) 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 proxi 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 OLACDE 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 CO_2

Las emisiones de CO_2 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 CO_2 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 (CH_4) y otra forma de hidrocarbonos, compuestos que en el lapso comprendido entre unos pocos días hasta 10 u 11 años, se oxidan en la atmósfera para convertirse en CO_2.

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 CO_2 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 CO_2 del sector i en el instante t, se calculan a partir de la expresión:

$$Emisiones_t^i = \sum_{j=1}^{Energ\acute{e}tico} FE_j^i \cdot CE_{jt}^i$$

donde:

$$FE_j^i = \text{Factor de emisión del energético } j \text{ correspondiente al sector } i$$
$$CE_{jt}^i = \text{Consumo final de energía del energético } j \text{ correspondiente al sector } i \text{ en } t$$

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 CO_2 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 CO_2 por energía consumida

Se define como la relación entre las emisiones totales de CO_2 divididas por el consumo final de energía.

Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica

Se define como las emisiones de CO_2 producidas por la generación eléctrica divididas por la producción total de electricidad.

Intensidad de emisiones de CO_2

Se define como las emisiones totales de CO_2 producidas, divididas por el PIB PPA a valores constantes.

Emisiones de CO_2 per cápita

Se define como las emisiones totales de CO_2 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:

$$\begin{aligned} TV_t &= \text{Tasa de variación (porcentual) en } t \\ t &= \text{Indica el tiempo} \\ M_t &= \text{Monto o valor en el instante } t \\ M_{t-1} &= \text{Monto en el instante anterior } t-1 \end{aligned}$$

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

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

DATOS GENERALES 2024

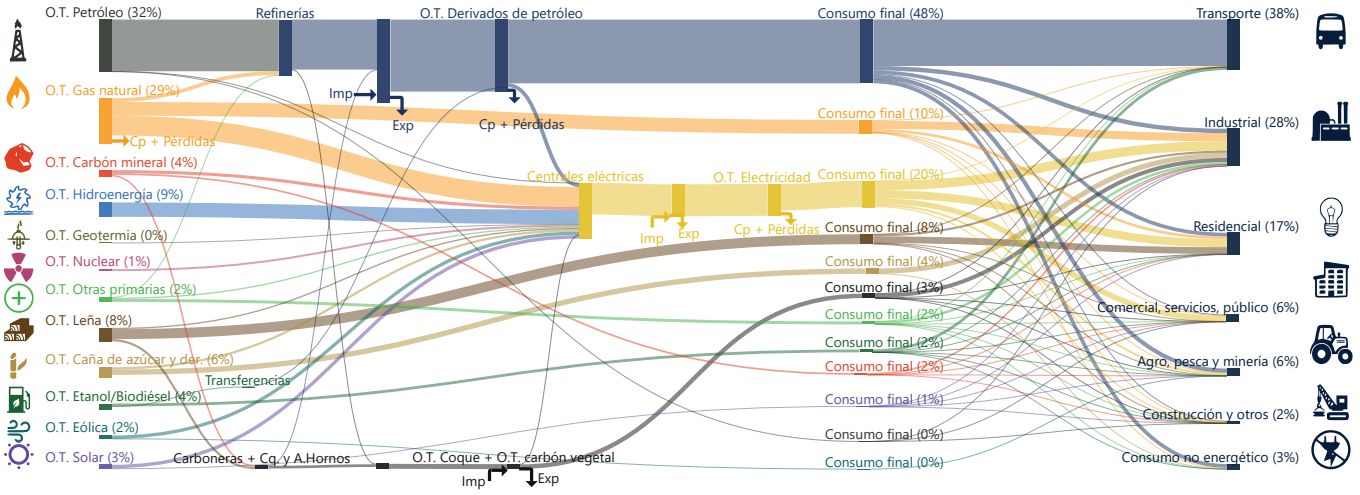
	Unidad	ALC	Mundo
Población	millones hab.	660.10	8,142.06
Participación población ALC respecto al mundo		8.11%	
PIB USD PPA	MUSD	12,834,339	173,162,599
Participación PIB USD respecto al mundo		7.41%	

SECTOR ENERGÉTICO 2024

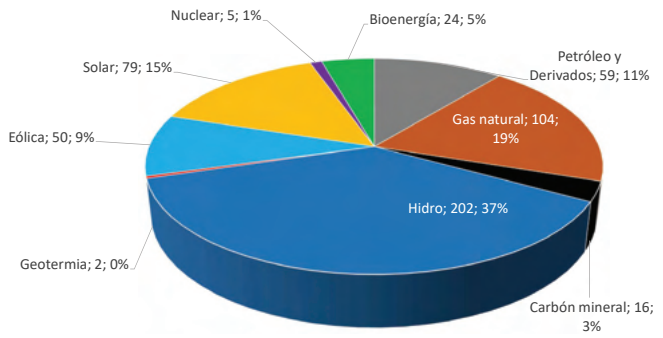
	Unidad	ALC	Mundo
Participación de renovables en la matriz de energía primaria		34.52%	14.49%
Participación de fuentes renovables en la generación eléctrica		64.3%	30.2%
Hidroenergía		42.5%	14.3%
Solar		7.8%	5.5%
Eólica		9.2%	7.8%
Biomasa		4.4%	2.3%
Geotérmica		0.5%	0.3%
Participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica		35.7%	69.8%
Gas natural		24.3%	22.5%
Carbón		3.2%	35.5%
Petróleo y derivados		6.0%	2.7%
Nuclear		2.1%	9.1%
Participación de ALC en las emisiones totales mundial de CO_2e		8.2%	
Participación del sector energético de ALC en las emisiones totales mundiales de CO_2e		5.0%	
Consumo final (Demanda)	Mtep	662	15,345
Participación del consumo final respecto al mundo		4.32%	
Consumo per cápita de electricidad	kWh / hab.	2,333.52	3,728.24
Intensidad energética	(tep / mil USD PPA)	0.052	0.089
Tasa de electrificación		97.23%	92.29%
Población sin acceso a electricidad	millones hab.	18	628
Reservas probadas petróleo	Mbbl	341,591	1,744,525
Participación de reservas probadas petróleo respecto al mundo		19.58%	
Reservas probadas gas natural	Gm^3	7,985	187,983
Participación de reservas probadas gas natural respecto al mundo		4.25%	
Reservas probadas carbón mineral	Mt	10,651	1,069,859
Participación de reservas probadas carbón mineral respecto al mundo		1.00%	

1. 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.
2. La información del Cono Sur que se presenta en este capítulo no incluye Brasil dado que este país es considerado como una subregión.

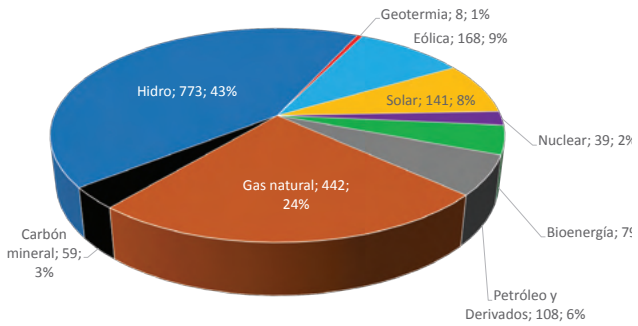
Balance Energético Resumido 2024



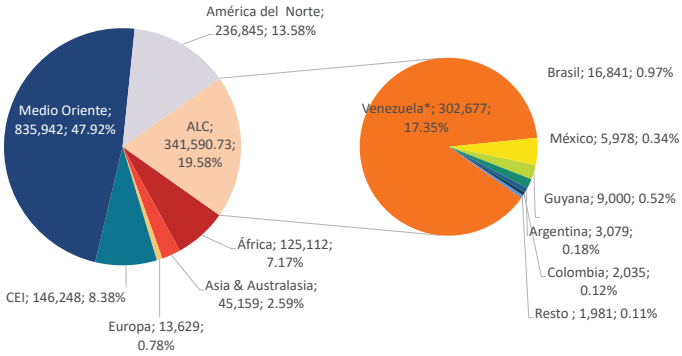
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [GW; %]
2024
Total: 542 GW



Generación eléctrica ALC por fuente [TWh; %]
2024
Total: 1,817 TWh

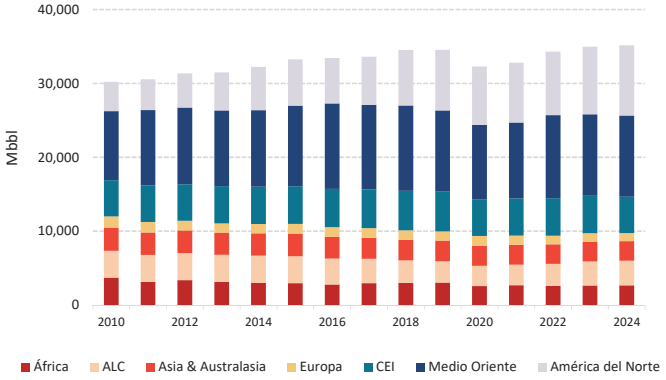


Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbl, %]
2024
Total: 1,744,525 Mbbl



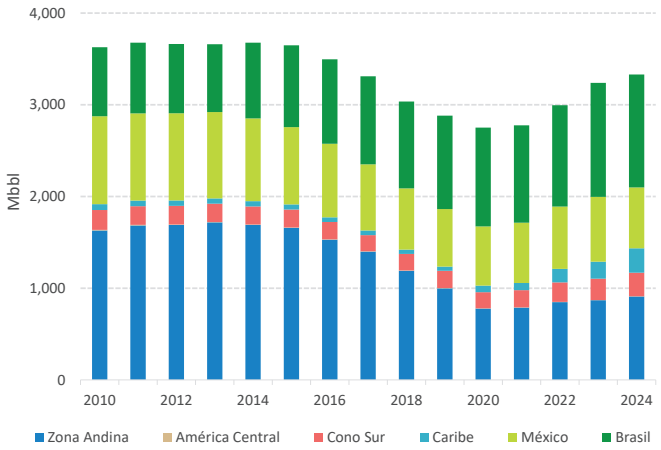
(*): Datos Venezuela estimados por OLACDE.

Producción mundial de petróleo por subregiones

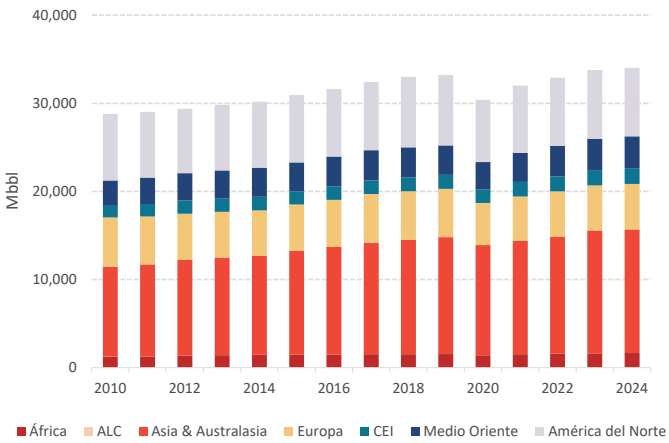


ALC

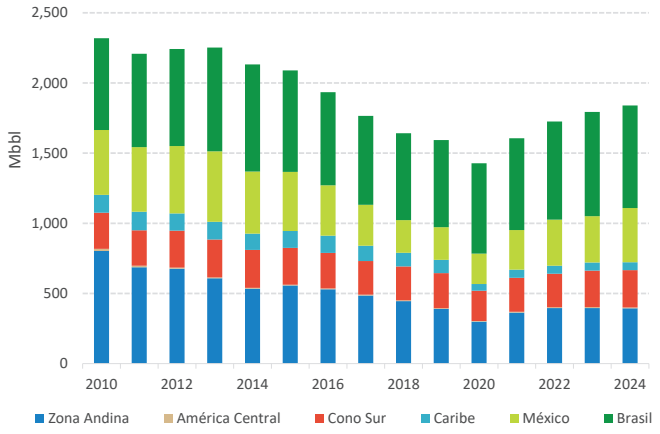
Producción de petróleo ALC por subregiones



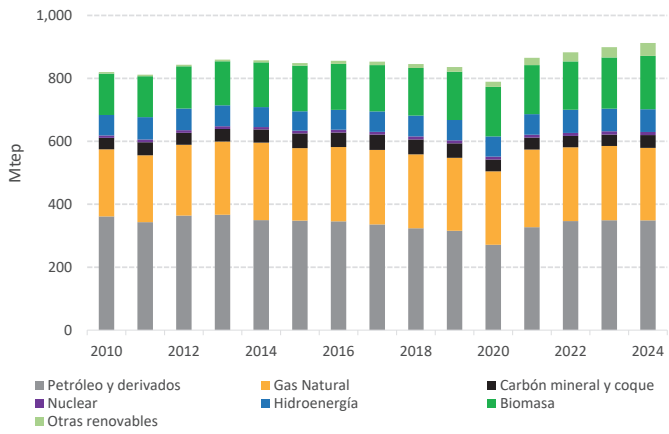
Oferta total mundial de petróleo por subregiones



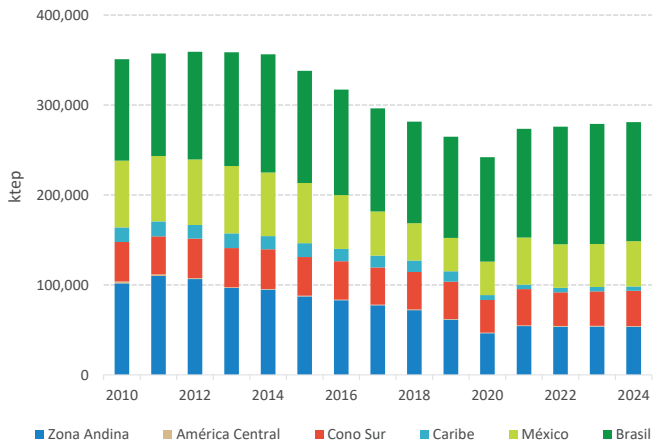
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



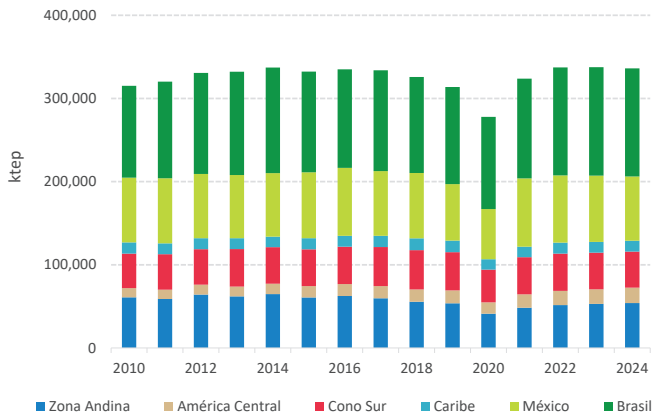
Oferta total por fuente ALC



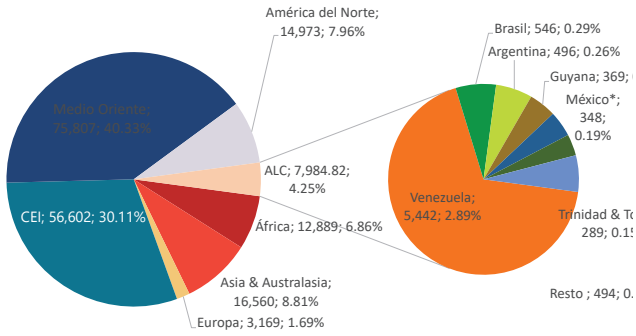
Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones



Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones

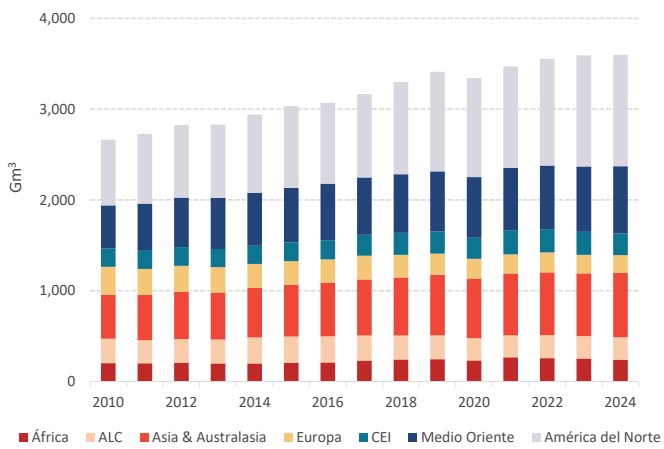


Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm³, %]
2024
Total: 187,983 Gm³

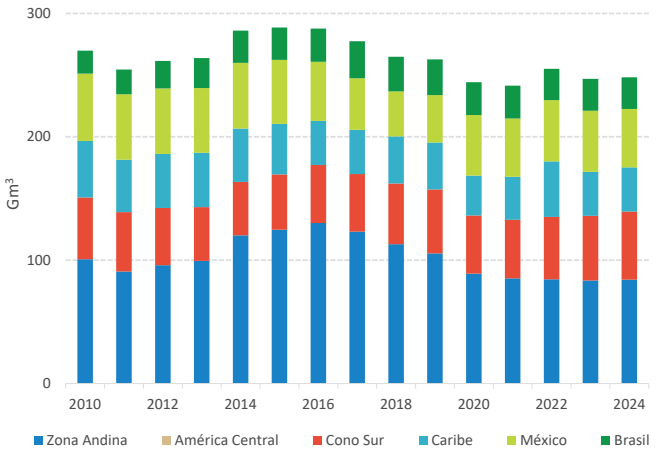


Nota: Datos Venezuela estimados por OLACDE.

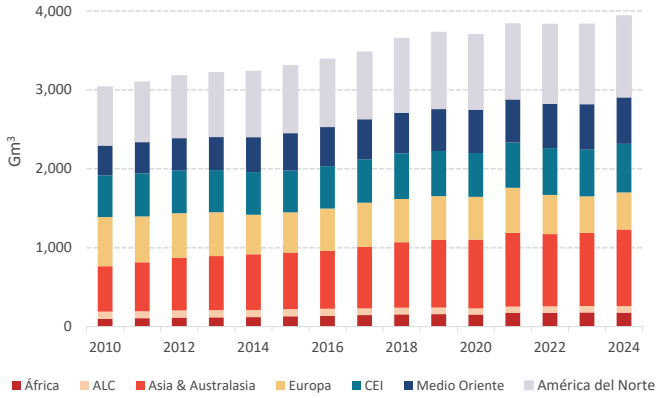
Producción mundial de gas natural



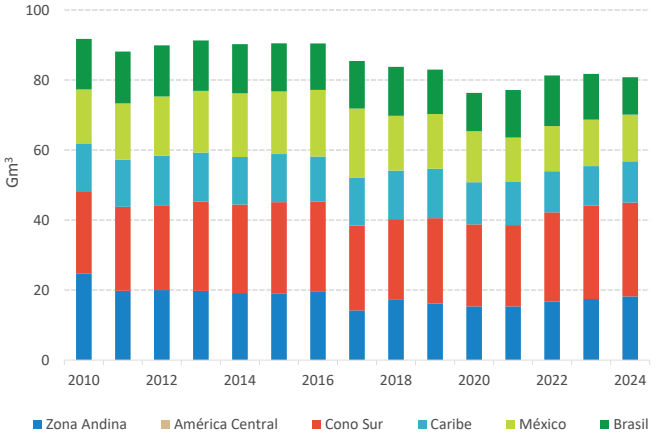
Producción de gas natural ALC por subregiones



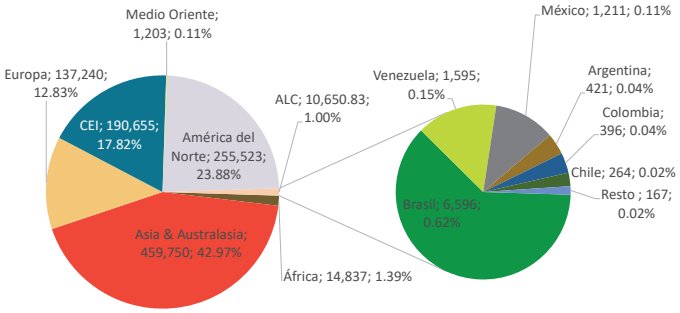
Consumo final mundial de gas natural



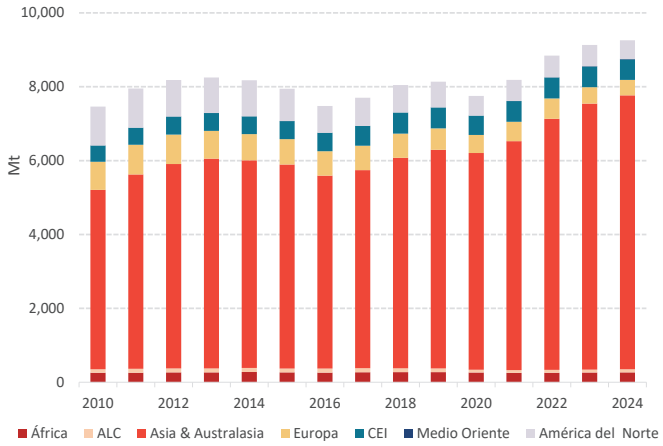
Consumo final de gas natural ALC por subregiones



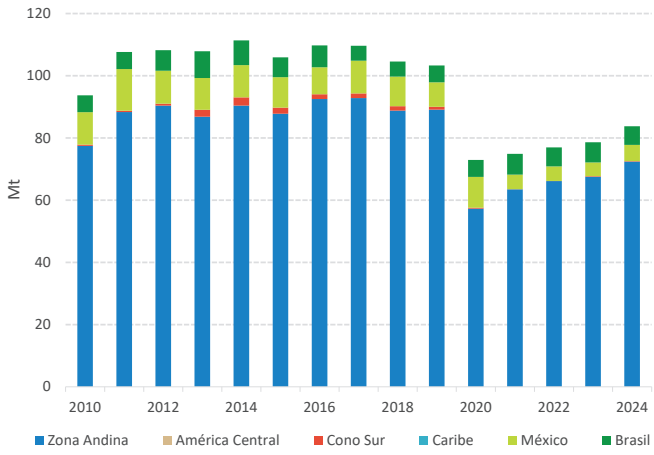
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt, %]
2024
Total: 1,069,859 Mt



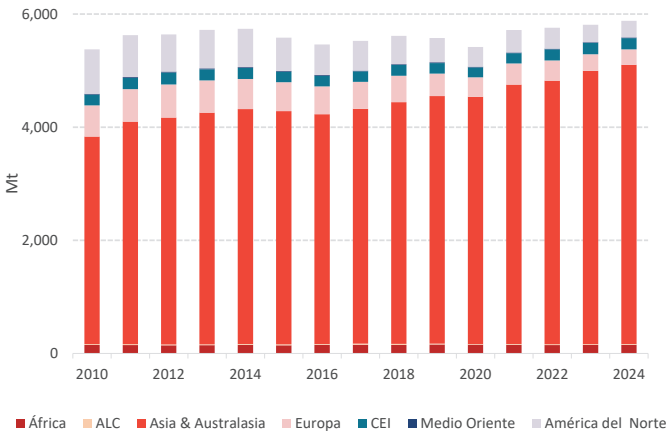
Producción mundial de carbón mineral



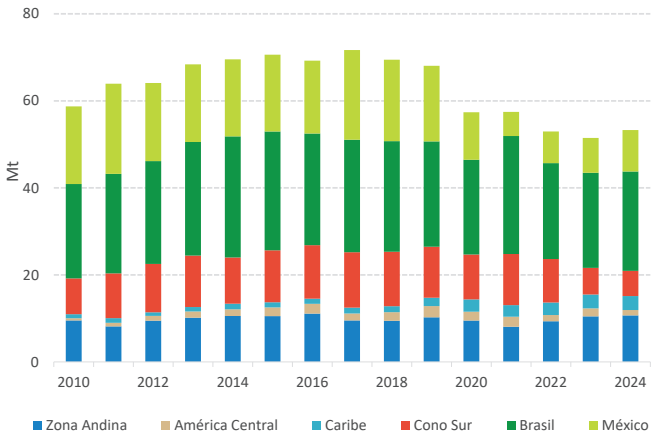
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



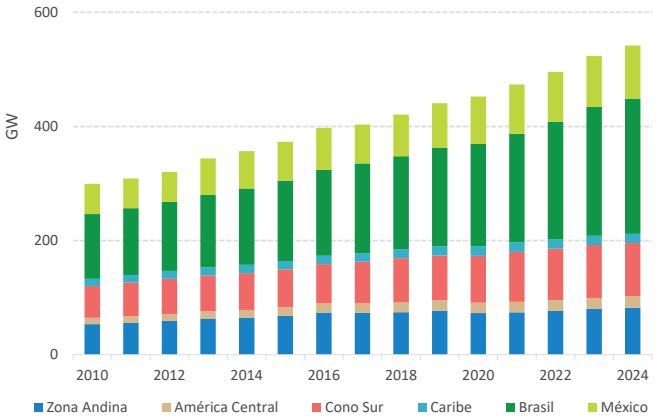
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



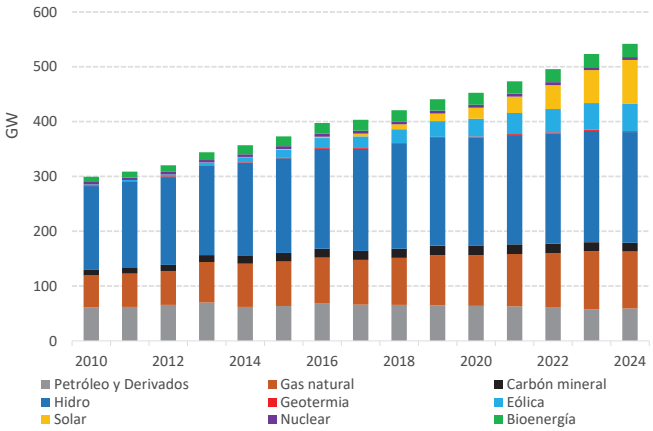
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



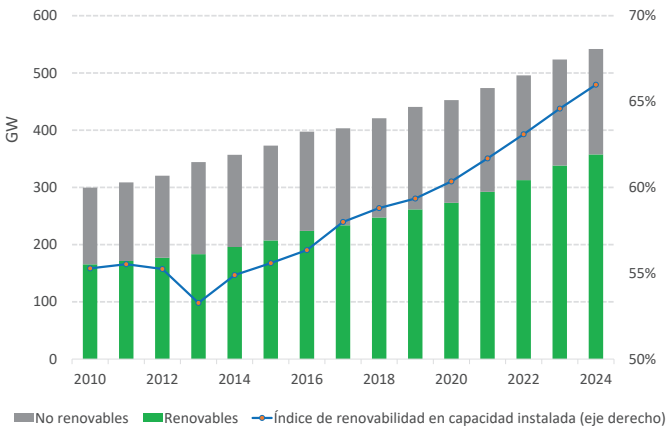
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



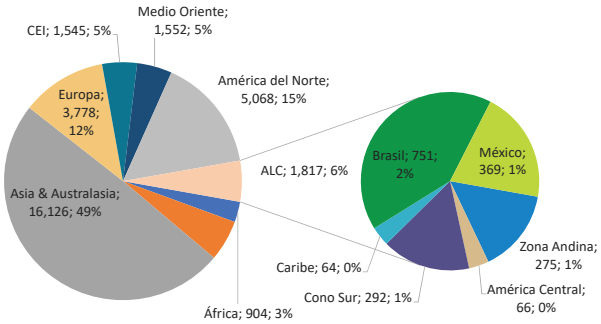
Capacidad instalada por fuente - ALC



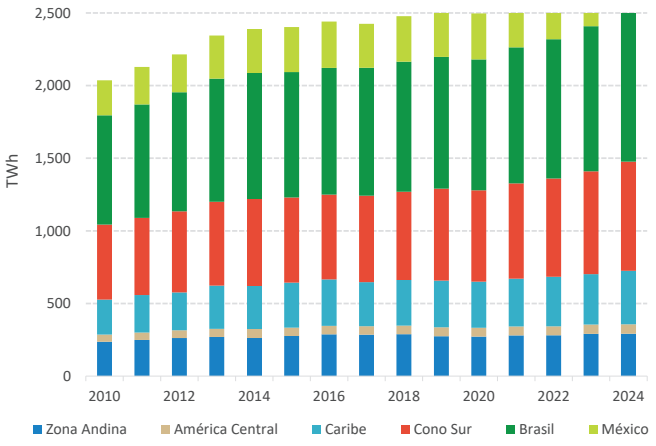
Capacidad instalada por fuente - ALC



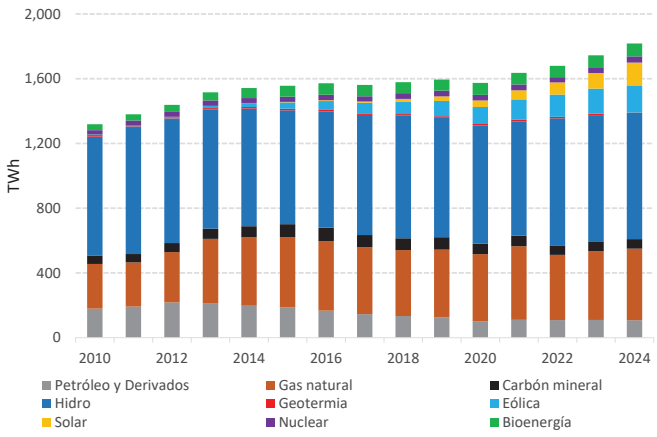
Generación eléctrica mundial por subregiones [TWh, %]
2024
Total: 30,791 Mt



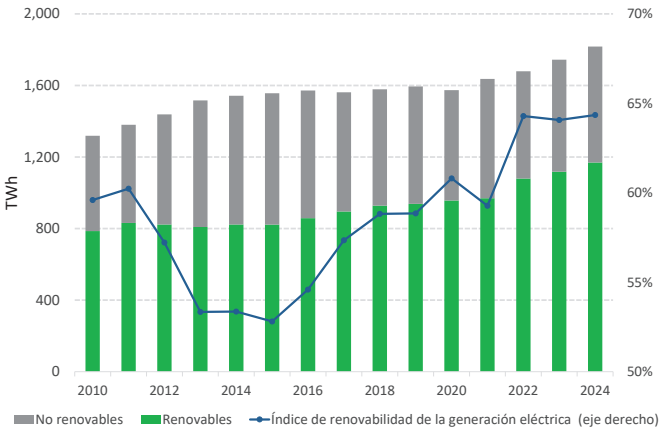
Generación eléctrica ALC por subregiones



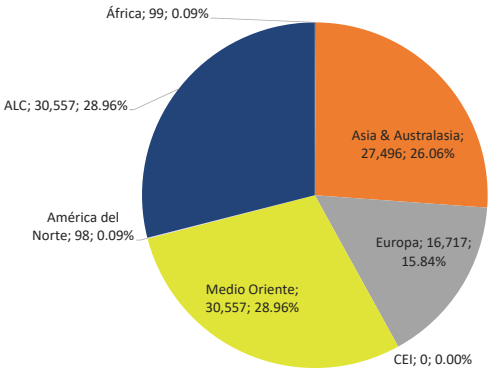
Generación eléctrica por fuente ALC



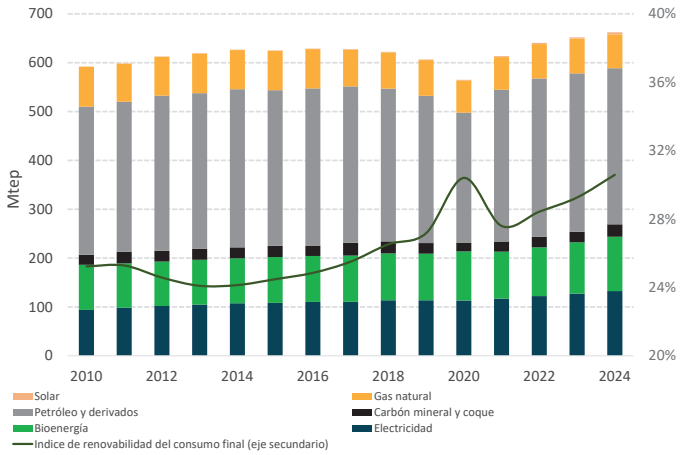
Generación eléctrica por fuente ALC



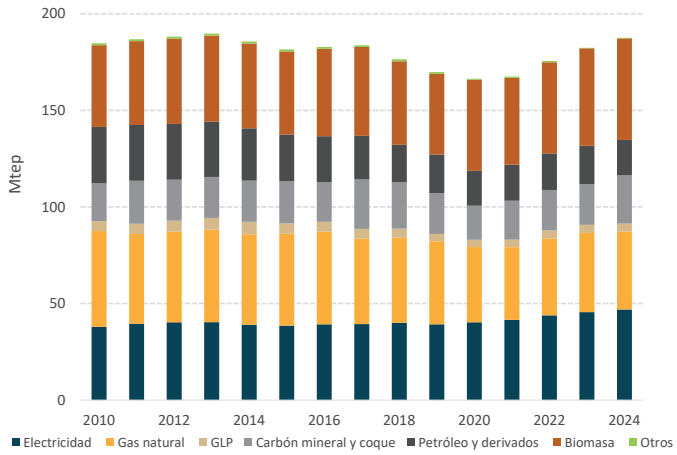
Producción mundial de biocombustibles [ktep]
2024
Total: 105,525 ktep



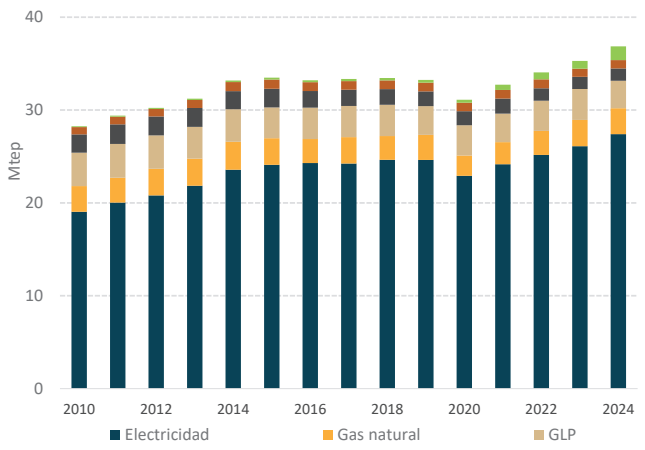
Consumo final de energía por fuente ALC



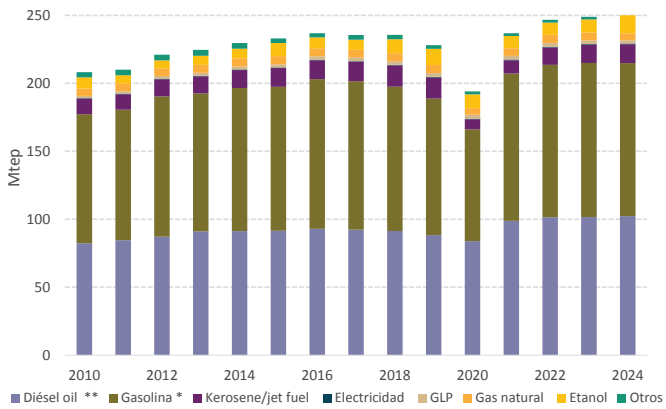
Consumo final Industrial ALC



Consumo final Comercial ALC

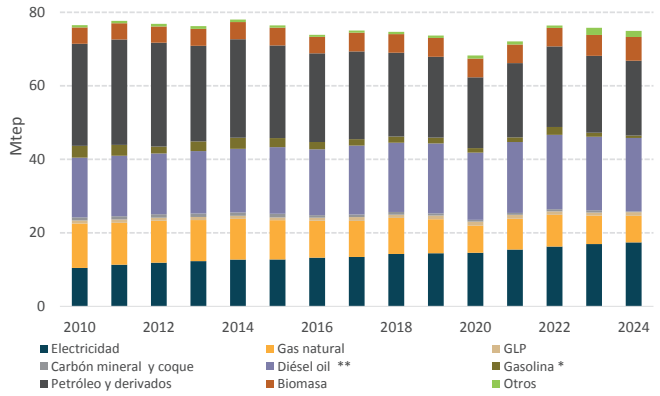


Consumo final Transporte ALC



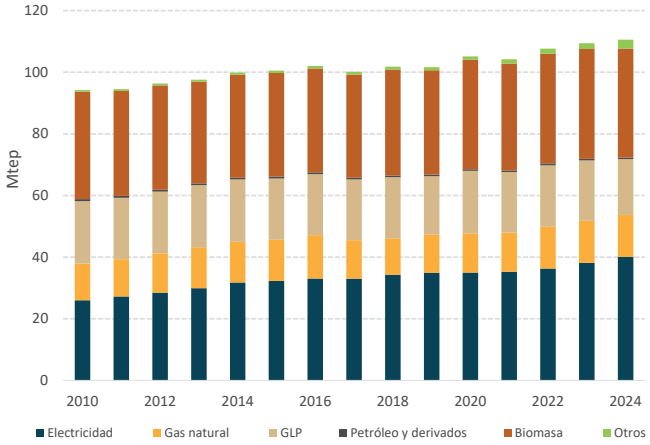
* Gasolina incluye con y sin etanol.
** Diésel oil incluye con y sin biodiésel.

Consumo final de otros sectores ALC

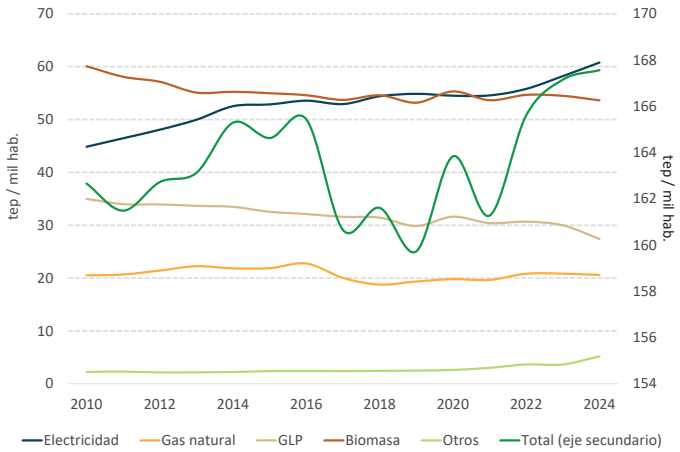


* Gasolina incluye con y sin etanol.
** Diésel oil incluye con y sin biodiésel.

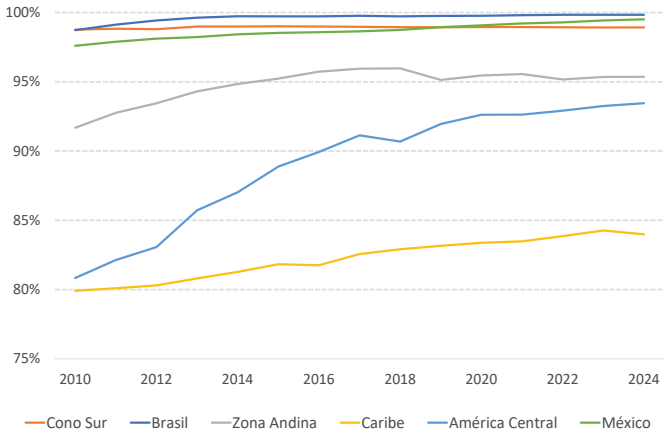
Consumo final Residencial ALC



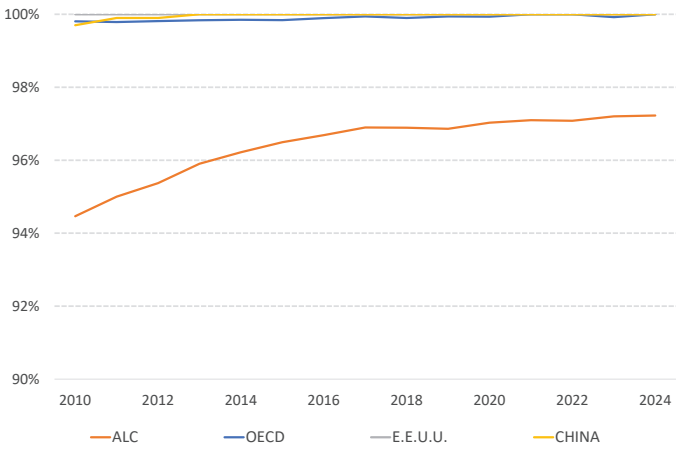
Consumo final per cápita Sector Residencial ALC



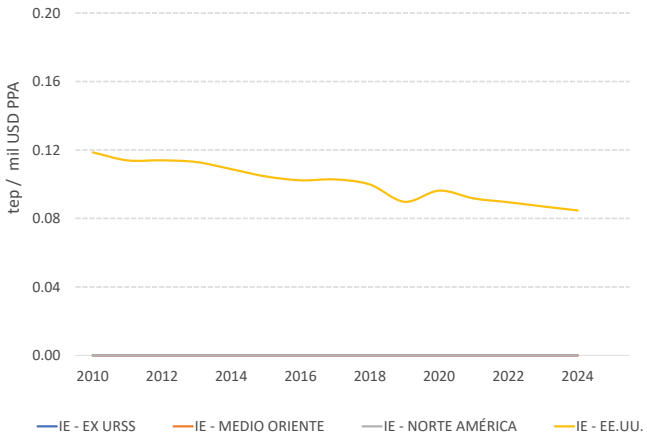
Tasa de electrificación ALC por subregiones



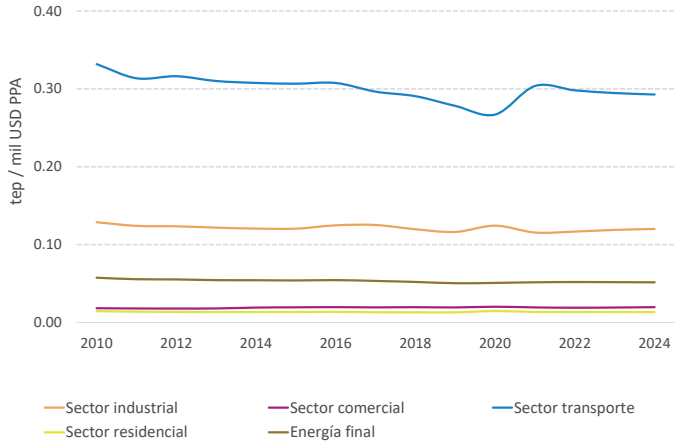
Tasa de electrificación por regiones del mundo



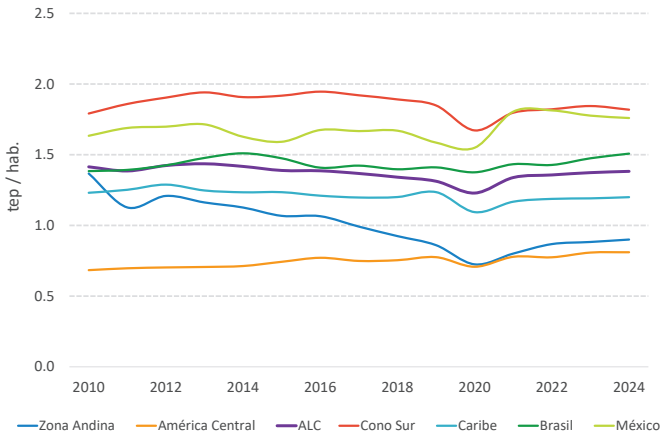
Intensidad energética por regiones del mundo



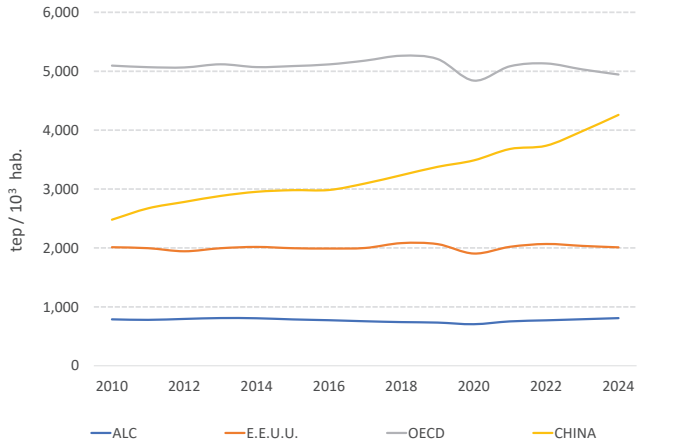
Intensidades energéticas sectoriales ALC



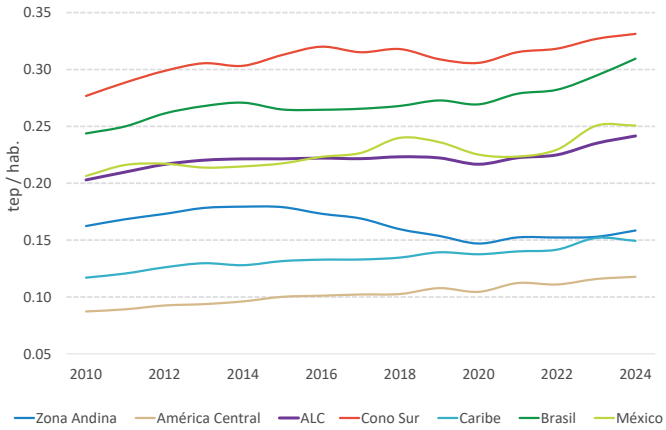
Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones



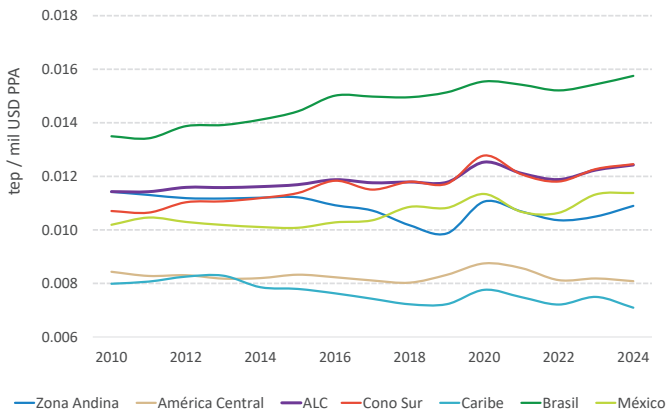
Oferta total de energía per cápita regiones mundo



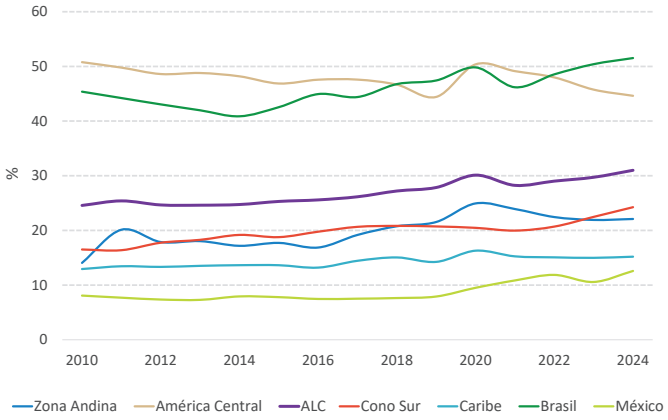
Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones



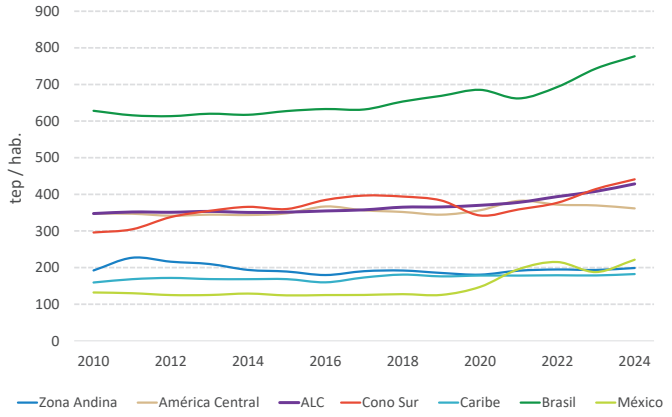
Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



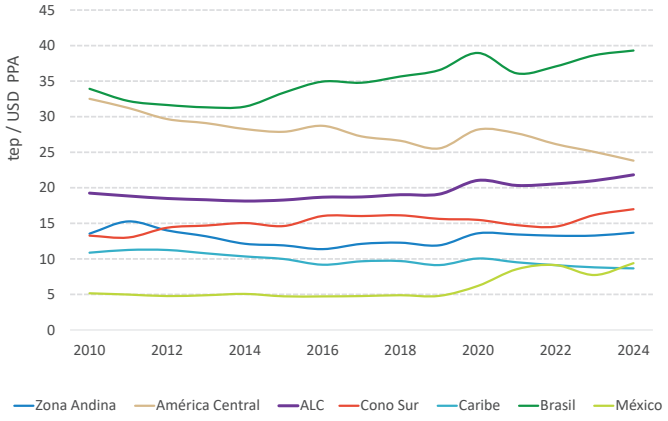
Índice de renovabilidad ALC y subregiones



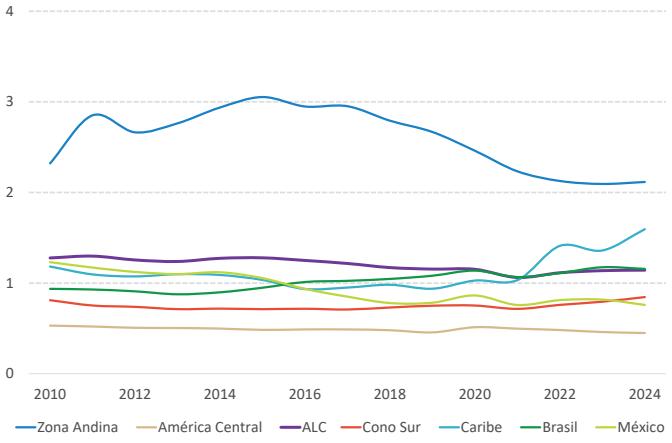
Oferta de energía renovable per cápita para ALC y subregiones



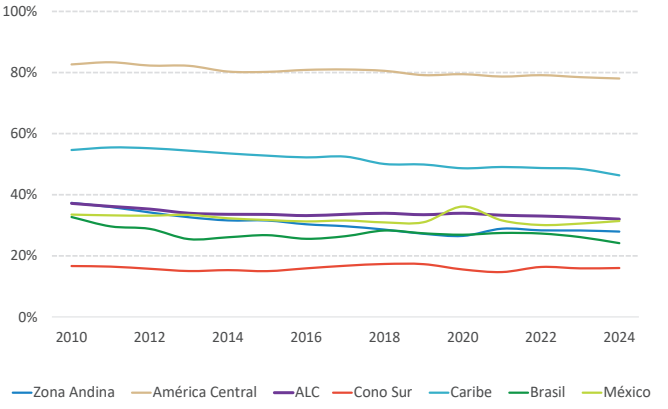
Oferta de energía renovable por unidad de PIB para ALC y subregiones



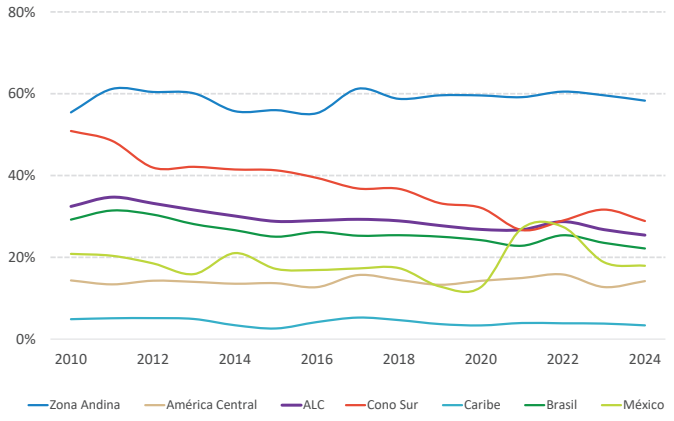
Autarquía energética total de ALC y subregiones



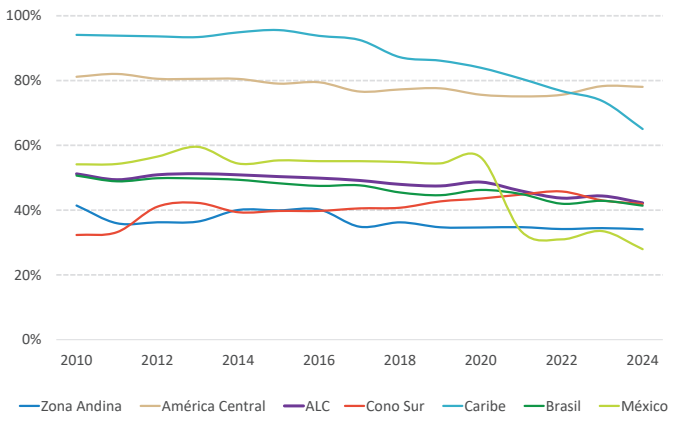
Participación de la biomasa en el consumo residencial ALC y subregiones



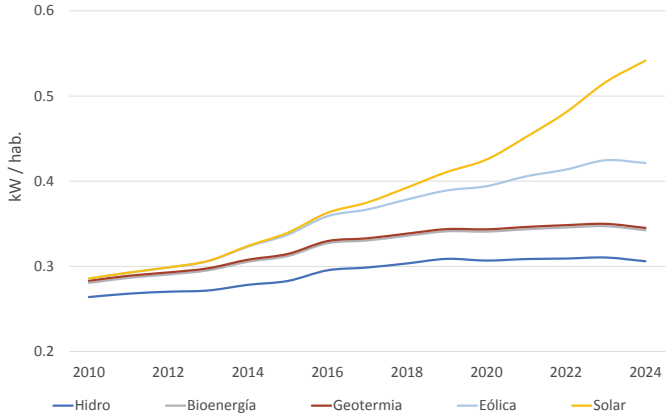
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



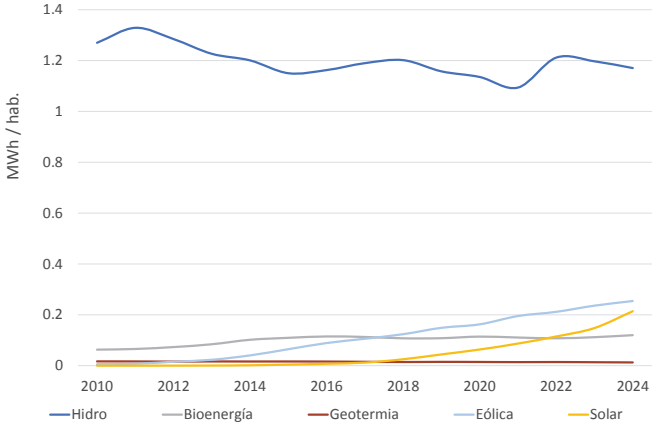
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable ALC y subregiones



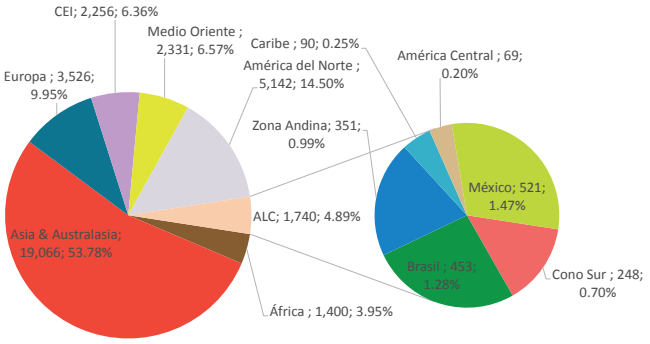
Capacidad instalada renovable no convencional per cápita ALC



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita ALC

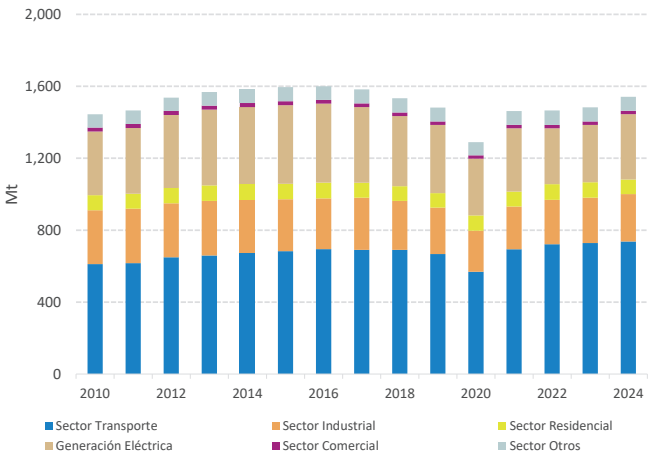


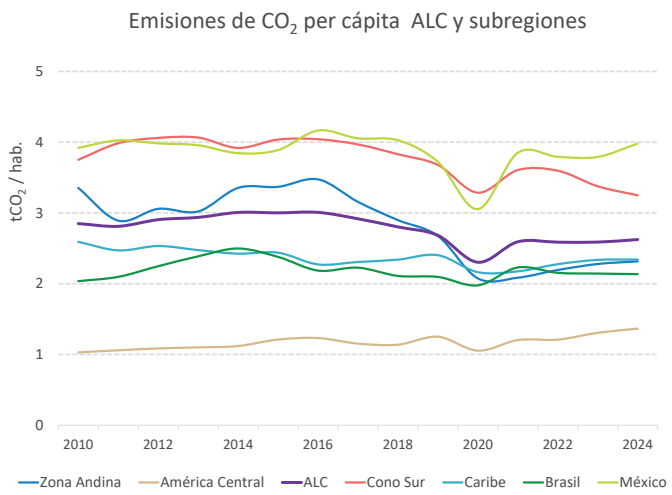
Emisiones mundiales de CO_2 por subregiones [Mt; %]
2024
Total: 35,451Mt

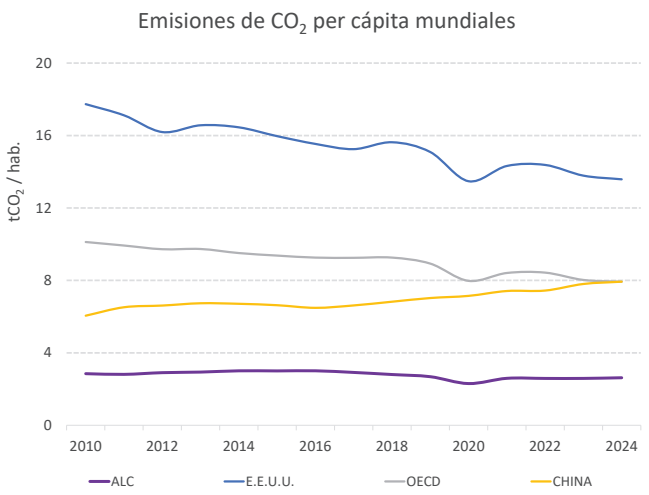


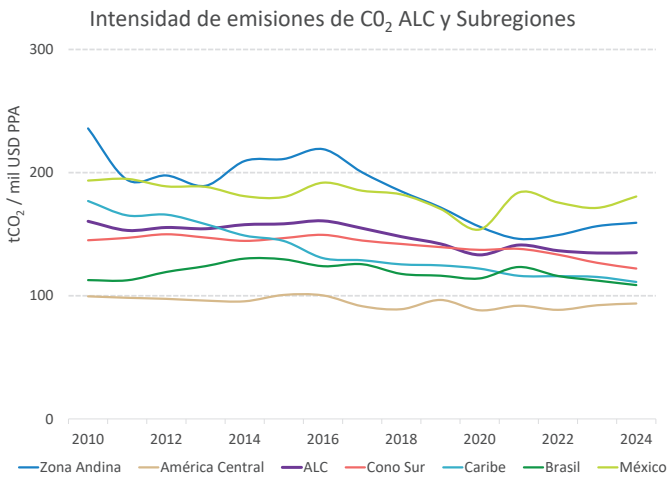
(*): Datos estimados por OLACDE

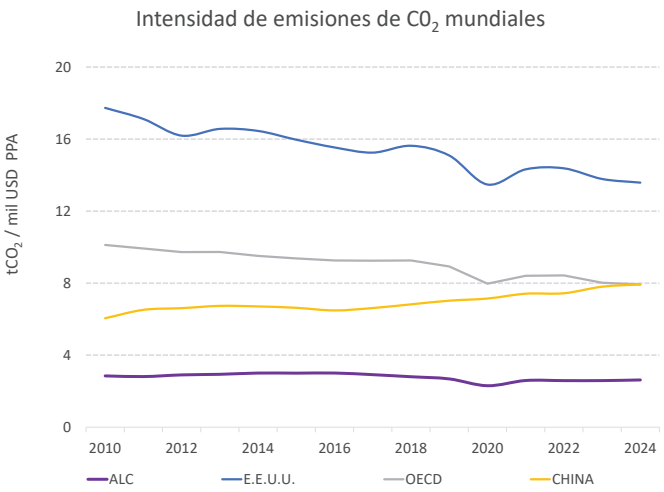
Emisiones de CO_2 por sector ALC



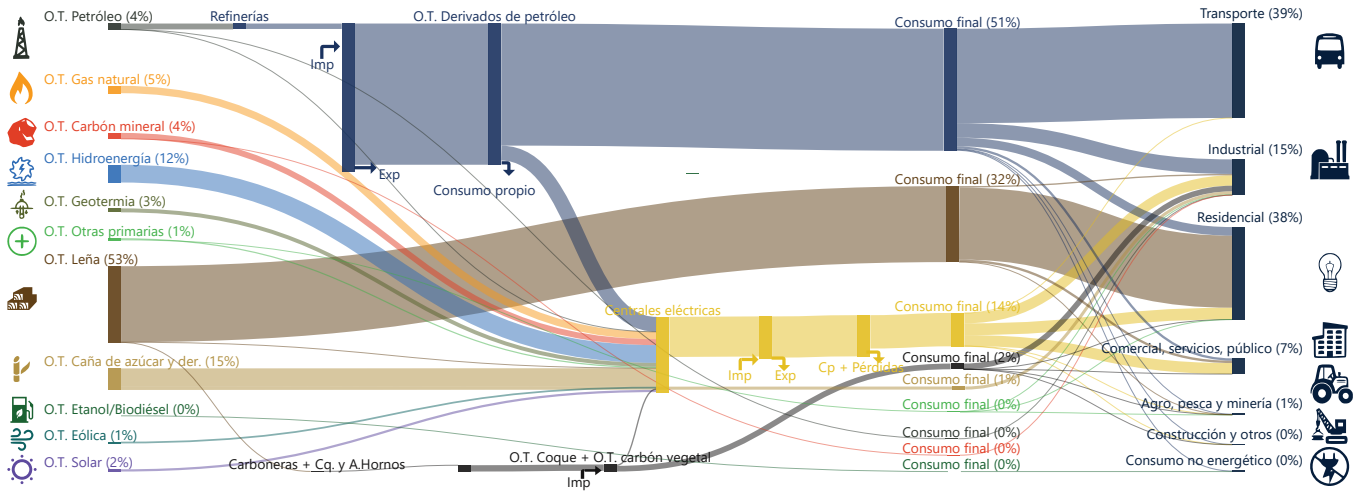

Emisiones de CO_2 per cápita ALC y subregiones
tCO_2 / hab.
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Zona Andina
América Central
ALC
Cono Sur
Caribe
Brasil
México


Emisiones de CO_2 per cápita mundiales
tCO_2 / hab.
20
16
12
8
4
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
ALC
E.E.U.U.
OECD
CHINA

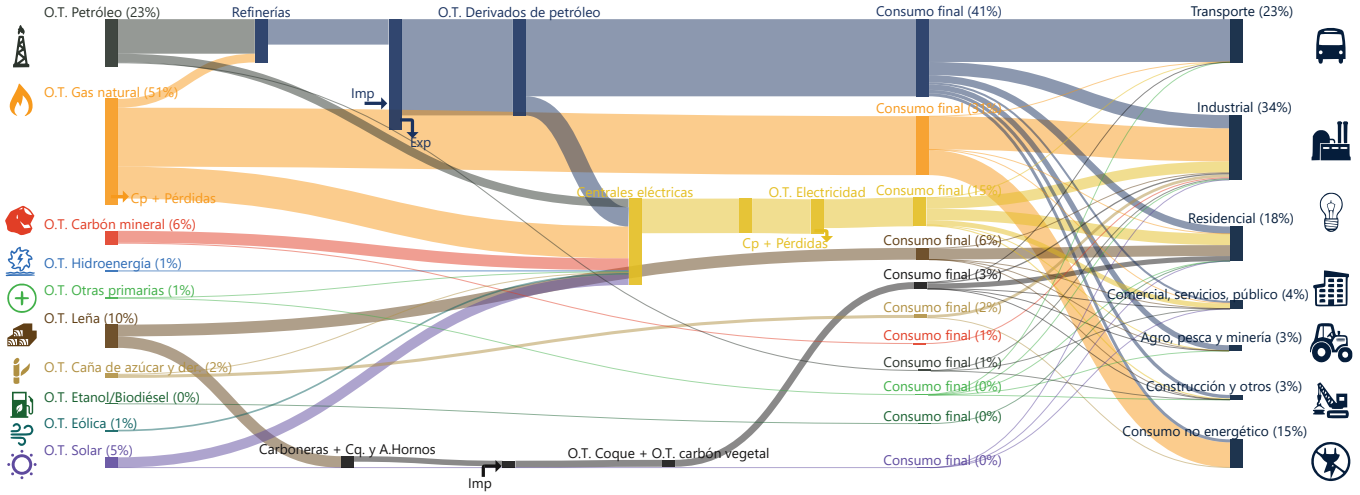

Intensidad de emisiones de $C0_2$ ALC y Subregiones
tCO_2 / mil USD PPA
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Zona Andina
América Central
ALC
Cono Sur
Caribe
Brasil
México


Intensidad de emisiones de $C0_2$ mundiales
tCO_2 / mil USD PPA
20
16
12
8
4
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
ALC
E.E.U.U.
OECD
CHINA

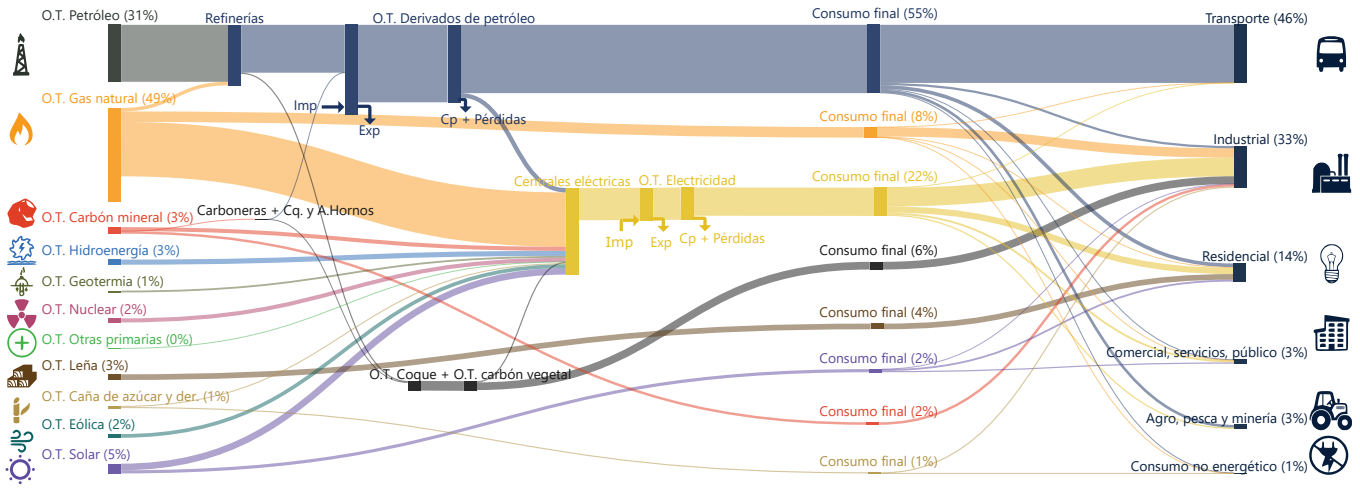
Balance energético resumido: América Central - 2024 | Oferta total de energía: 41,236 ktep



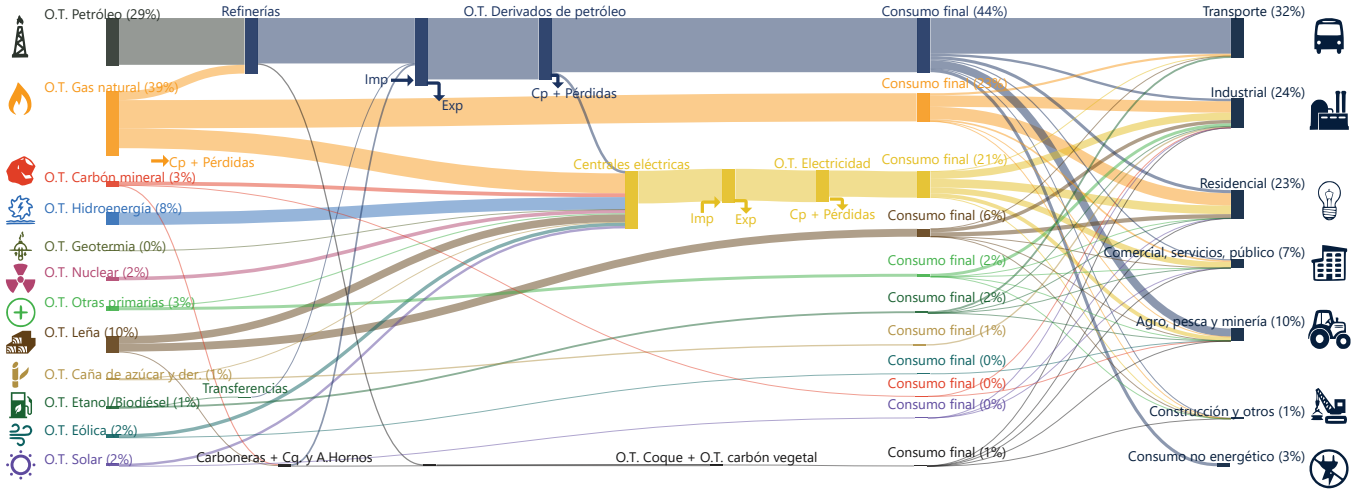
Balance energético resumido: Caribe - 2024 | Oferta total de energía: 912,732 ktep



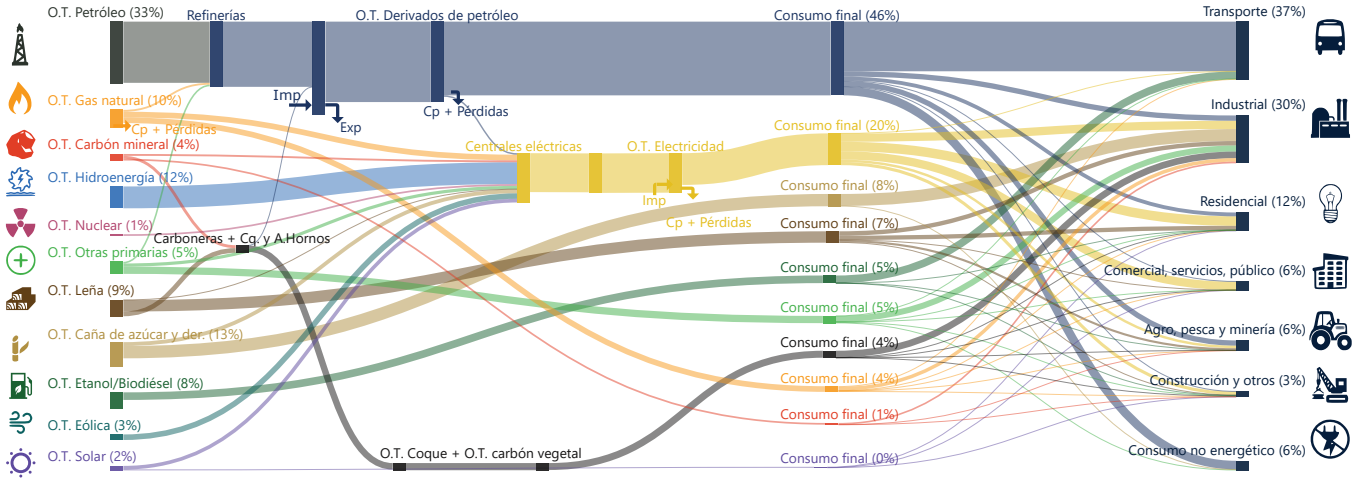
Balance energético resumido: México - 2024 | Oferta total de energía: 230,272 ktep



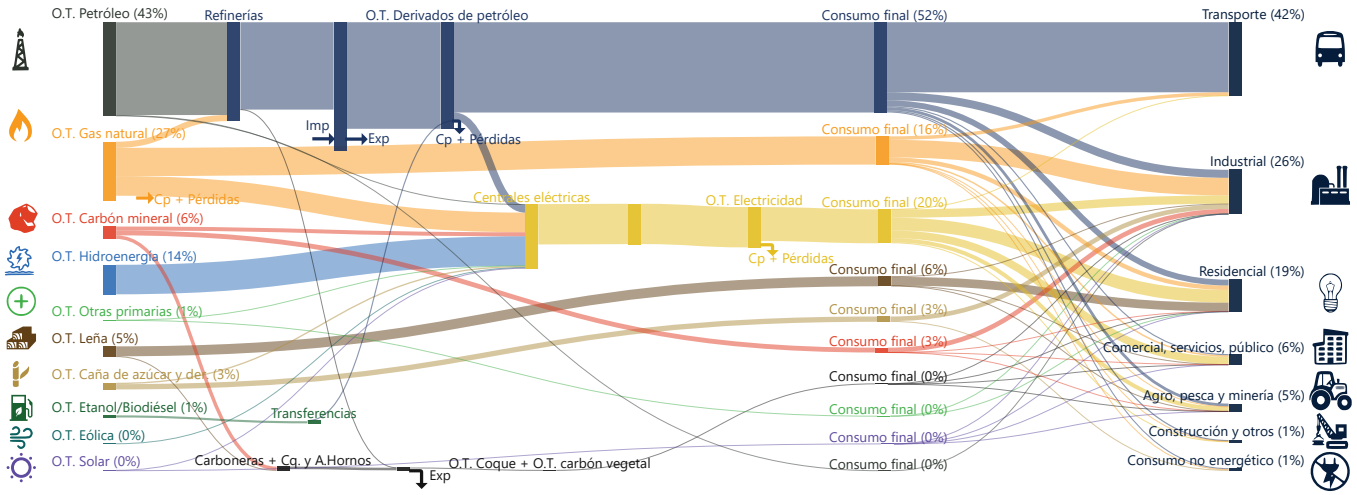
Balance energético resumido: Cono Sur - 2024 | Oferta total de energía: 138,852 ktep



Balance energético resumido: Brasil - 2024 | Oferta total de energía: 319,677 ktep



Balance energético resumido: Zona Andina - 2024 | Oferta total de energía: 136,518 ktep



5. PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS

ARGENTINA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	46,719 [1]
Superficie (km²)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km²)	17
Población urbana (%)	93
PIB USD 2010 (MUSD)	543,934 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,213,098 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	26

La matriz de oferta primaria de energía se caracteriza principalmente por la alta participación del gas natural superior al 53%, seguida del petróleo con un 32% respecto a la oferta total de energía primaria. Los hidrocarburos siguen siendo clave en la matriz energética así como la explotación de recursos no convencionales, liderada por Vaca Muerta, lo cual ha revitalizado la industria y mejorado la balanza energética del país. A pesar del crecimiento de energías renovables, el gas y el petróleo seguirán siendo fundamentales en el mediano plazo. Por otra parte, en cuanto a la capacidad instalada para generación eléctrica de Argentina muestra una presencia destacada de la hidroelectricidad, que alcanza 10,614 MW, mientras que la bioenergía aporta 156 MW al sistema interconectado. En cuanto a la generación eléctrica, las fuentes renovables en conjunto suman 56,298 MW, reforzando su papel en la matriz energética, mientras que la generación nuclear aporta 10,449 MW, manteniéndose como un componente estable dentro del esquema energético nacional.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 16.95
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 12.53
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 14.87
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 4.41
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 5.72

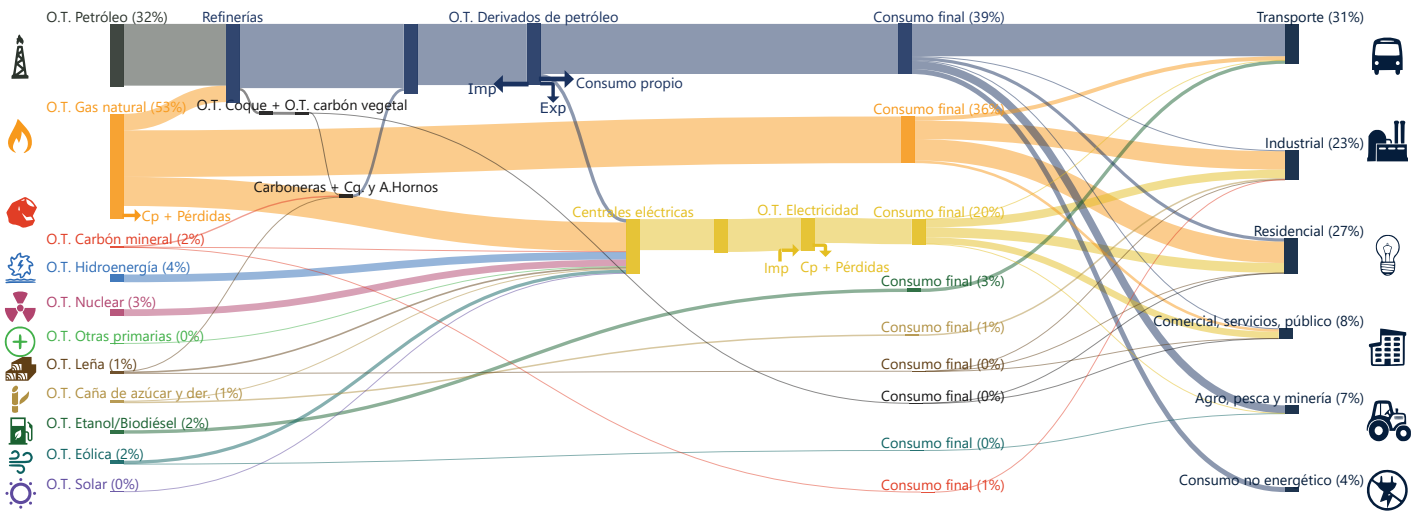
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 3,079	Años 12	Gm³ 496	Años 9	Mt 421 [3]	Años 303,120

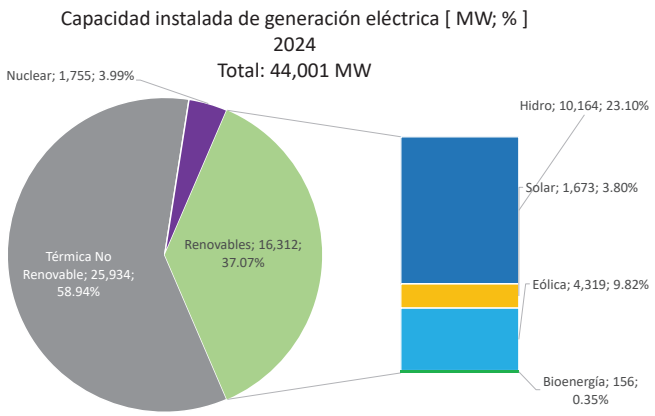
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,673	1.17	98.40	80.29	90.16	7.83	15.75

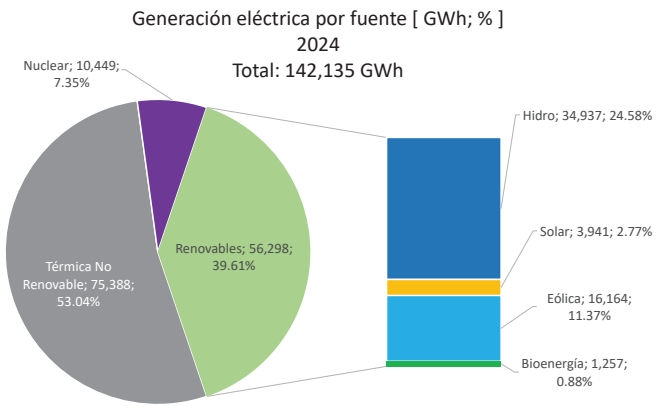
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
54.49	643	44.00	0.04	39.61	12.69	12.38

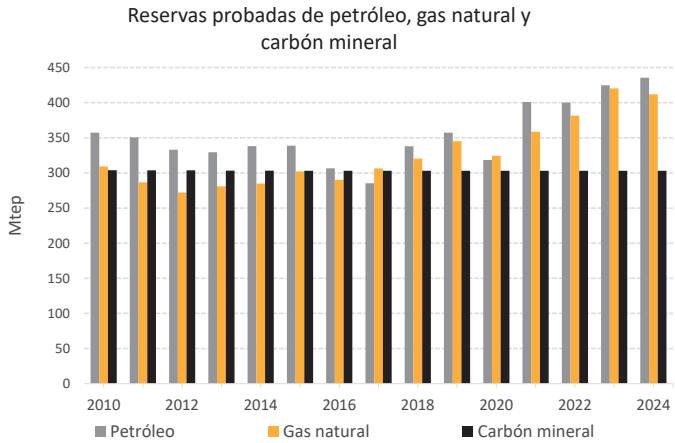
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Dato correspondiente al año 2017.

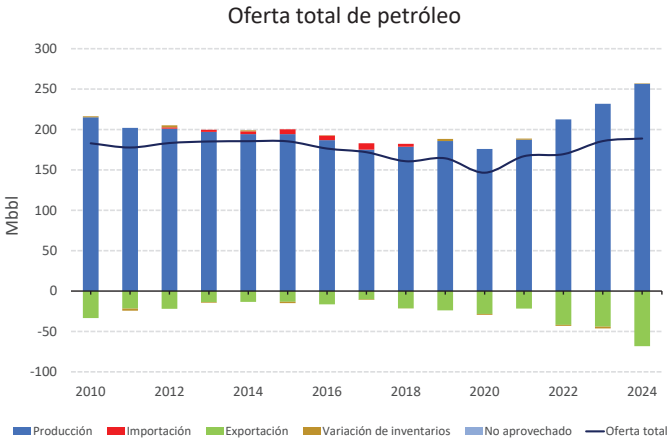
Balance Energético Resumido 2024

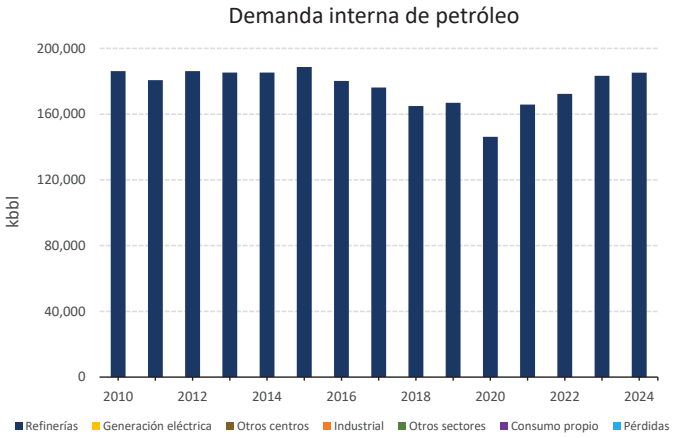


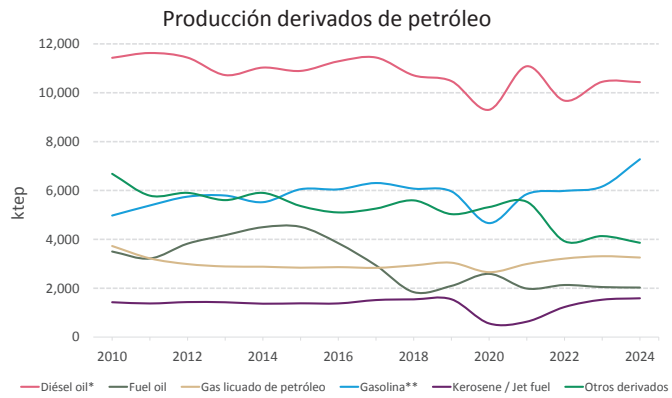




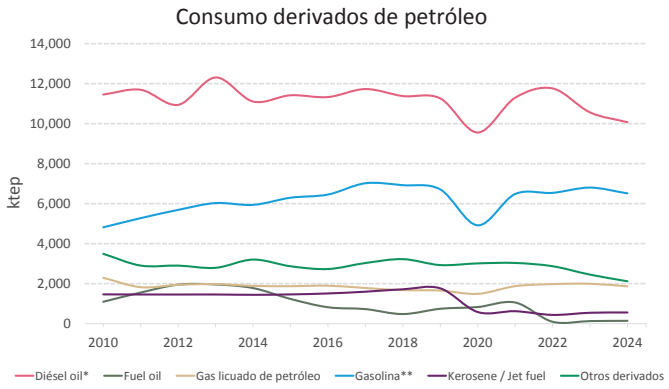




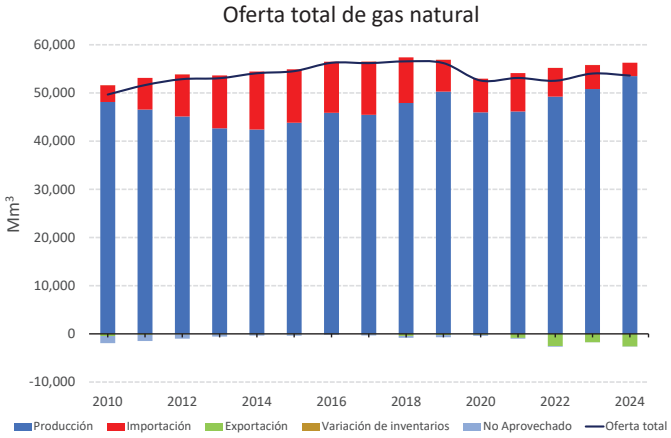


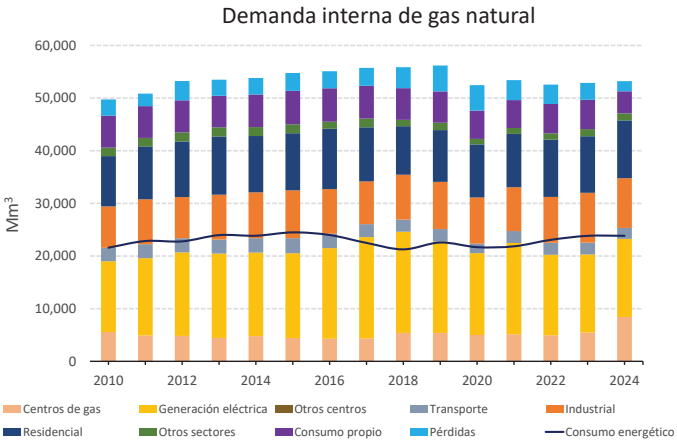


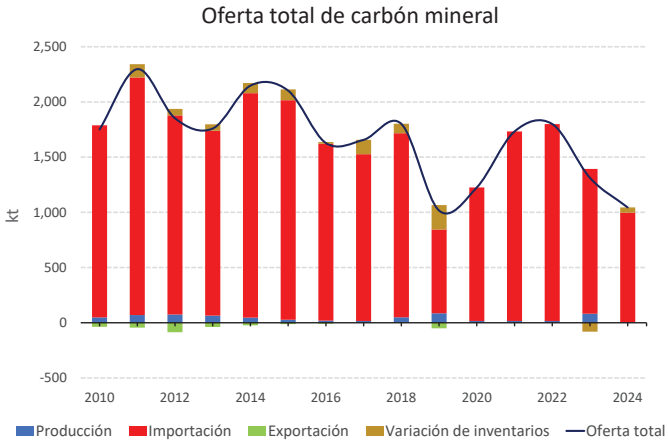
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

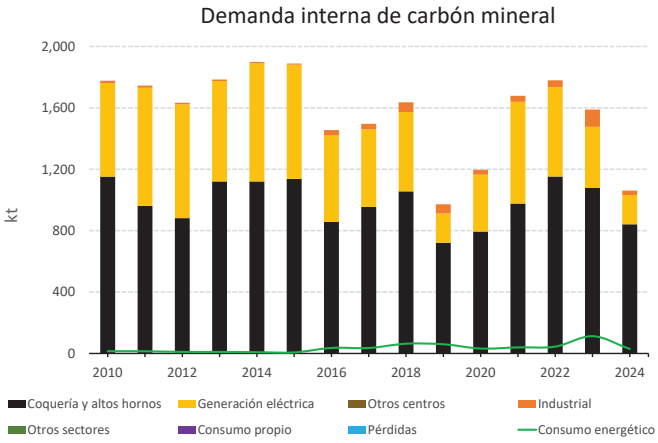


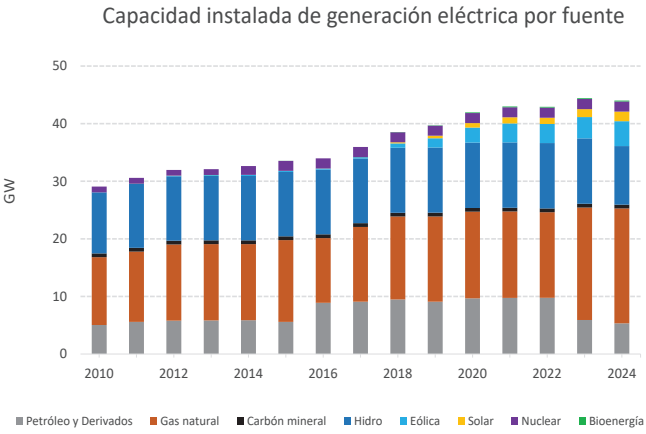
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

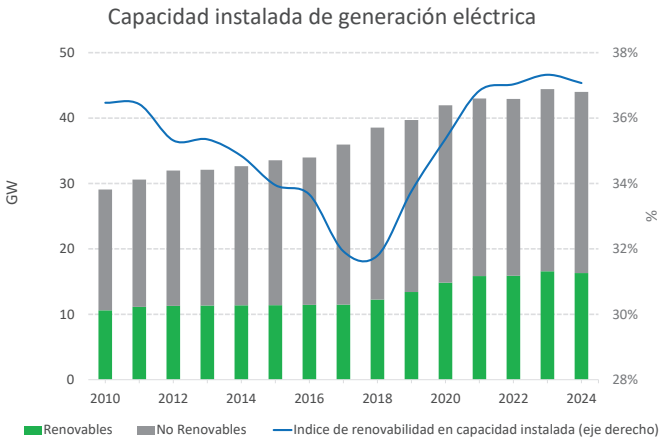


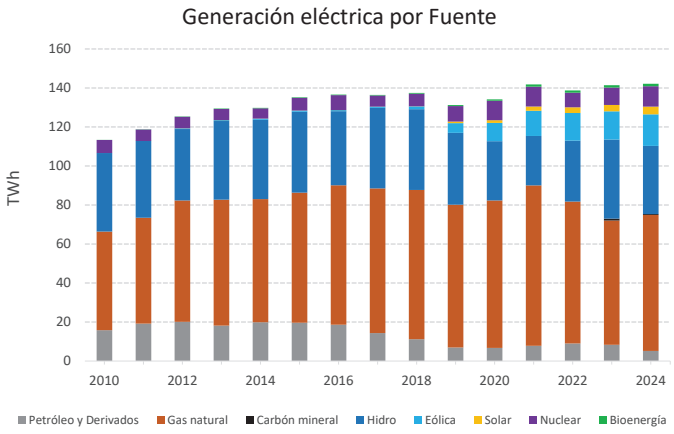


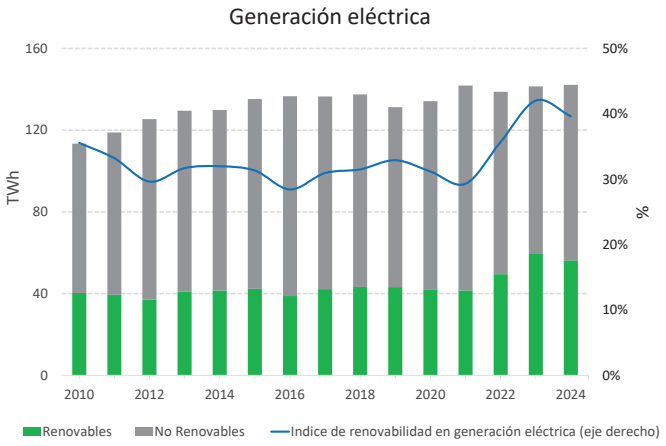


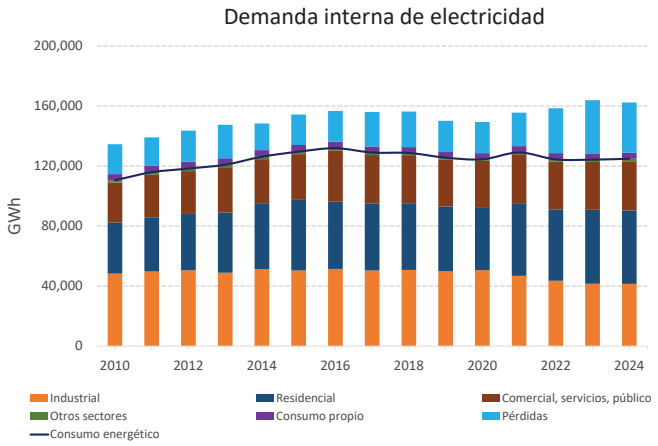


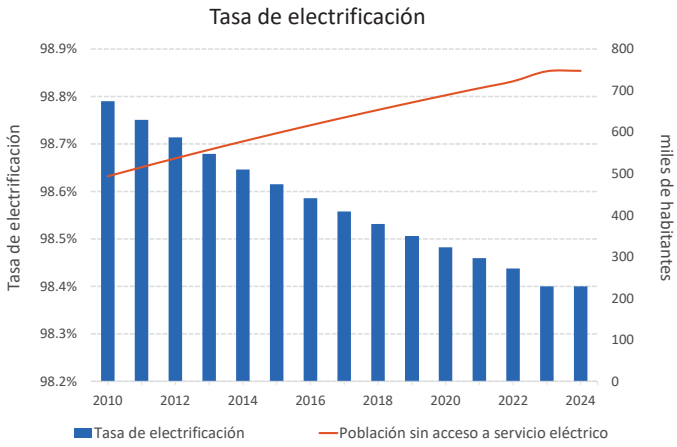


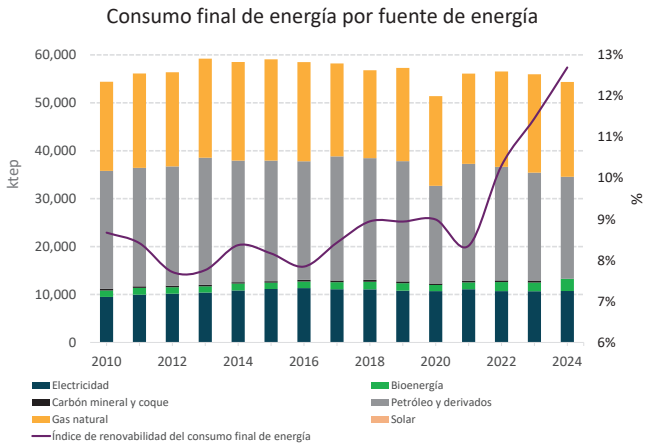

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

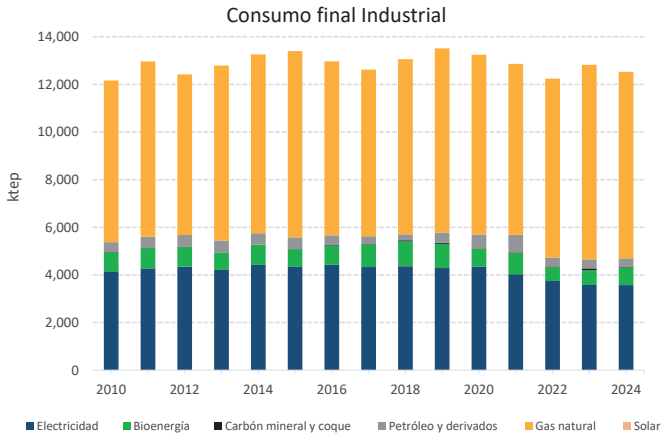

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Eólica
Solar
Nuclear
Bioenergía

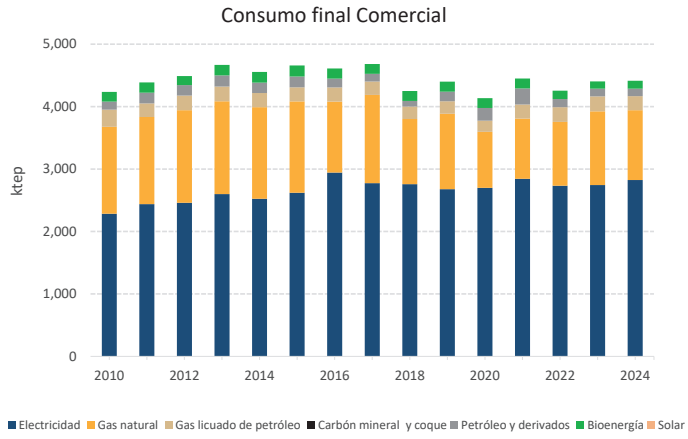

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

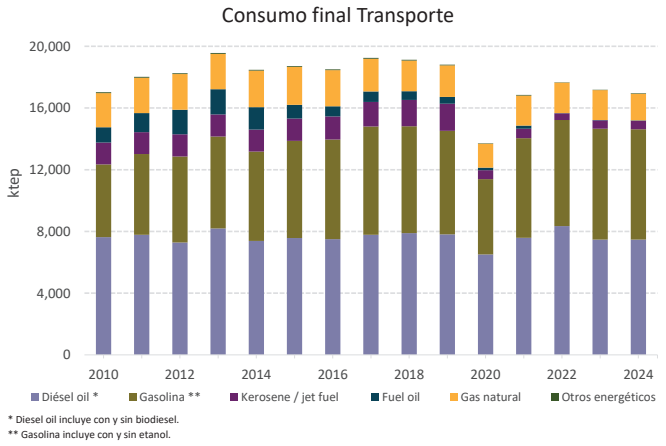

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

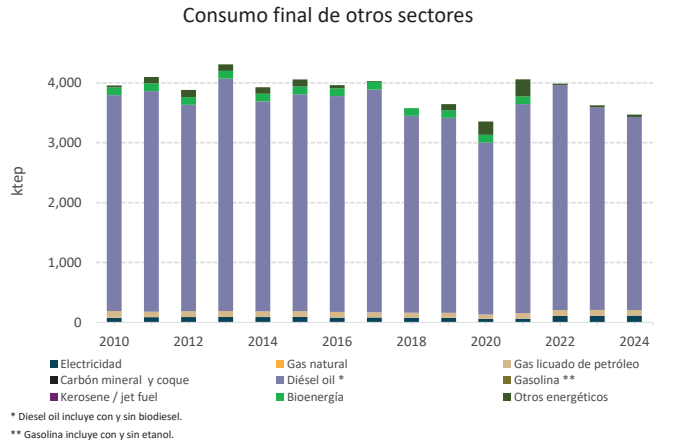

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

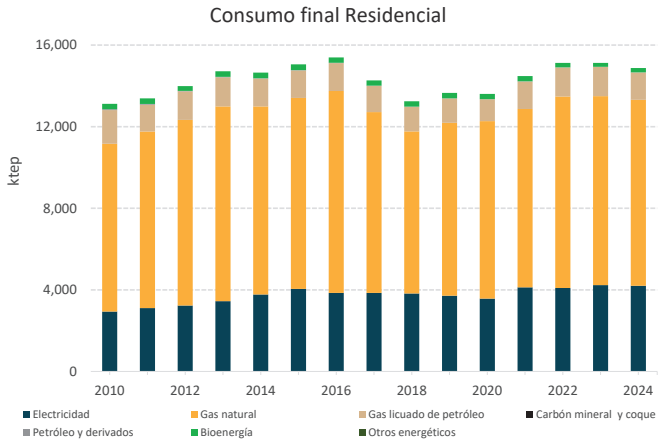

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

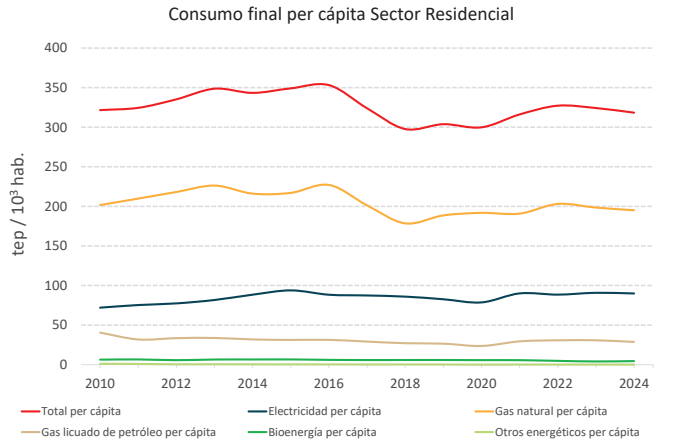

Consumo final Industrial
ktep
14,000
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar


Consumo final Comercial
ktep
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Solar

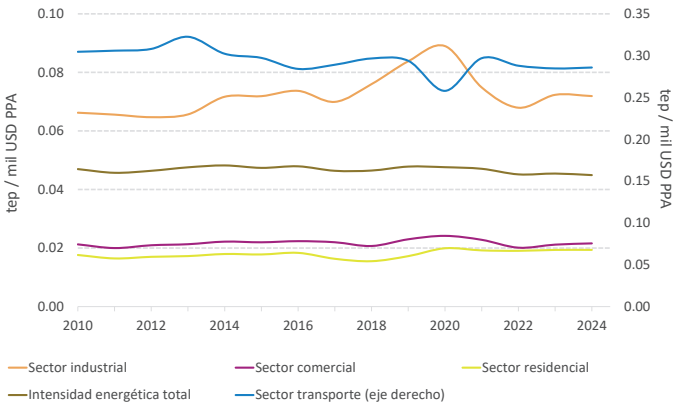

Consumo final Transporte
ktep
20,000
16,000
12,000
8,000
4,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.


Consumo final de otros sectores
ktep
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

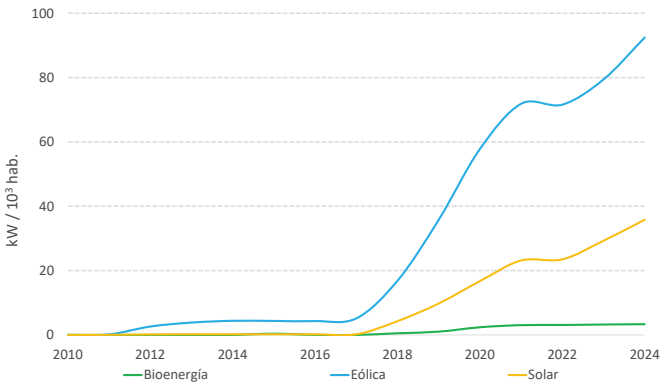

Consumo final Residencial
ktep
16,000
12,000
8,000
4,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos


Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
400
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

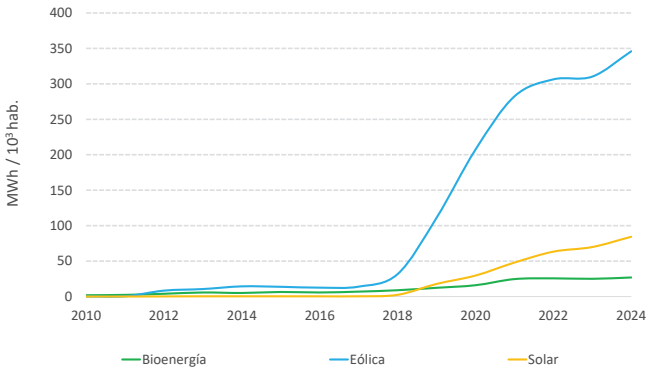
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

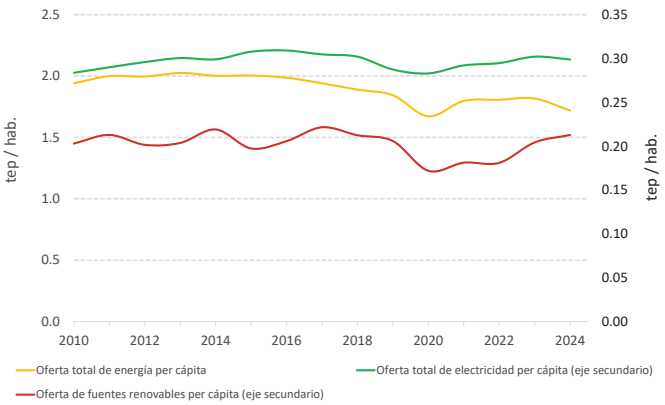


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

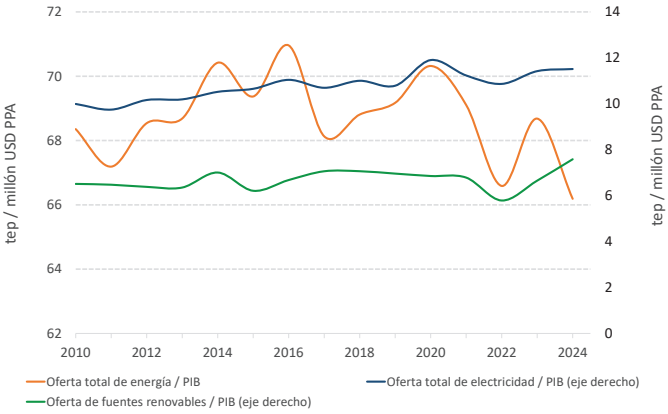


Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

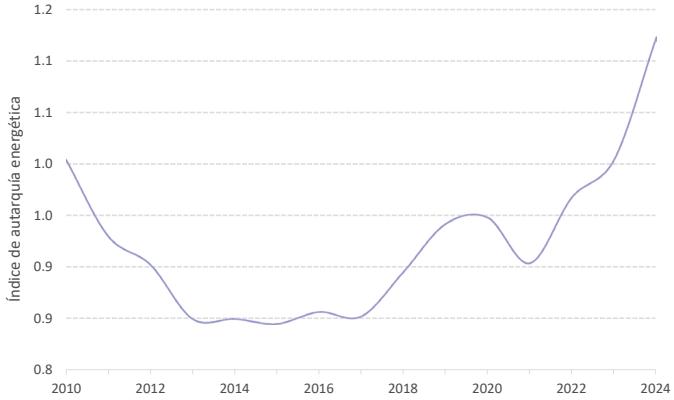
Oferta total de energía per cápita



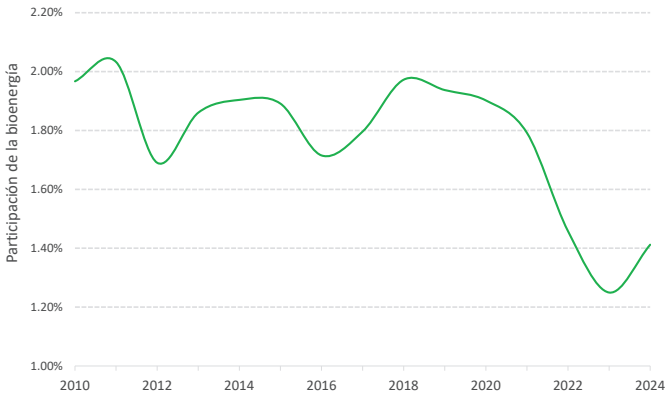
Oferta total de energía por unidad de PIB



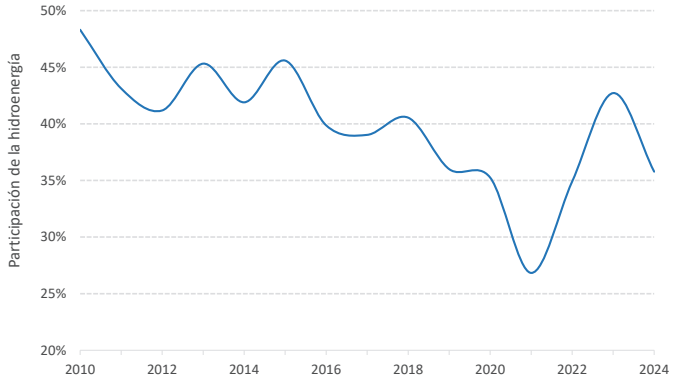
Índice de autarquía energética



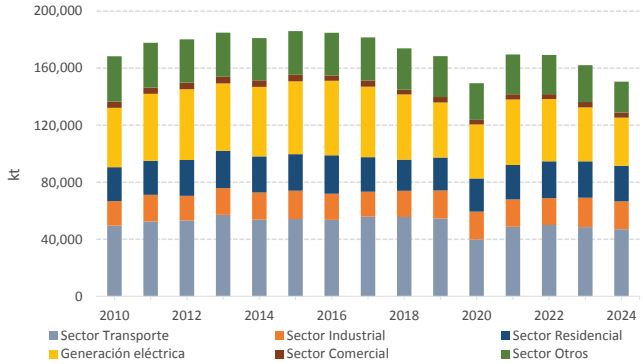
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

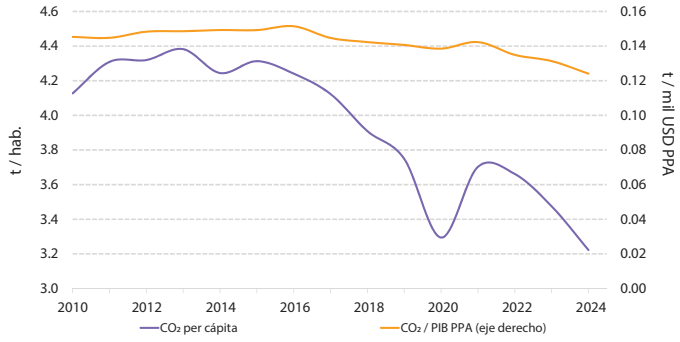


Emisiones de CO_2 por sector*



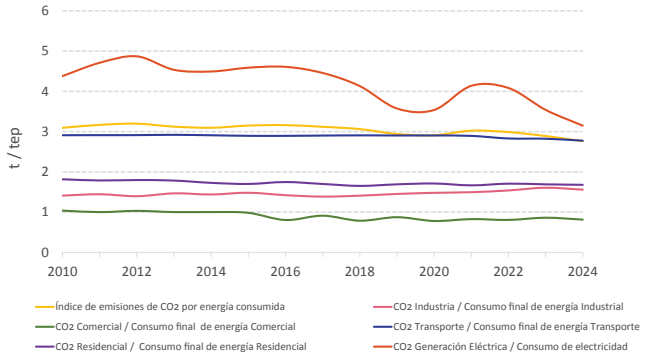
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE con base en la metodología IPCC año 2006.

Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB*



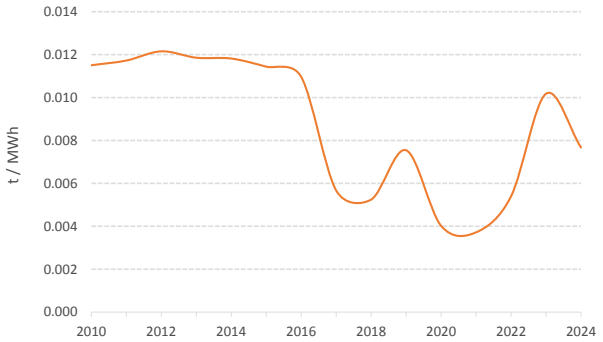
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE con base en la metodología IPCC año 2006.

Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida*



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

Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica*



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

BARBADOS

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	282 [1]
Superficie (km²)	430
Densidad de población (hab. / km²)	657
Población urbana (%)	32
PIB USD 2010 (MUSD)	6,125 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	5,634 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

Cerca del 96% de la oferta interna de la matriz energética de Barbados es cubierta por importaciones al 2024. El gas natural, así como los combustibles derivados de petróleo son los energéticos con mayor participación en la importación, motivado principalmente a que toda la producción de petróleo es exportada en este país.

Con respecto a la generación eléctrica de Barbados, cerca del 90% de la energía producida se basa en fuentes de origen térmico no renovable, mientras que este valor alcanza el 79% en términos de capacidad instalada. El restante es cubierto con tecnología solar fotovoltaica.

Por otra parte, se debe destacar que Barbados presenta una tasa de electrificación que abastece a la totalidad de hogares del país.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.31
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.03
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.06
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 2	Años 12	Gm³ 0.10	Años 13	Mt n.a.	Años n.a.

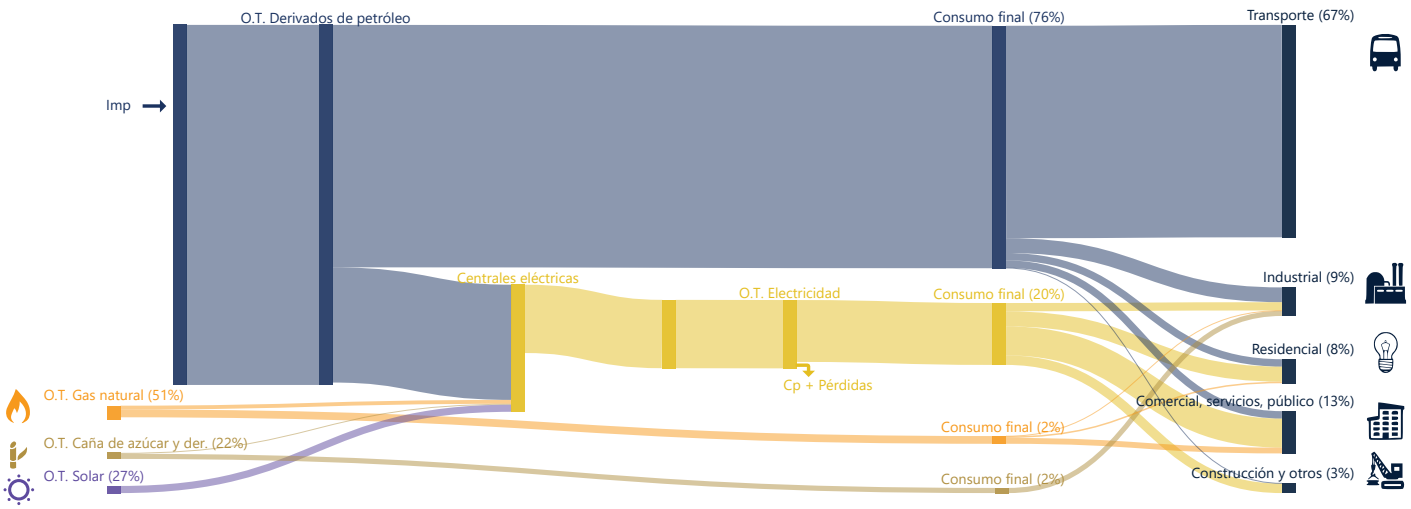
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
3,676	1.62	100	0.56	0.04	0.53	0.02

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
0.46	1	0.32	0.08	10.44	3.67	3.43

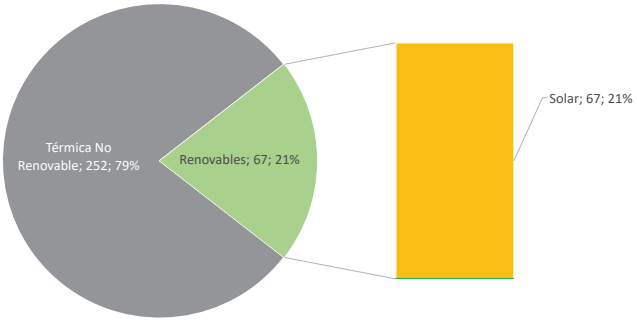
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

Notas:
1) Los datos de oferta y demanda del año 2024 presentados corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.
2) La información para el período 2010 - 2024 especialmente para el kerosene y jet fuel así como para el sector industrial está siendo revisada por el país, por lo que los datos presentados deben ser considerados como preliminares.

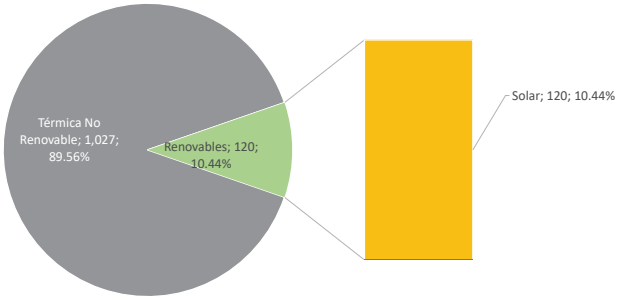
Balance Energético Resumido 2024



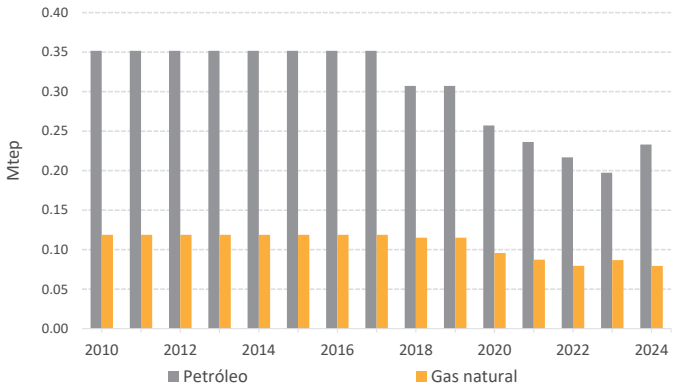
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 319 MW



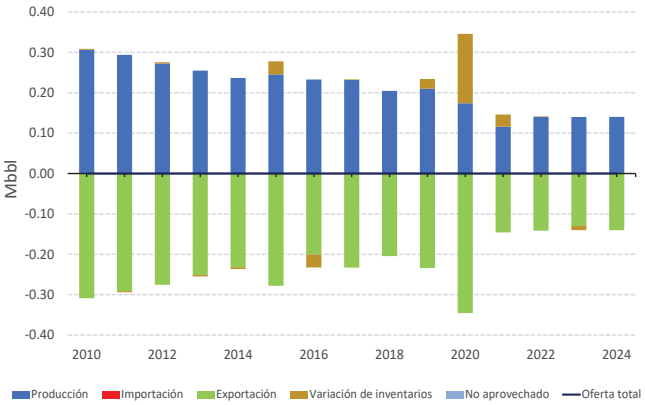
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 1,147 GWh



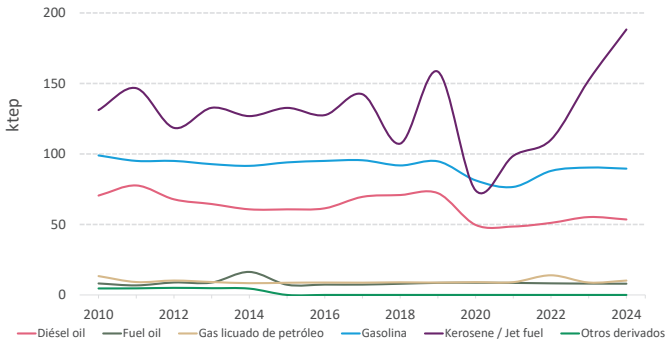
Reservas probadas de petróleo y gas natural



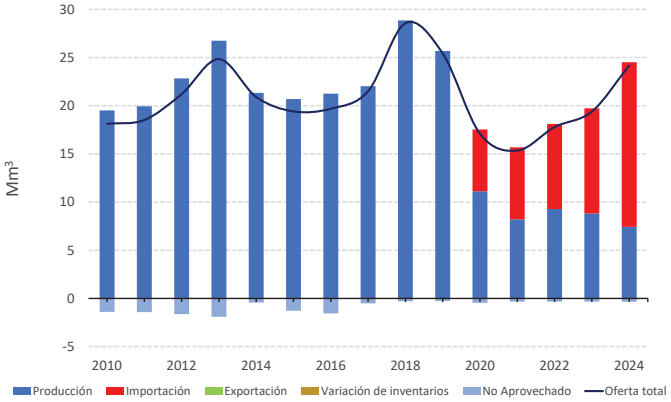
Oferta total de petróleo

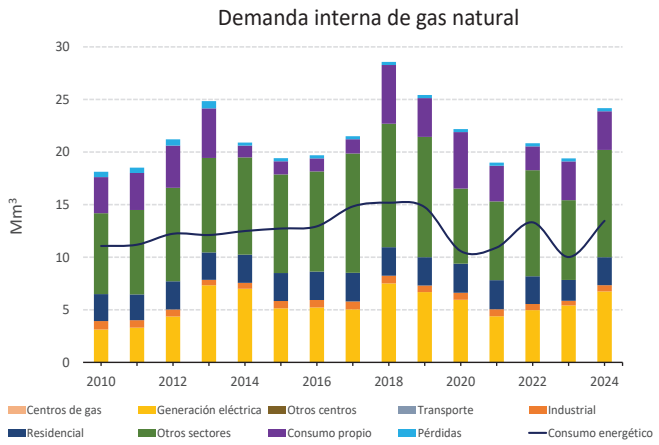


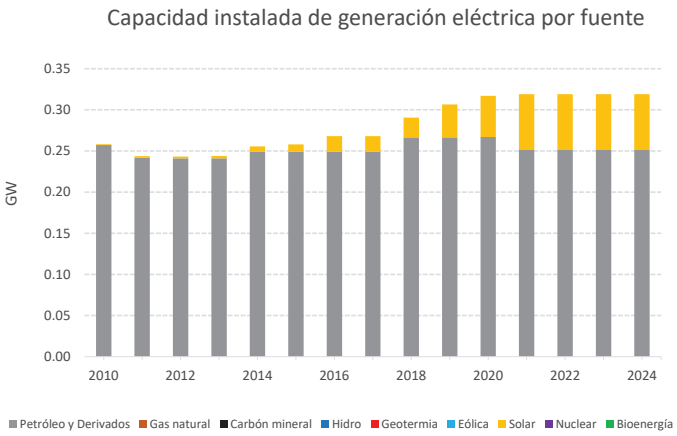
Consumo derivados de petróleo

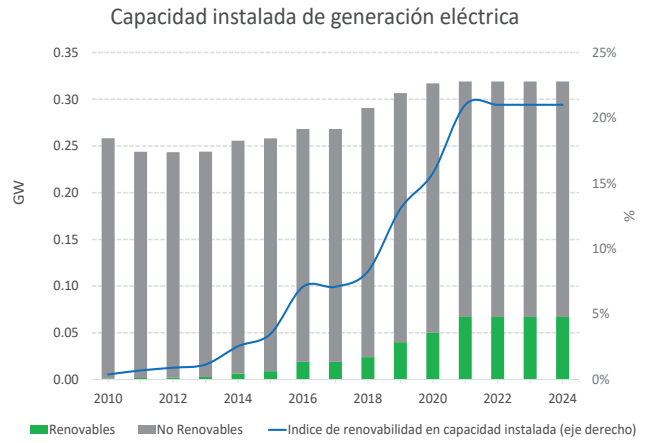


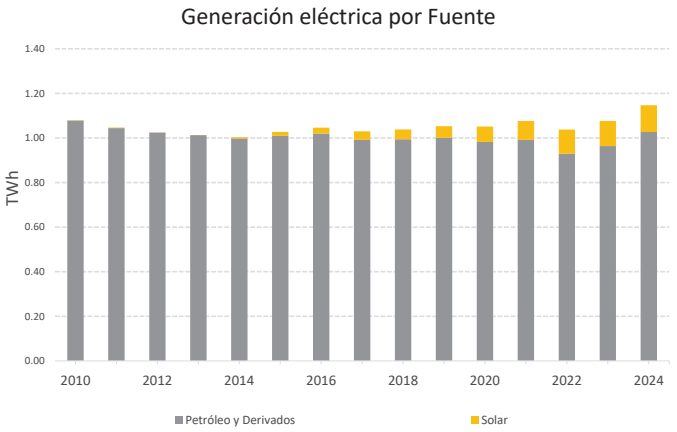
Oferta total de gas natural

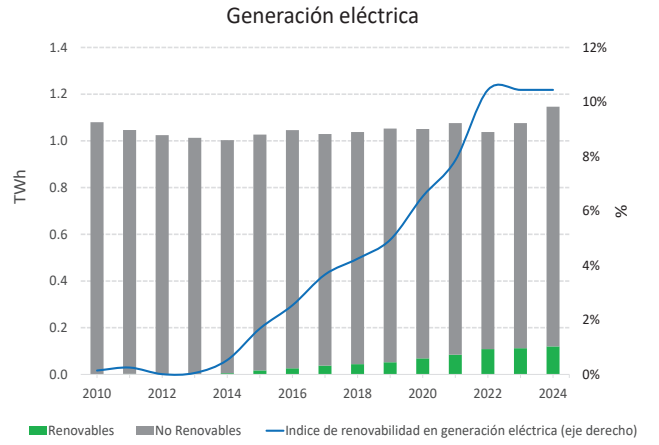


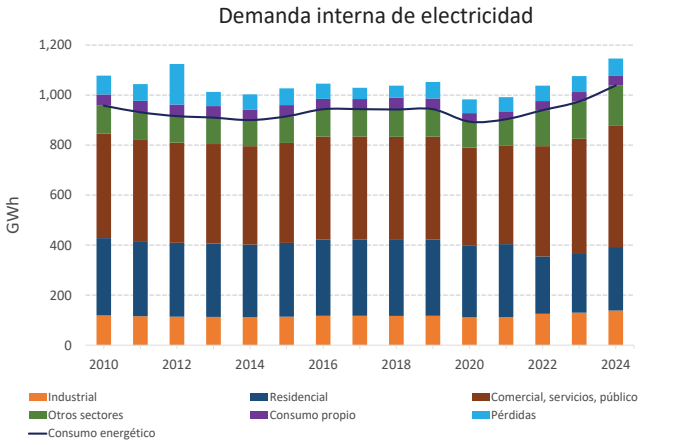

Demanda interna de gas natural
Mm³
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

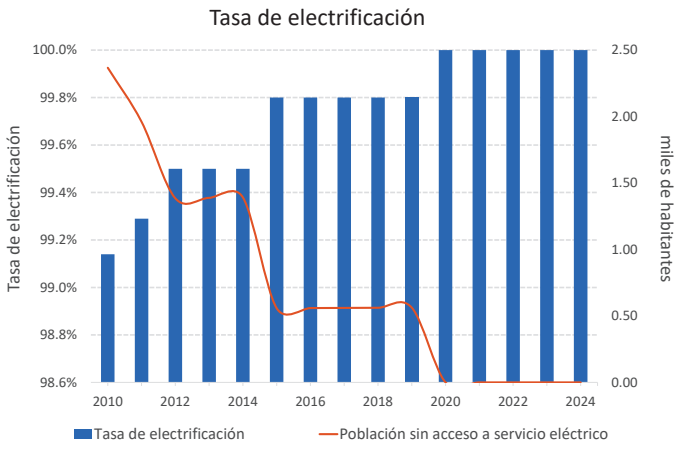

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Nuclear
Bioenergía

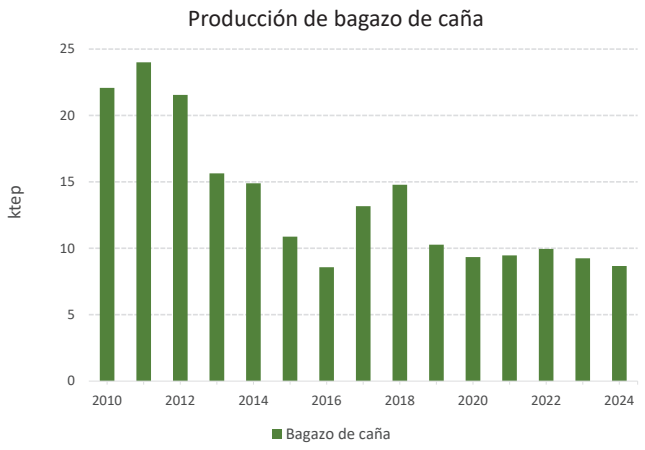

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

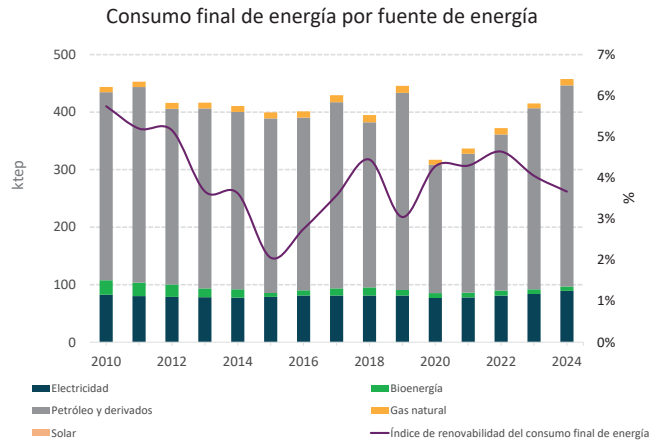

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Solar

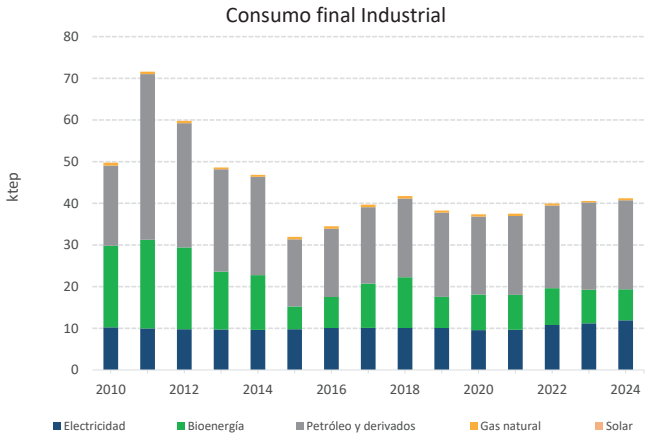

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

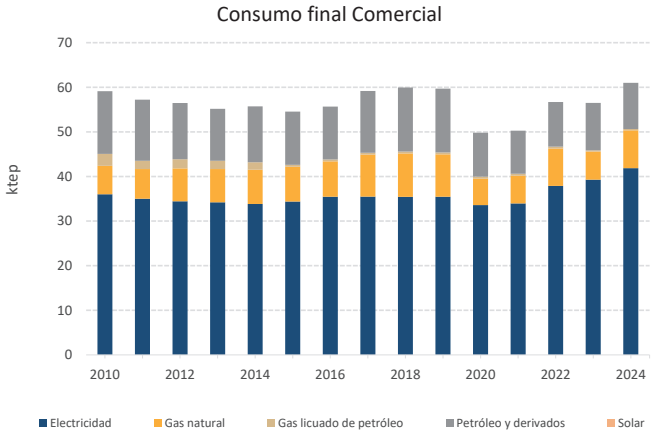

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

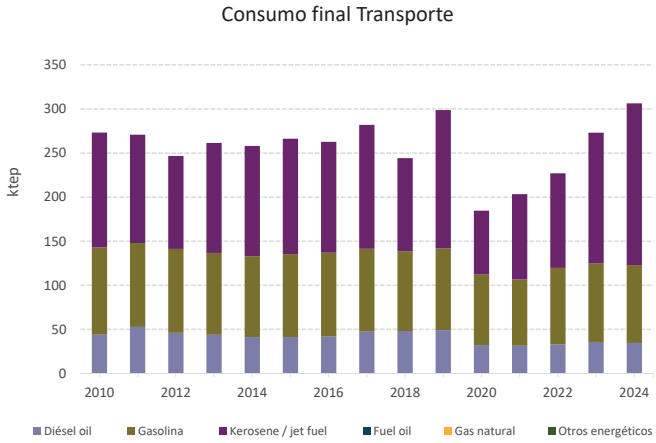

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
100.0%
99.8%
99.6%
99.4%
99.2%
99.0%
98.8%
98.6%
2.50
2.00
1.50
1.00
0.50
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de bagazo de caña
ktep
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña

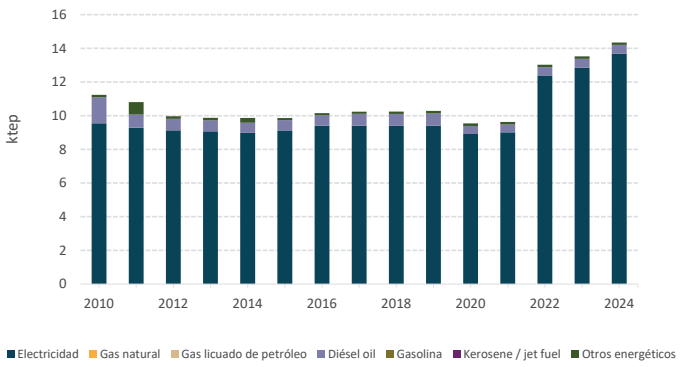

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
500
400
300
200
100
0
7%
6%
5%
4%
3%
2%
1%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar

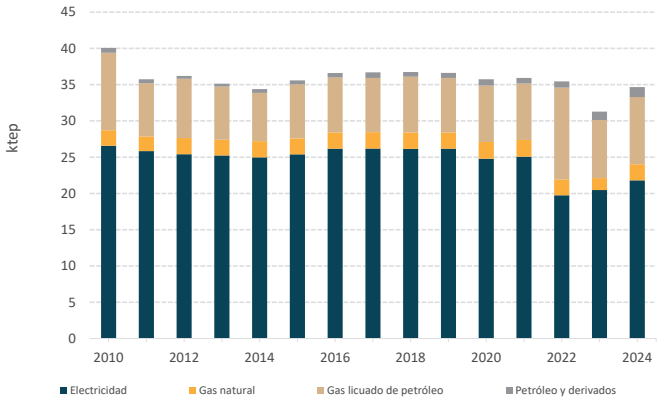

Consumo final Comercial
ktep
70
60
50
40
30
20
10
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Solar


Consumo final Transporte
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos

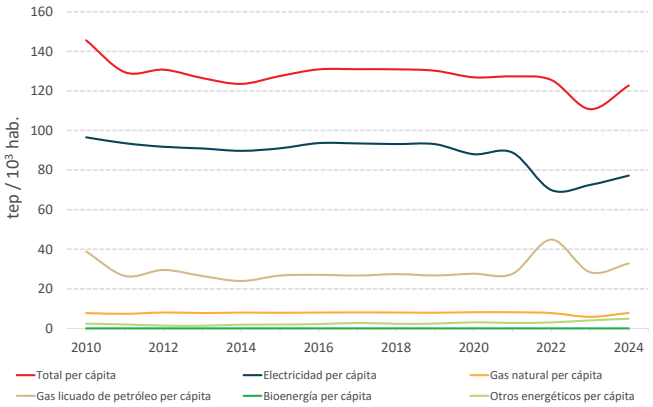
Consumo final de otros sectores



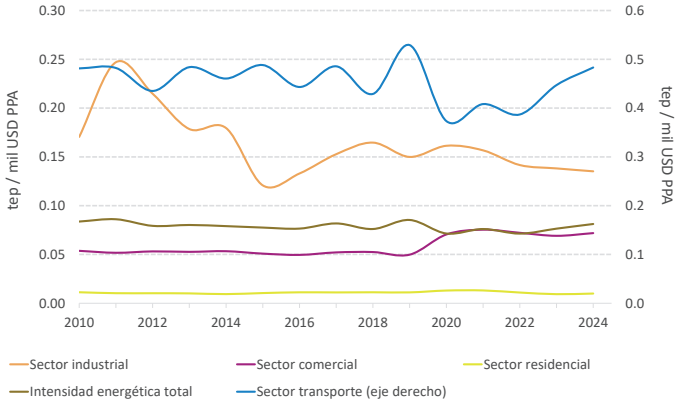
Consumo final Residencial



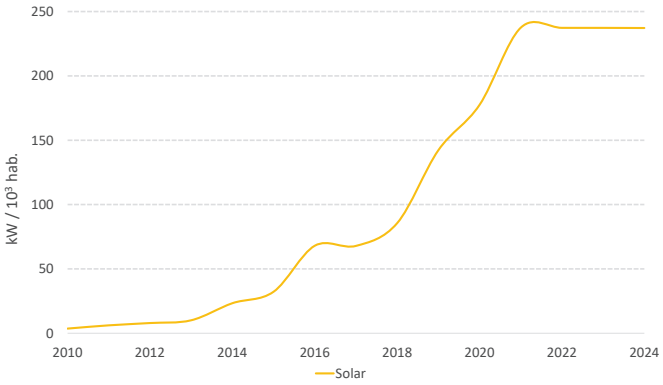
Consumo final per cápita Sector Residencial



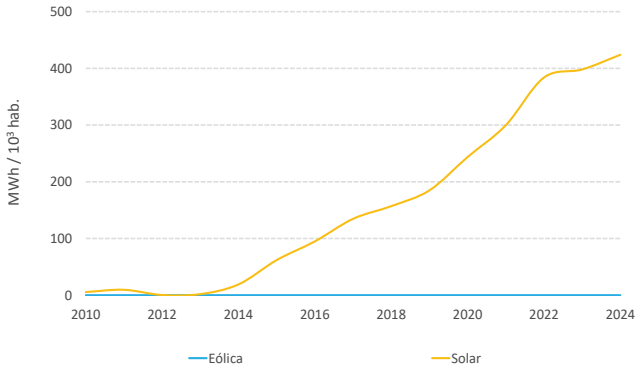
Intensidades energéticas sectoriales

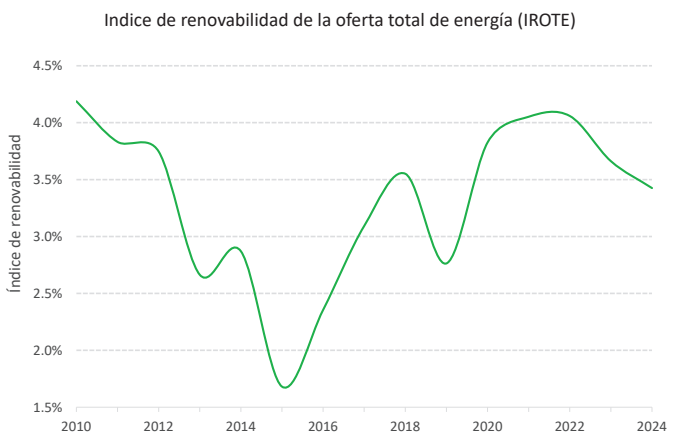


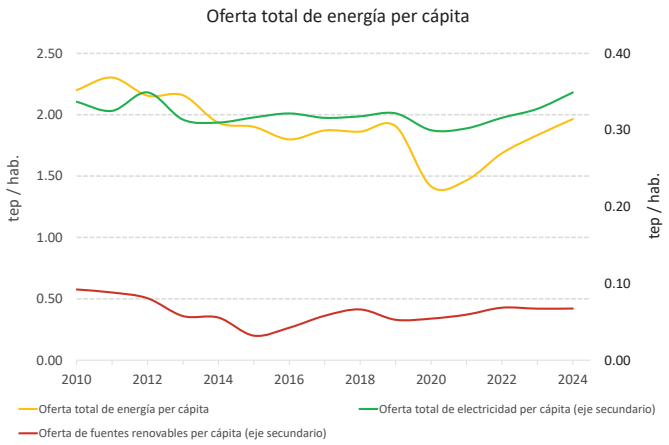
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

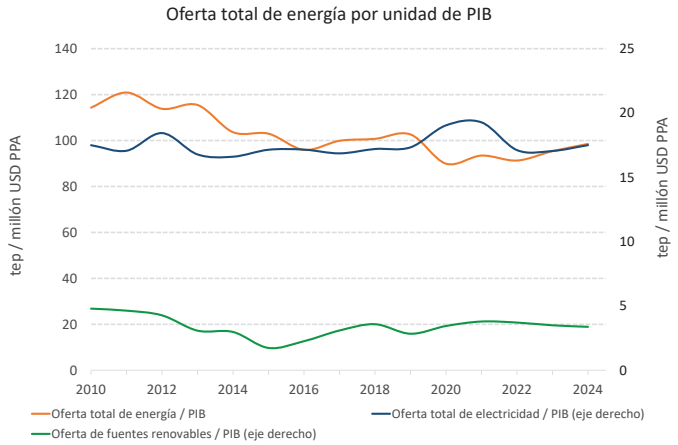


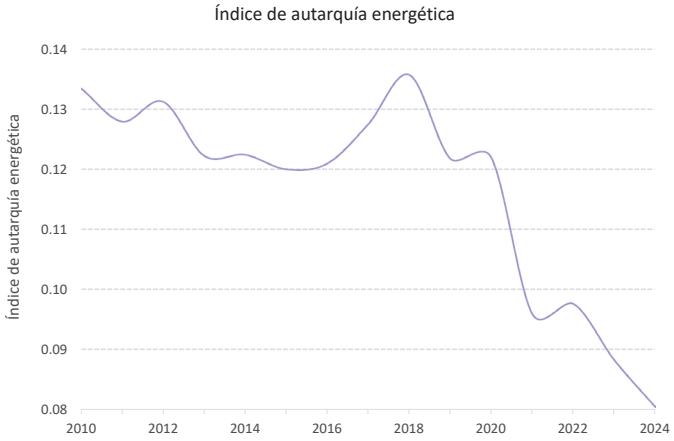
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

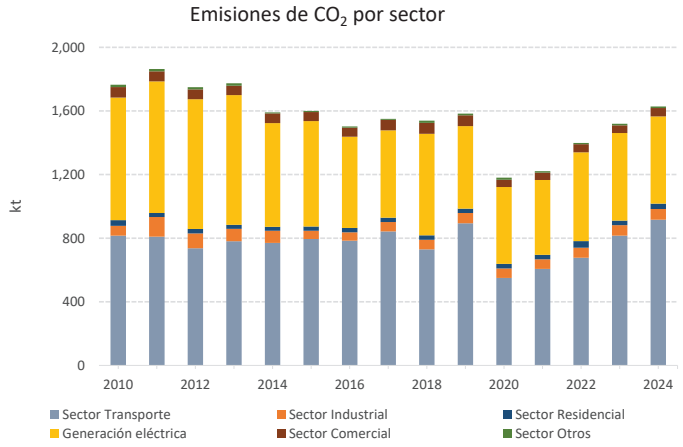


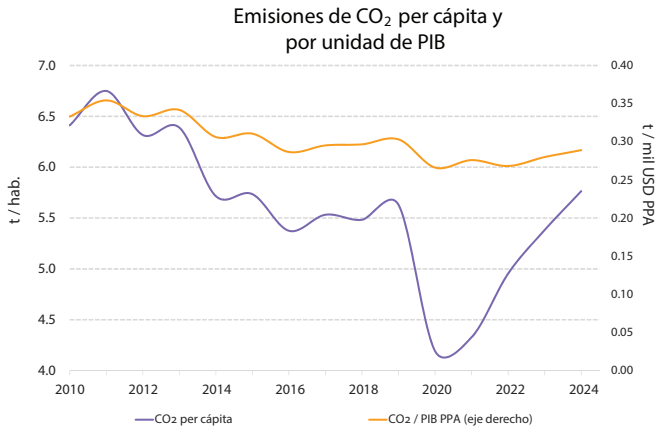

Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)
Índice de renovabilidad
4.5%
4.0%
3.5%
3.0%
2.5%
2.0%
1.5%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

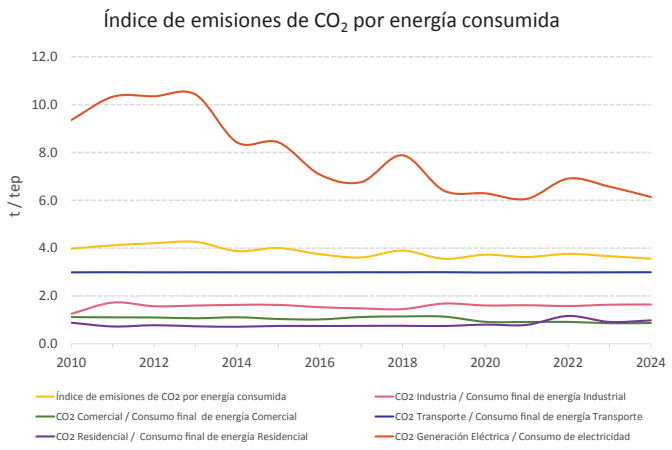

Oferta total de energía per cápita
tep / hab.
2.50
2.00
1.50
1.00
0.50
0.00
0.40
0.30
0.20
0.10
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía per cápita
Oferta total de electricidad per cápita (eje secundario)
Oferta de fuentes renovables per cápita (eje secundario)

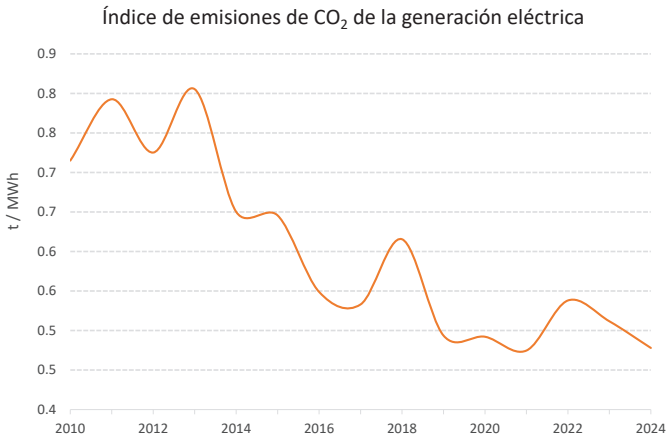

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
140
120
100
80
60
40
20
0
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)


Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.14
0.13
0.12
0.11
0.10
0.09
0.08
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
2,000
1,600
1,200
800
400
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
7.0
6.5
6.0
5.5
5.0
4.5
4.0
t / mil USD PPA
0.40
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
12.0
10.0
8.0
6.0
4.0
2.0
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.9
0.8
0.8
0.7
0.7
0.6
0.6
0.5
0.5
0.4
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

BELICE

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	411 [1]
Superficie (km²)	22,970
Densidad de población (hab. / km²)	18
Población urbana (%)	42
PIB USD 2010 (MUSD)	2,906 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	5,538 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

Al 2024, las importaciones en Belice representan más del 65% de la oferta interna de energía, debido principalmente al déficit en la balanza energética de derivados de petróleo, cuya producción es prácticamente inexistente en el país.

Cerca del 54% de la capacidad instalada de generación eléctrica en Belice corresponde a fuentes térmicas no renovables, seguidas por tecnologías renovables, en su mayoría capacidad hidráulica 31%, bioenergética 12% y solar fotovoltaica 3%. Por el contrario, en términos de energía, las principales fuentes de generación eléctrica son la hidroenergía 44% y la bioenergía 32%, mientras que la térmica no renovable alcanza únicamente una participación de 23%.

Se debe destacar que, en 2024, la capacidad instalada de Belice creció cerca de 28%, debido a la incorporación en el tercer trimestre del año de proyectos térmicos de fuente no renovable.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.23
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.05
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.07
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.00

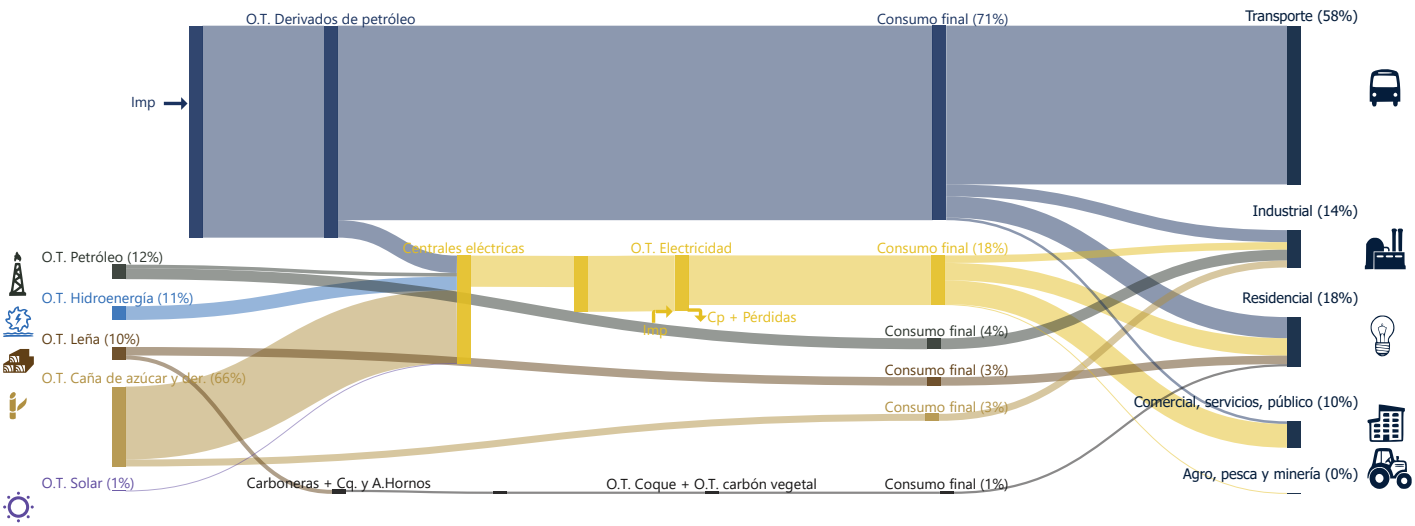
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 8	Años 53	Gm³ n.a.	Años 0	Mt n.a.	Años 0

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,991	0.94	99.60	0.51	0.17	0.34	0.00

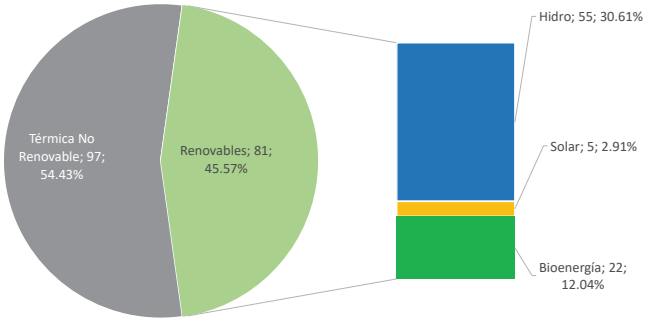
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
0.39	0	0.18	0.07	76.90	20.51	36.70

[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

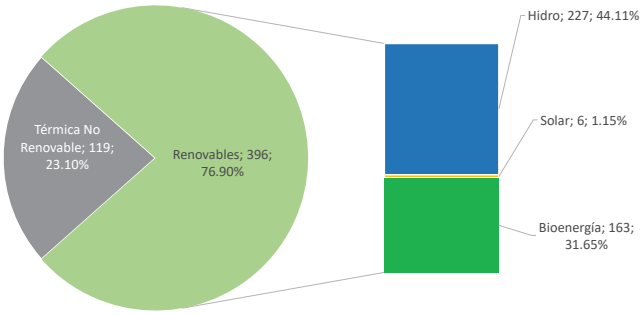
Balance Energético Resumido 2024



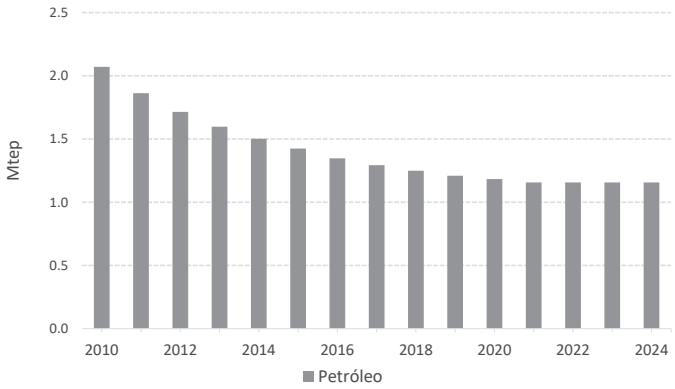
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 179 MW



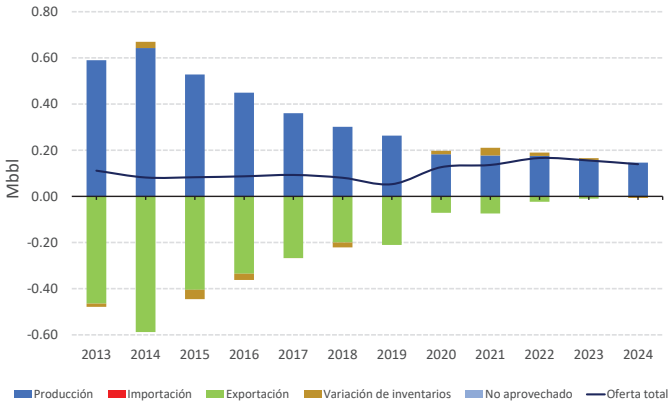
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 515 GWh



Reservas probadas de petróleo

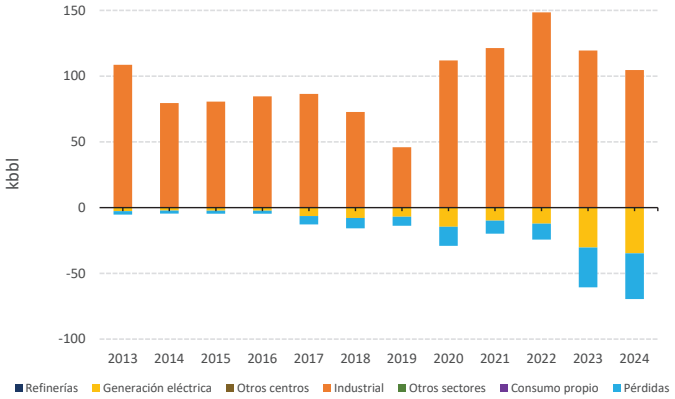


Oferta total de petróleo

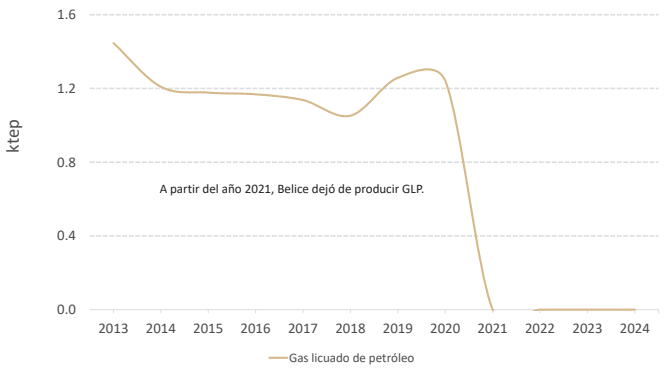


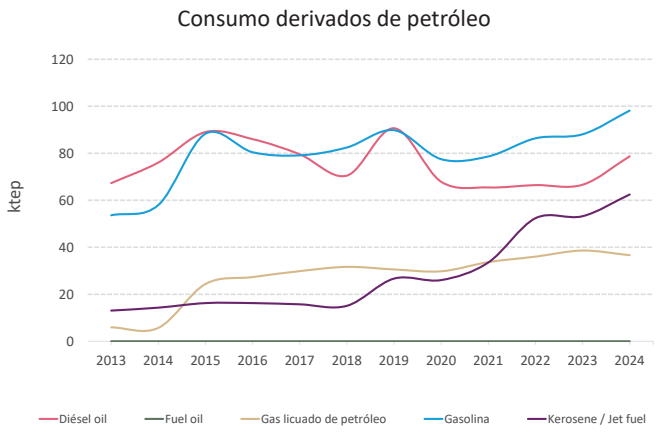
BELICE

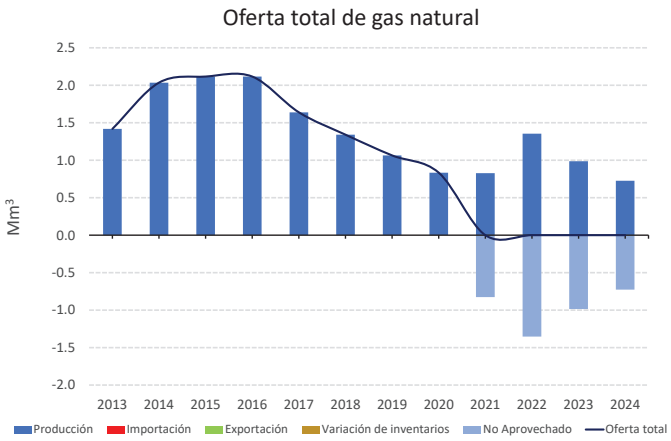
Demanda interna de petróleo

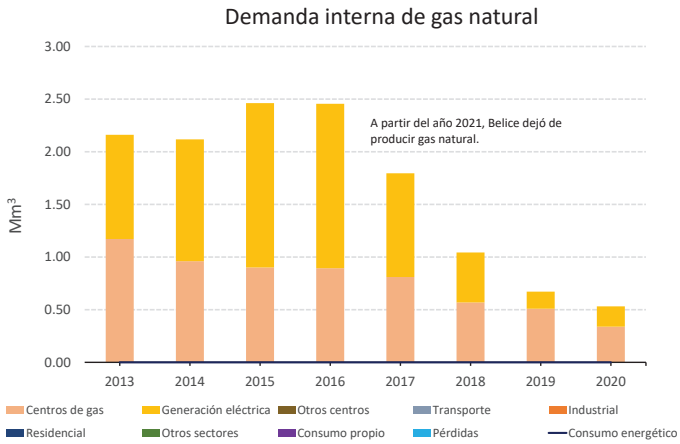


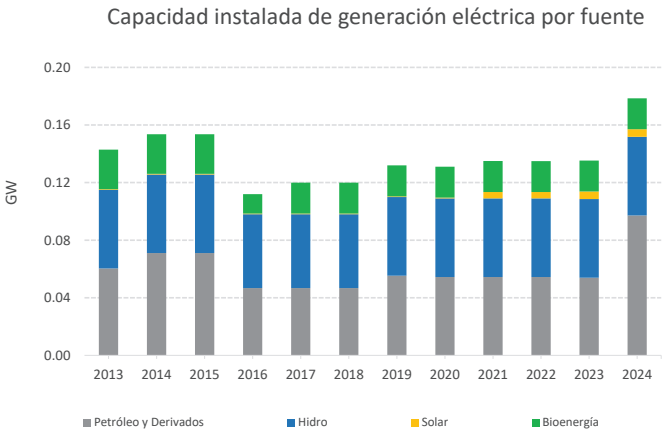
Producción derivados de petróleo

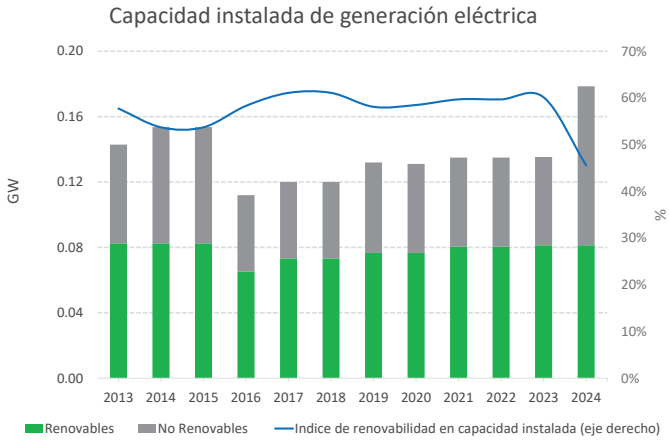


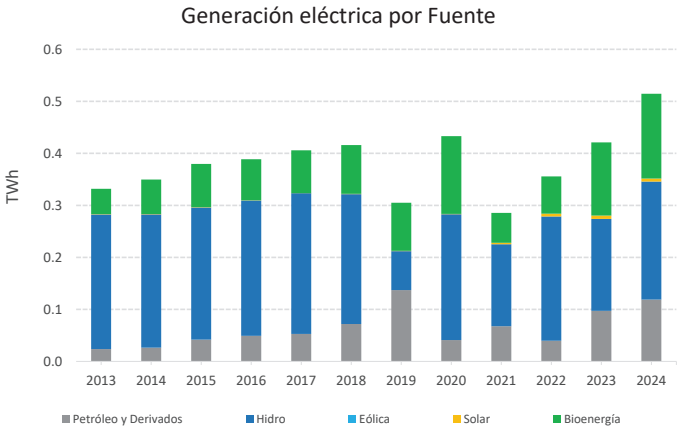

Consumo derivados de petróleo
ktep
120
100
80
60
40
20
0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel

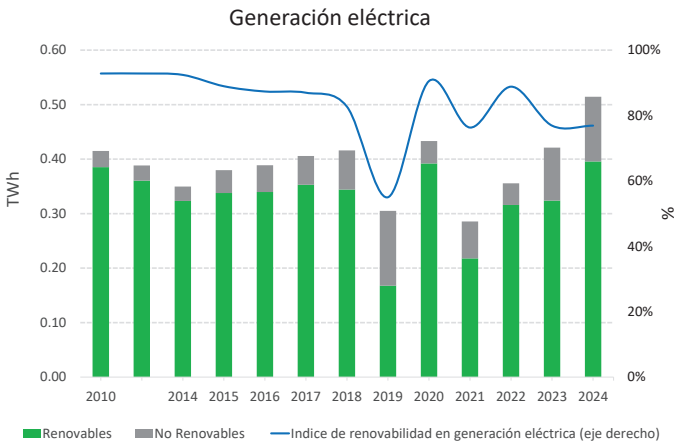

Oferta total de gas natural
Mm³
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
-0.5
-1.0
-1.5
-2.0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No Aprovechado
Oferta total

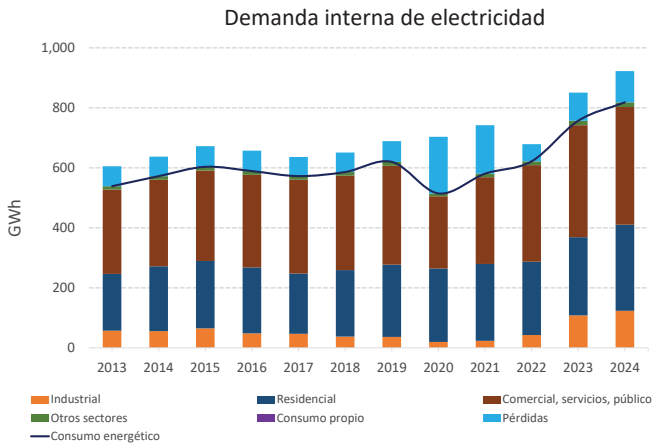

Demanda interna de gas natural
Mm³
3.00
2.50
2.00
1.50
1.00
0.50
0.00
A partir del año 2021, Belice dejó de producir gas natural.
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

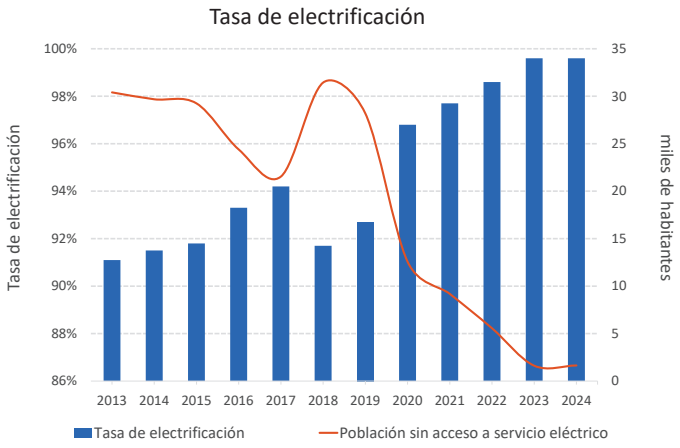

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
0.20
0.16
0.12
0.08
0.04
0.00
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Petróleo y Derivados
Hidro
Solar
Bioenergía

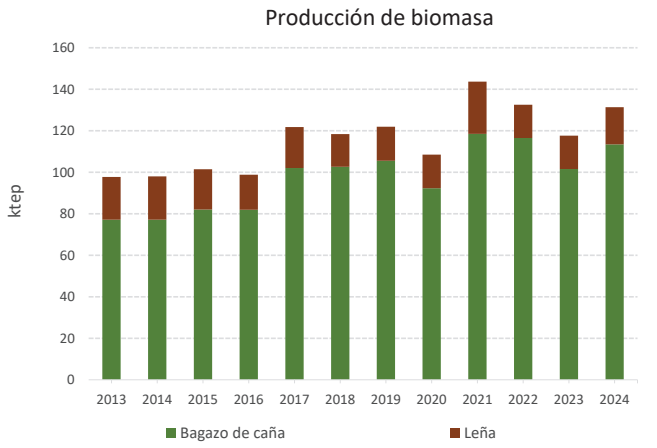

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
0.20
0.16
0.12
0.08
0.04
0.00
%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

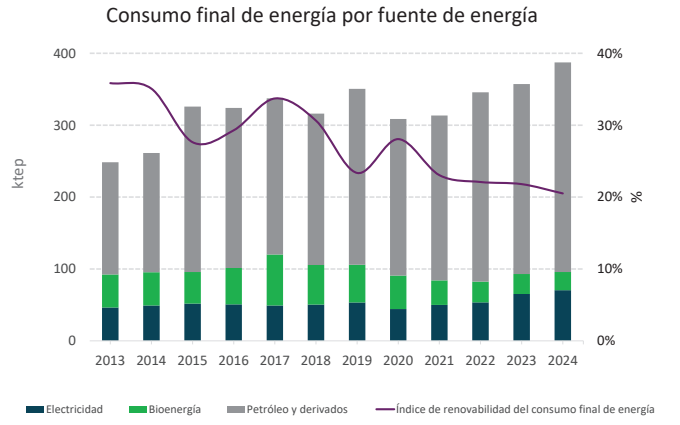

Generación eléctrica por Fuente
TWh
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Petróleo y Derivados
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

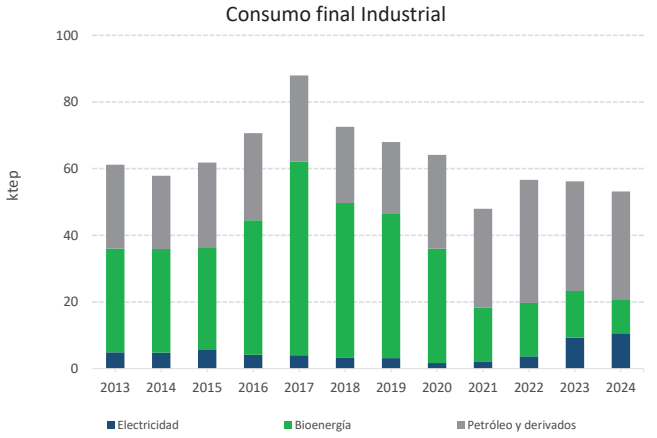

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

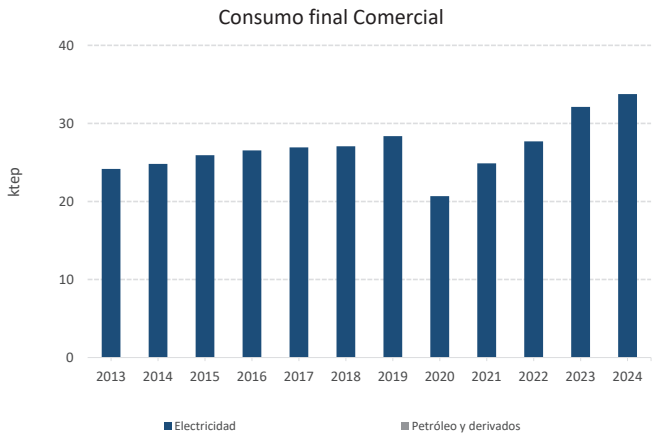

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

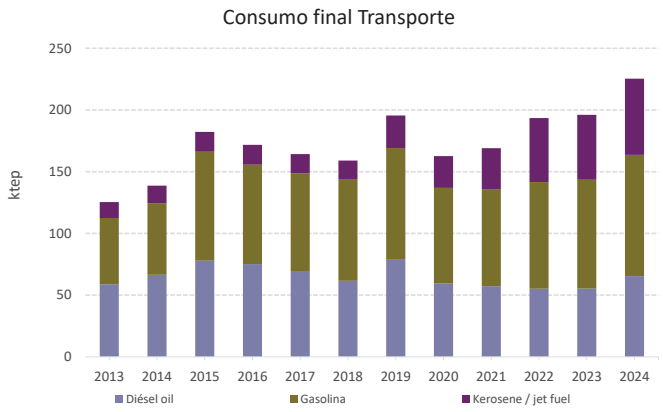

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
Bagazo de caña
Leña

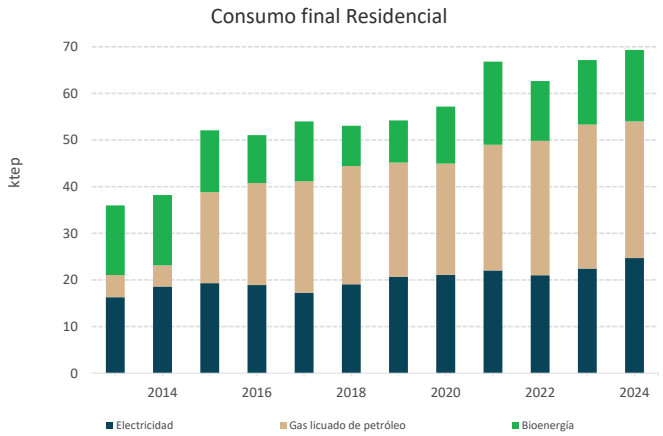

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

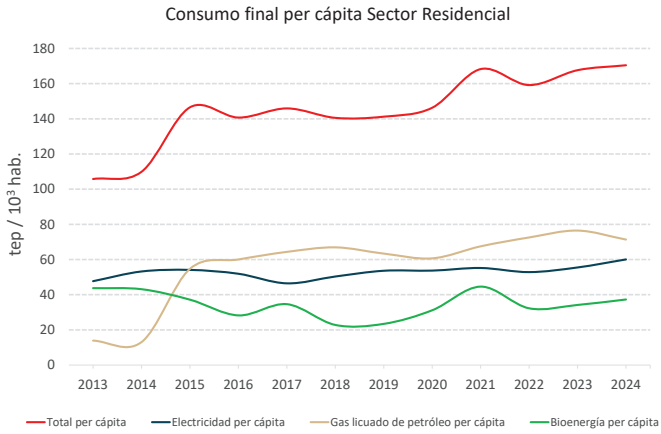

Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados

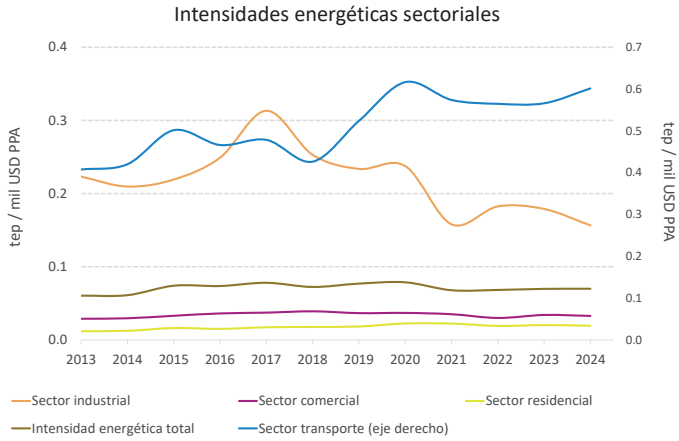

Consumo final Comercial
ktep
40
30
20
10
0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Electricidad
Petróleo y derivados


Consumo final Transporte
ktep
250
200
150
100
50
0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel

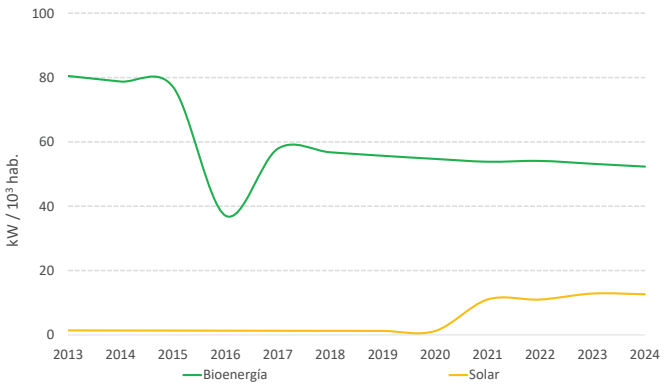
Consumo final de otros sectores
ktep
1.40
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Electricidad


Consumo final Residencial
ktep
70
60
50
40
30
20
10
0
2014 2016 2018 2020 2022 2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Bioenergía

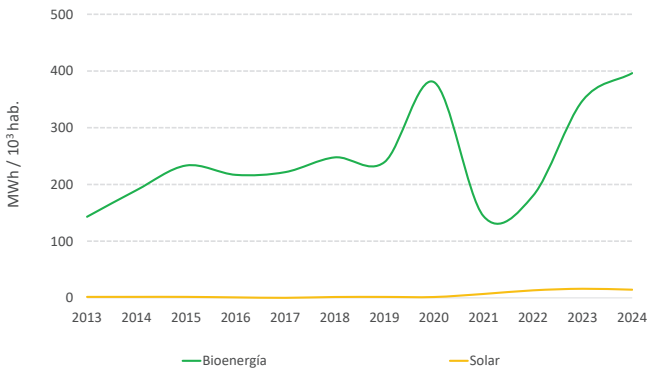

Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita


Intensidades energéticas sectoriales
tep / mil USD PPA
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
tep / mil USD PPA
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad energética total
Sector transporte (eje derecho)

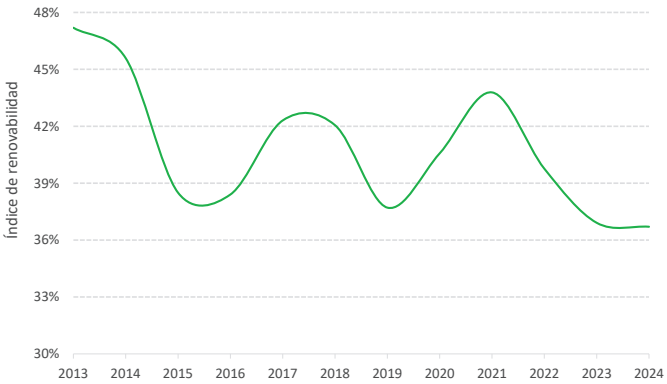
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



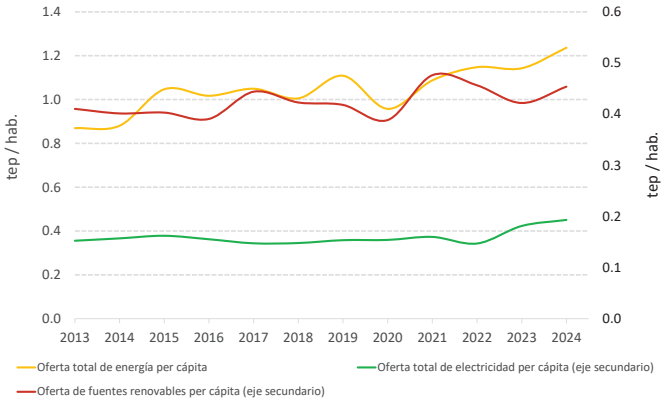
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



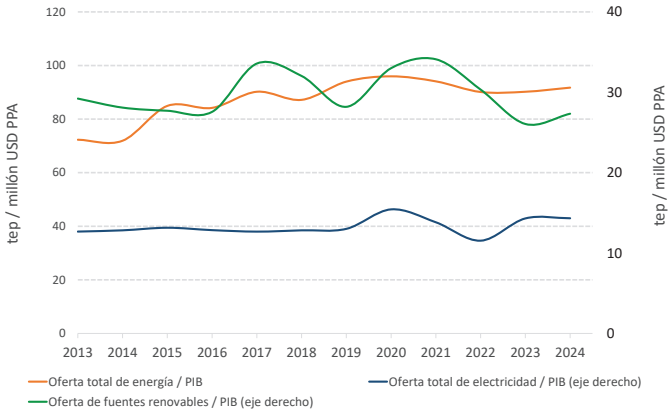
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



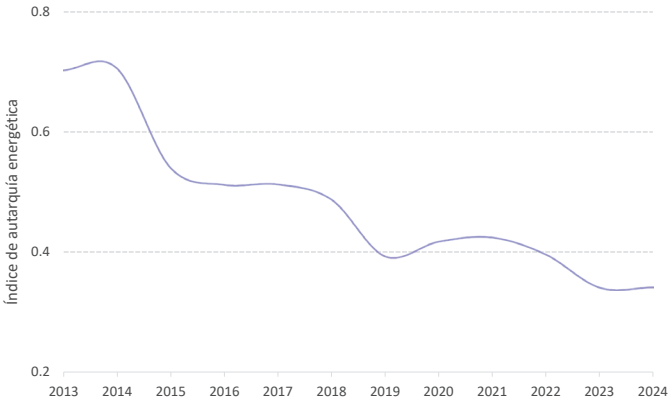
Oferta total de energía per cápita



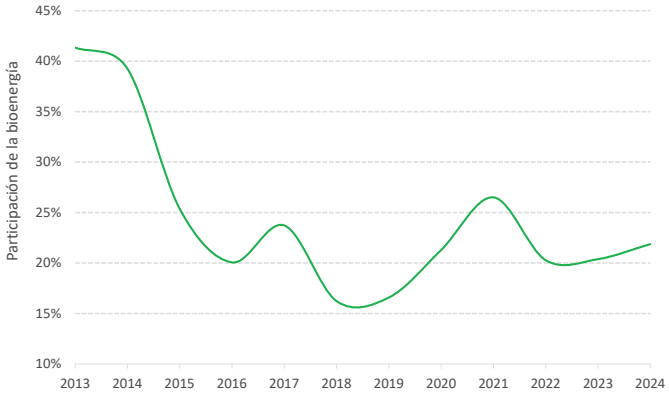
Oferta total de energía por unidad de PIB



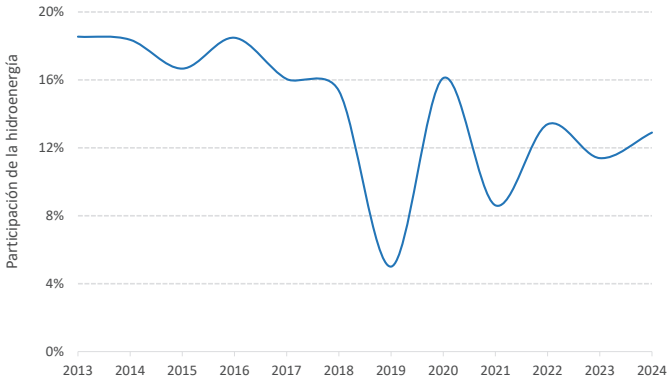
Índice de autarquía energética



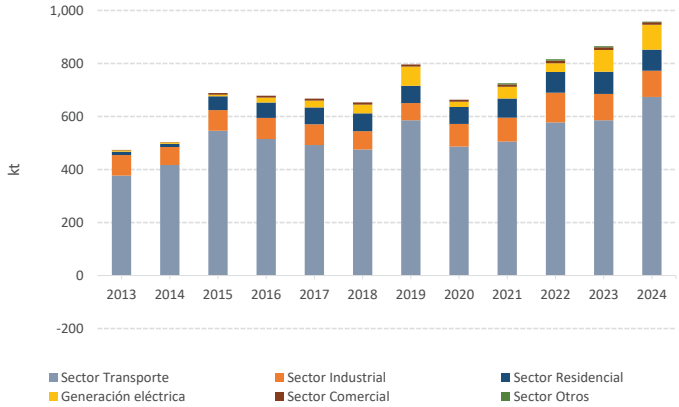
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



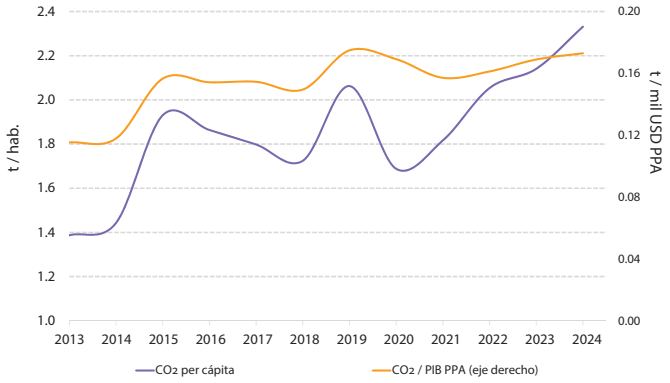
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



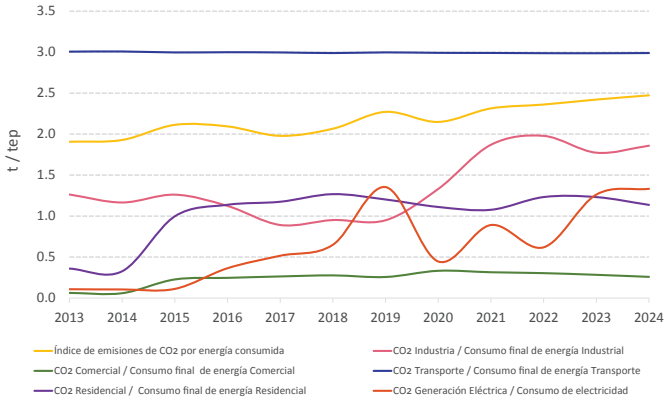
Emisiones de CO_2 por sector



Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



BOLIVIA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	12,332
Superficie (km²)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km²)	11
Población urbana (%)	68
PIB USD 2010 (MUSD)	43,315
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	122,200
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

En Bolivia los hidrocarburos son la base de la oferta energética, así en cuanto a energía primaria, el petróleo y el gas natural para este 2024, en conjunto representan el 80.5% del total de la oferta primaria; siendo el gas natural la fuente de mayor producción primaria con 9.94 Mtep, de los cuales 5.39 Mtep se exportan, es decir un 54.2%. Los derivados de petróleo y gas natural representan el 82.3% de la oferta secundaria, y en particular la demanda de la gasolina y del diésel oil, es cubierta en gran parte por las importaciones. En cuanto a la generación eléctrica, el gas natural mantiene su hegemonía, con un 64.7% del total, seguida de la hidroenergía con un 23.0%, también se aprecia la diversificación de la matriz con una creciente participación de la energía eólica y solar en los últimos años. El transporte es el sector de mayor demanda este 2024, con un valor de 4.39 Mtep, 52.6%, de un total de 8.35 Mtep, y manteniendo la tendencia histórica de que el diésel oil y la gasolina son los combustibles líquidos más utilizados.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 4.39
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.78
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.12
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.29
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.77

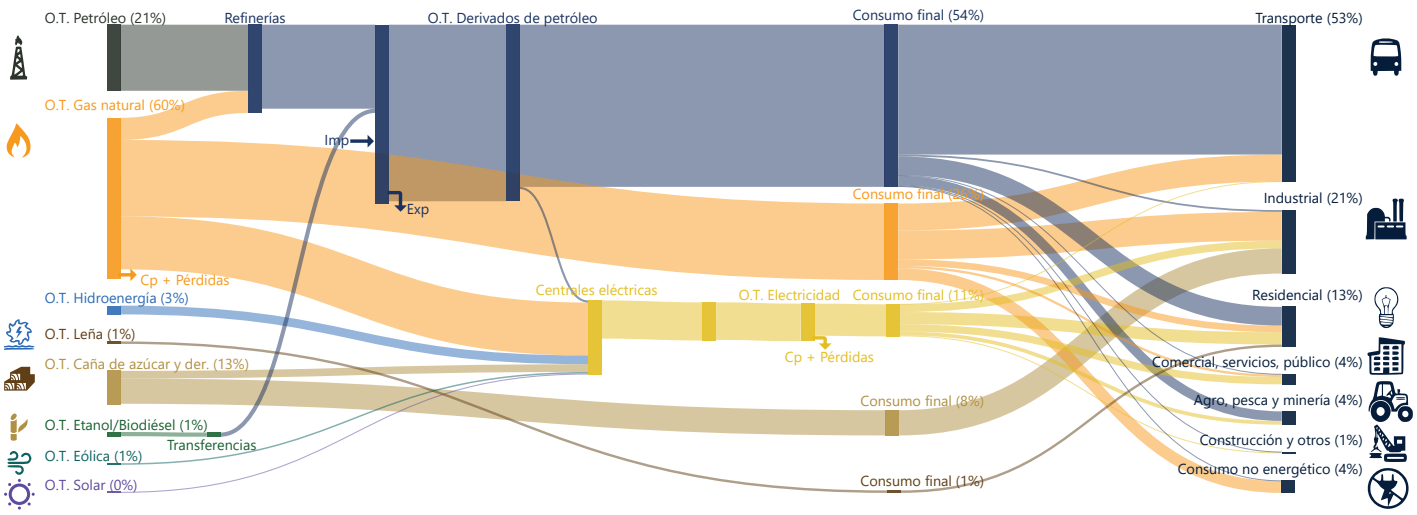
Mbbl	Años	Gm³	Años	Mt	Años
91	9	127	11	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
847	0.68	95.50	10.00 [1]	12.80	2.78	5.47
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía

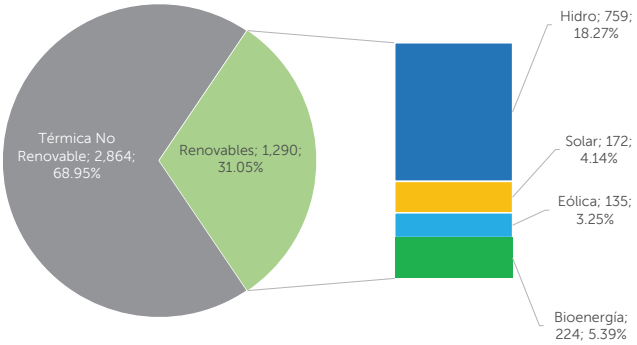
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
8.35	67	4.15	0.07	33.31	12.86	14.43 [1]
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total

[1] Oferta total no incluye transferencias y mezclas.

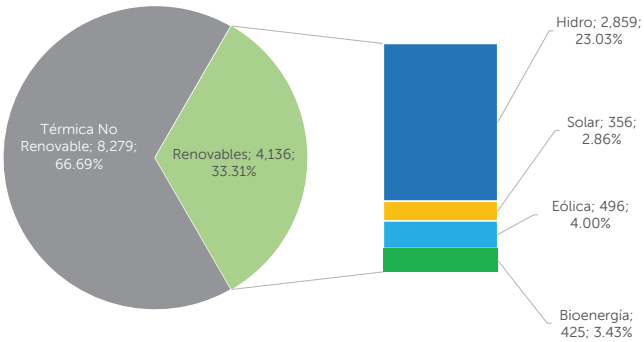
Balance Energético Resumido 2024



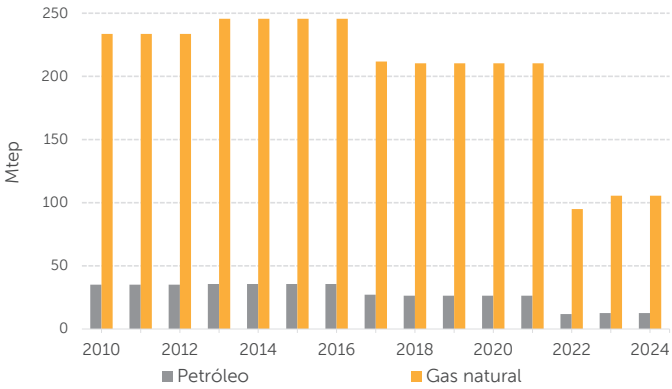
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 4,154 MW



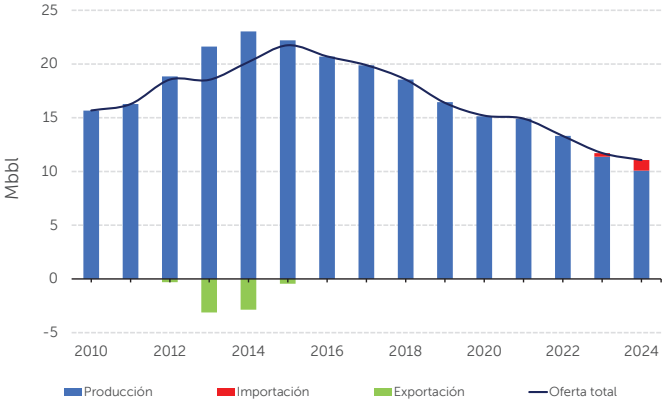
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 12,416 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

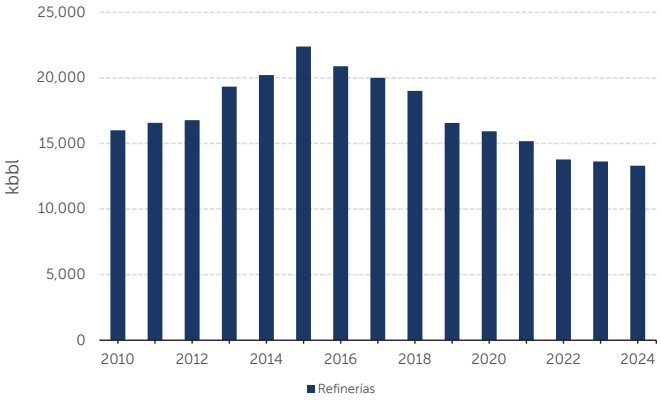


Oferta total de petróleo

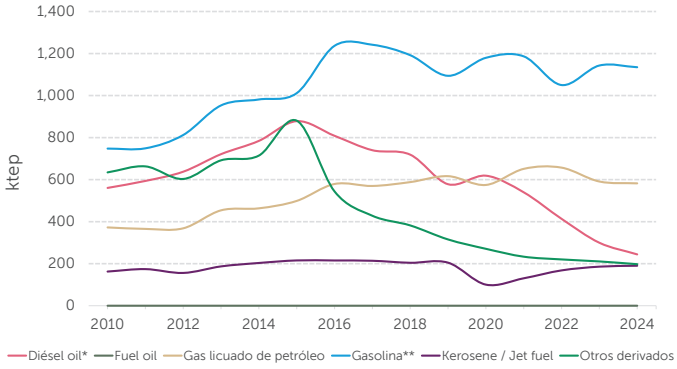


BOLIVIA

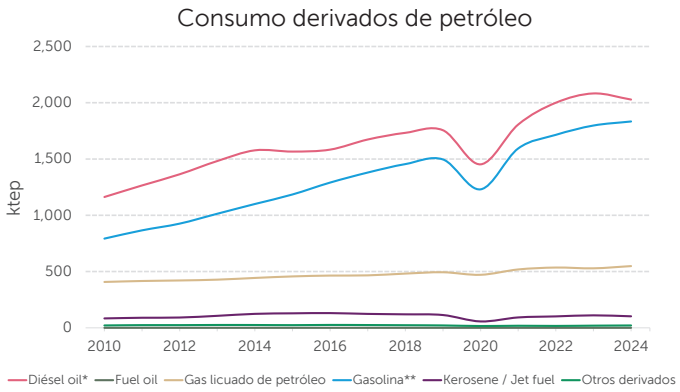
Demanda interna de petróleo



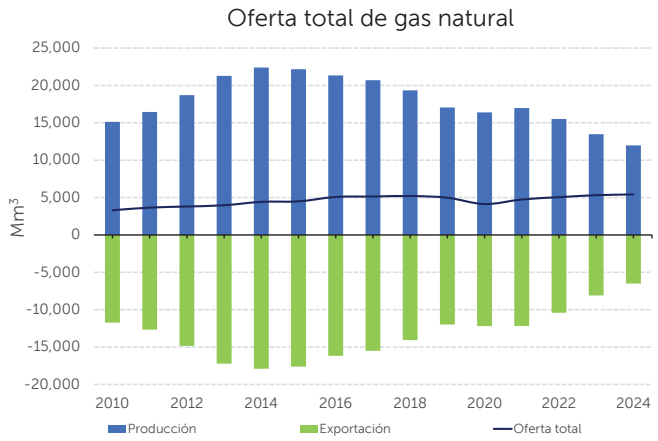
Producción derivados de petróleo

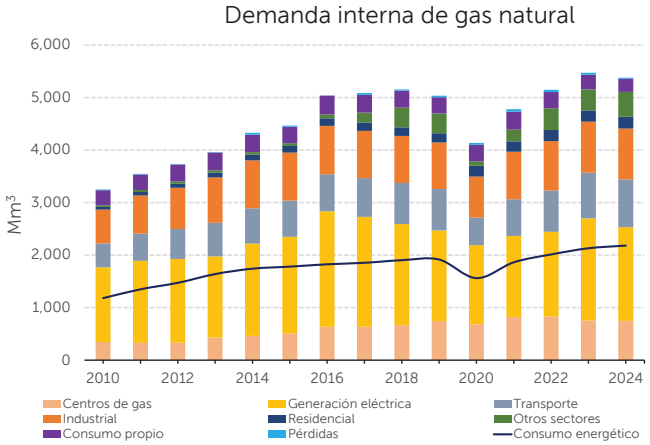


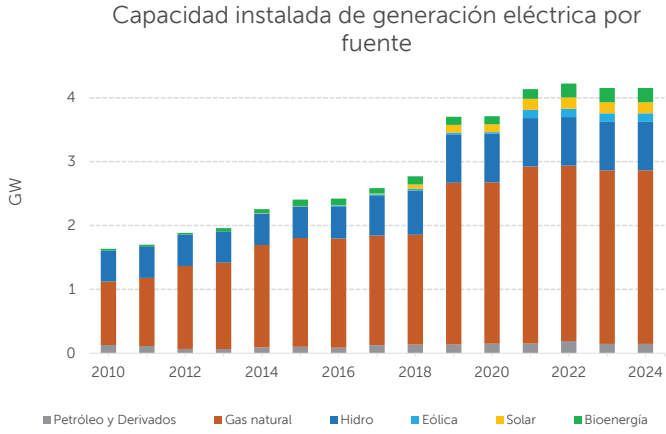
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

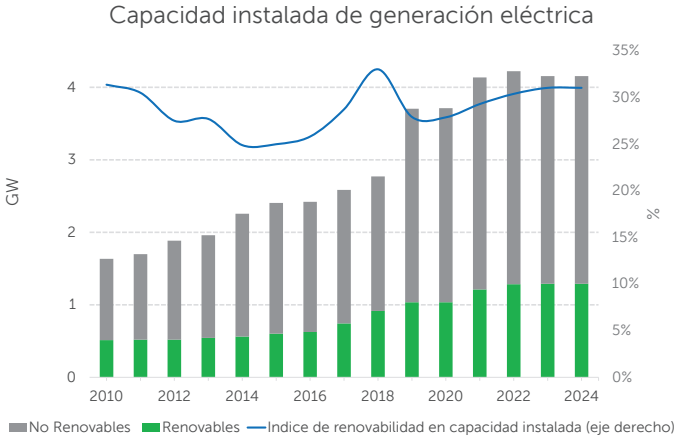


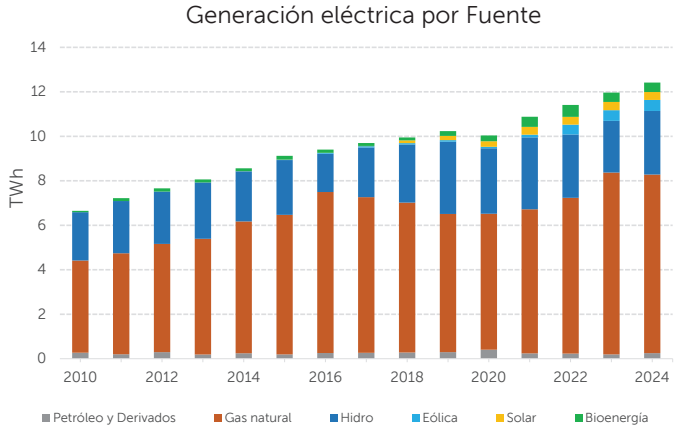
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

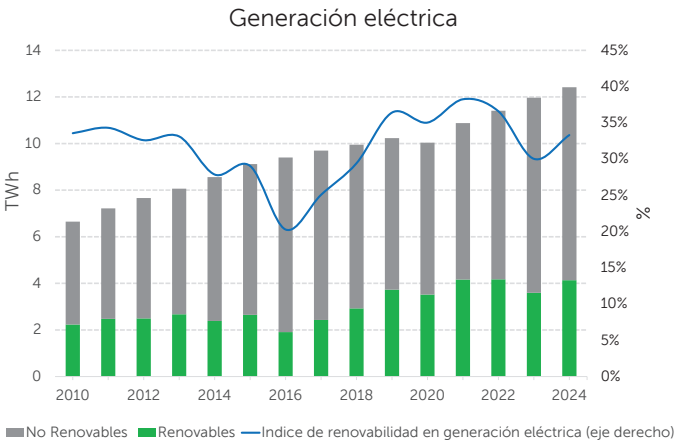


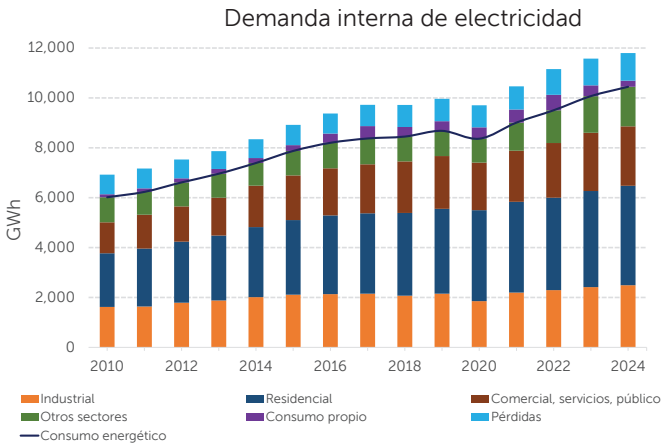


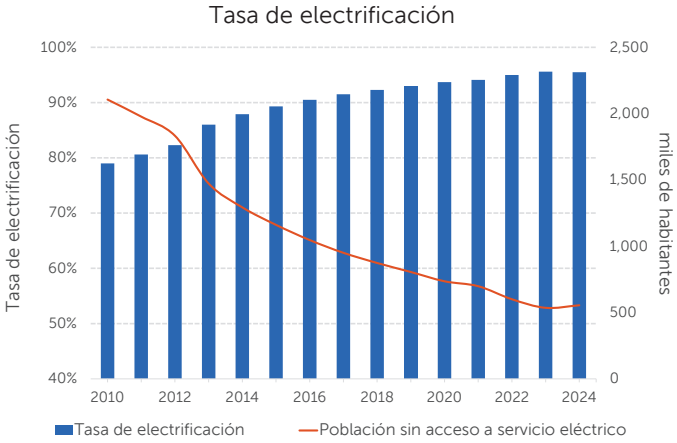


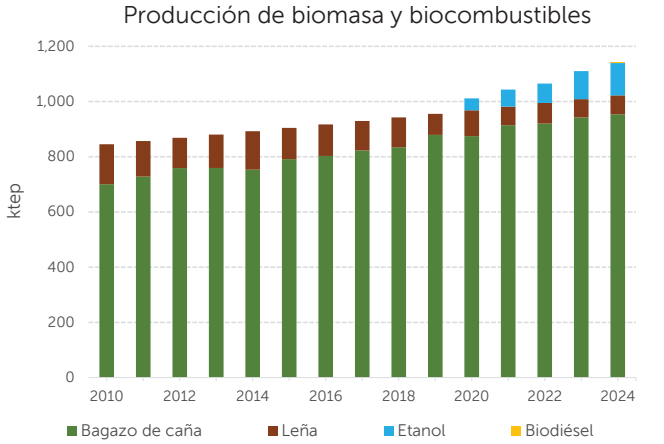


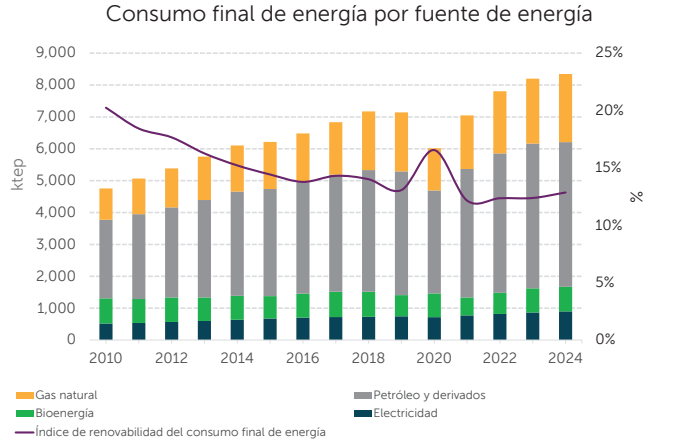


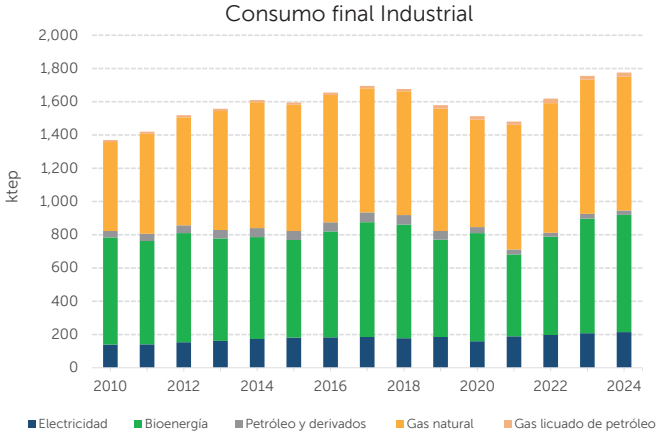

Generación eléctrica
TWh
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

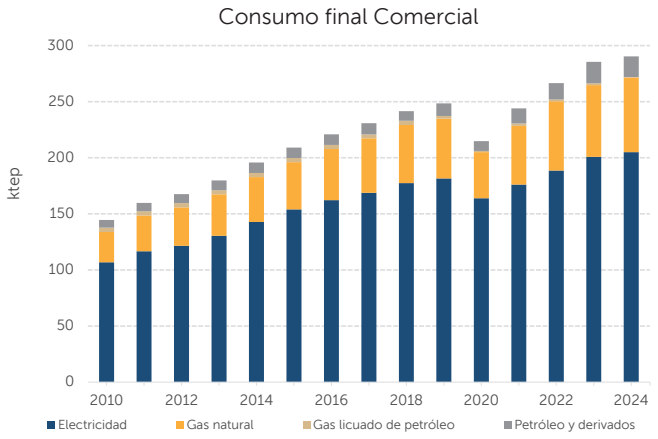

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

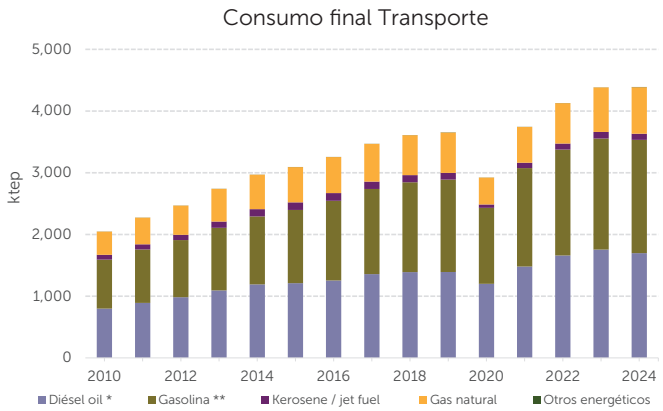

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña
Etanol
Biodiésel

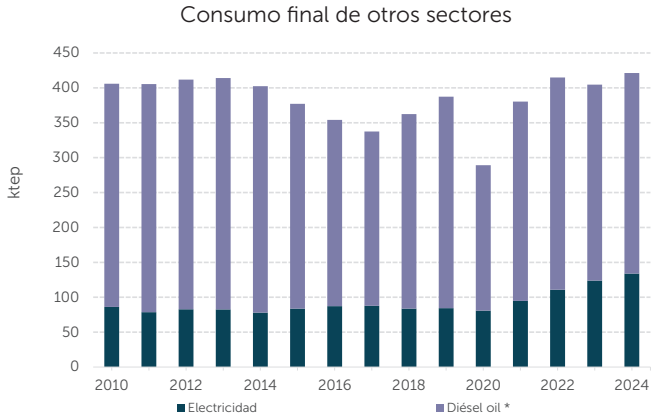

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Gas natural
Petróleo y derivados
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Gas natural
Gas licuado de petróleo

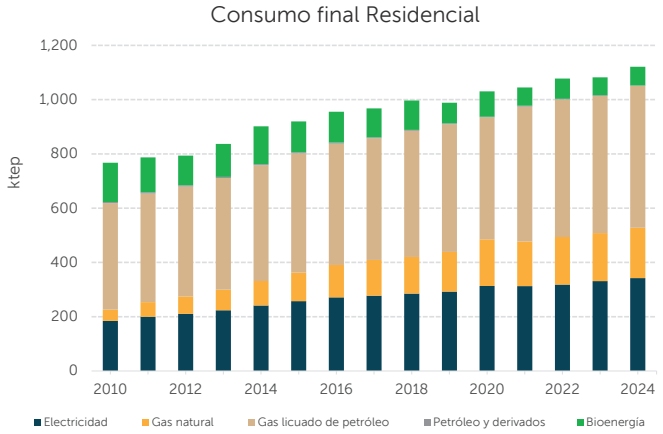


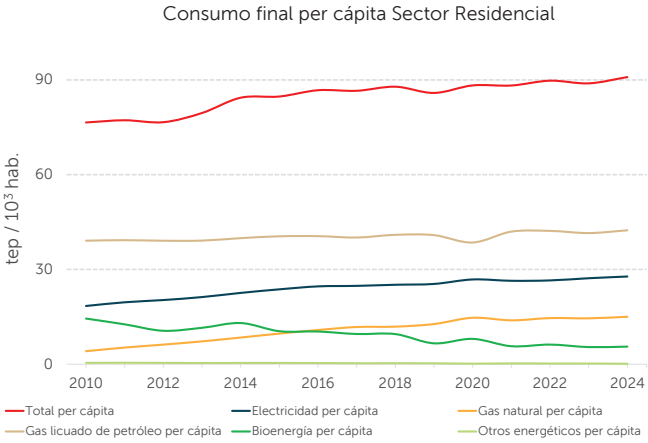


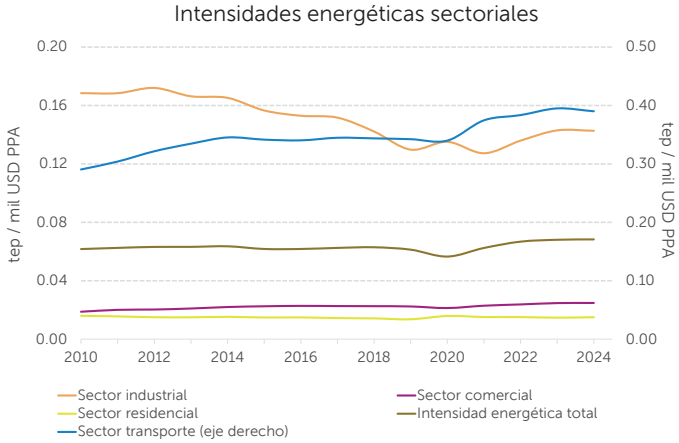
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.



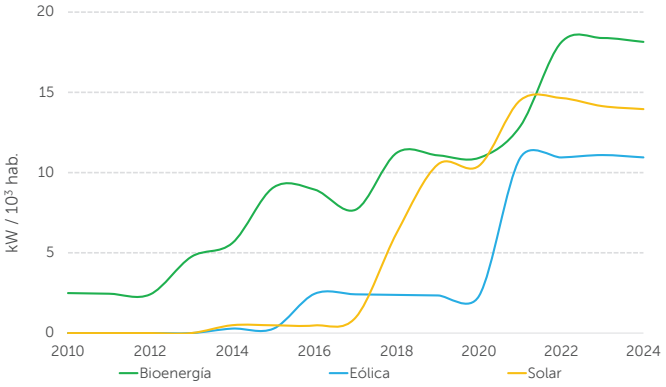
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.



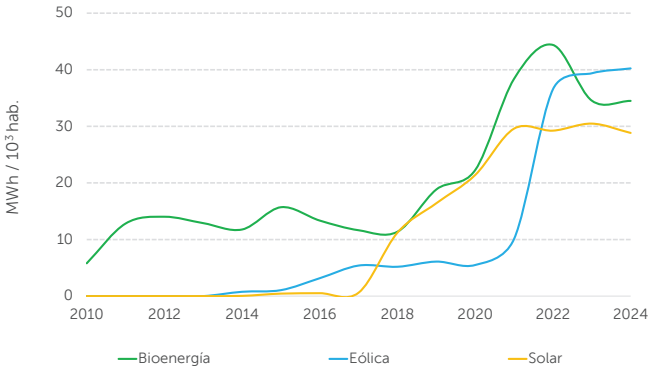




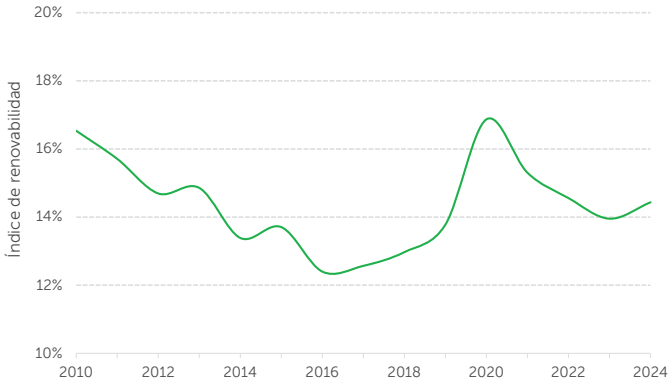
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



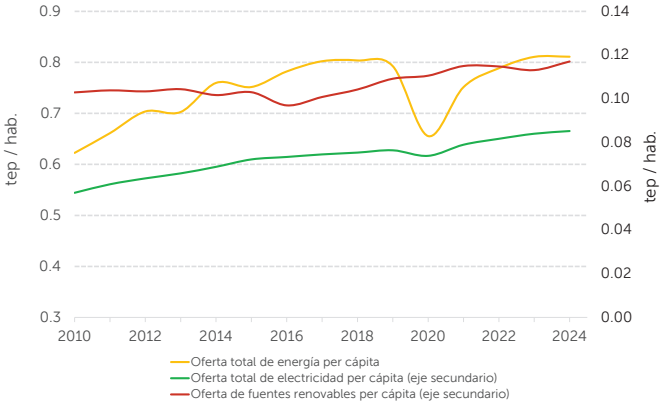
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



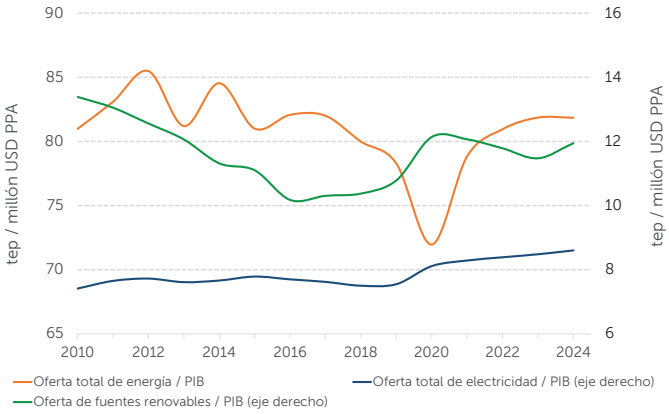
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



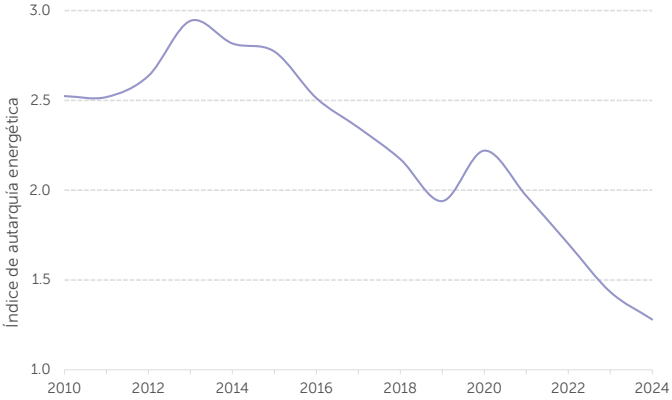
Oferta total de energía per cápita

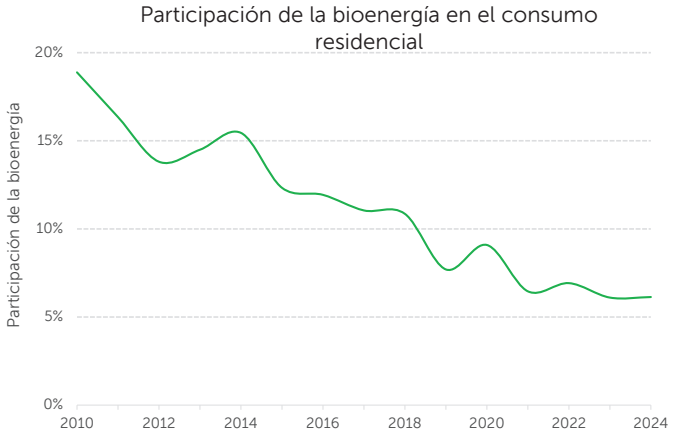


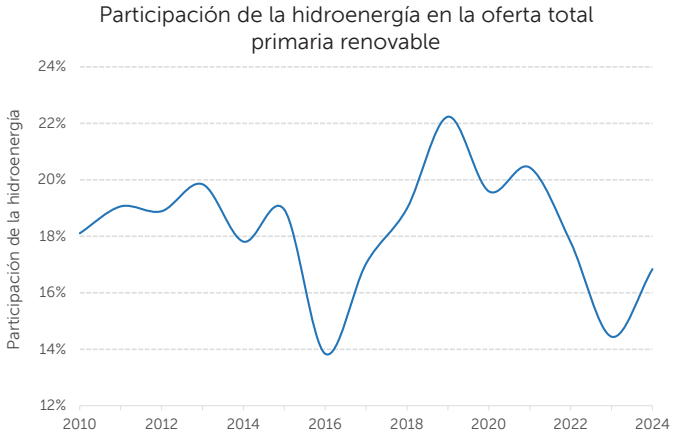
Oferta total de energía por unidad de PIB

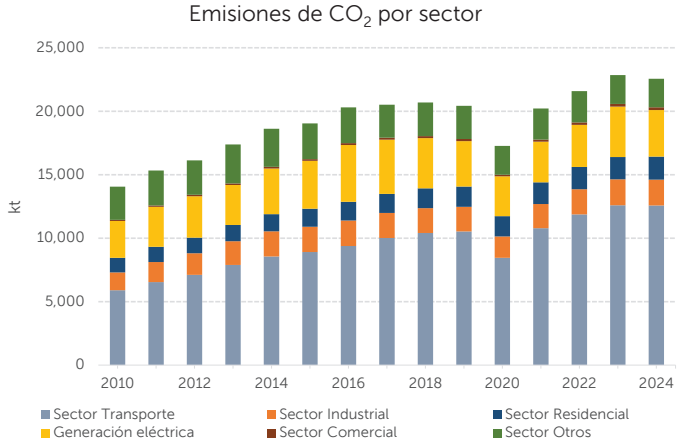


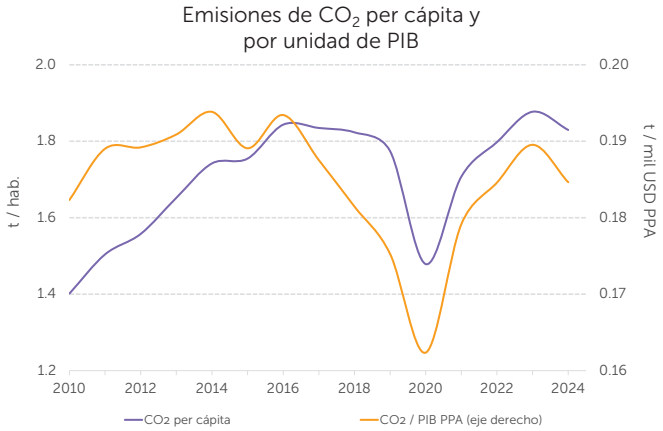
Índice de autarquía energética

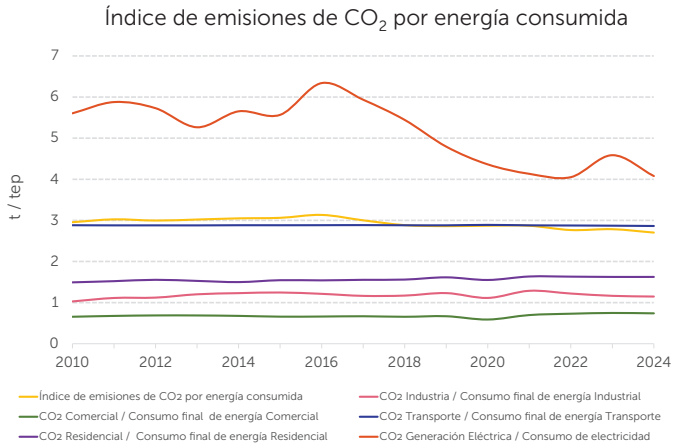


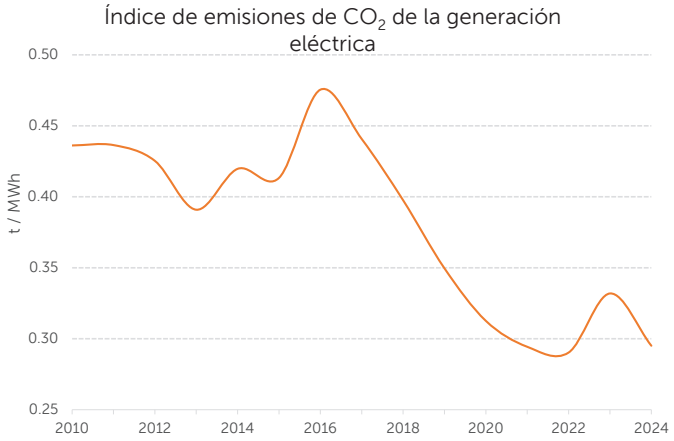

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
24%
22%
20%
18%
16%
14%
12%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
2.0
1.8
1.6
1.4
1.2
0.20
0.19
0.18
0.17
0.16
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
7
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.50
0.45
0.40
0.35
0.30
0.25
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

BRASIL

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	211,999 [1]
Superficie (km²)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km²)	25
Población urbana (%)	88
PIB USD 2010 (MUSD)	2,170,267 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	4,165,329 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

En el año 2024, la oferta total de energía del país alcanzó los 320 Mtep, registrando un incremento del 2.7% con relación al año anterior. En cuanto a su matriz de generación eléctrica aproximadamente el 88% fue a partir de fuentes renovables, destacándose la participación de la hidroenergía con el 56% de la generación eléctica total; la generación solar fue la que más creció con el 39.6% más que el año 2023 en tanto que la energía solar se incrementó en el 12.4%. En cuanto al consumo final de energía continúa dominado por el petróleo y sus derivados, que alcanzaron los 122.4 Mtep y se consolidan como la principal fuente utilizada en el país; en contraste, el menor consumo final corresponde al carbón mineral y el coque, con 10.3 Mtep. En el sector residencial, la electricidad es la fuente más empleada, con un consumo de 13.3 Mtep.

Las perspectivas energéticas de Brasil son muy positivas, enfocadas en liderar la transición energética global gracias a su matriz renovable (hidroeléctrica, solar, eólica, biocombustibles), con grandes inversiones en expansión solar y eólica, modernización de la red, electrificación y desarrollo del hidrógeno verde; a pesar de la fortaleza del petróleo y gas presal, Brasil busca cero emisiones netas para 2050, impulsando inversiones masivas y oportunidades en el mercado eléctrico libre y nuevas tecnologías.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 96.54
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 79.42
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 31
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 15.25
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 42.10

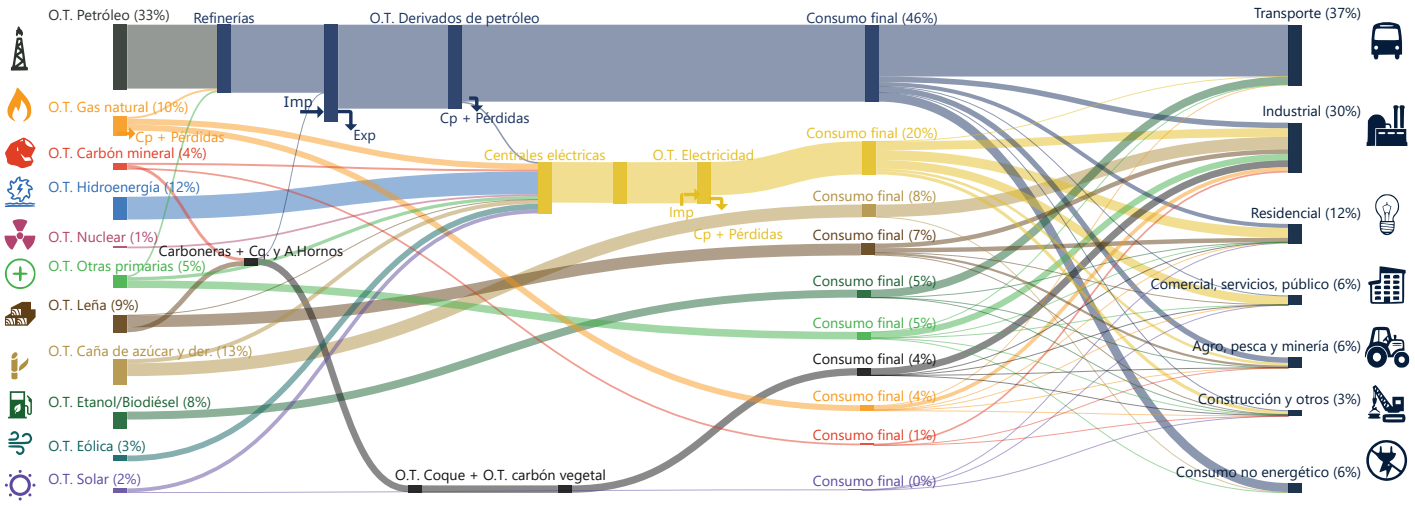
Mbbl	Años	Gm³	Años	Mt	Años
16,841	14	546	21	6,596	1,101
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral

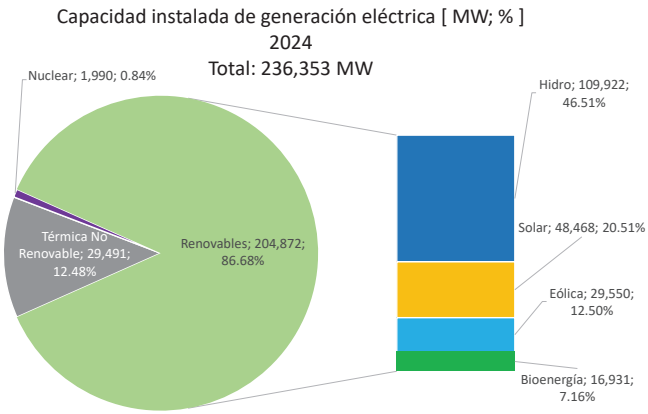
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,893	1.25	99.84	319.68	369.79	59.80	107.18
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía

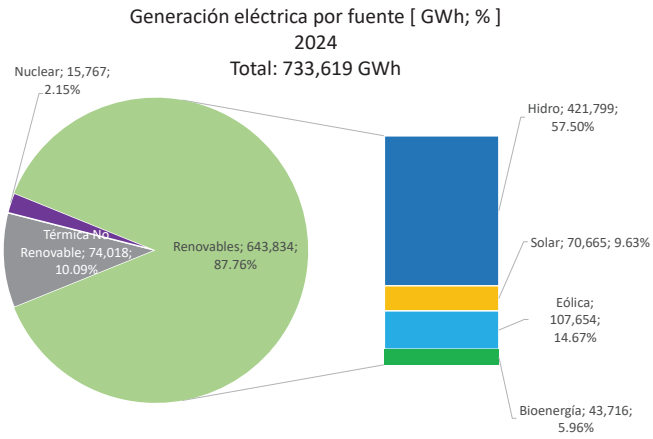
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
264.31	2,424	236.37	0.06	88.05	43.81	51.53
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total

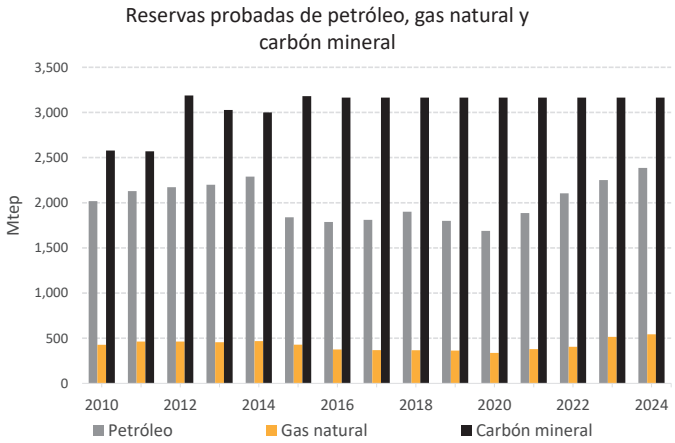
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

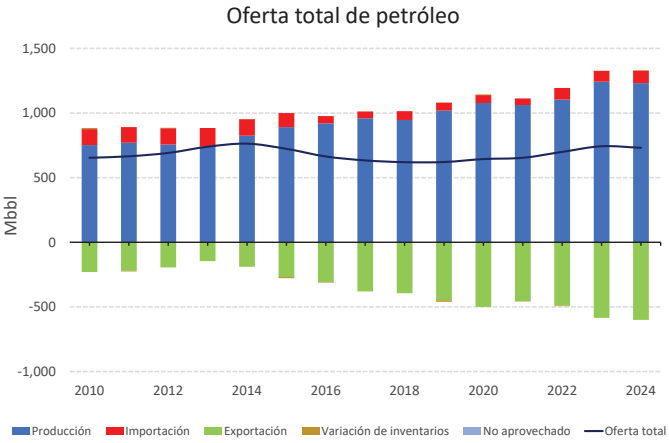
Balance Energético Resumido 2024

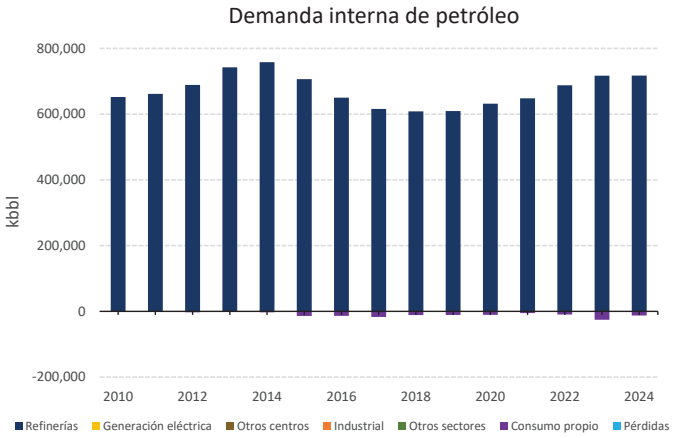


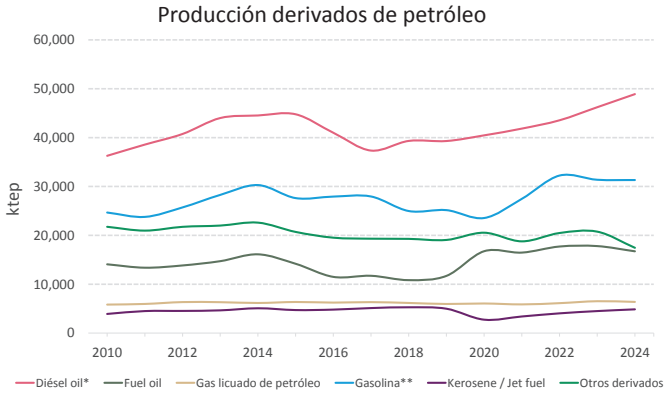




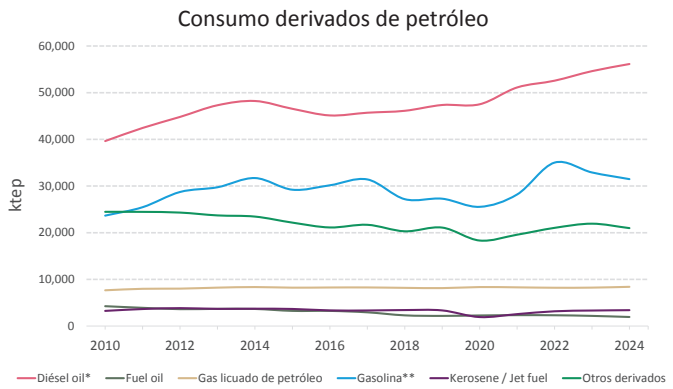




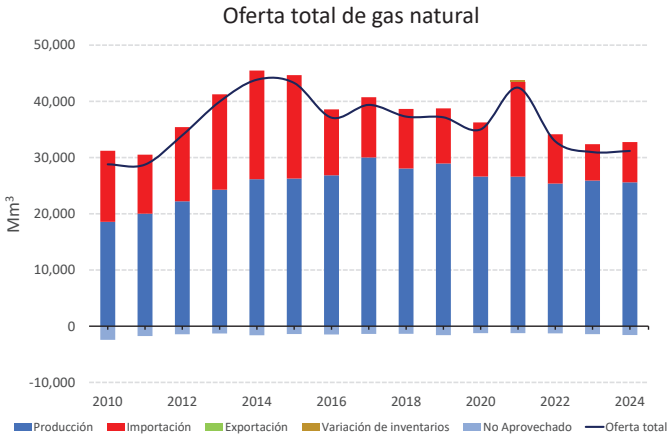


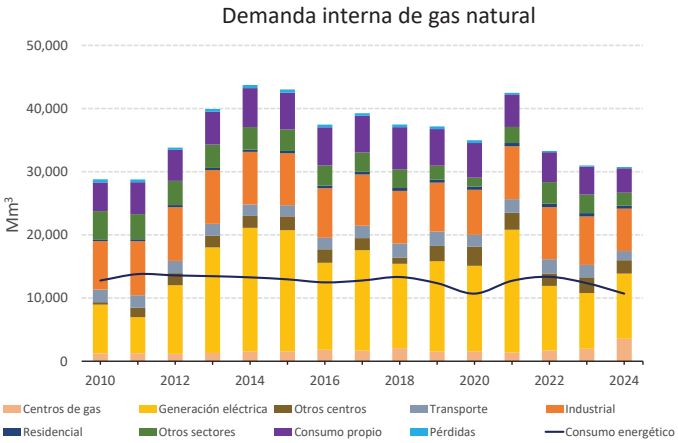


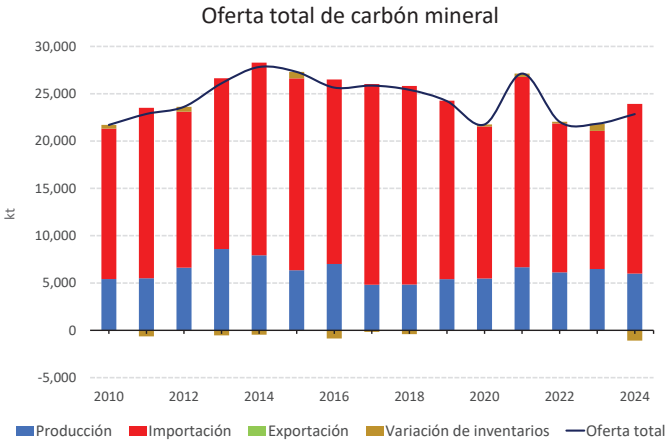
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

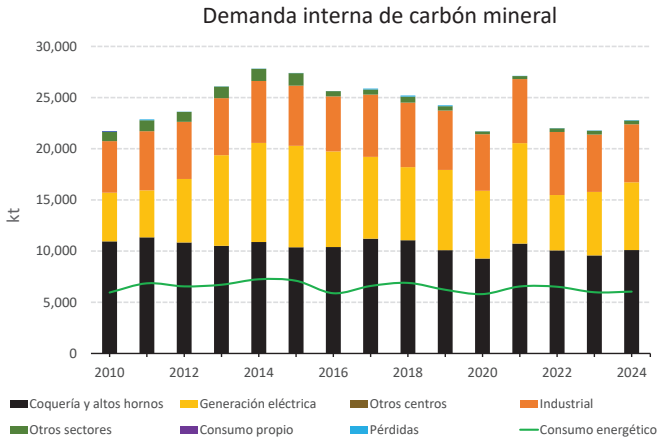


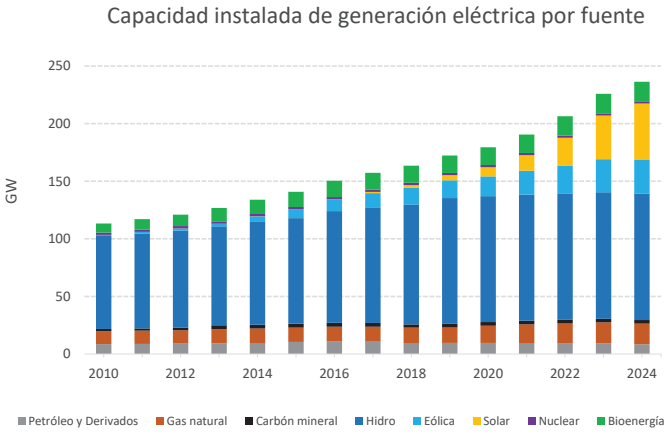
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

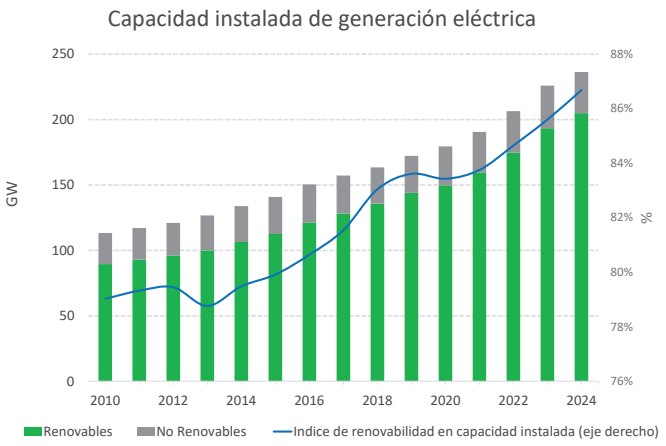


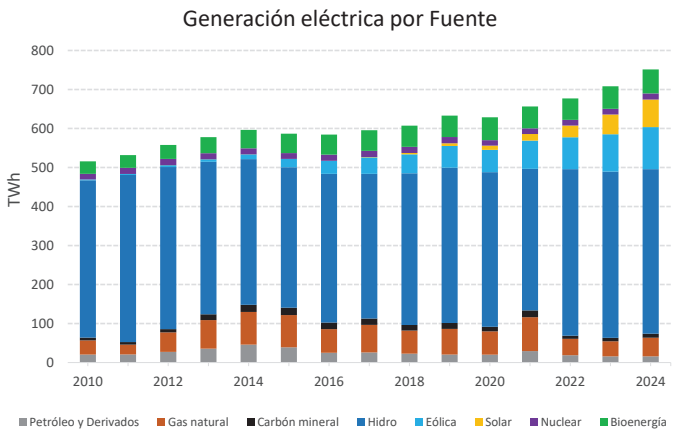


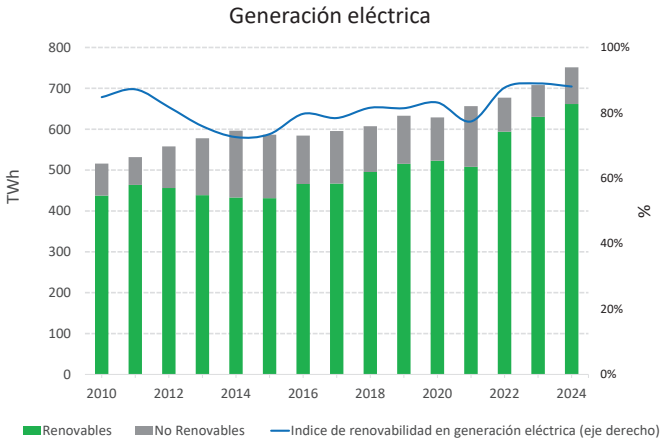


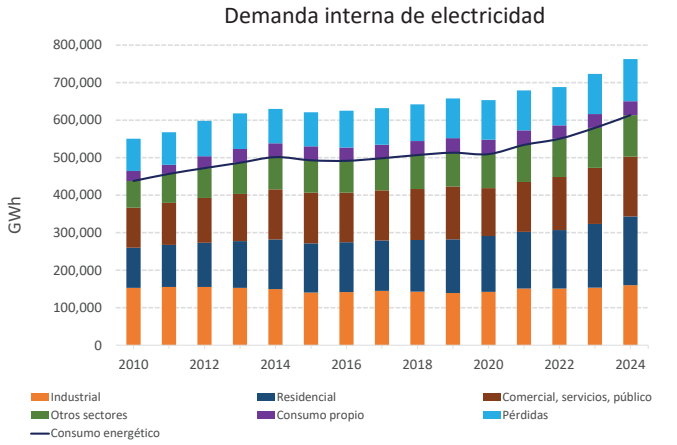


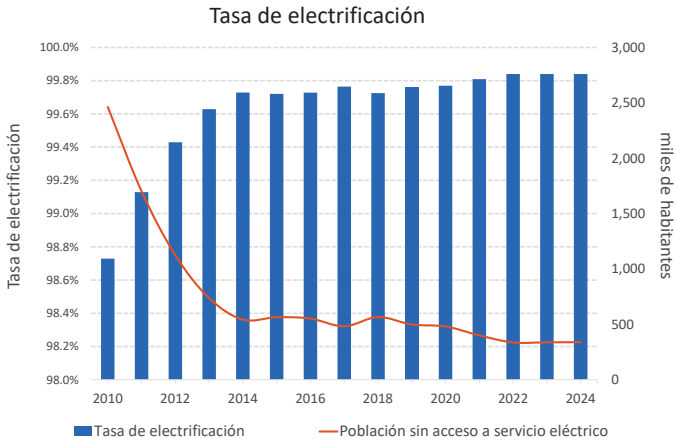


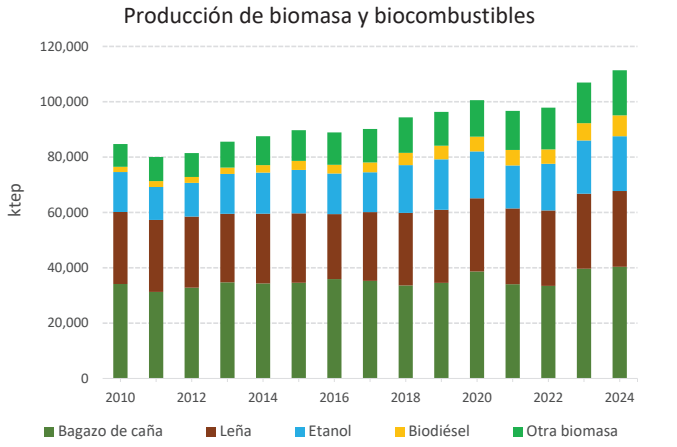

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

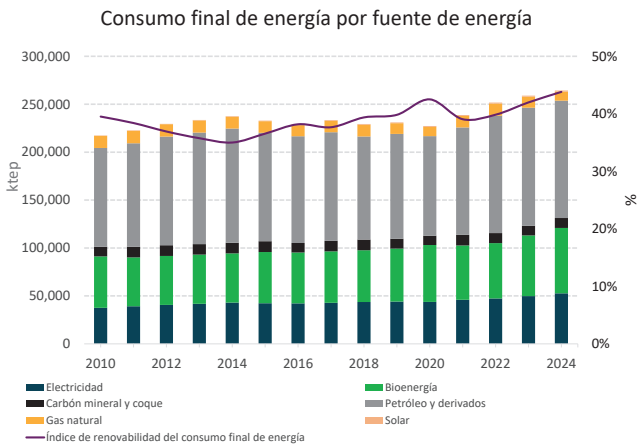

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Eólica
Solar
Nuclear
Bioenergía

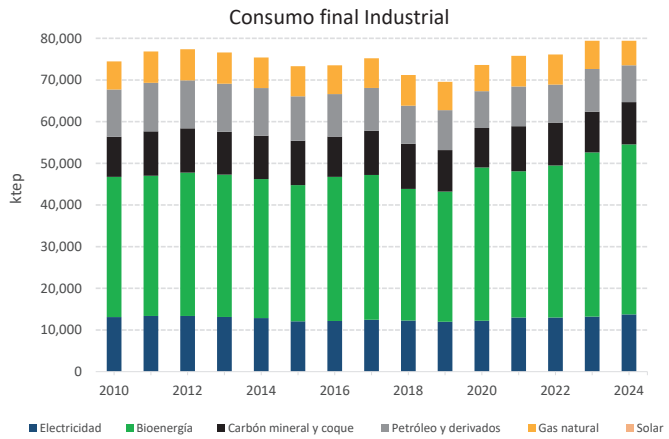

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

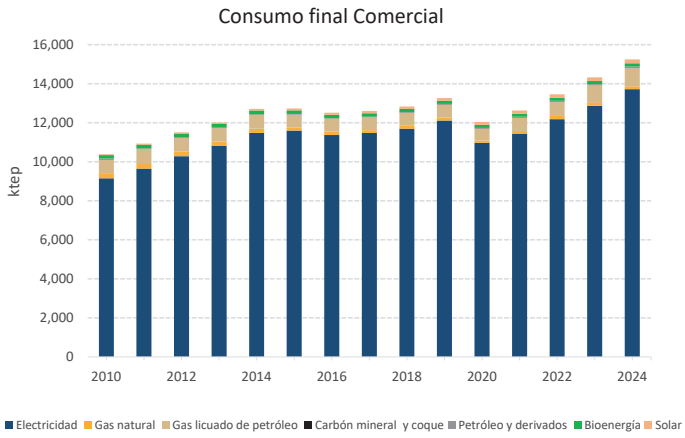

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

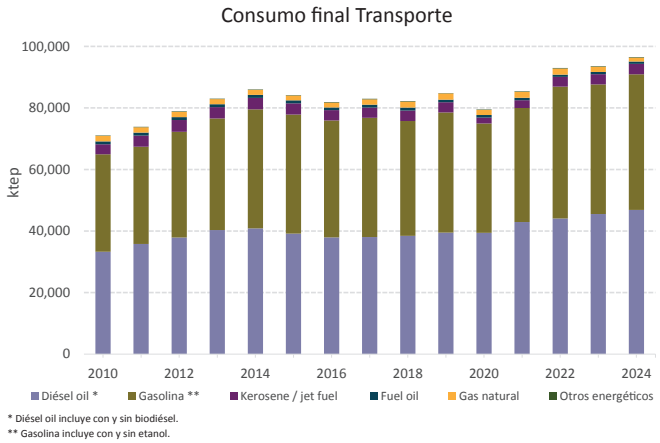

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

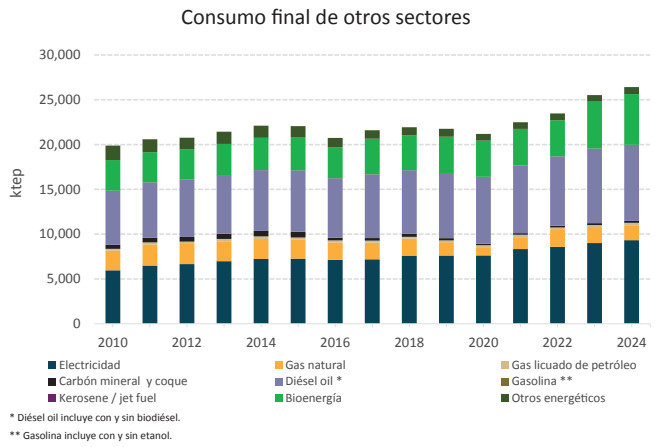

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña
Etanol
Biodiésel
Otra biomasa

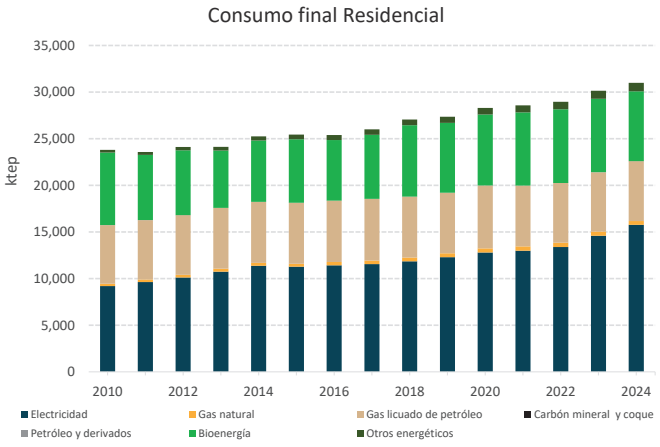

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar

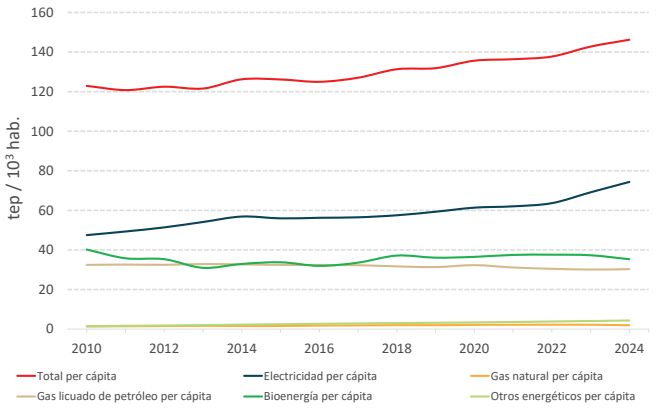

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Solar


Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

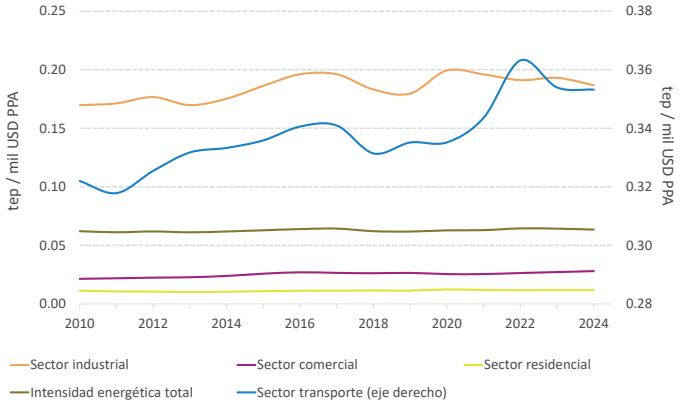

Consumo final de otros sectores
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.


Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos

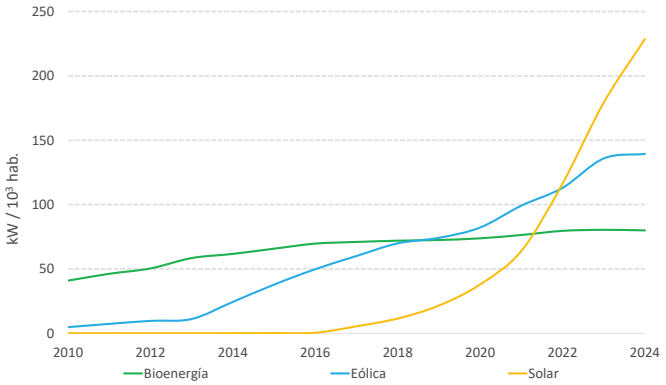
Consumo final per cápita Sector Residencial



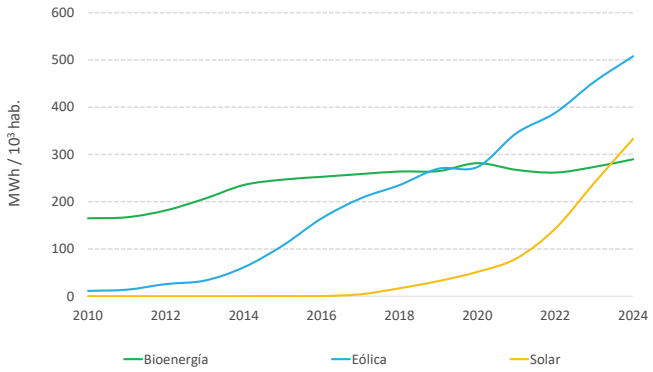
Intensidades energéticas sectoriales



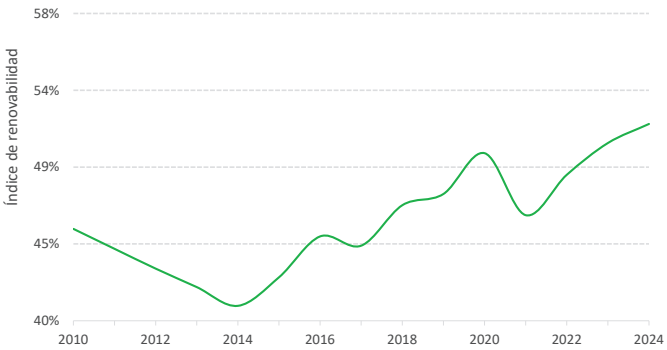
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



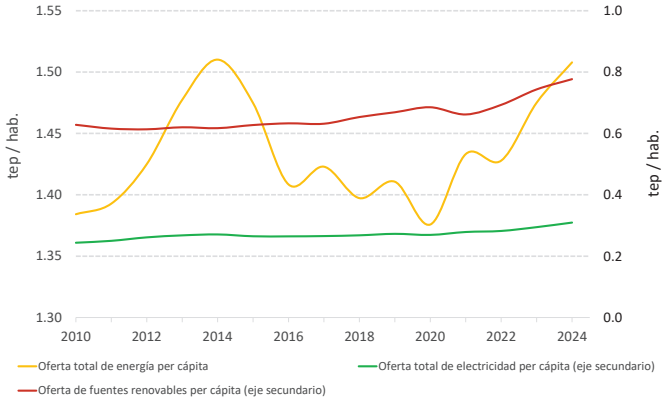
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



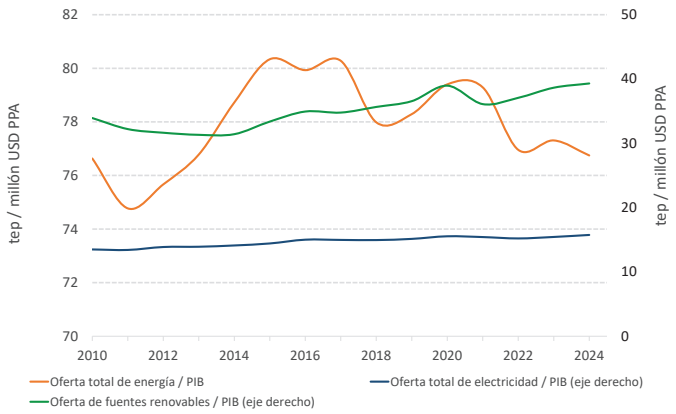
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



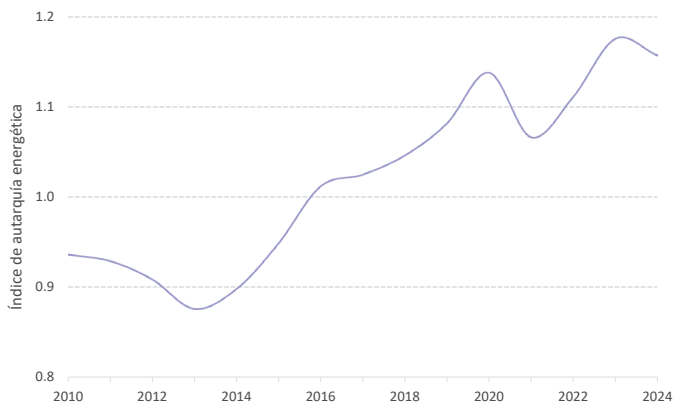
Oferta total de energía per cápita



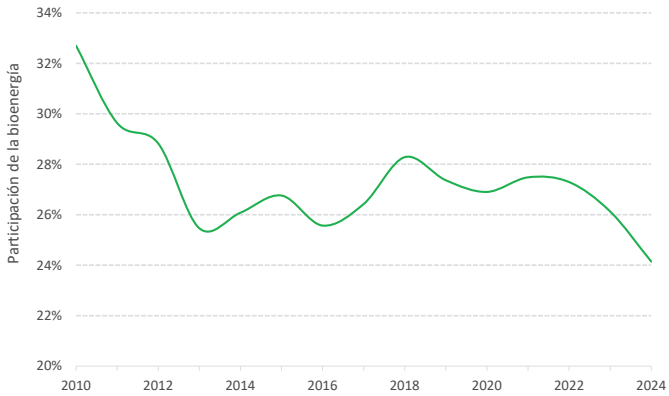
Oferta total de energía por unidad de PIB



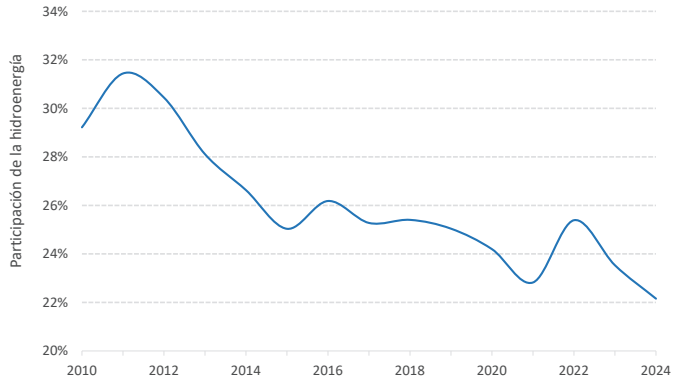
Índice de autarquía energética



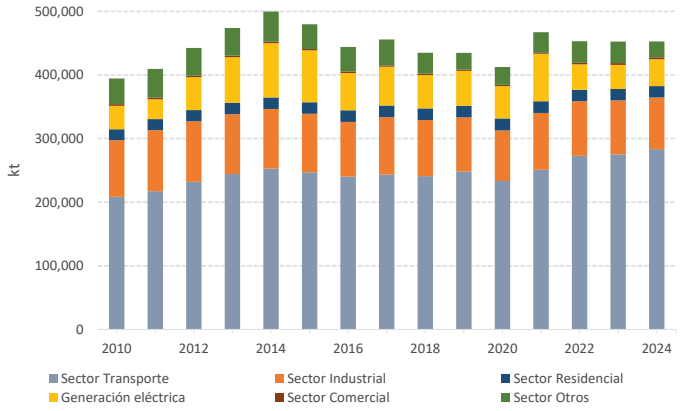
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



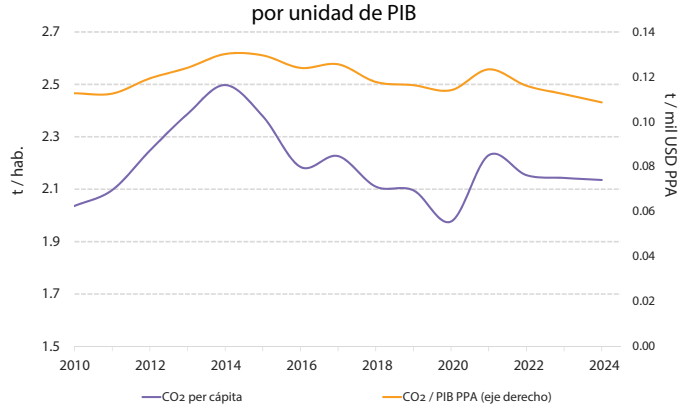
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

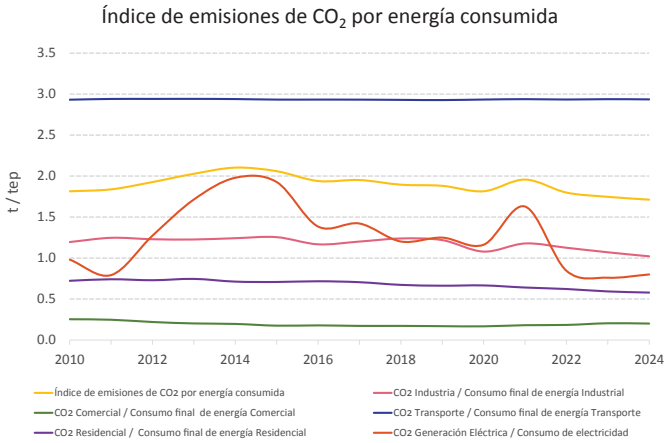


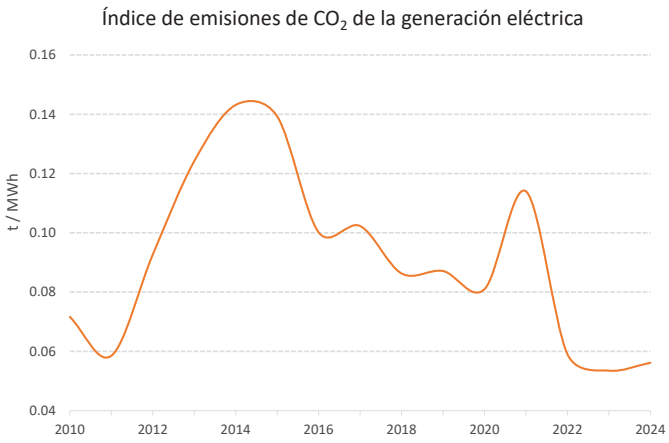
Emisiones de CO_2 por sector



Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB




Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
3.5
3.0
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.16
0.14
0.12
0.10
0.08
0.06
0.04
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

CHILE

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	19,765 [1]
Superficie (km²)	756,096
Densidad de población (hab. / km²)	26
Población urbana (%)	88
PIB USD 2010 (MUSD)	327,921 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	596,556 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	30

La matriz de oferta total de energía primaria del país se caracteriza por el petróleo y gas natural, los cuales en conjunto alcanzan el 48% de participación con respecto a la oferta total de energía primaria. El sector eléctrico chileno en 2024 se caracterizó por un récord histórico en energías renovables, alcanzando cerca del 66% de la generación eléctrica y superando el 80% en algunos meses, impulsado por la energía solar y eólica, con un gran auge en el almacenamiento en baterías. Se promulgaron leyes clave para la descarbonización, como la Ley de Transición Energética, consolidando a Chile como líder global en la adopción de energía limpia y atrayendo inversiones masivas, aunque hubo un estancamiento en el crecimiento total del consumo eléctrico.

Por otra parte, en 2024, Chile consolidó su liderazgo regional en electromovilidad con un crecimiento significativo en ventas de autos eléctricos (casi 183%) y una flota de buses eléctricos líder en Latinoamérica y el segundo a nivel mundial, impulsado por políticas públicas, incentivos fiscales (impuesto verde, subsidios) y la expansión de la infraestructura de carga, con la meta de cero emisiones avanzando hacia 2050 y una Ley de Eficiencia Energética implementada para vehículos livianos.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 11.11
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 6.15
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 5.74
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.92
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 6.74

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 12	Años 12	Gm³ 8	Años 5	Mt n.d.	Años n.d.

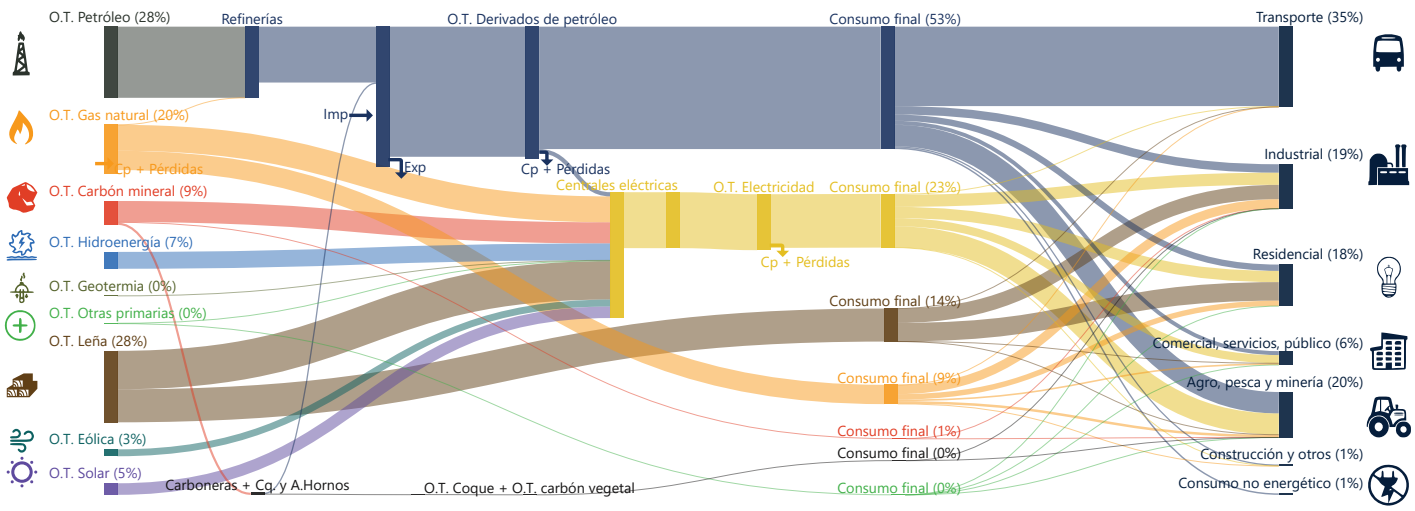
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
4,363	1.60	99.70	44.57	16.69	28.84	1.52

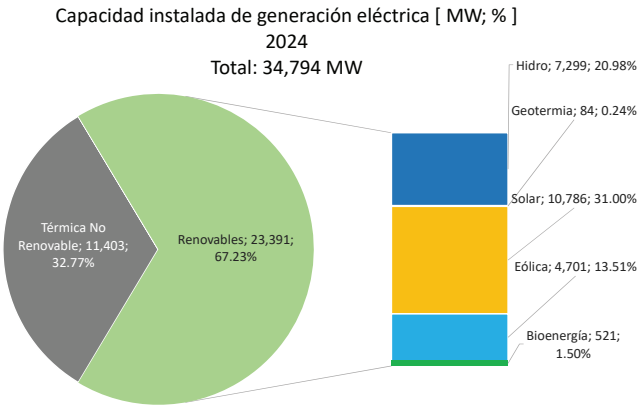
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
31.65	238	34.79	0.05	66.20	29.96	33.36

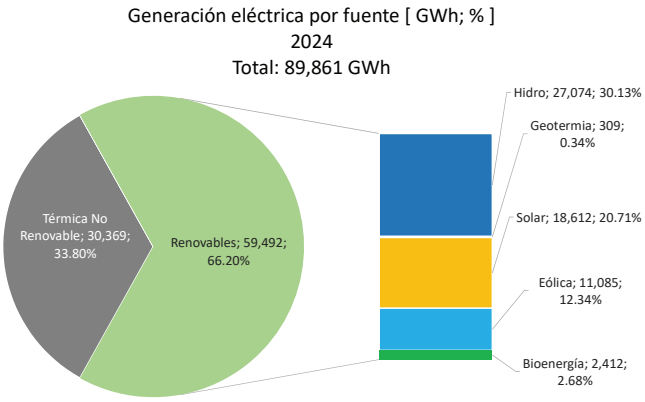
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

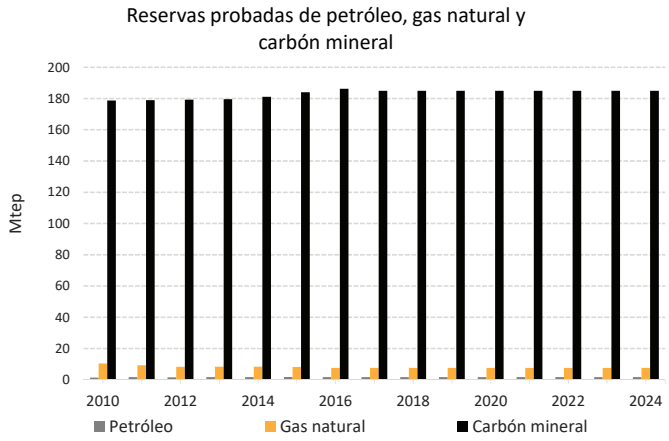
Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.

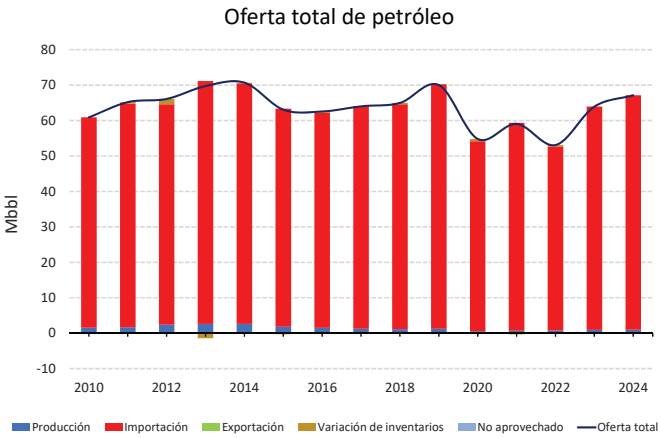
Balance Energético Resumido 2024



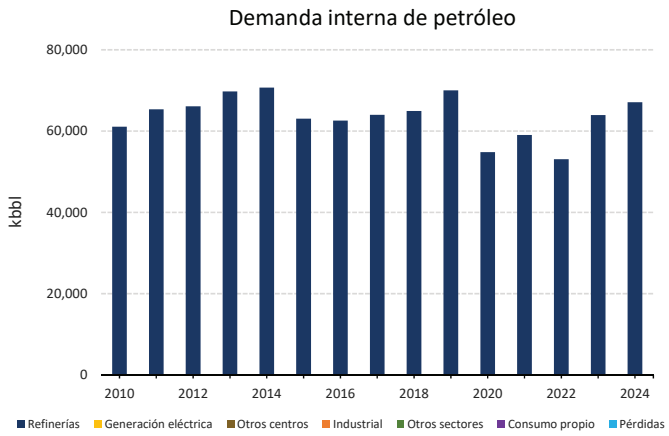

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 34,794 MW
Térmica No Renovable; 11,403; 32.77%
Renovables; 23,391; 67.23%
Hidro; 7,299; 20.98%
Geotermia; 84; 0.24%
Solar; 10,786; 31.00%
Eólica; 4,701; 13.51%
Bioenergía; 521; 1.50%

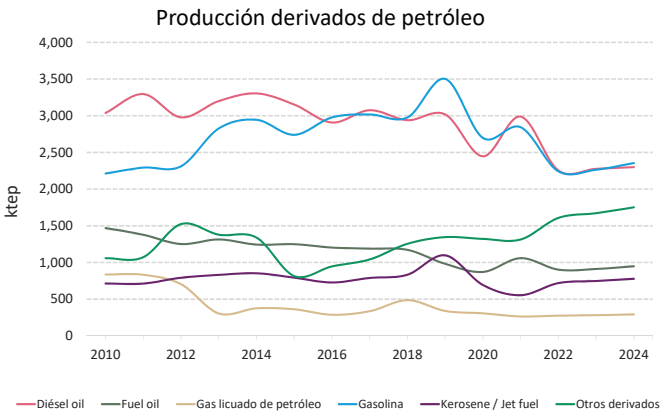

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 89,861 GWh
Térmica No Renovable; 30,369; 33.80%
Renovables; 59,492; 66.20%
Hidro; 27,074; 30.13%
Geotermia; 309; 0.34%
Solar; 18,612; 20.71%
Eólica; 11,085; 12.34%
Bioenergía; 2,412; 2.68%

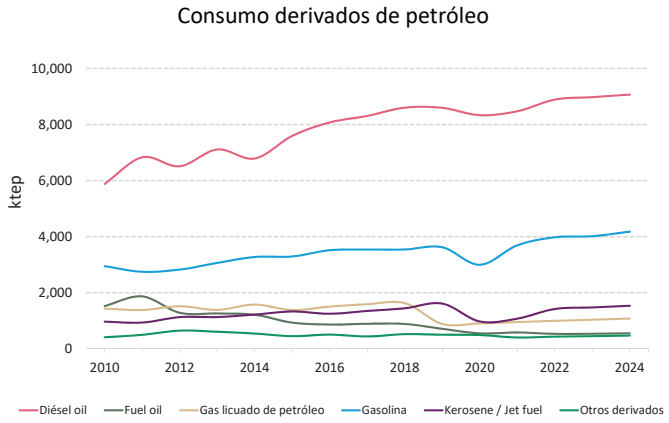

Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral
Mtep
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo
Gas natural
Carbón mineral

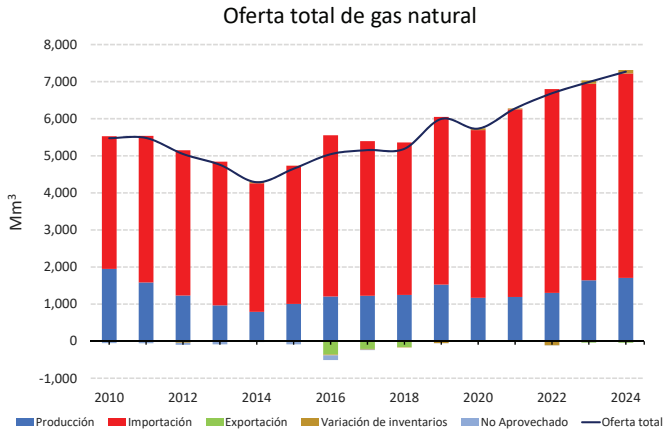

Oferta total de petróleo
Mbbl
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No aprovechado
Oferta total

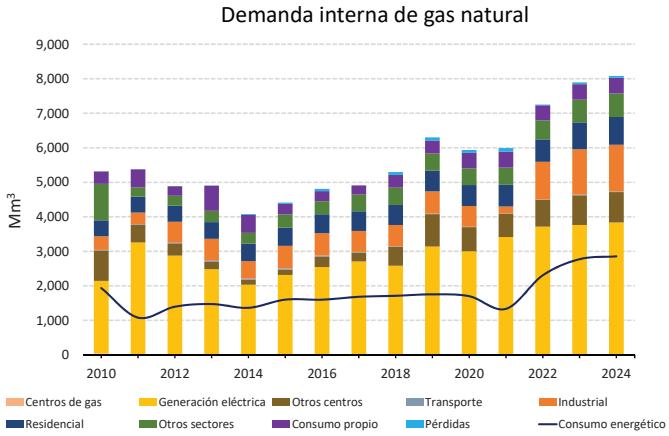
CHILE

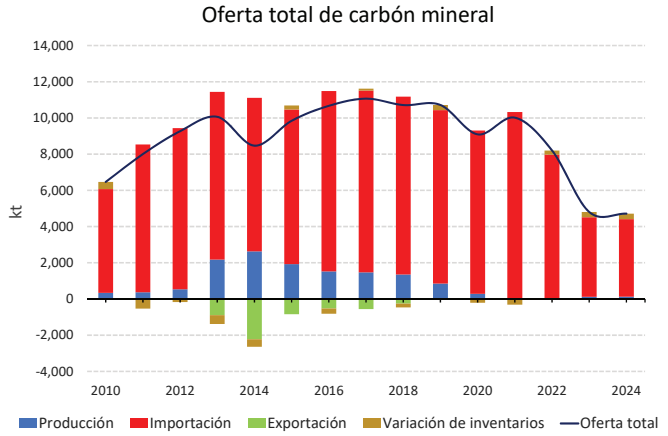

Demanda interna de petróleo
kbbl
80,000
60,000
40,000
20,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Refinerías
Generación eléctrica
Otros centros
Industrial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas

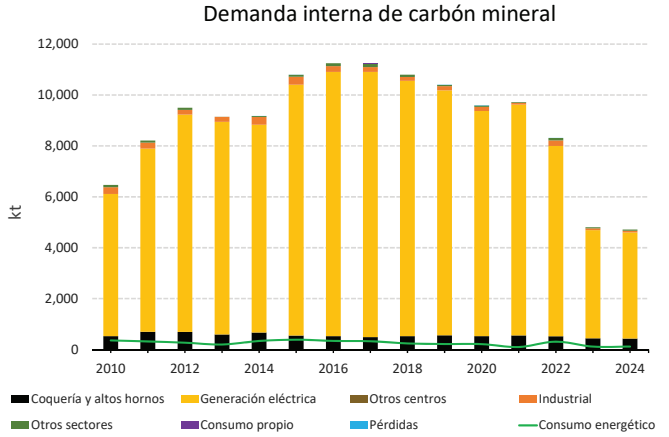

Producción derivados de petróleo
ktep
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

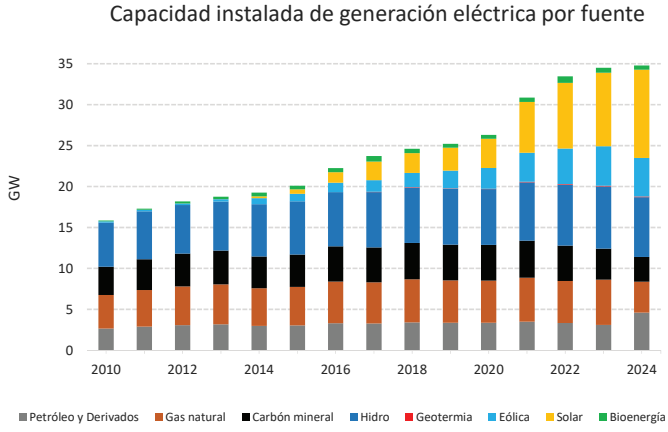

Consumo derivados de petróleo
ktep
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

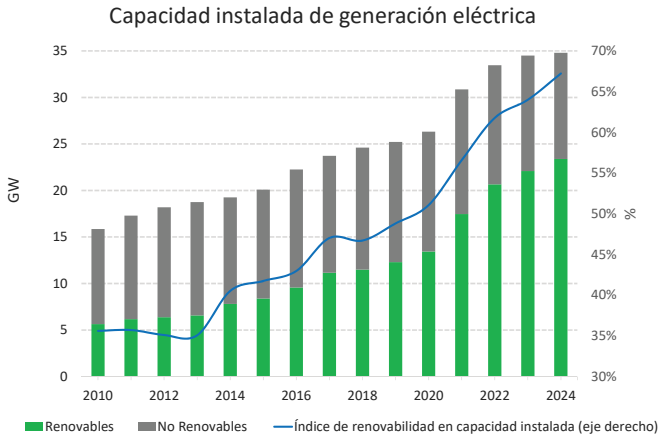

Oferta total de gas natural
Mm³
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
-1,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No Aprovechado
Oferta total

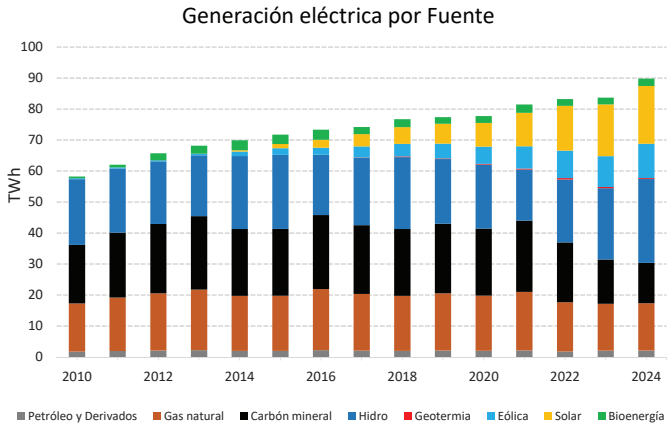

Demanda interna de gas natural
Mm³
9,000
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

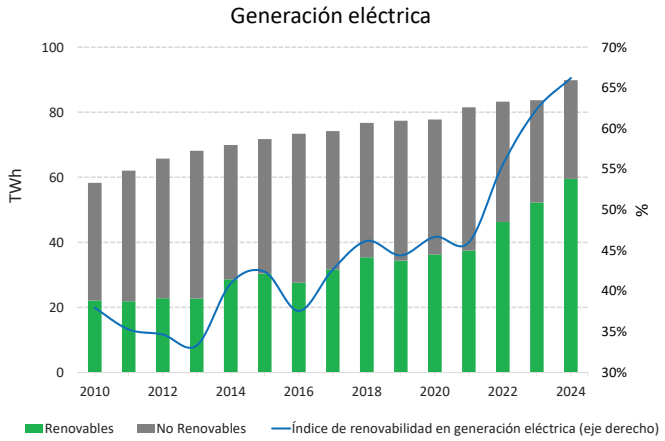

Oferta total de carbón mineral
kt
14,000
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
-2,000
-4,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
Oferta total

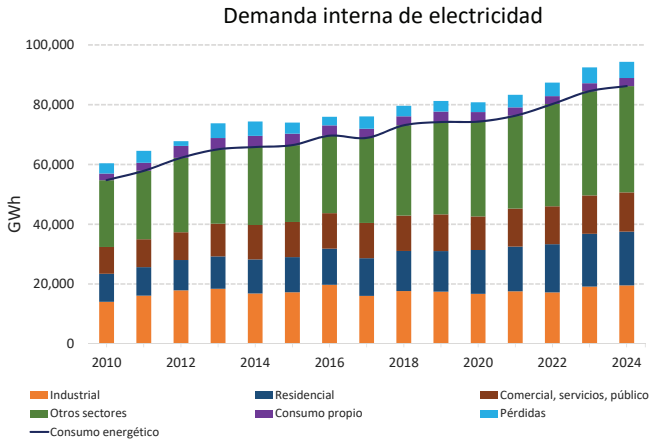

Demanda interna de carbón mineral
kt
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Coquería y altos hornos
Generación eléctrica
Otros centros
Industrial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

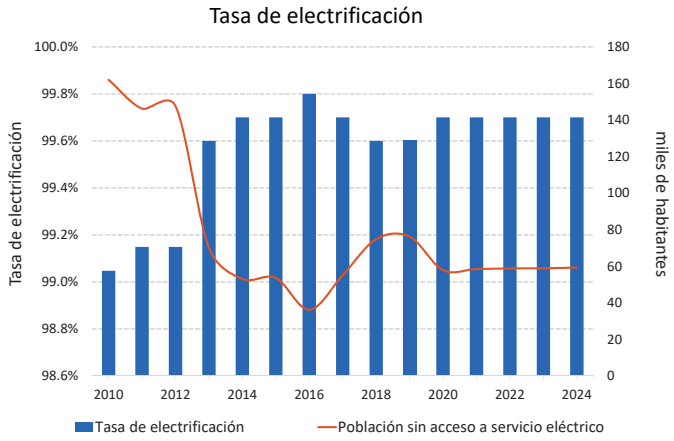

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
35
30
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Bioenergía

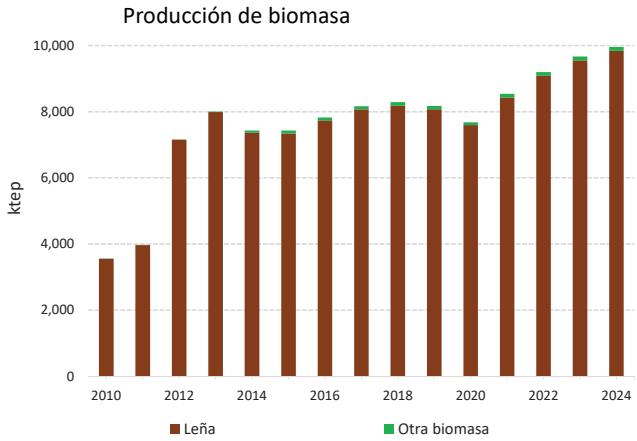

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

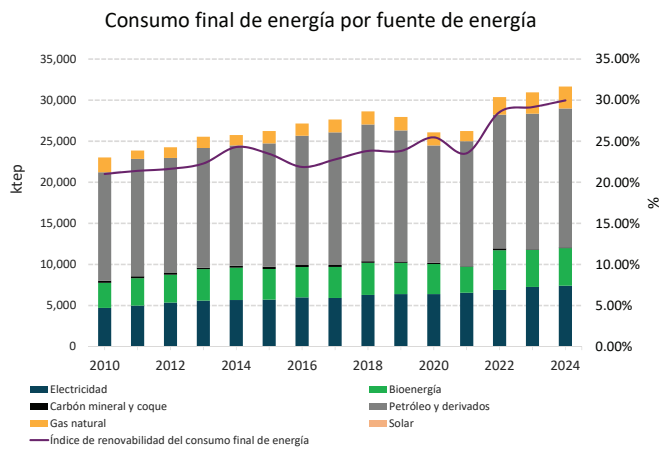

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Bioenergía

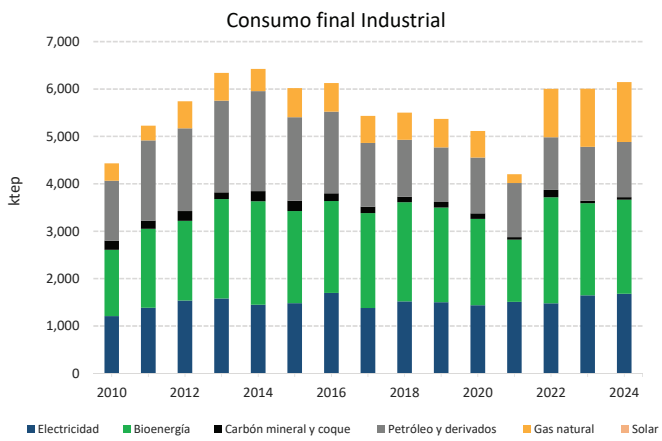

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

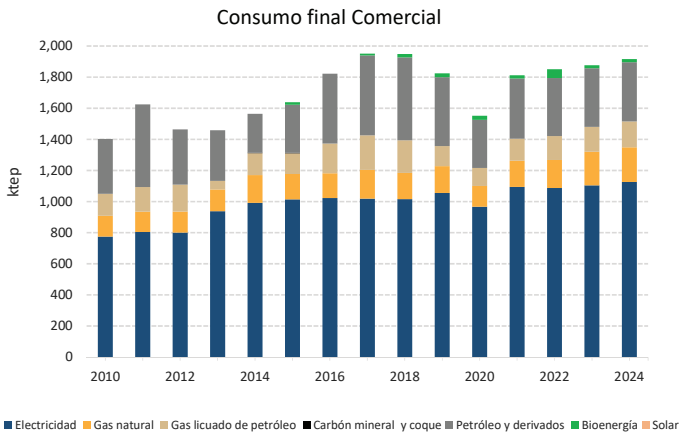

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

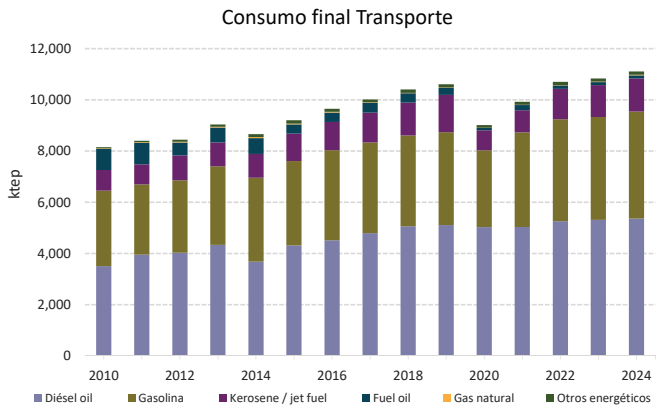

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

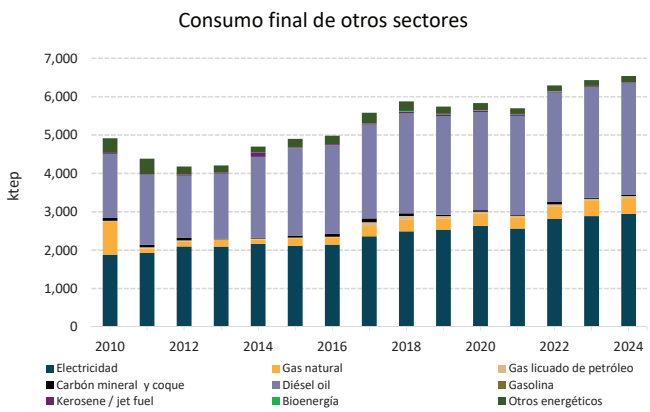

Producción de biomasa
ktep
Leña
Otra biomasa

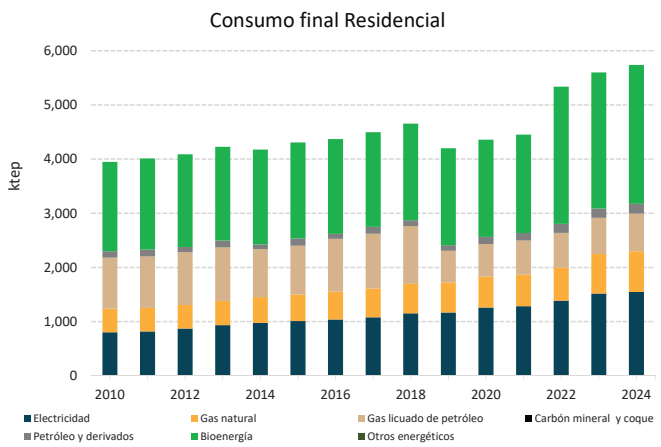

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar

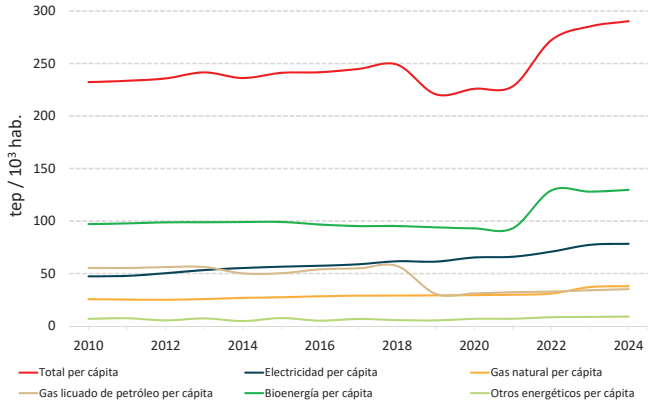

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Solar


Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos

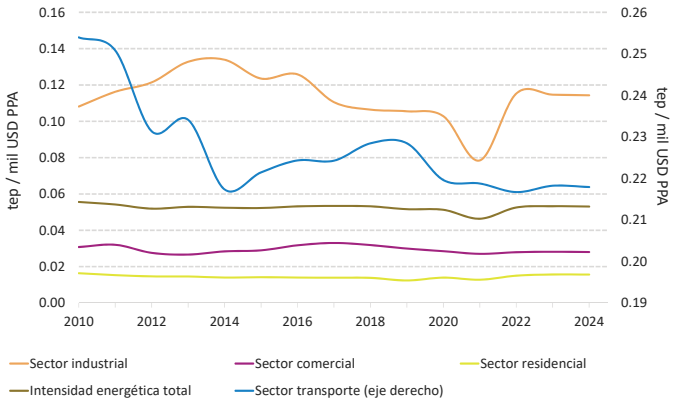

Consumo final de otros sectores
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos


Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos

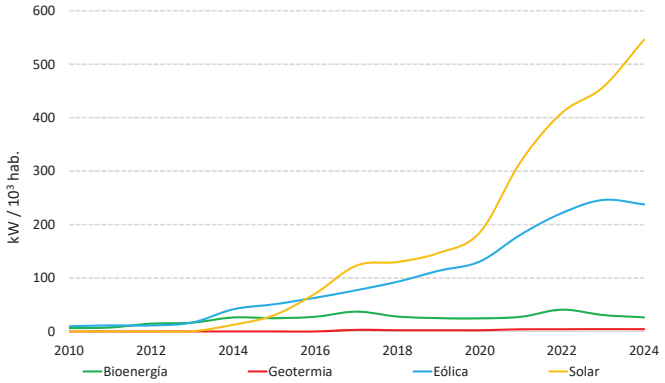
Consumo final per cápita Sector Residencial



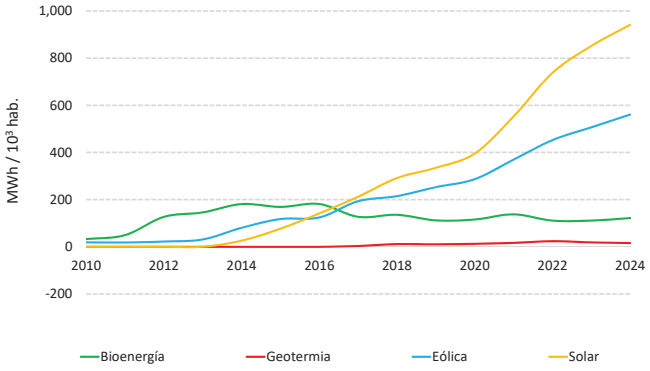
Intensidades energéticas sectoriales



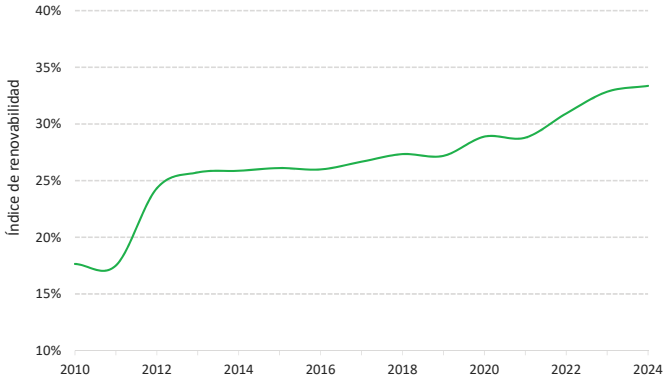
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



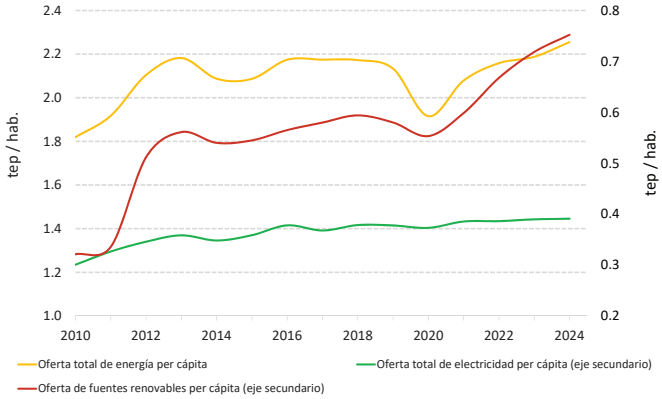
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



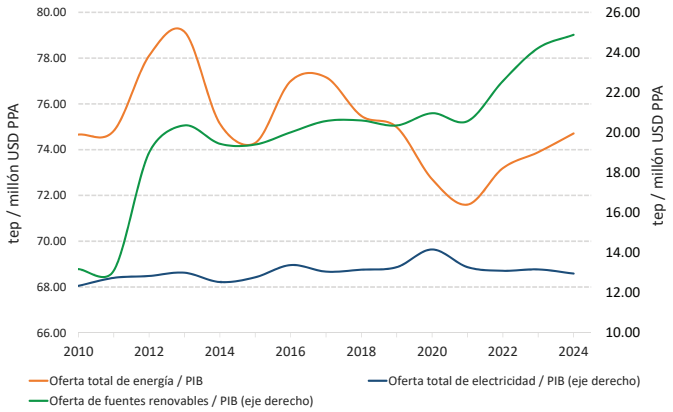
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



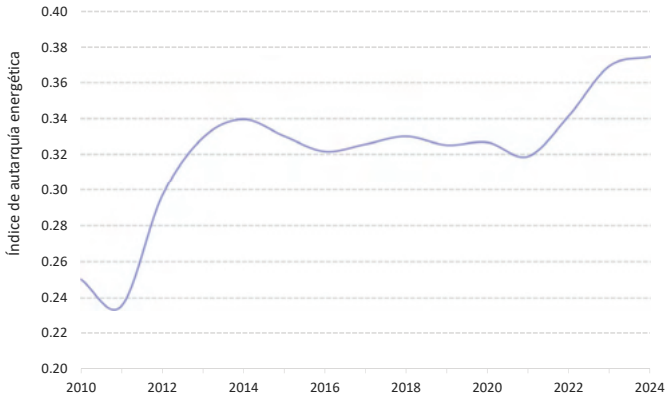
Oferta total de energía per cápita



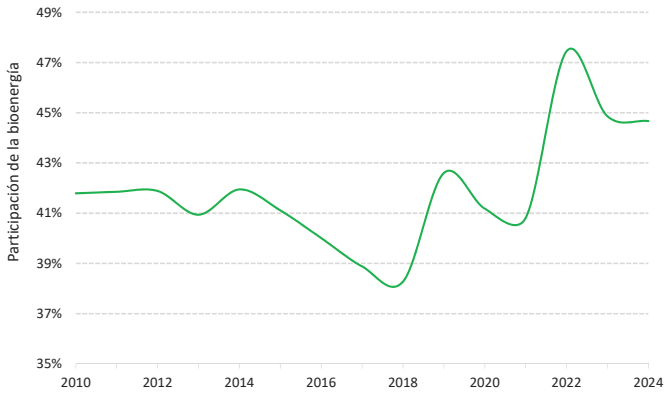
Oferta total de energía por unidad de PIB



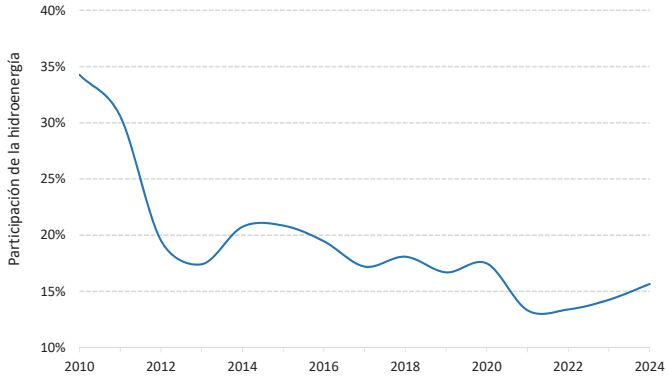
Índice de autarquía energética



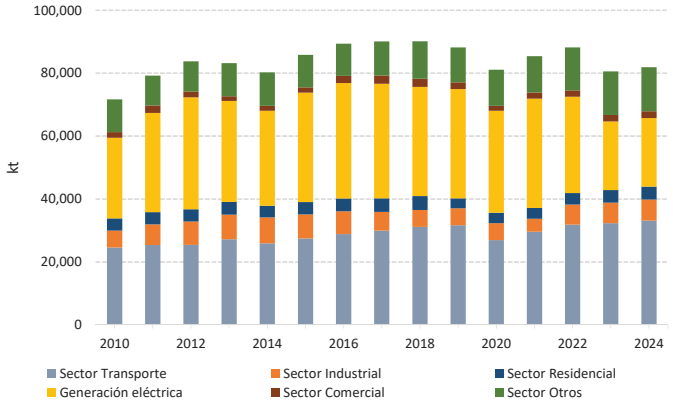
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



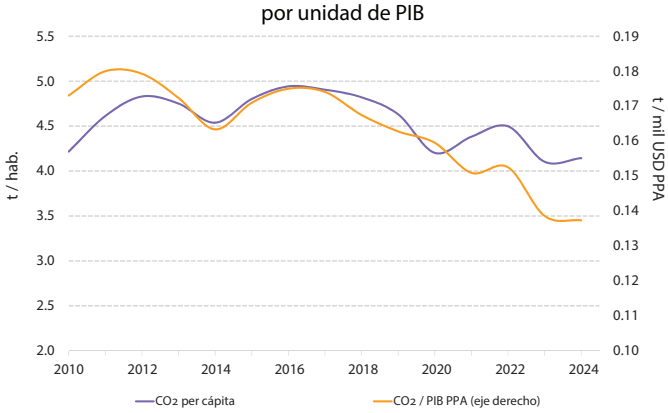
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

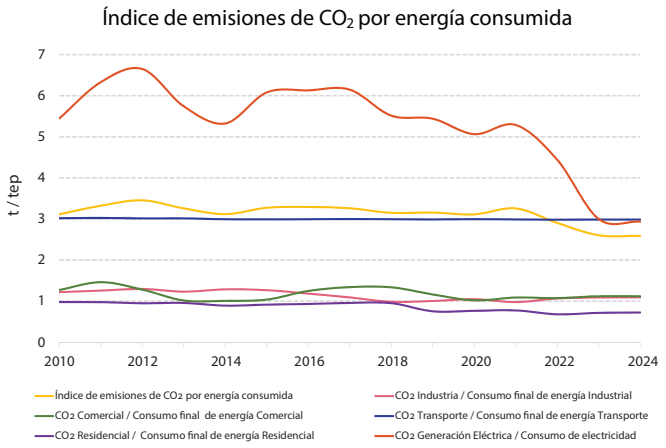


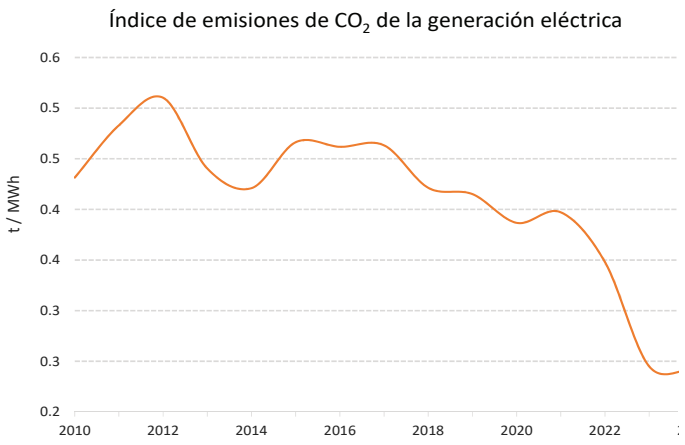
Emisiones de CO_2 por sector



Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB




Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
7
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.6
0.5
0.5
0.4
0.4
0.3
0.3
0.2
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022

COLOMBIA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	52,886 [1]
Superficie (km²)	1,141,749
Densidad de población (hab. / km²)	46
Población urbana (%)	83
PIB USD 2010 (MUSD)	267,998 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	978,592 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

La matriz total de energía primaria se caracteriza por alta dependencia del petróleo, el cual en el 2024 alcanzó una participación del 45% respecto a la oferta total de energía primaria, seguida del gas natural con una participación del 20%. En cuanto a la matriz de generación eléctrica, está predominada por la generación hidroeléctrica la cual concentra el 65.6% de la generación eléctrica total seguido del gal natural con el 15% y el carbón mineral con el 11.3%.

La situación energética de Colombia en 2024 estuvo marcada por un aumento en el consumo final de energía del 2.4% respecto al año 2023, impulsado principalmente por el Fenómeno de El Niño y la sequía, lo que llevó los embalses a niveles bajos y generó preocupación por desabastecimiento, aunque el sector mostró fortaleza con respaldo térmico y las energías renovables ganaron terreno, consolidando la transición energética hacia una matriz más diversificada.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 15.32
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 8.59
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 6.93
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.95
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 3.05

Mbbl	Años	Gm³	Años	Mt	Años
2,035	6	58	4	396	6
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral

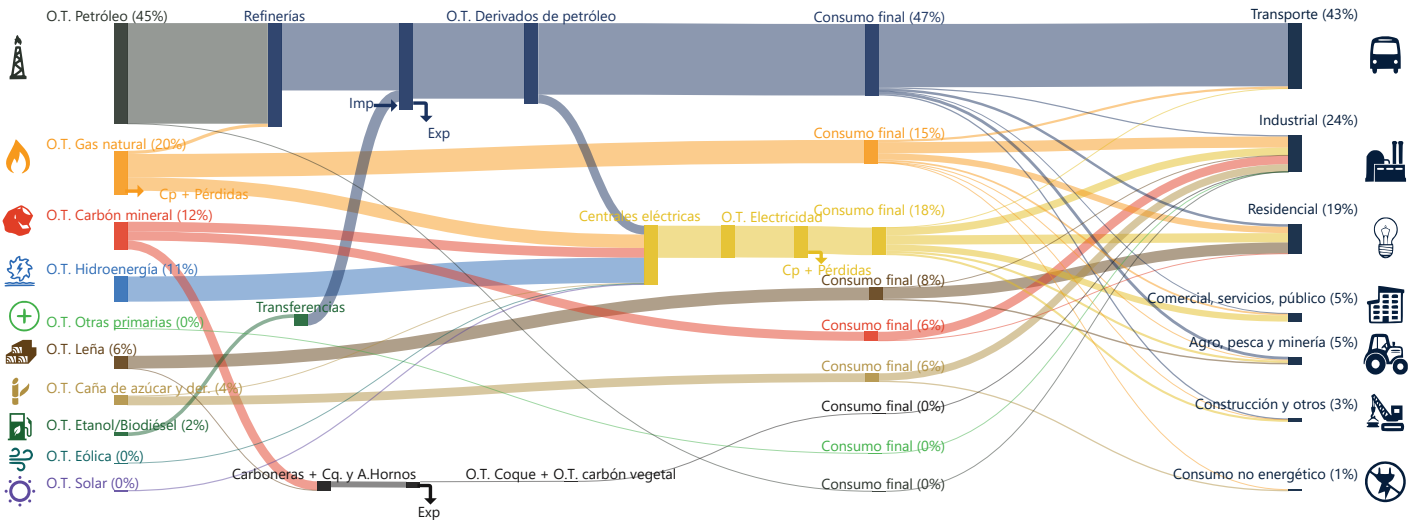
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,418	0.68	93.10 [3]	53.04	125.67	5.54	71.91
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía

Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
35.84	363	21.37	0.04	70.83	26.88	23.00
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total

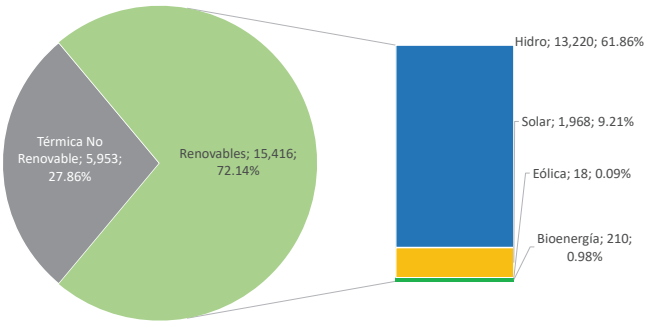
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Fuente: Dato correspondiente al año 2022.

Nota:
Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2024 presentados corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE las cuales están sujetas a revisión del país.

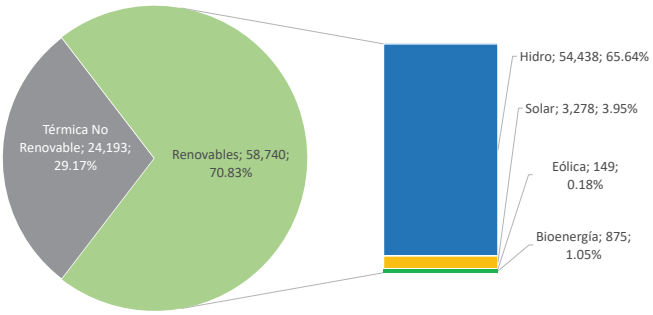
Balance Energético Resumido 2024



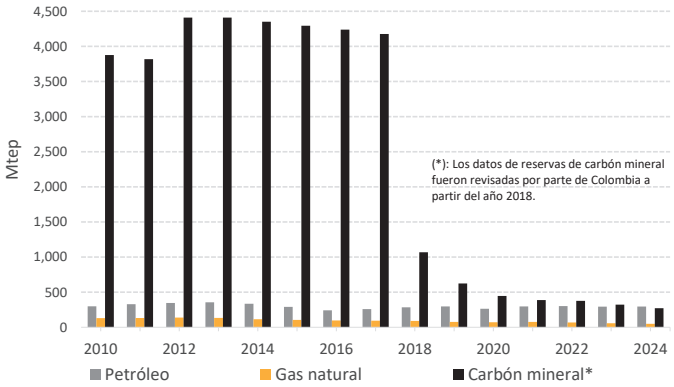
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 21,369 MW



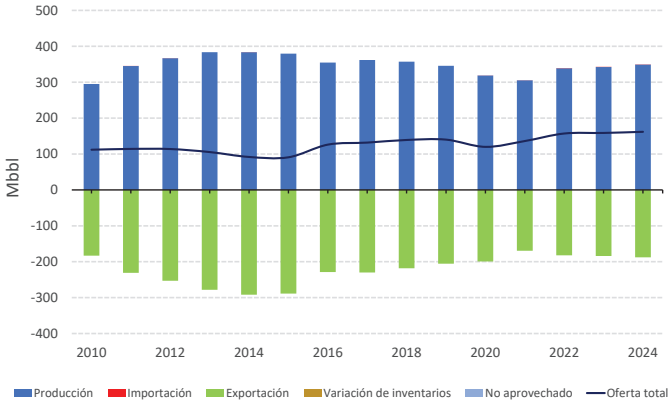
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 82,933 GWh



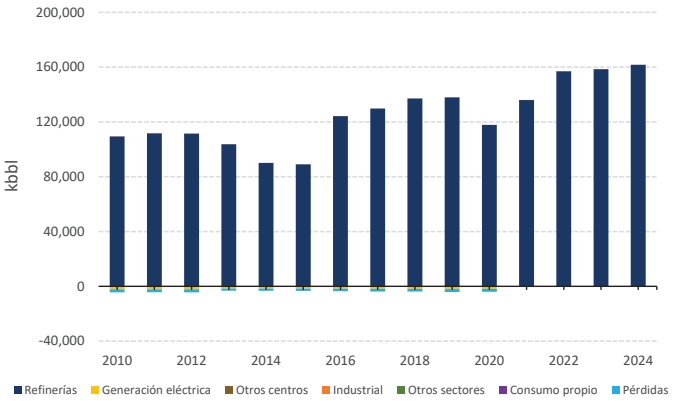
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral*



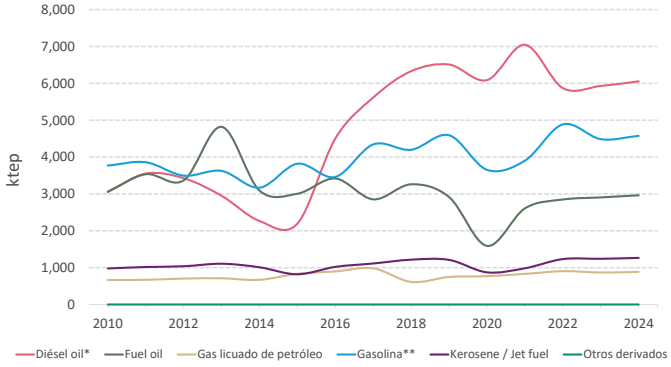
Oferta total de petróleo



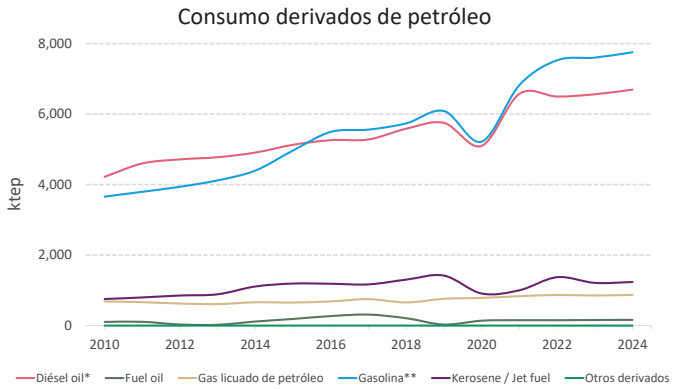
Demanda interna de petróleo



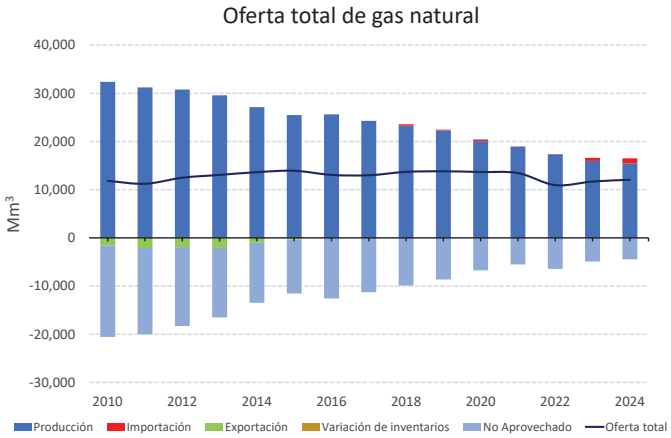
Producción derivados de petróleo

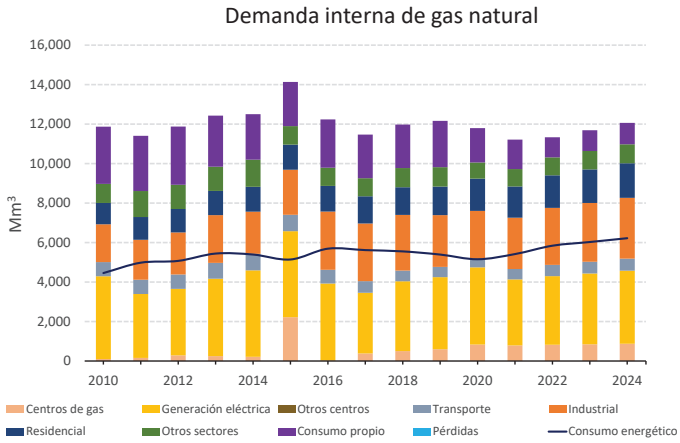


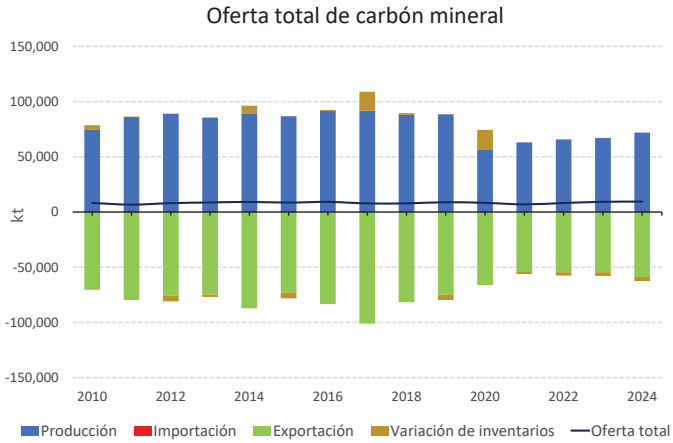
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

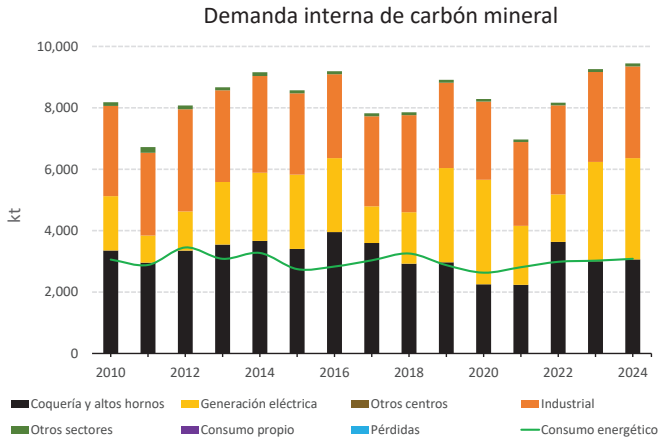


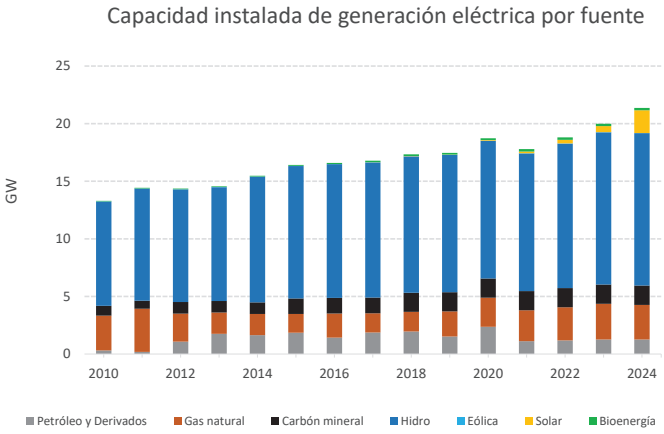
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

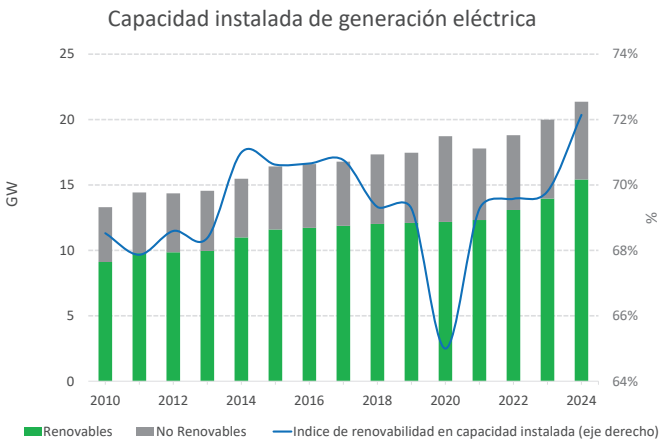


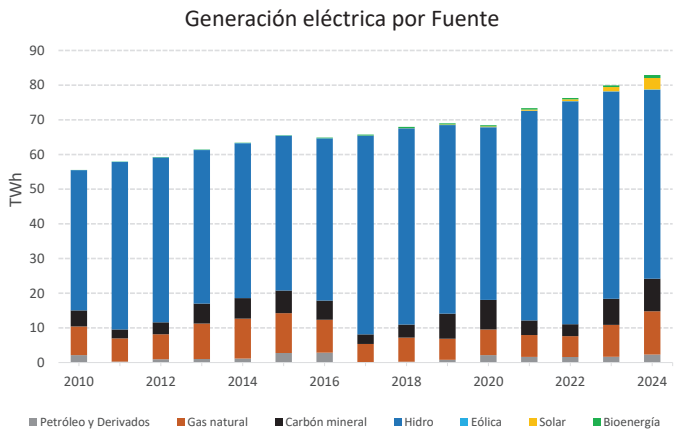


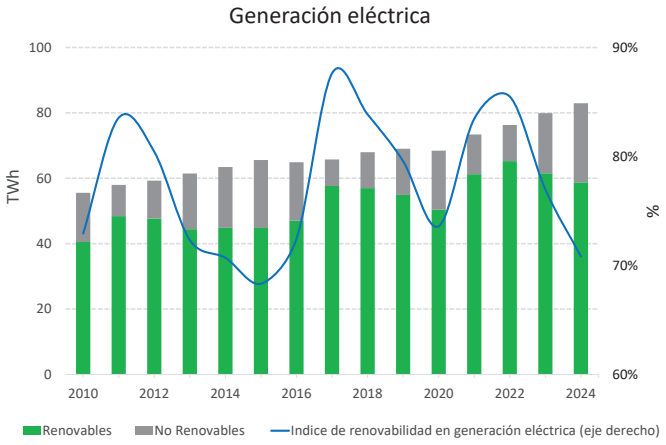


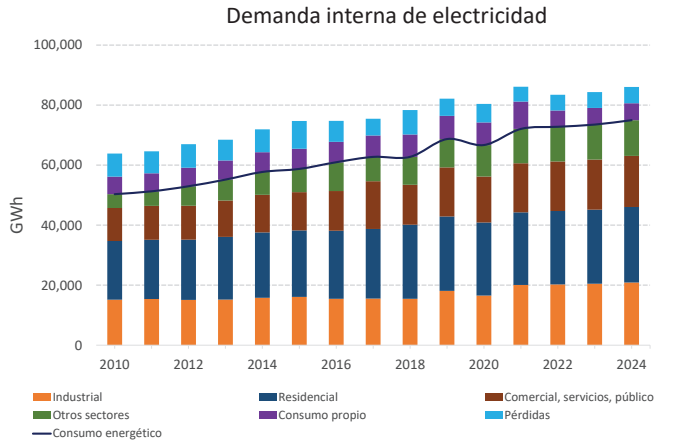


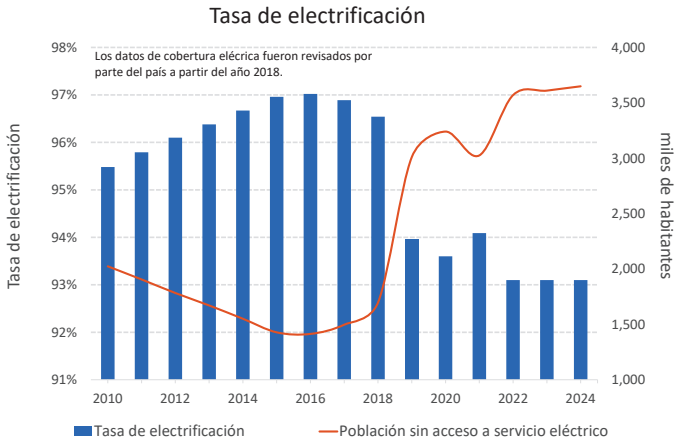


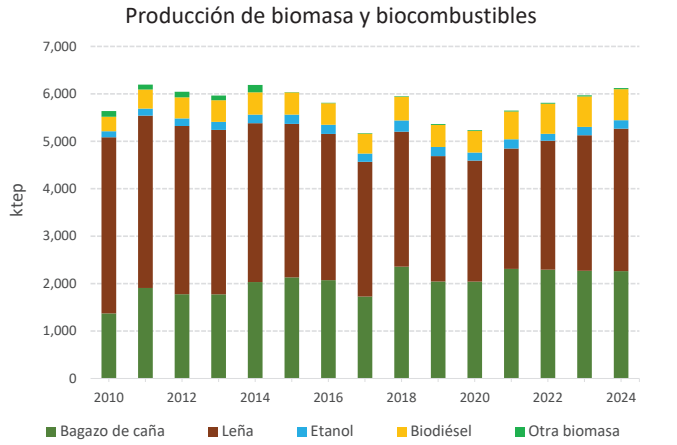

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)


Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

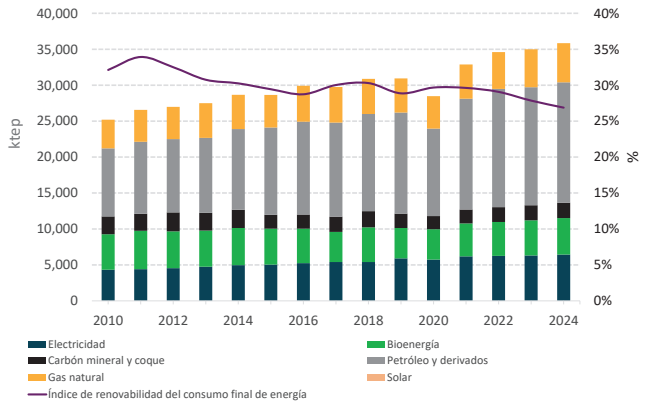

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)


Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

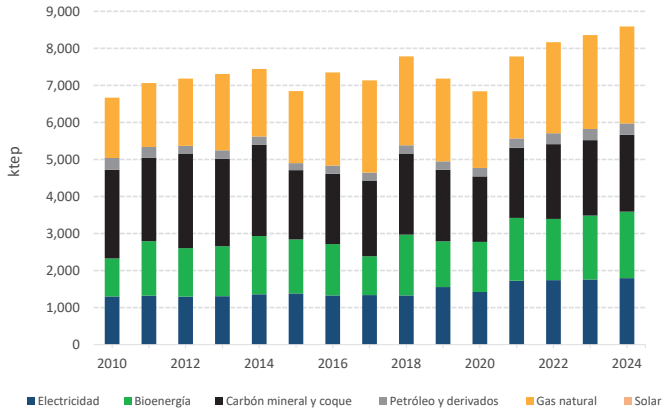

Tasa de electrificación
Los datos de cobertura eléctrica fueron revisados por parte del país a partir del año 2018.
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña
Etanol
Biodiésel
Otra biomasa

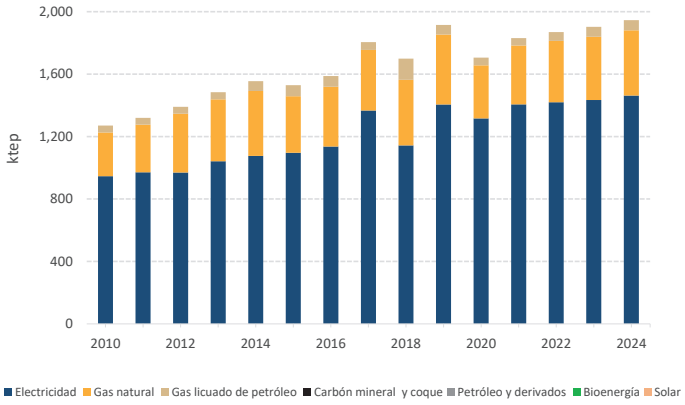
Consumo final de energía por fuente de energía



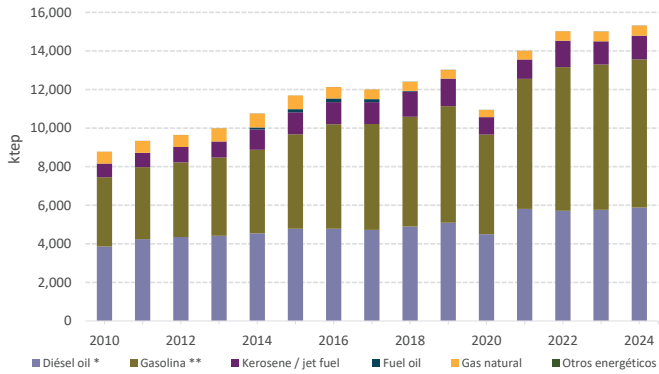
Consumo final Industrial



Consumo final Comercial

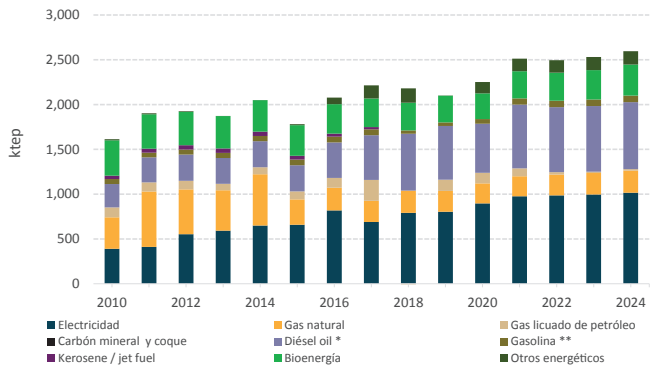


Consumo final Transporte



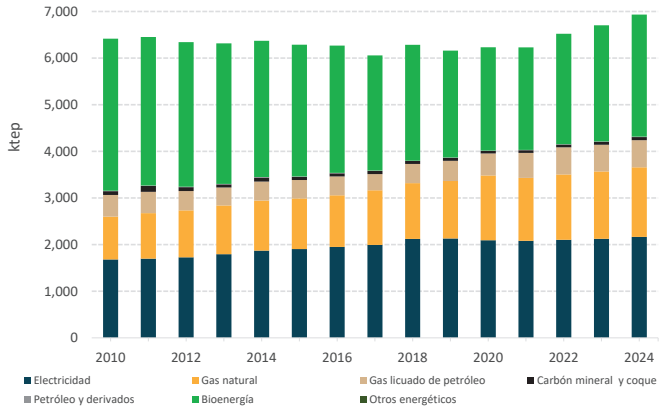
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

Consumo final de otros sectores

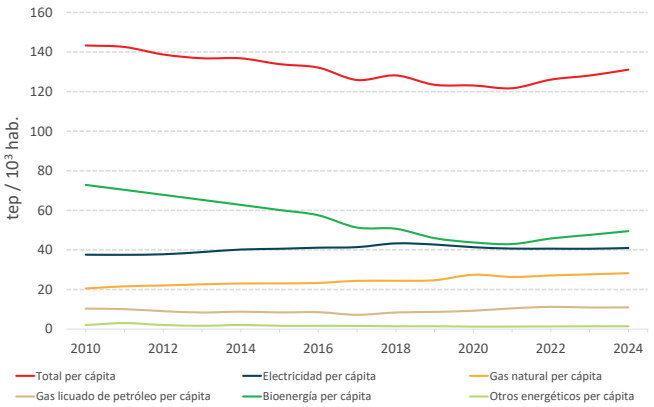


* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

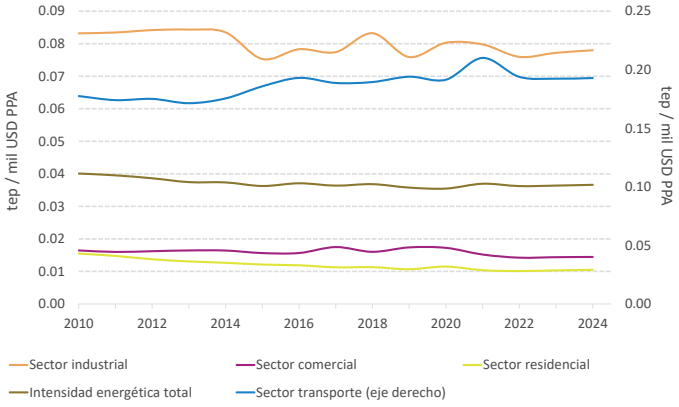
Consumo final Residencial



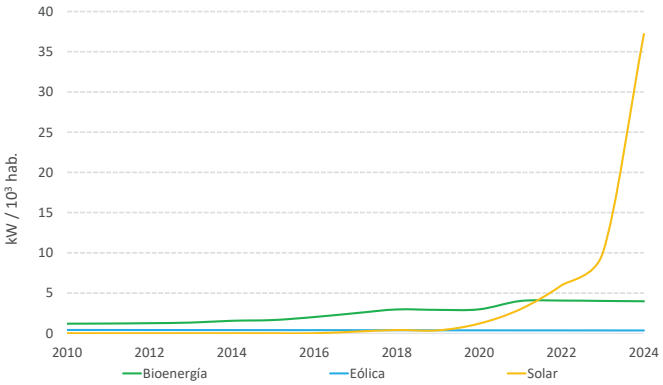
Consumo final per cápita Sector Residencial



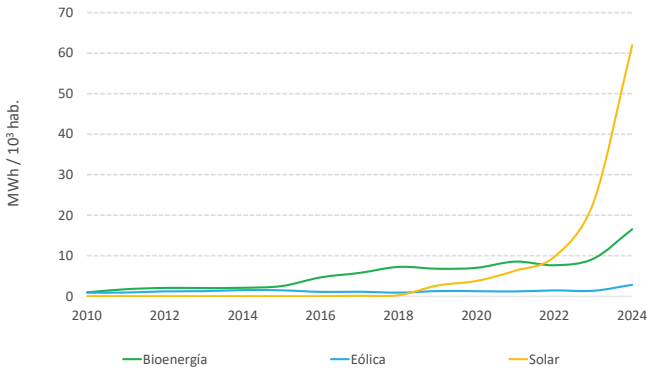
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

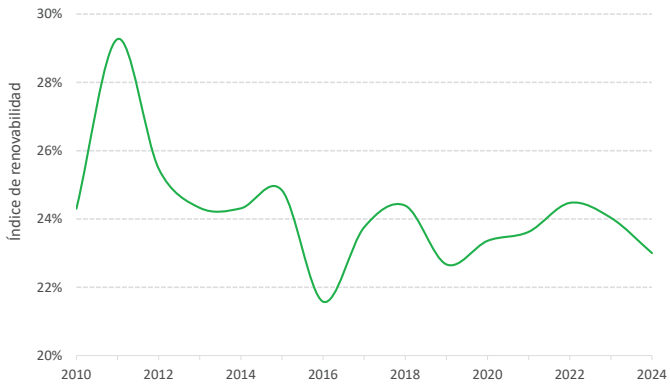


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

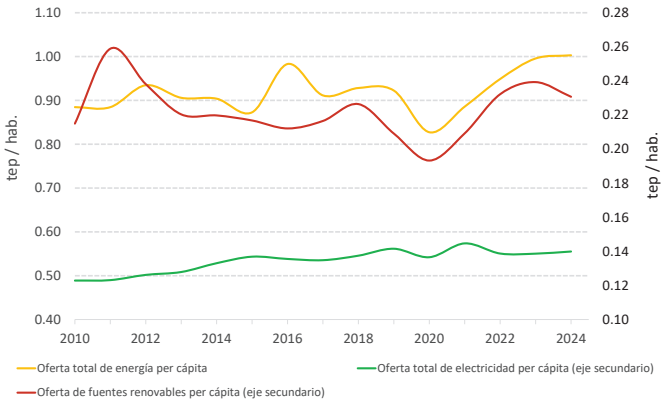


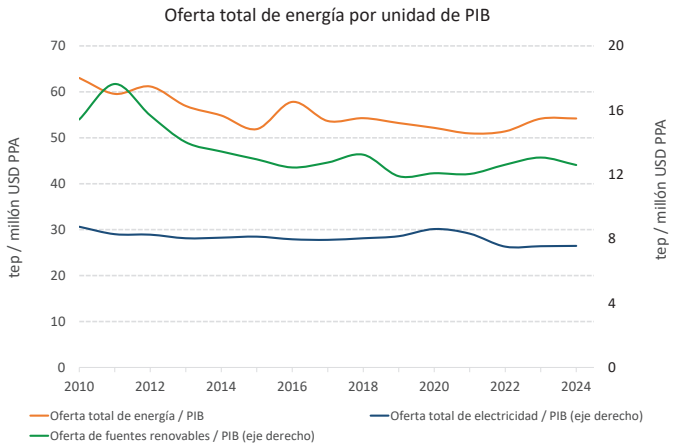
COLOMBIA

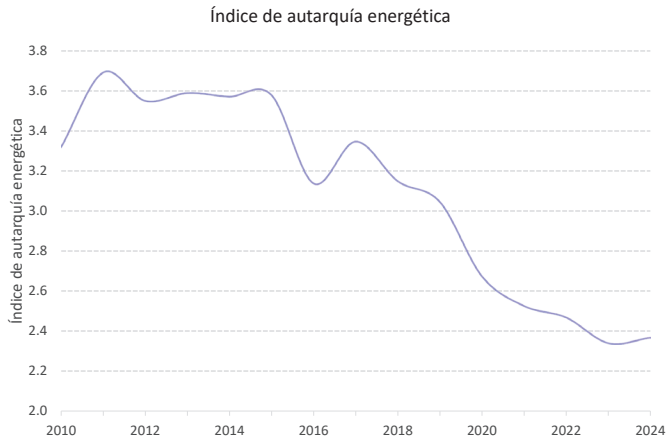
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

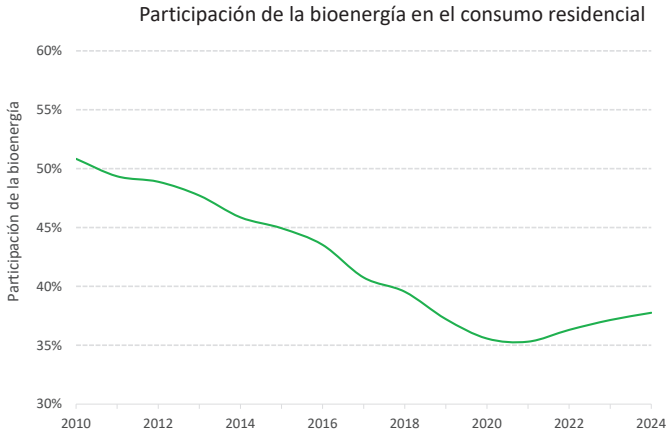


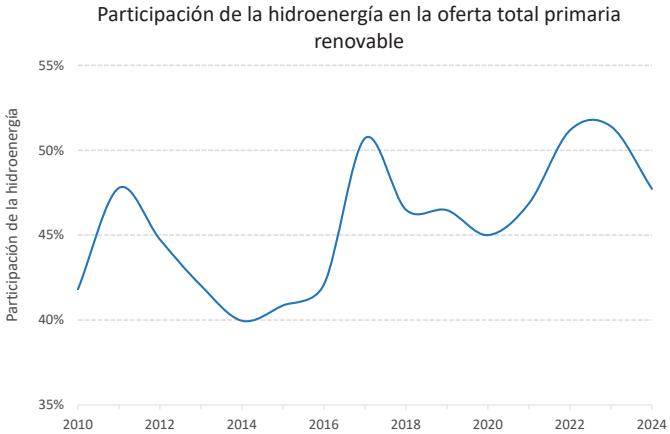
Oferta total de energía per cápita

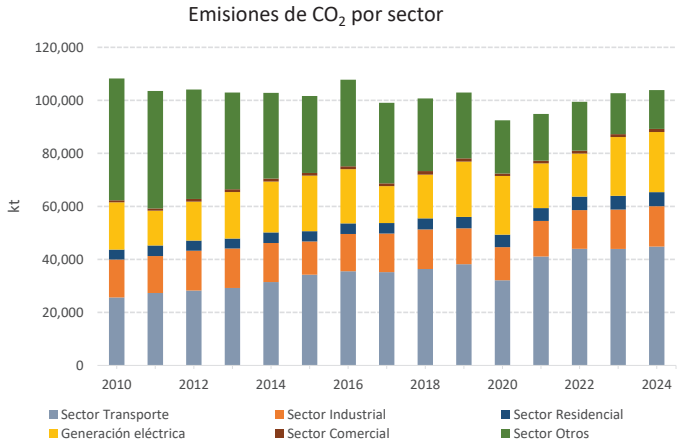


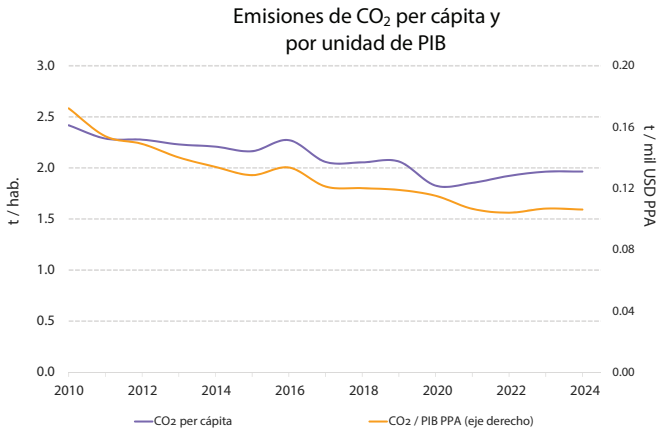

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)

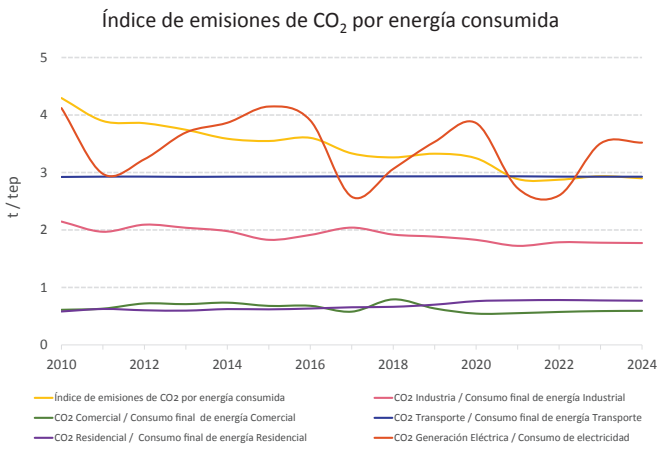

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

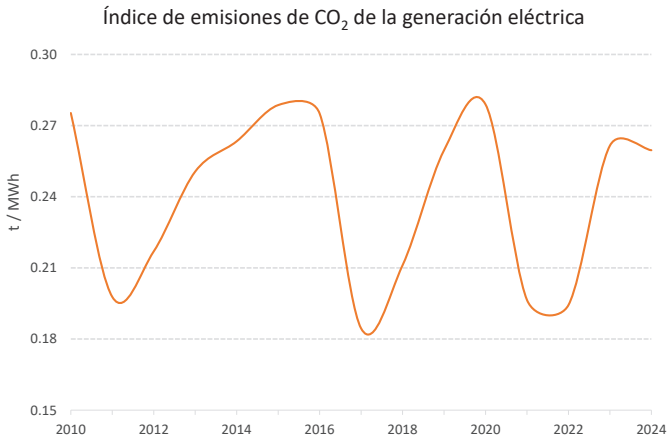

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.30
0.27
0.24
0.21
0.18
0.15
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

COSTA RICA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	5,165
Superficie (km²)	51,100
Densidad de población (hab. / km²)	101
Población urbana (%)	72
PIB USD 2010 (MUSD)	75,750
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	138,371
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	27

Costa Rica es una referencia en la región en cuanto a su matriz eléctrica, ya que dispone de una matriz limpia y diversa, haciendo uso de fuentes renovables como la hidroenergía, geotermia, energía eólica, energía solar y bioenergía. El 2024, dadas las condiciones climáticas adversas que redujo el uso de hidroenergía obligó a la generación mediante combustibles fósiles, y como consecuencia, por primera vez, en los últimos 10 años se presentó un índice de generación eléctrica con renovables bajo el 90%, alcanzando el 89.4%. Costa Rica no es productor de combustibles, por lo que la demanda interna la cubre mediante la importación, que para el 2024 alcanzó los 3.3 Mtep. De los sectores de consumo, el transporte es el de mayor demanda con el 57.9%, seguido del industrial con el 21.0%, de un total de 4.3 Mtep.

Sector Energético 2024[1]

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.50
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.91
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.46
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.32
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.12

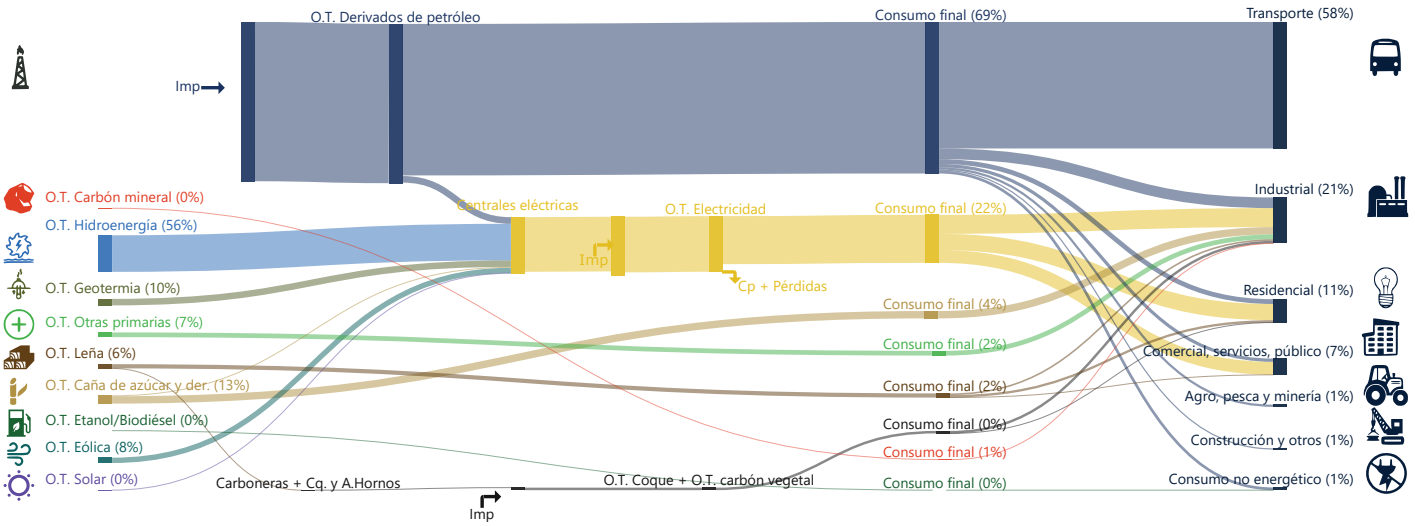
Mbbl	Años	Gm³	Años	Mt	Años
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	32.80	n.a.
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,137	0.84	99.40	4.52	1.30	3.29	0.07
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía

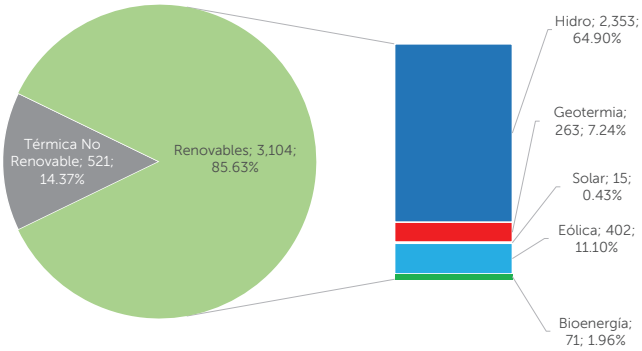
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
4.32	0	3.63	0.03	89.41	27.15	29.24
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total

[1] Balance de Energía 2024 preliminar con datos parciales y estimaciones realizadas por OLACDE, sujeto a actualización cuando se disponga de la versión oficial.

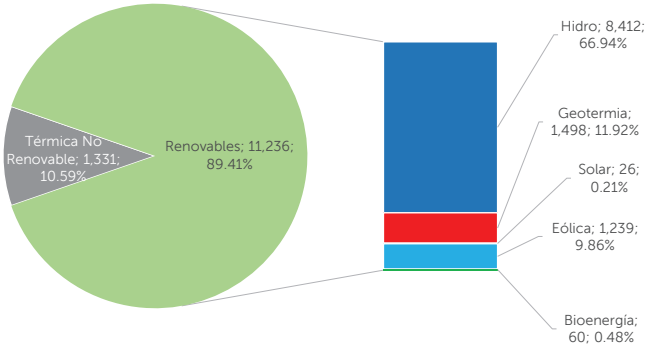
Balance Energético Resumido 2024



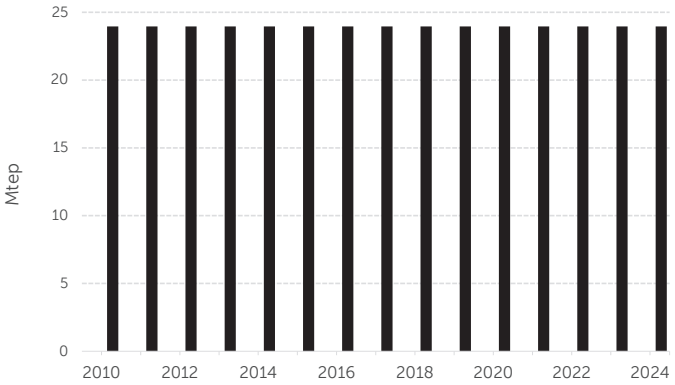
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 3,625 MW



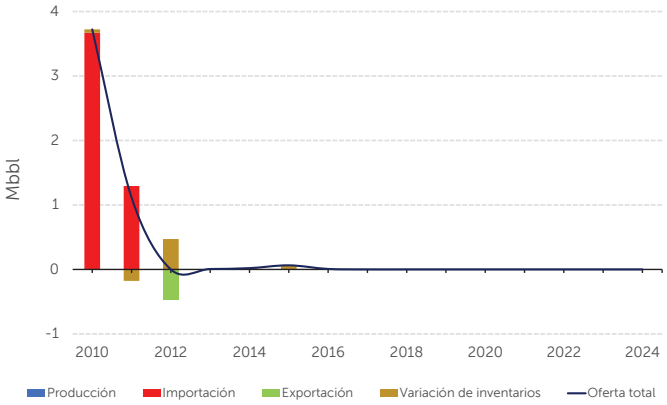
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 12,567 GWh



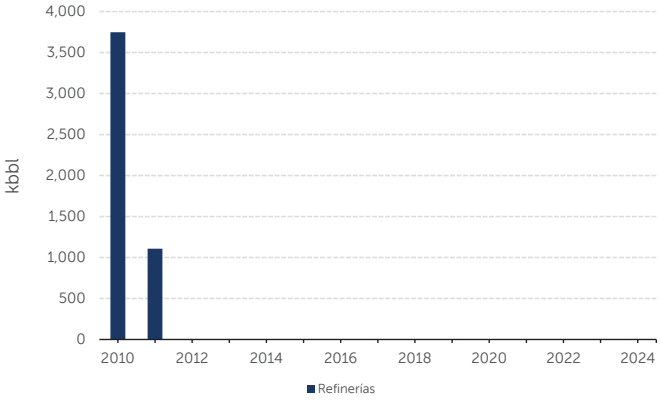
Reservas probadas de carbón mineral



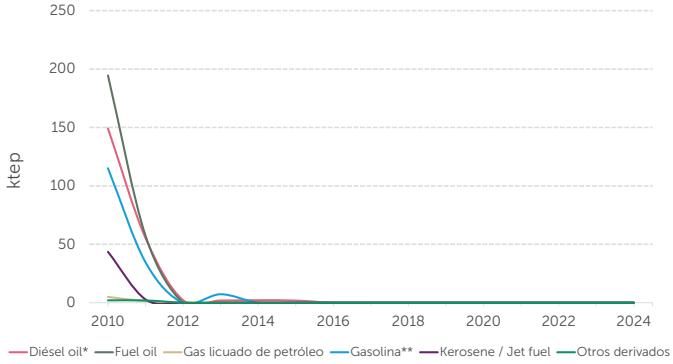
Oferta total de petróleo



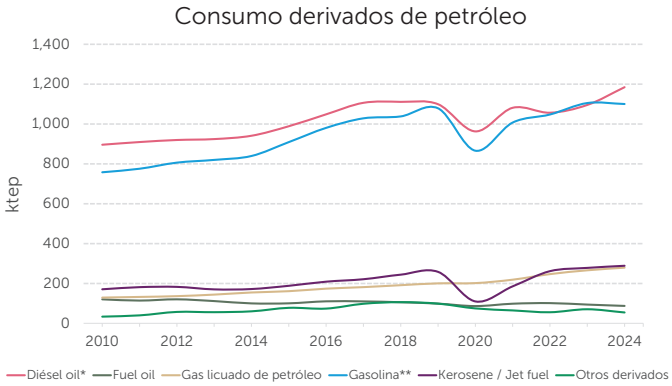
Demanda interna de petróleo



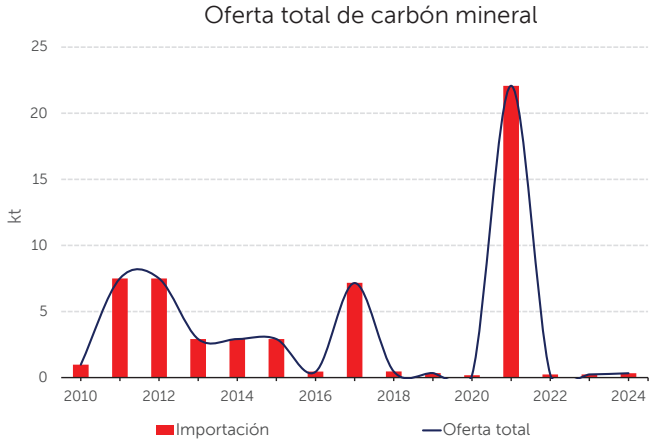
Producción derivados de petróleo

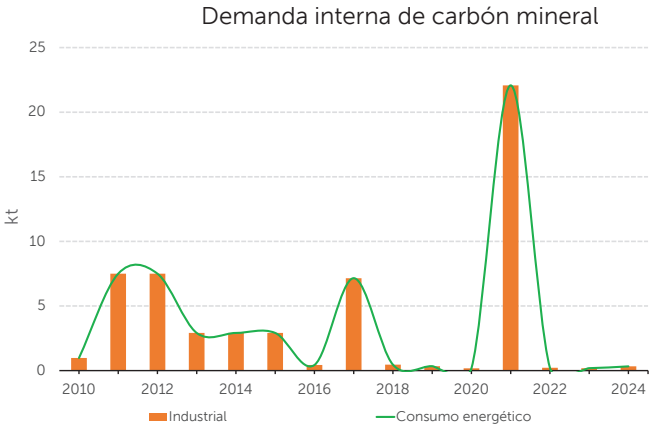


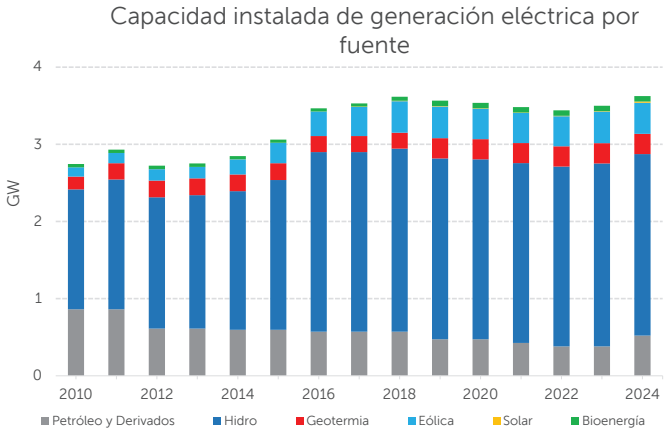
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

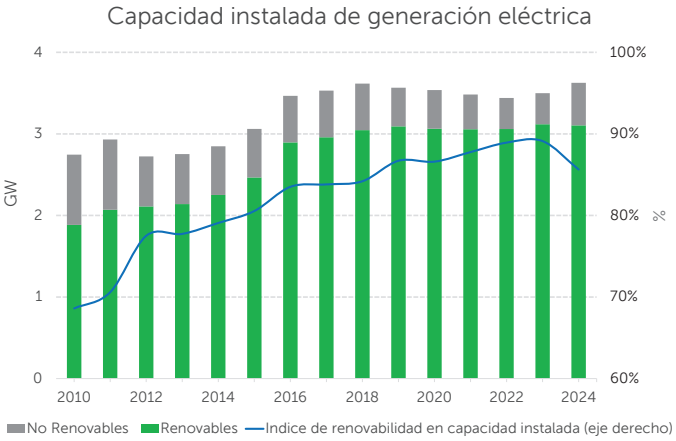


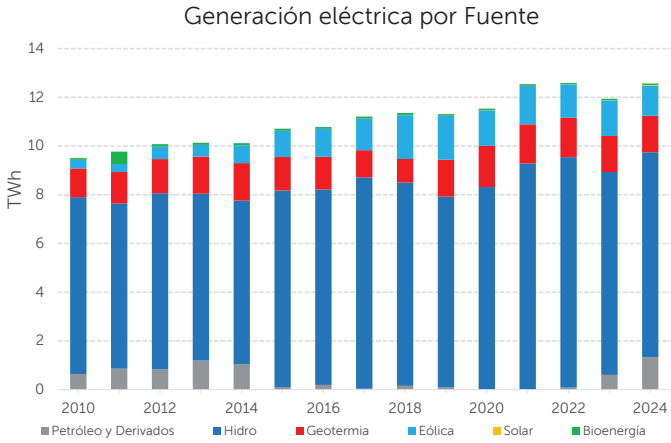
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

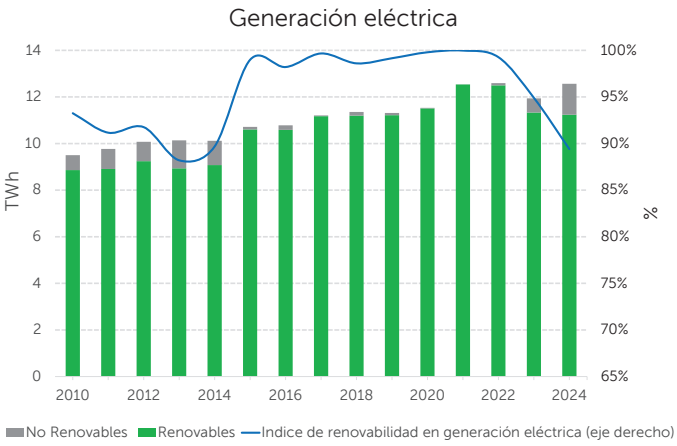


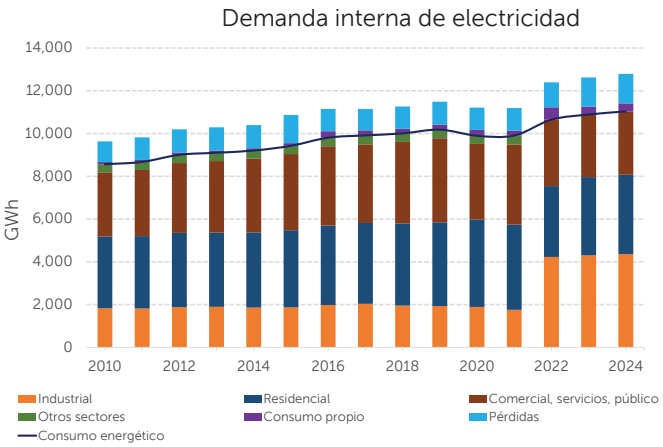


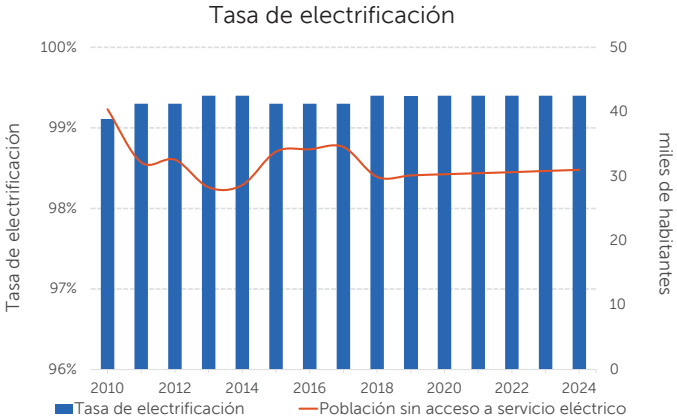




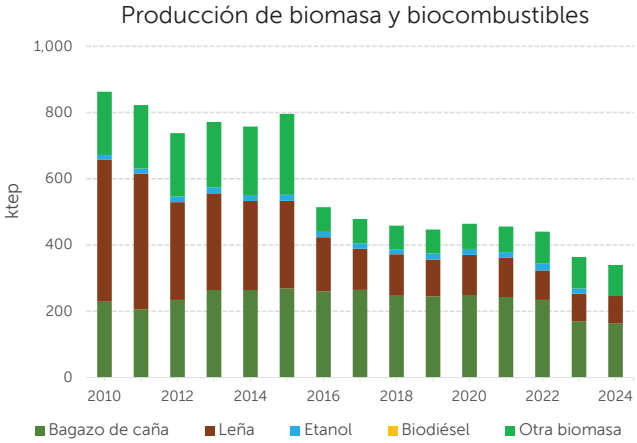


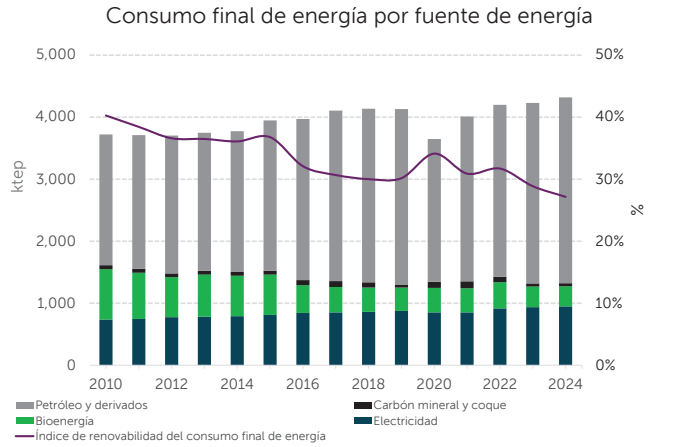


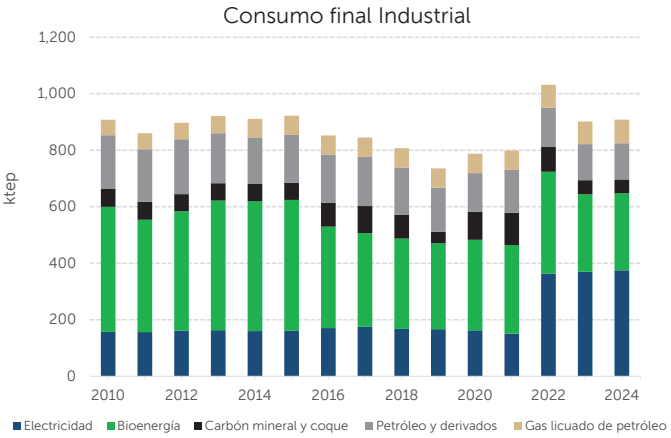


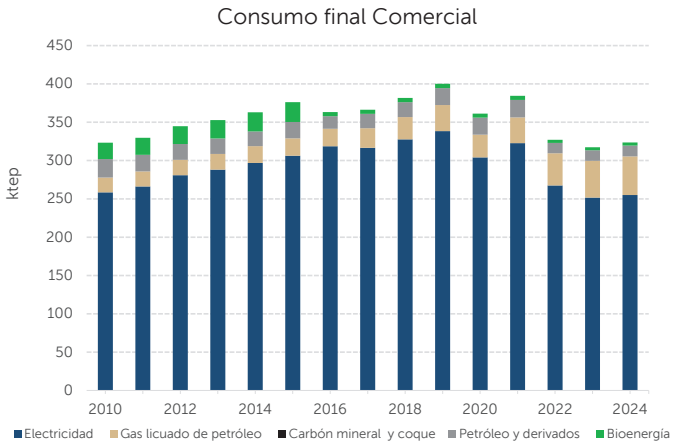


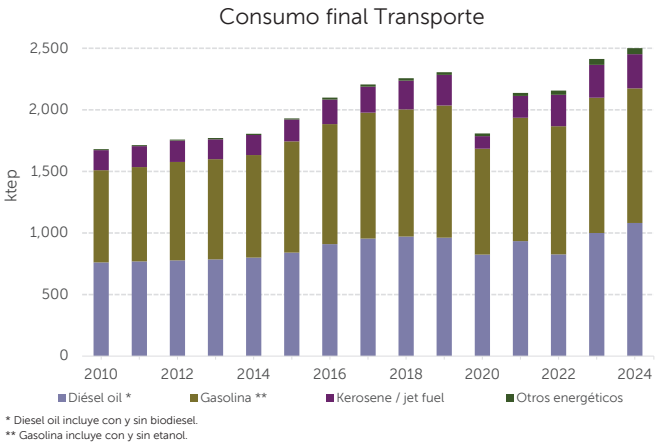
* Dato 2020: Año de referencia 2019. En el año 2020 no se hizo trabajo de campo por causa de la pandemia.

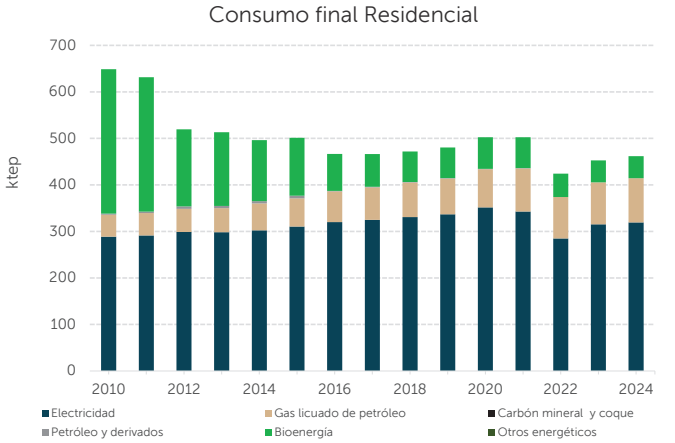


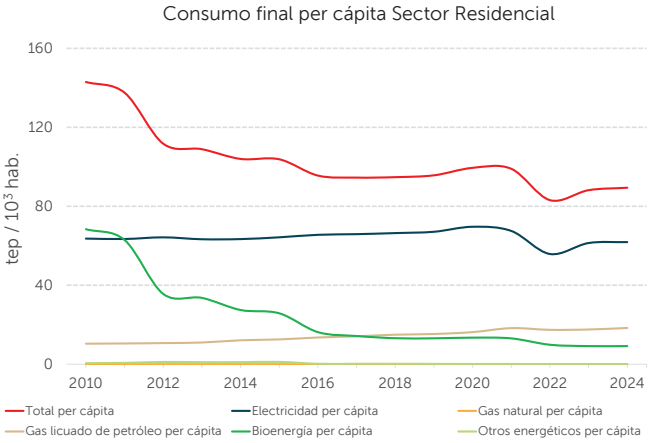


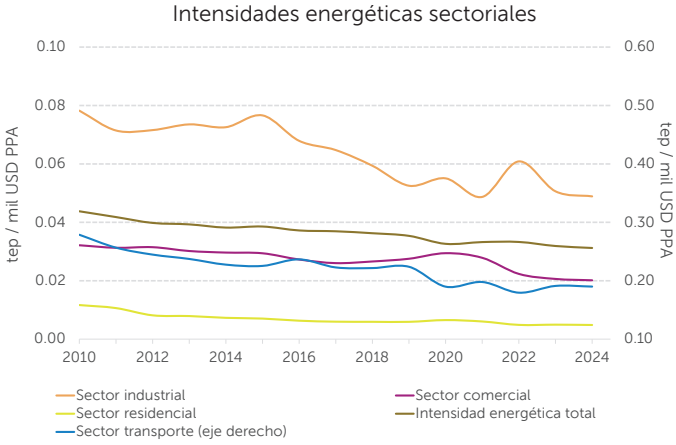


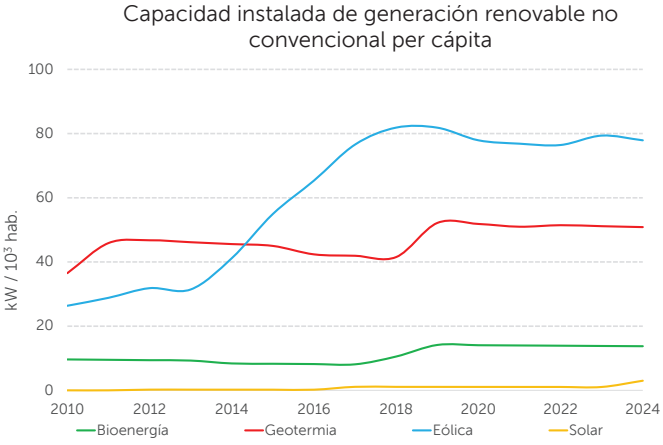

Consumo final Comercial
ktep
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía

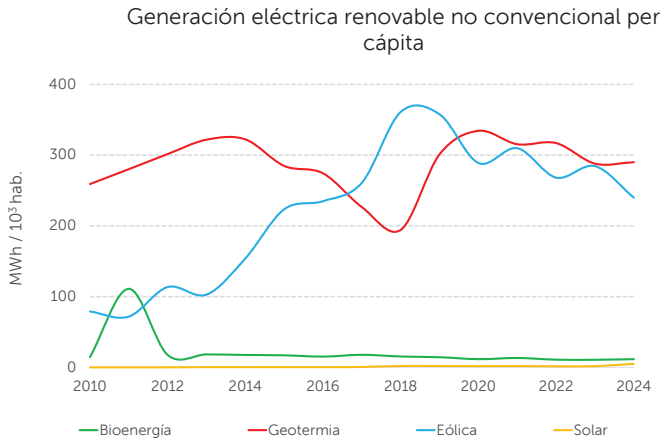

Consumo final Transporte
ktep
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Otros energéticos
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

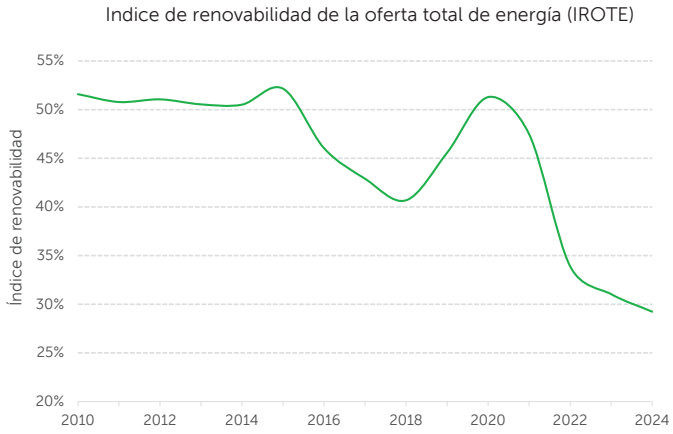

Consumo final Residencial
ktep
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos

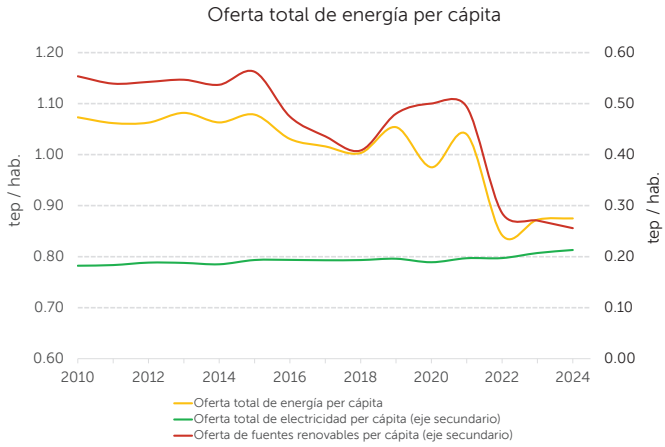

Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
160
120
80
40
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

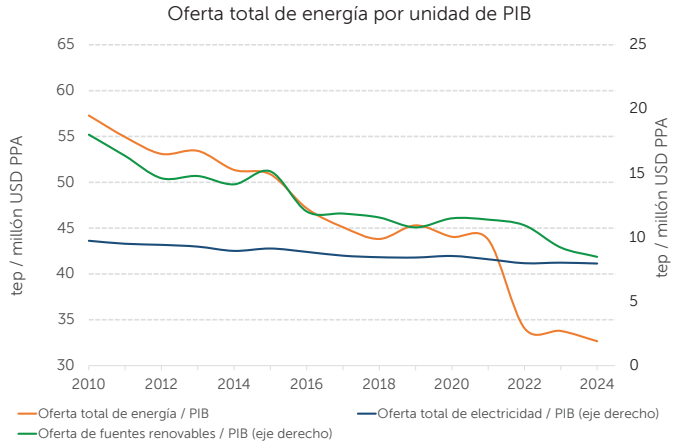

Intensidades energéticas sectoriales
tep / mil USD PPA
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.10
tep / mil USD PPA
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad energética total
Sector transporte (eje derecho)

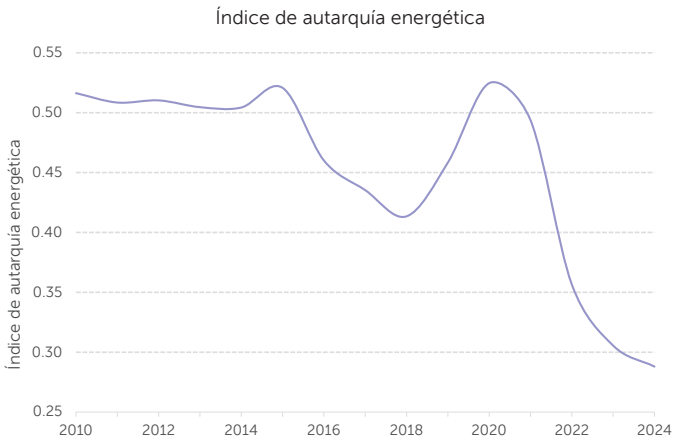

Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita
kW / 10³ hab.
100
80
60
40
20
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bioenergía
Geotermia
Eólica
Solar

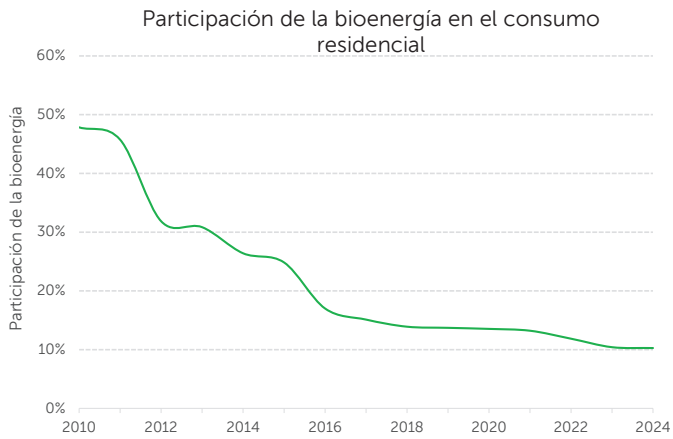

Generación eléctrica renovable no convencional per cápita
MWh / 10³ hab.
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bioenergía
Geotermia
Eólica
Solar


Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)
Índice de renovabilidad
55%
50%
45%
40%
35%
30%
25%
20%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

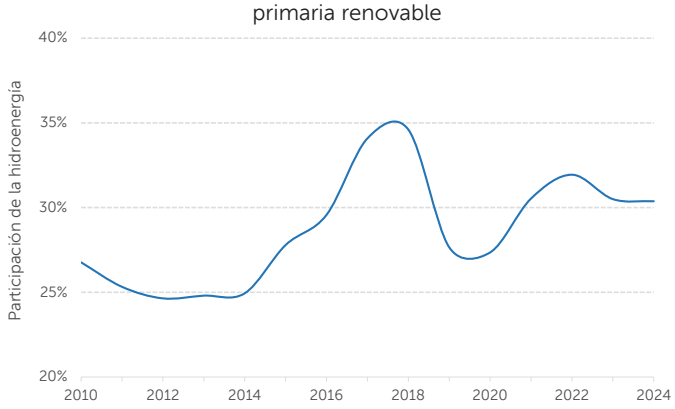

Oferta total de energía per cápita
tep / hab.
1.20
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.10
0.00
tep / hab.
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía per cápita
Oferta total de electricidad per cápita (eje secundario)
Oferta de fuentes renovables per cápita (eje secundario)


Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
tep / millón USD PPA
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

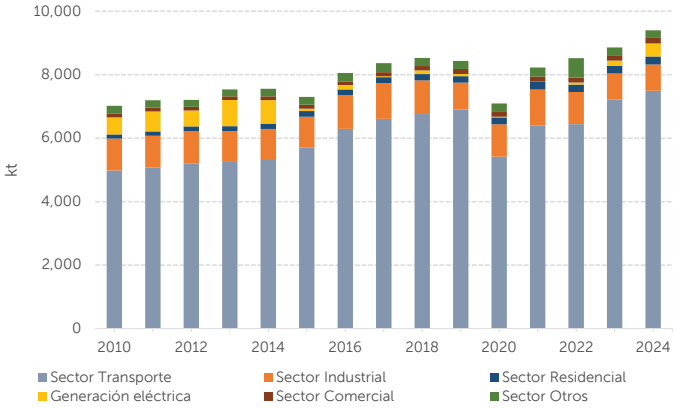

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.55
0.50
0.45
0.40
0.35
0.30
0.25
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

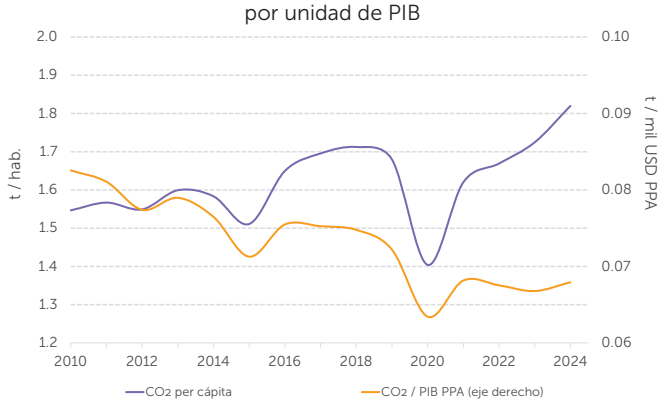
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



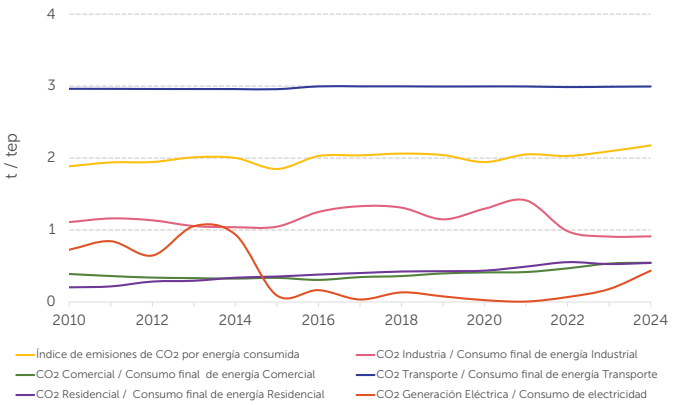
Emisiones de CO_2 por sector



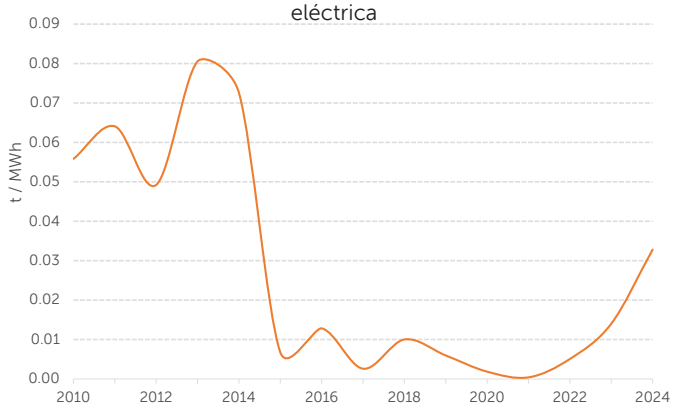
Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



CUBA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	9,748
Superficie (km²)	109,884
Densidad de población (hab. / km²)	89
Población urbana (%)	75
PIB USD 2010 (MUSD)	88,997 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	349,245 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	36

La oferta energética primaria de Cuba tiene como pilar fundamental los combustibles fósiles, al punto de que para el 2024, la combinación del petróleo y el gas natural representaba el 91.9% de la oferta total primaria. En lo que respecta a la oferta secundaria, la producción de combustibles líquidos no cubre la demanda interna, razón por la que se ven obligados a importar. A nivel de consumo energético, los derivados de petróleo son los de mayor demanda, alcanzando el 2024 el 61.7% y la electricidad el 26.6%; a nivel sectorial, el sector industrial es el sector de mayor demanda con un 37.8%, seguido del residencial con un 25.2%. En cuanto a la matriz eléctrica de Cuba, su estructura no ha sufrido cambios drásticos en los últimos años, se aprecia la gran participación de la generación térmica en base a combustibles fósiles, y el mínimo aporte de fuentes renovables y que para el 2024, contribuyeron con un 3.7%, de fuentes como la hidro, solar, eólica y bioenergía.

Sector Energético 2024*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.43
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.68
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.12
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.23
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.99

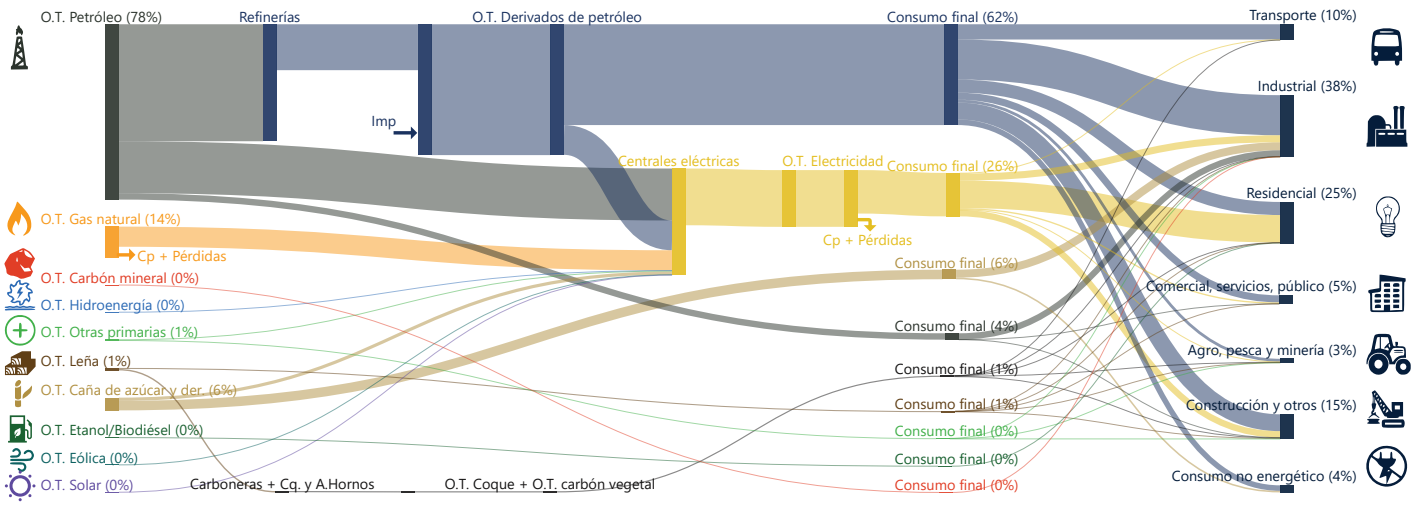
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 75	Años 4.8	Gm³ 68	Años 70.1	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,414	0.46	99.98	8.37	3.54	4.84	0.00

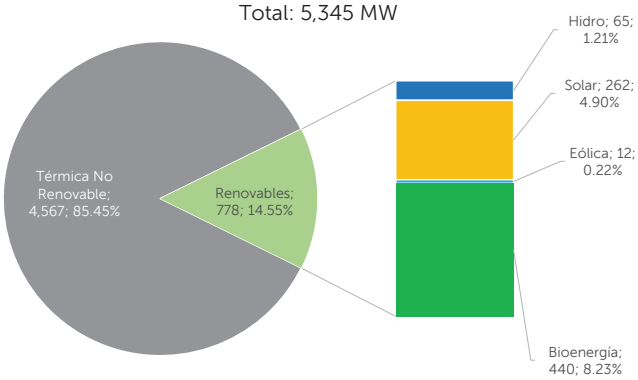
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
4.46	123	5.34	0.01	3.73	8.84	5.97

* Cifras 2024 estimadas.
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.

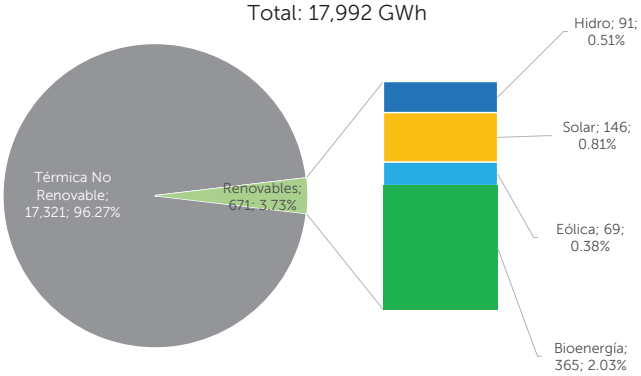
Balance Energético Resumido 2024



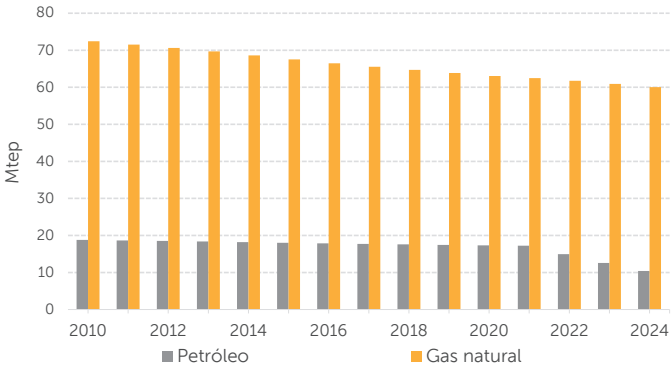
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 5,345 MW



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 17,992 GWh

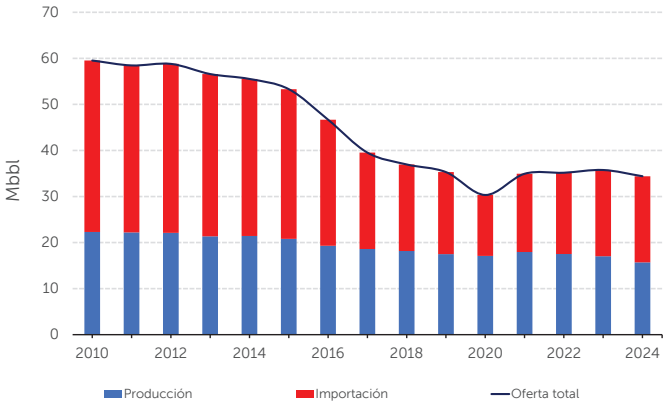


Reservas probadas de petróleo y gas natural *



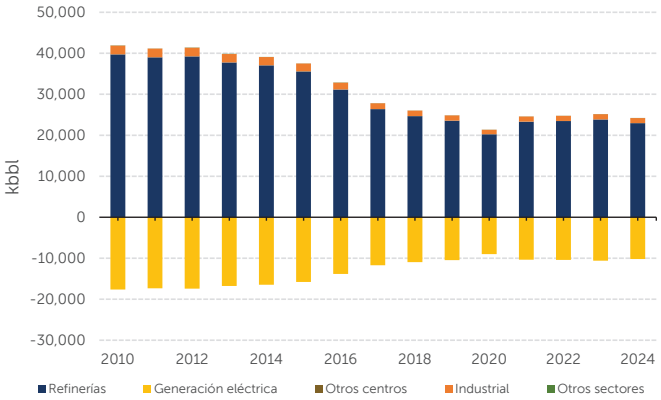
* Datos estimados por OLADE

Oferta total de petróleo

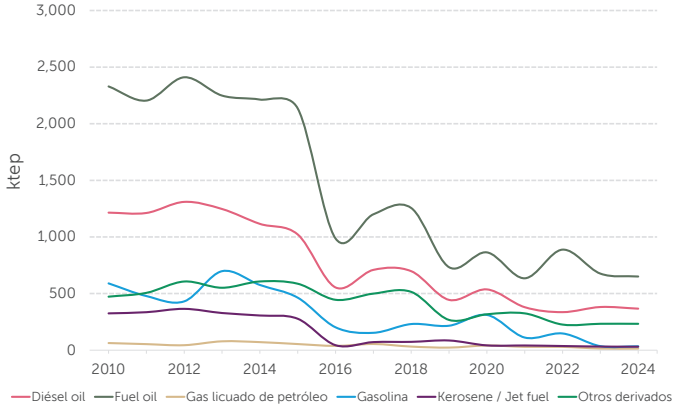


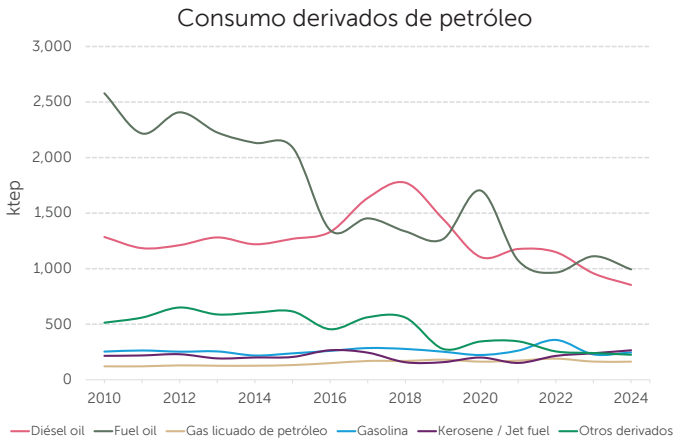
CUBA

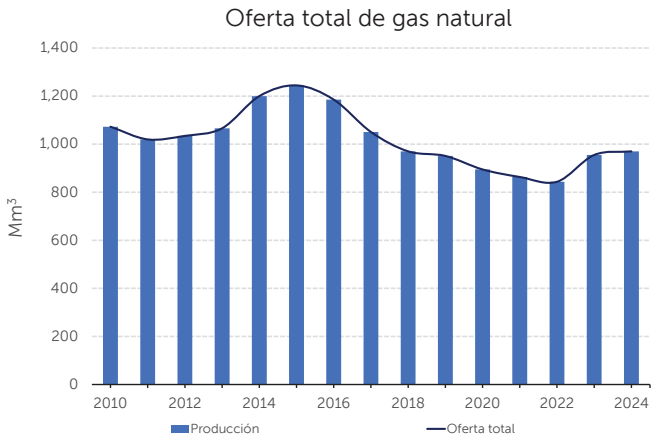
Demanda interna de petróleo

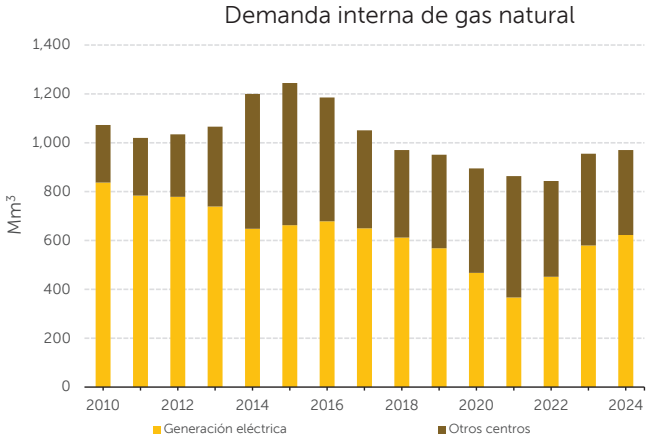


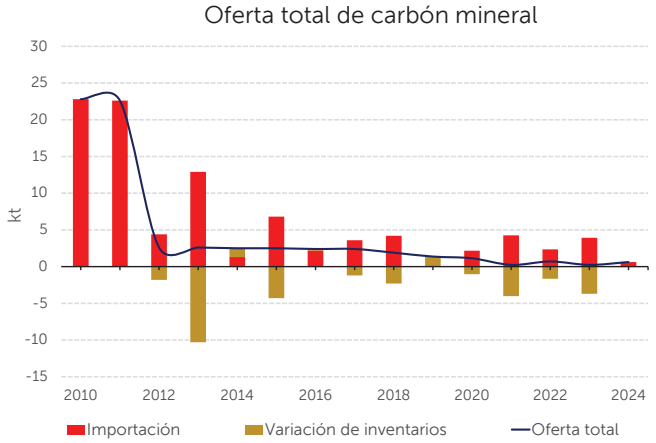
Producción derivados de petróleo

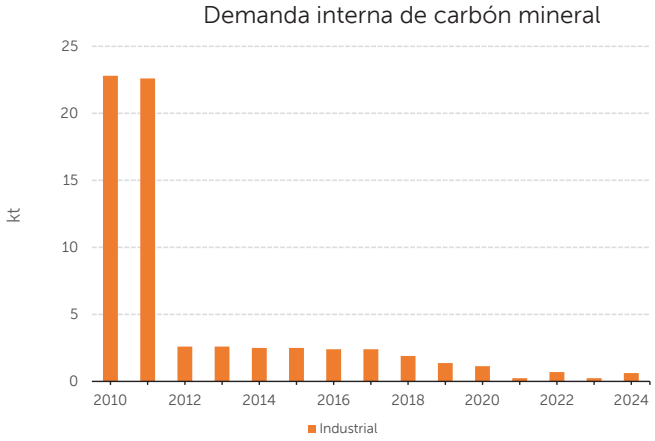


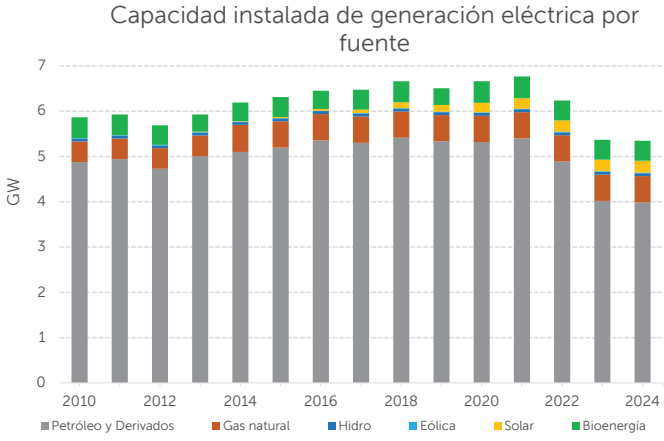

Consumo derivados de petróleo
ktep
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

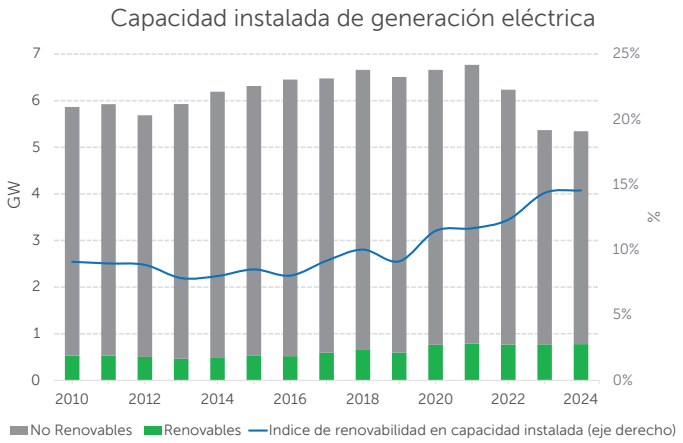

Oferta total de gas natural
Mm³
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Oferta total

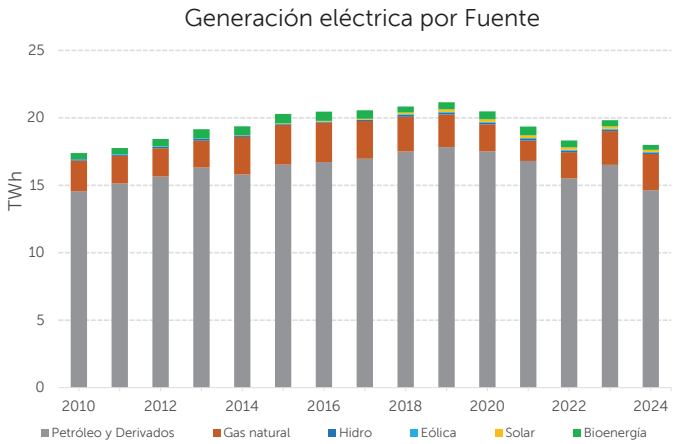

Demanda interna de gas natural
Mm³
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Generación eléctrica
Otros centros

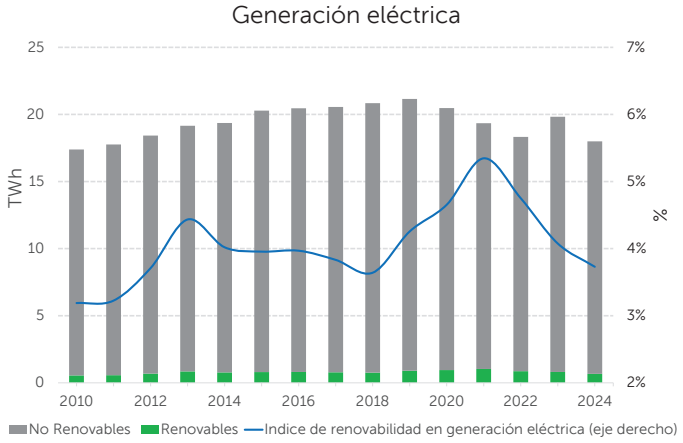

Oferta total de carbón mineral
kt
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Importación
Variación de inventarios
Oferta total

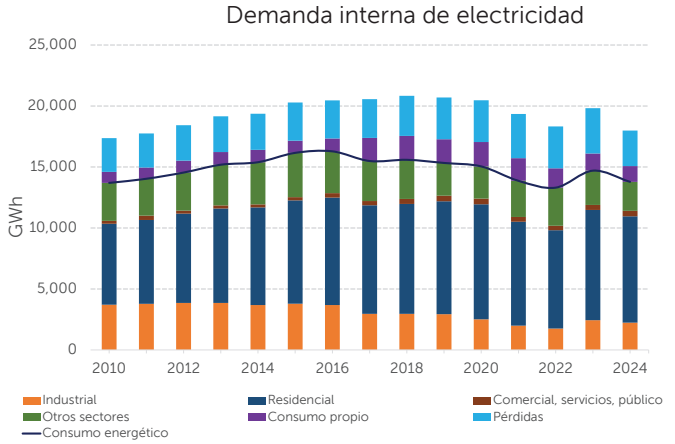

Demanda interna de carbón mineral
kt
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Industrial

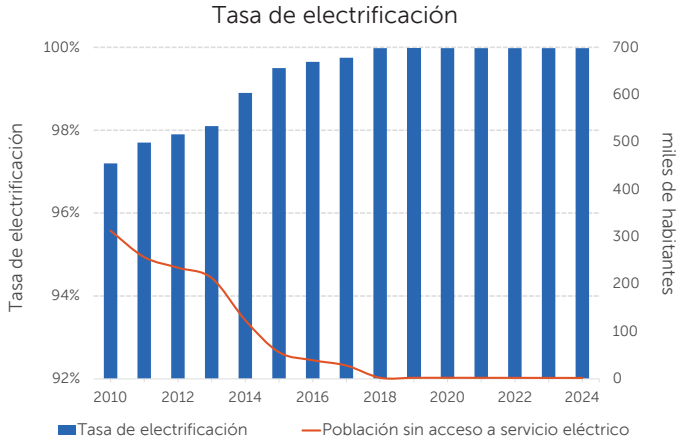

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
7
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

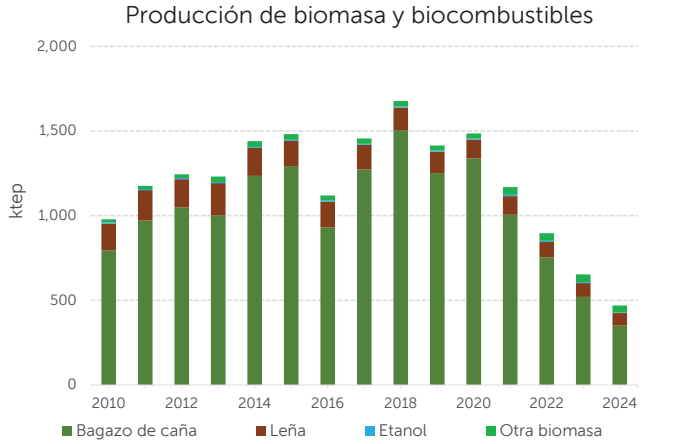

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

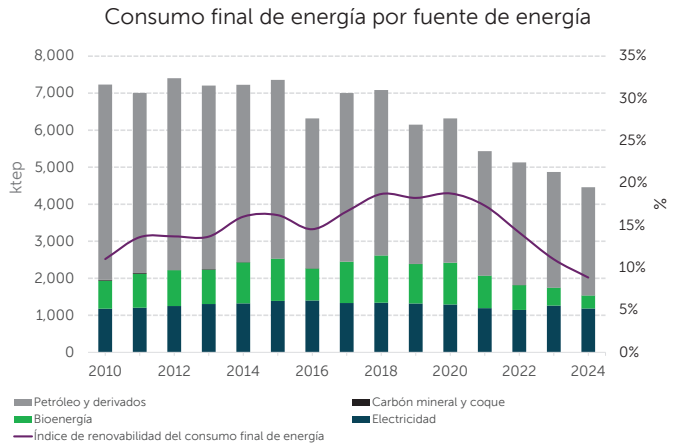

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

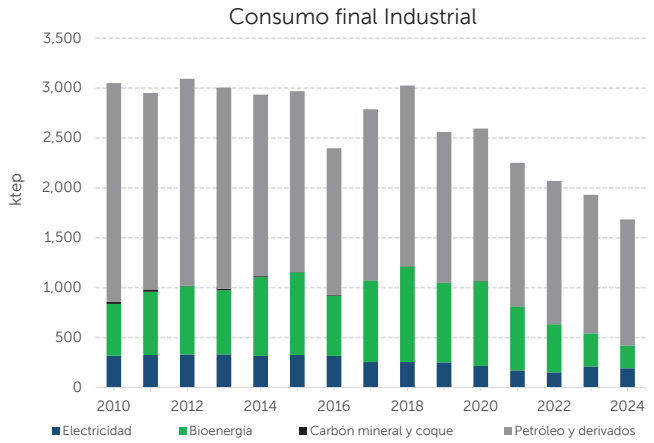

Generación eléctrica
TWh
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

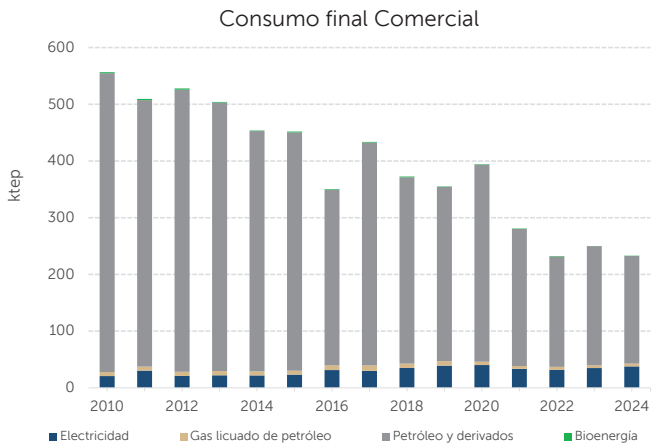

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

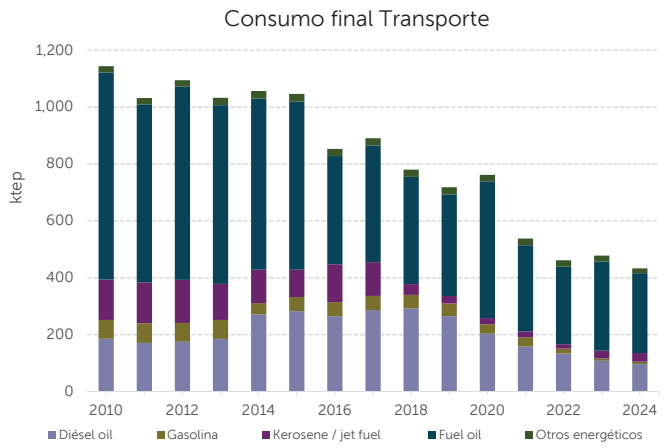

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

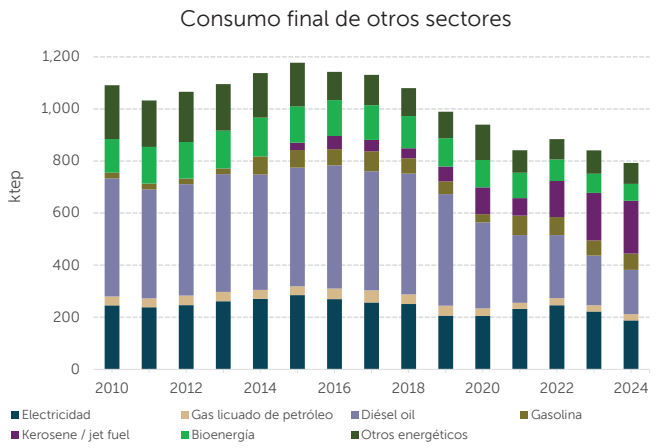

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña
Etanol
Otra biomasa

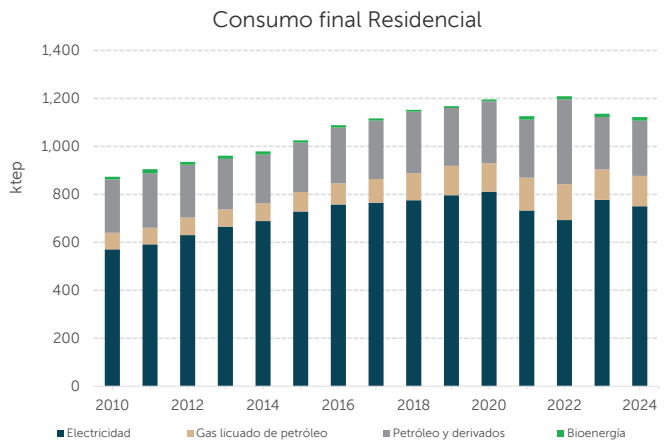

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados

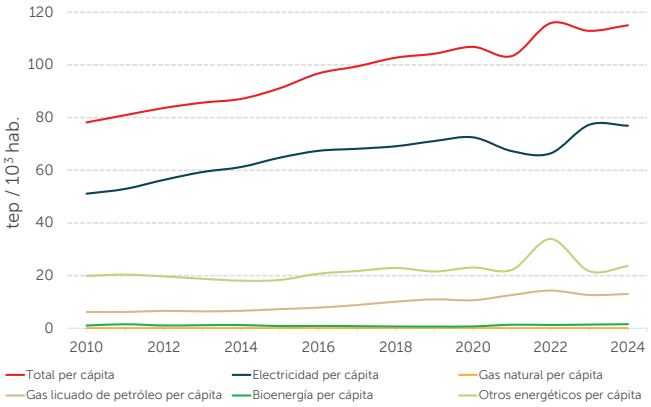

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Otros energéticos

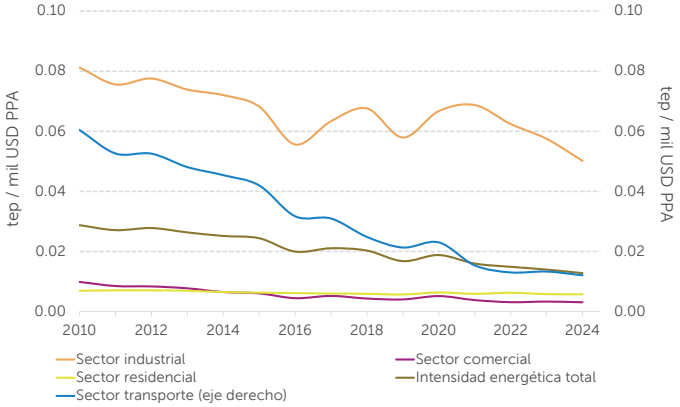

Consumo final de otros sectores
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos


Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía

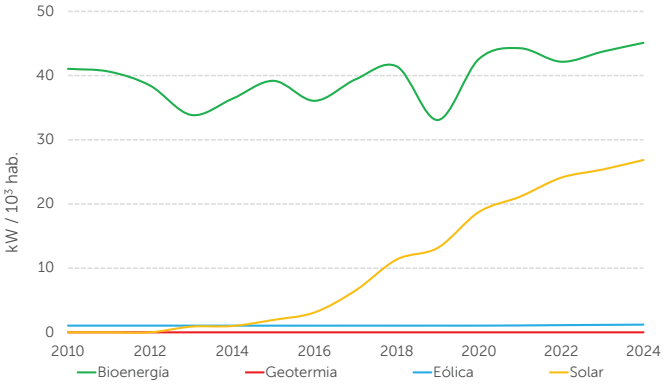
Consumo final per cápita Sector Residencial



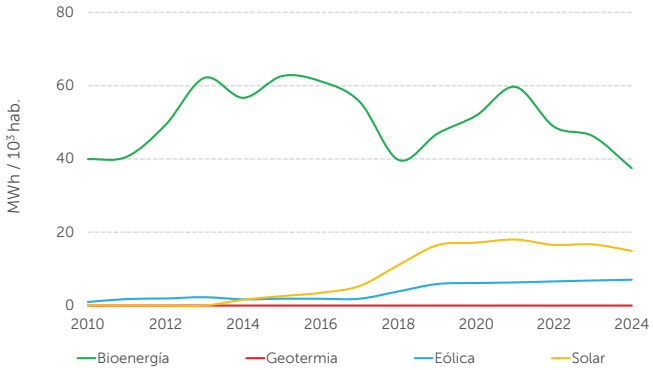
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

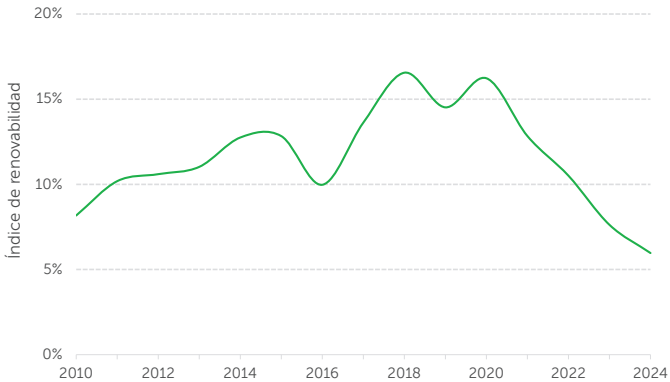


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

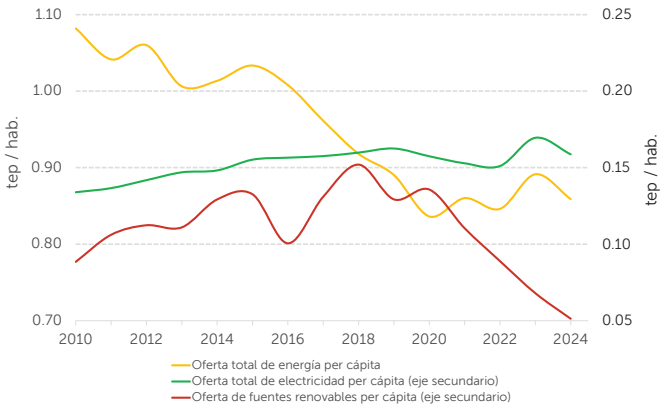


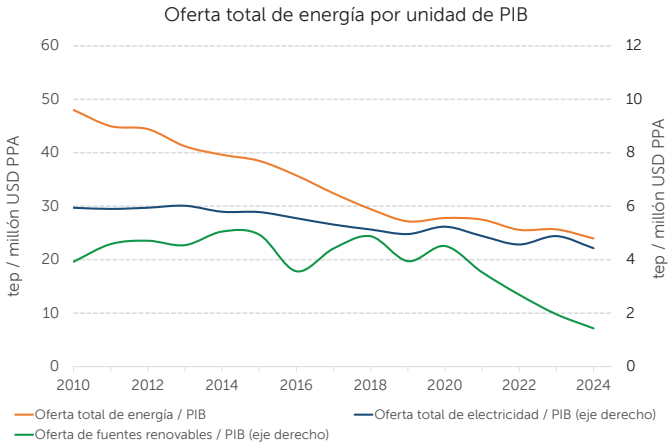
CUBA

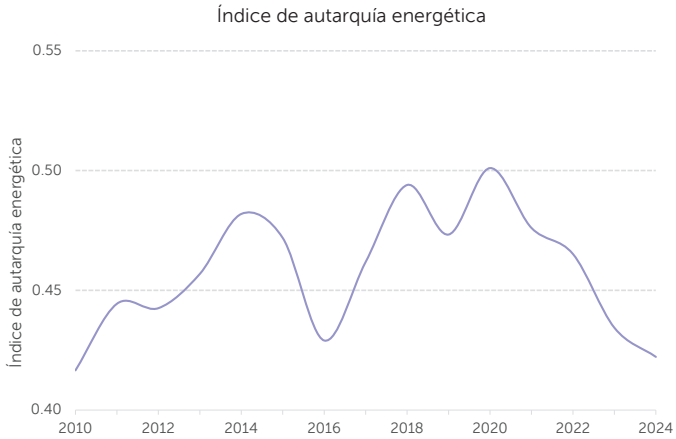
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

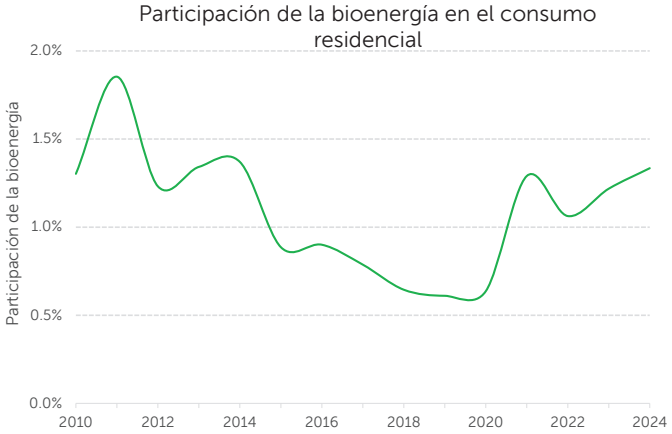


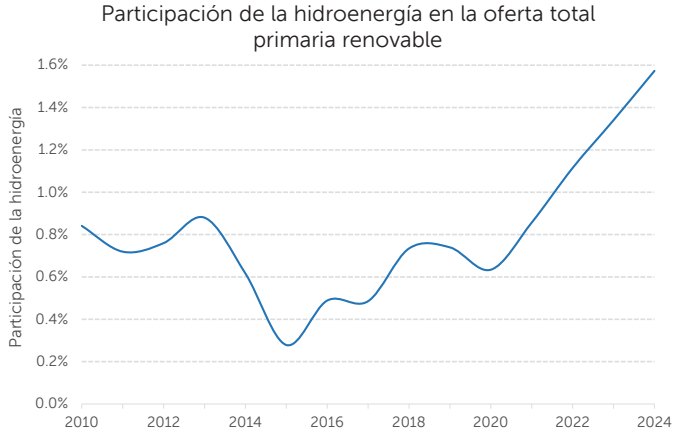
Oferta total de energía per cápita

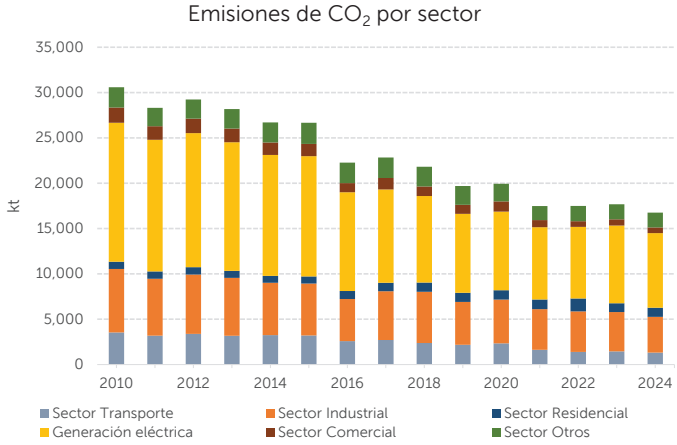


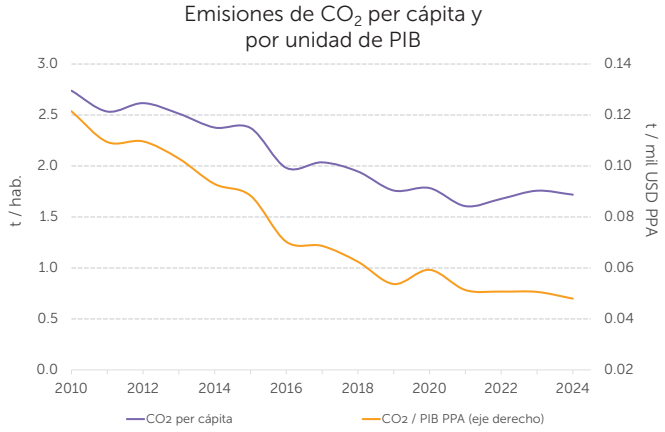

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

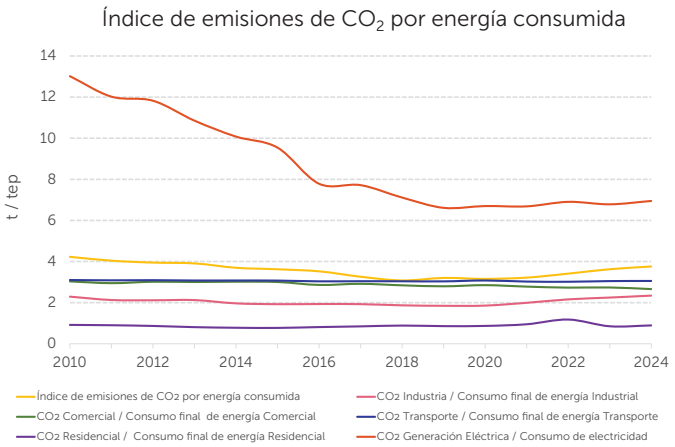

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

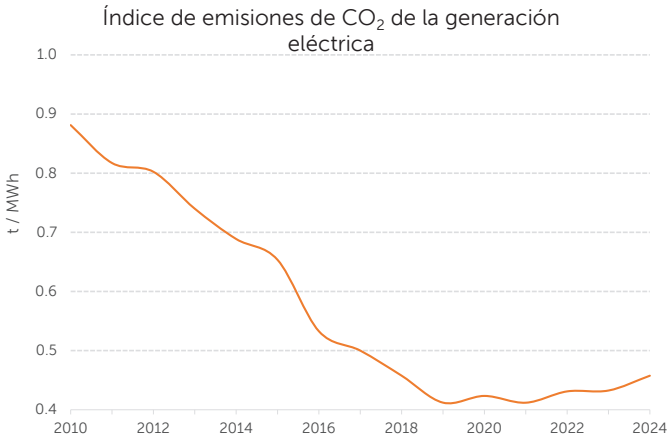

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
14
12
10
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

ECUADOR

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	18,135 [1]
Superficie (km²)	256,370
Densidad de población (hab. / km²)	71
Población urbana (%)	65
PIB USD 2010 (MUSD)	1123,123 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	252,728 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14

Durante el período de análisis comprendido entre 2011 - 2024, el petróleo se mantuvo como la principal fuente de energía producida en el país, registrando una producción anual de crudo en promedio de 187 Mbbl anuales, alcanzando su máximo histórico en 2014, con una producción de 204 Mbbl.

En contraste, las fuentes renovables tuvieron una participación menor en la producción de energía primaria frente a las fuentes fósiles. Sin embargo, entre 2014 y 2024, la producción de energía renovable creció 61.9%, impulsada principalmente por la incorporación de nuevas centrales de generación hidroeléctrica y eólica durante este período.

En 2024, Ecuador experimentó una situación crítica en su sistema energético, caracterizada por interrupciones prolongadas en el suministro eléctrico. Esta coyuntura estuvo relacionada con condiciones climáticas adversas, que afectaron la disponibilidad hídrica en los principales embalses hidroeléctricos del país. Este escenario puso de relieve la importancia de continuar fortaleciendo la gestión del sistema energético nacional, diversificando la matriz energética y desarrollando infraestructuras que respondan de manera eficiente a escenarios variables de oferta y demanda. Paralelamente, la capacidad instalada vinculada a la hidroenergía llegó a 5.62 GW, fortaleciendo el papel de esta fuente como eje central de la generación eléctrica nacional. En cuanto a la generación eléctrica total por fuente, el país registró alrededor de 22.61 TWh, cifra que confirma la relevancia de la infraestructura hidroeléctrica y su contribución predominante al suministro energético ecuatoriano.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 7.58
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 2.32
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.84
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.85
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.93

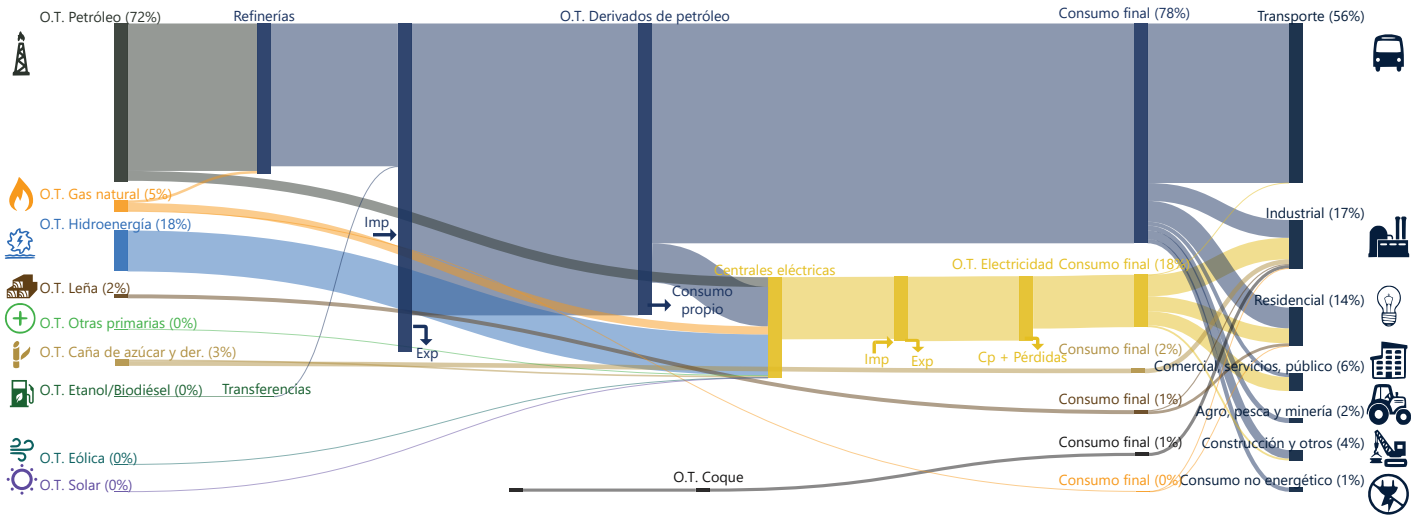
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 1,072	Años 6	Gm³ 4	Años 2	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,595	0.75	97.78	16.66	27.98	9.08	18.92

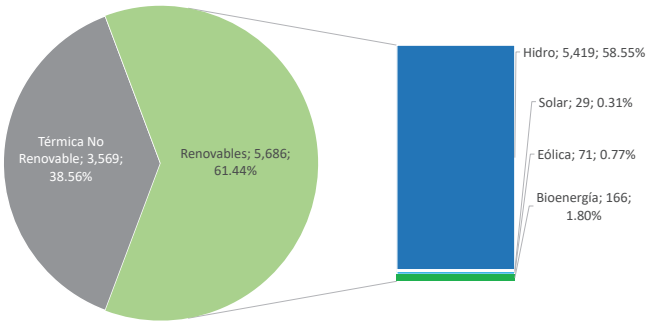
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
13.52	175	9.25	0.05	68.01	15.54	15.54

[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

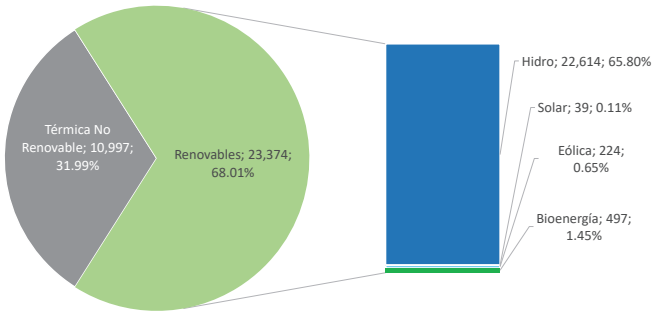
Balance Energético Resumido 2024



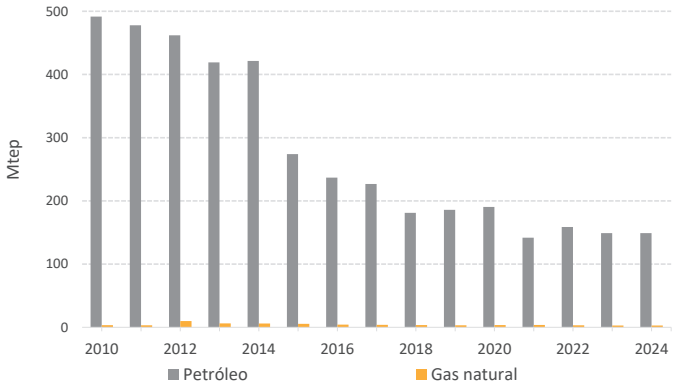
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 9,255 MW



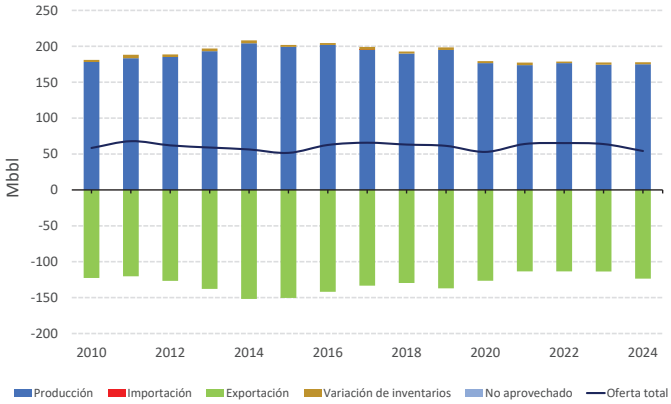
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 34,370 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

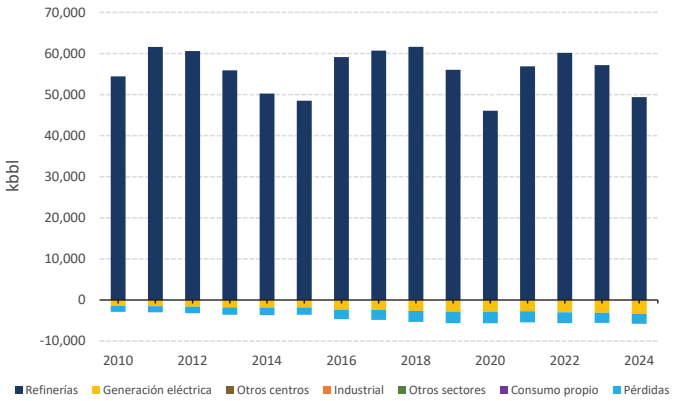


Oferta total de petróleo

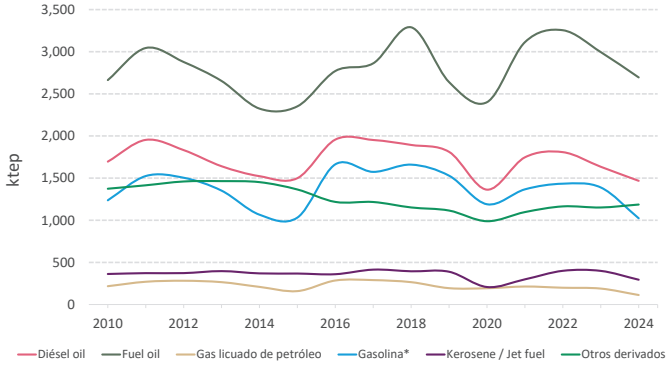


ECUADOR

Demanda interna de petróleo

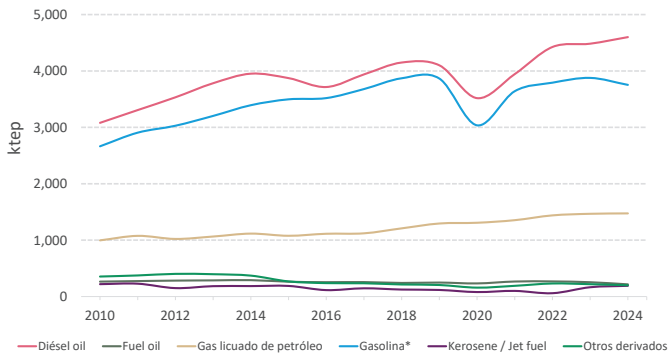


Producción derivados de petróleo



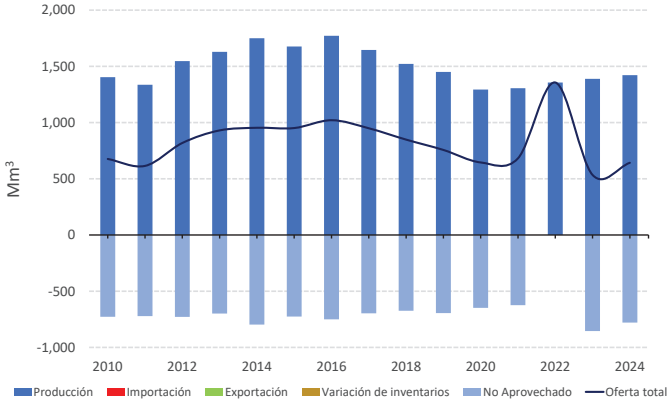
* Gasolina incluye con y sin etanol.

Consumo derivados de petróleo



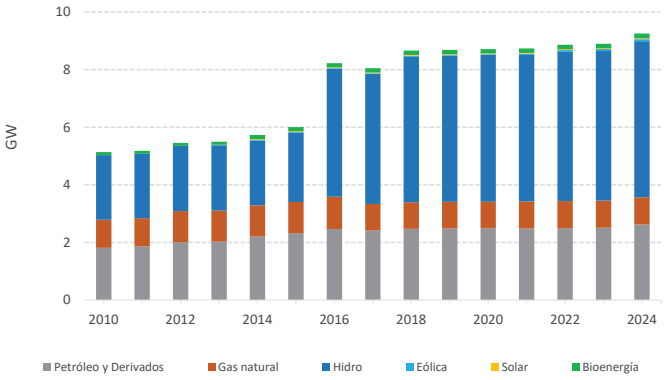
* Gasolina incluye con y sin etanol.

Oferta total de gas natural

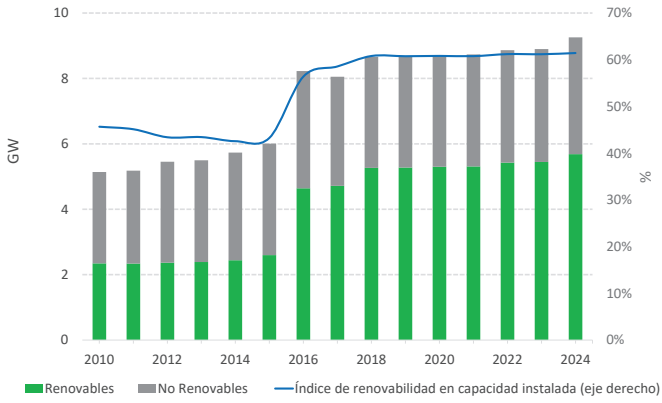


Demanda interna de gas natural

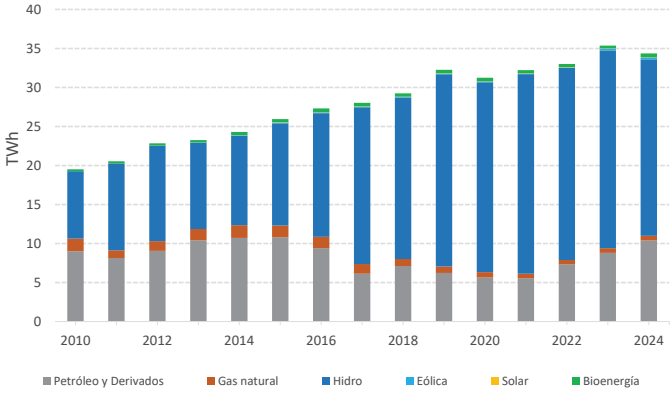
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

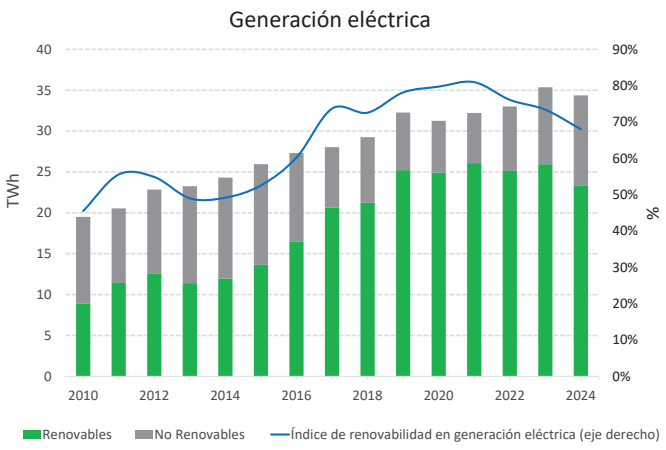


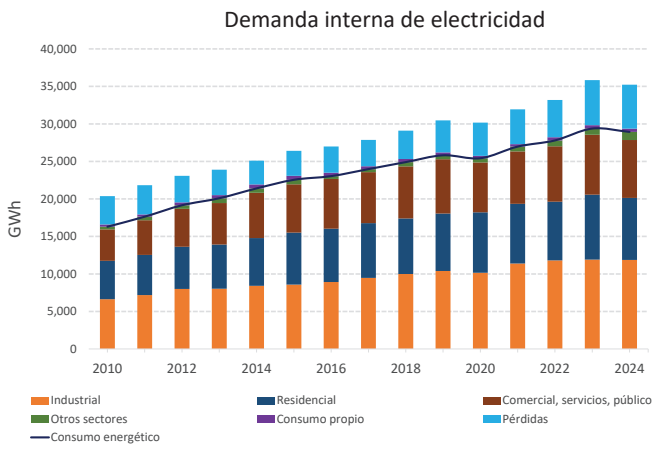
Capacidad instalada de generación eléctrica

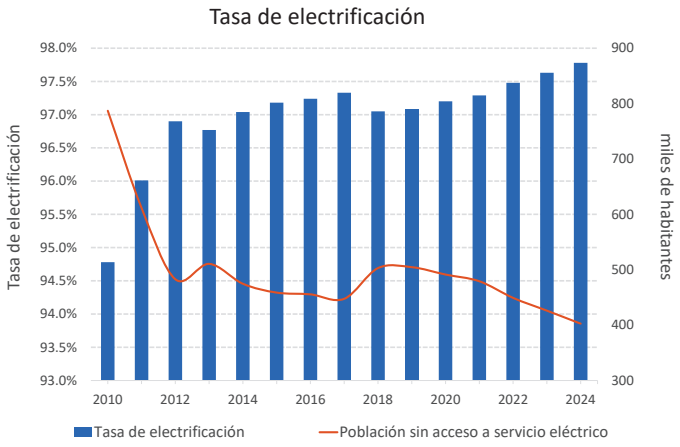


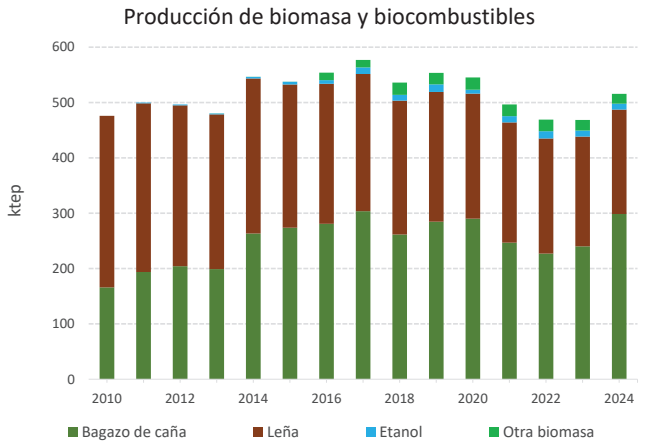
Generación eléctrica por Fuente

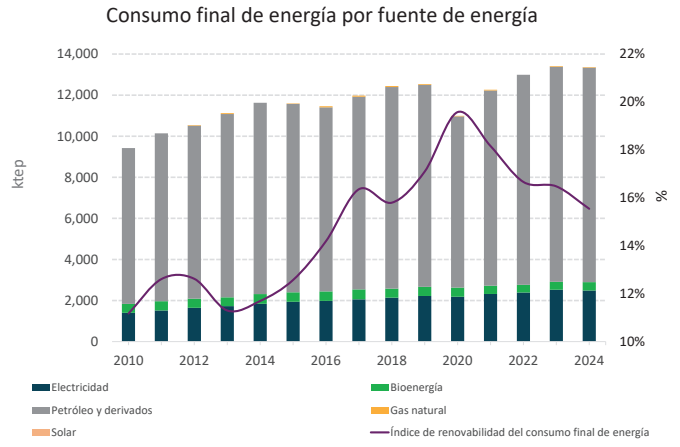


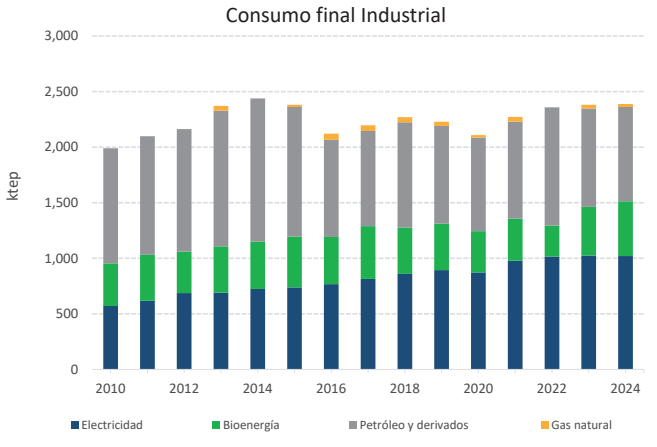

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

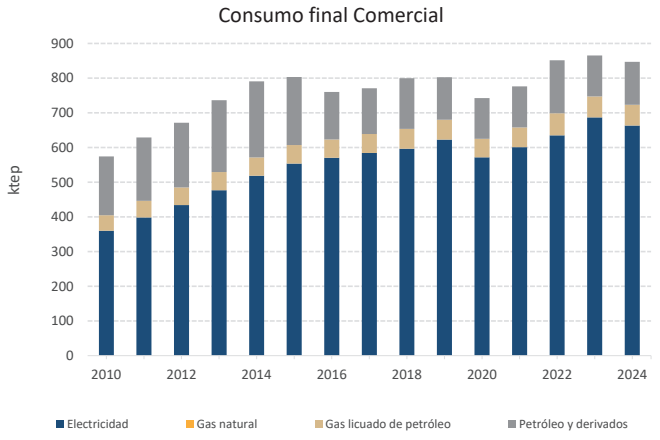

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

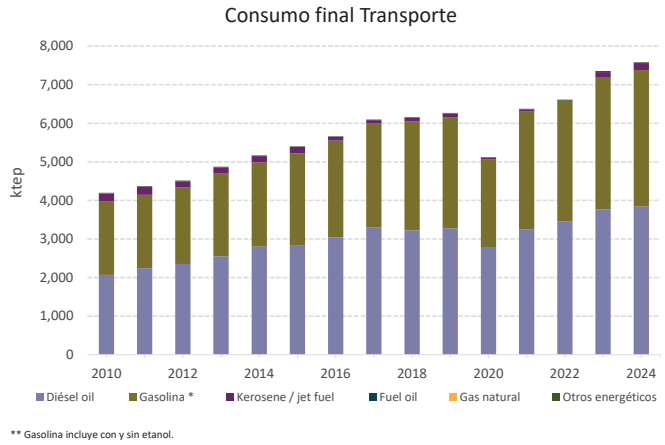

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

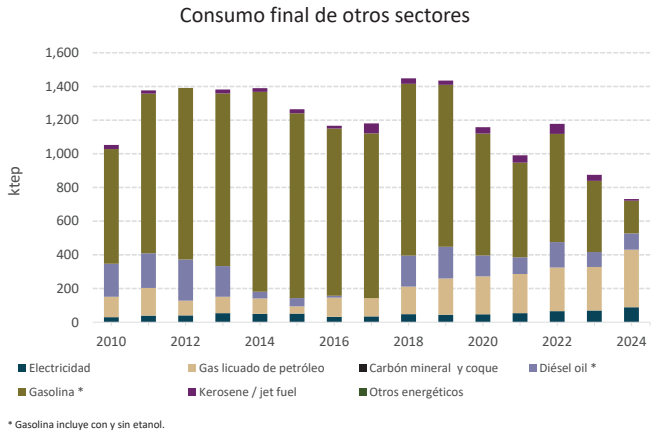

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña
Etanol
Otra biomasa

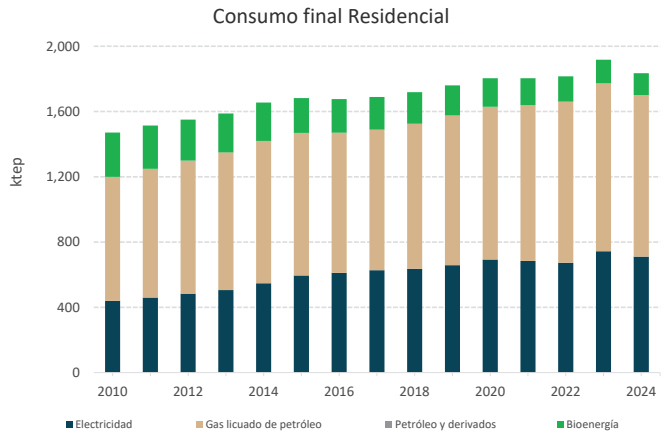

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

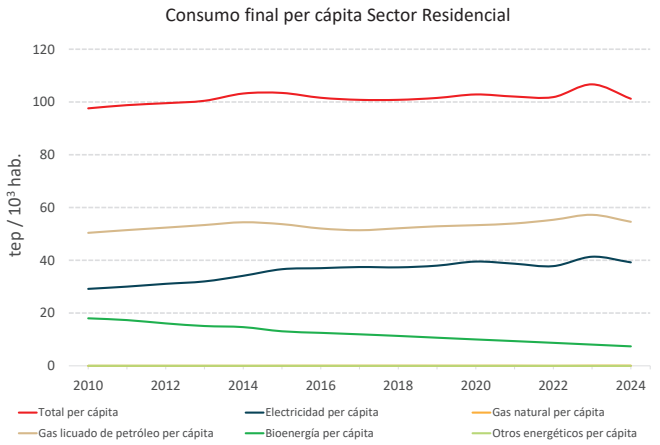

Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Gas natural

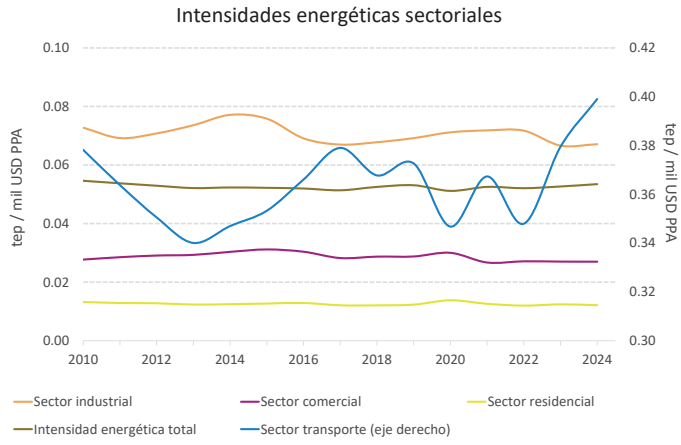

Consumo final Comercial
ktep
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados


Consumo final Transporte
ktep
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina *
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos
** Gasolina incluye con y sin etanol.

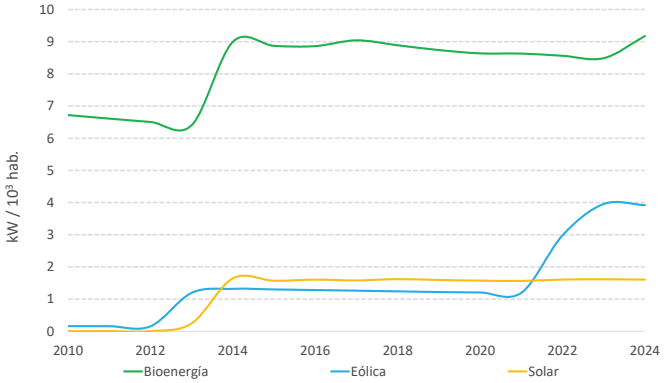

Consumo final de otros sectores
ktep
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil *
Gasolina *
Kerosene / jet fuel
Otros energéticos
* Gasolina incluye con y sin etanol.


Consumo final Residencial
ktep
2,000
1,600
1,200
800
400
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía

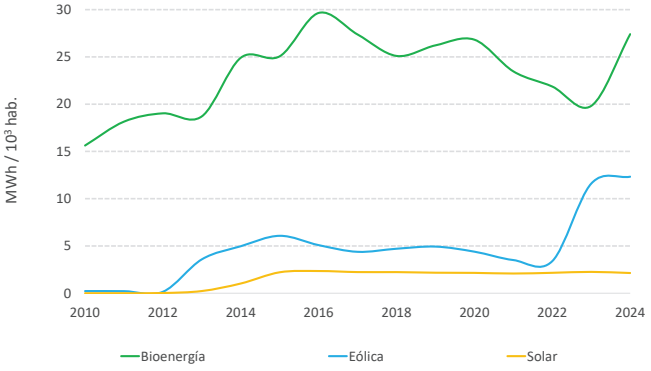

Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
120
100
80
60
40
20
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita


Intensidades energéticas sectoriales
tep / mil USD PPA
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
0.42
0.40
0.38
0.36
0.34
0.32
0.30
tep / mil USD PPA
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad energética total
Sector transporte (eje derecho)

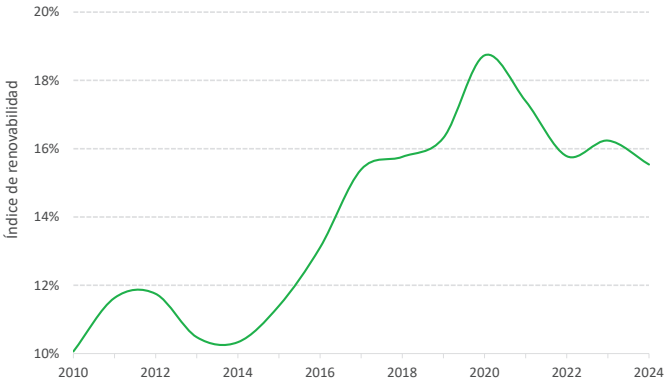
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



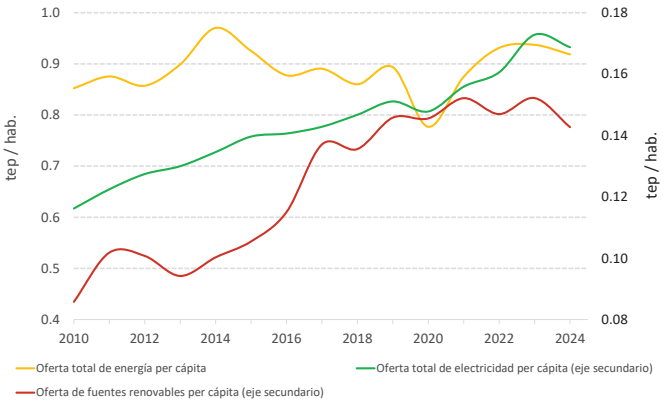
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



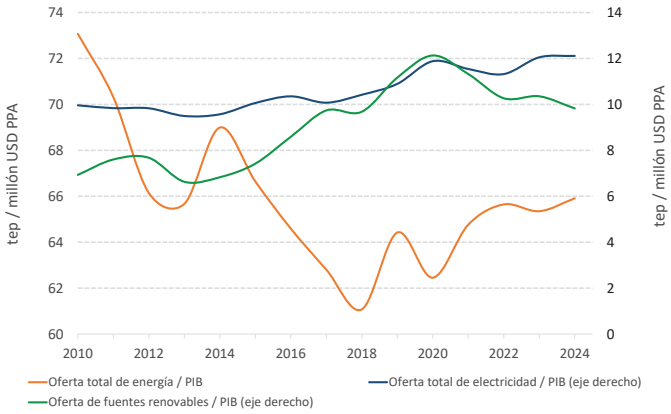
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



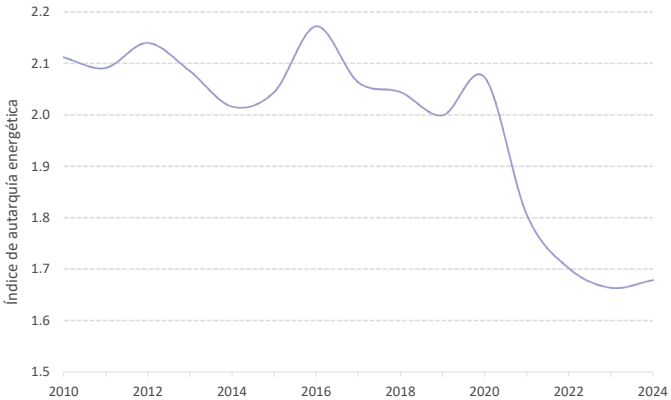
Oferta total de energía per cápita



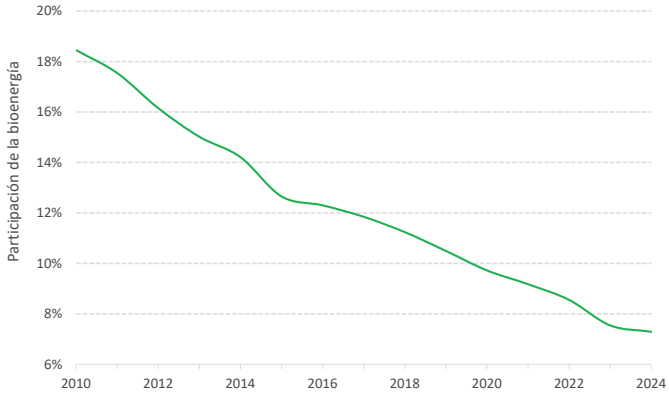
Oferta total de energía por unidad de PIB



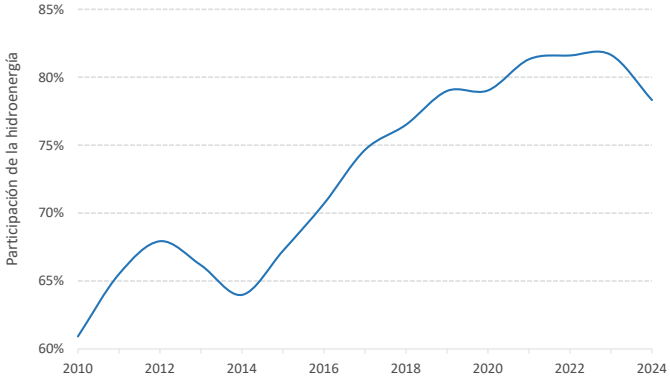
Índice de autarquía energética



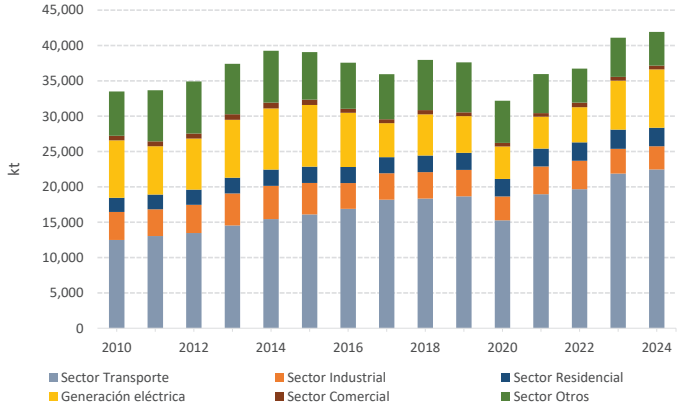
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



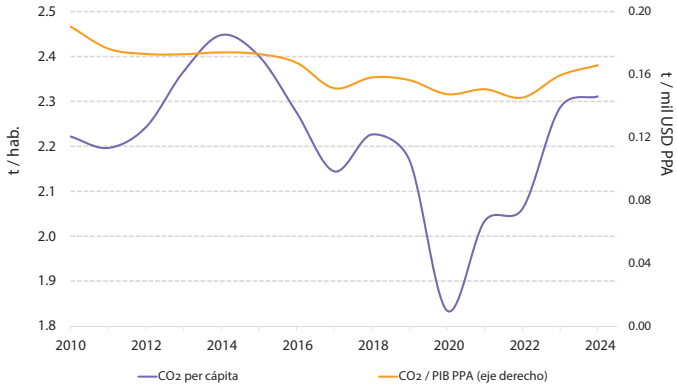
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



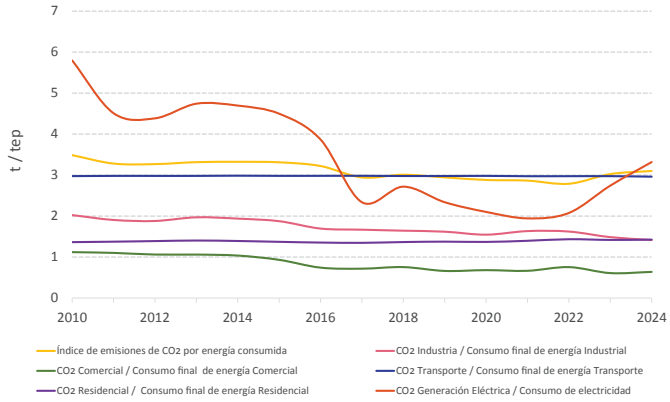
Emisiones de CO_2 por sector



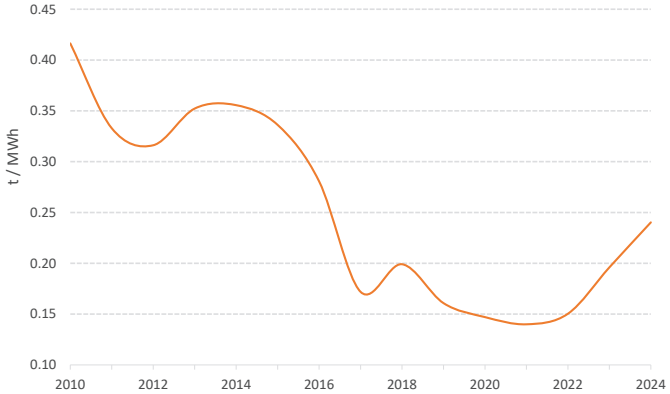
Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



EL SALVADOR

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	6,030 [1]
Superficie (km²)	21,040
Densidad de población (hab. / km²)	287
Población urbana (%)	71
PIB USD 2010 (MUSD)	30,047 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	73,961 [3]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12

En 2024, la oferta de energía primaria en El Salvador decrece respecto al año anterior en un 1.3% alcanzando los 1.16 Mtep. Esto se atribuye a la disminución del 51% en las importaciones del gas natural. Este energético representó el 33 % de la oferta primaria total mientras que el 67% restante le corresponde a producción de fuentes de energía renovable como hidroenergía, geotermia, solar, eólica, leña, bagazo, biogás y biomasa. En cuanto a la generación por tipo de fuente, la hidroenergía lideró con una participación del 27%, seguida del gas natural con el 26%, la geotermia con un 18%, la solar con el 15%. Los derivados de petróleo, bioenergía y eólica con el 5%, 7% y 2%, respectivamente. Como resultado, el Índice de renovabilidad de la generación eléctrica alcanzó el 68.9%, lo que representa un incremento del 14% en la generación total con respecto al año anterior. El consumo final de energía alcanzó los 3.4 Mtep, donde el sector transporte fue el mayor consumidor, representando el 44% del total, principalmente por uso de gasolinas, diésel. Le siguen del sector industrial con el 30%, el residencial con el 18% y otros sectores con el 8%.

Sector Energético 2024*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.50
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.03
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.61
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.21
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.03

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

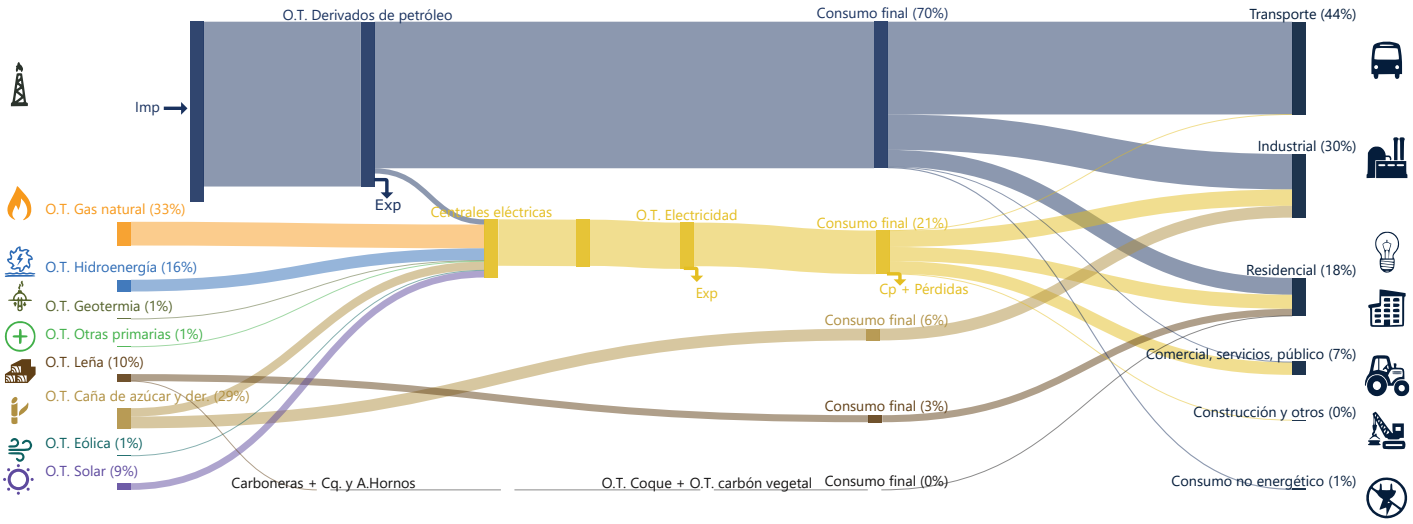
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,356	0.56	98.30	3.61	0.78	3.31	0.27

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
3.37	n.a.	3.04	0.05	68.94	23.40	21.41

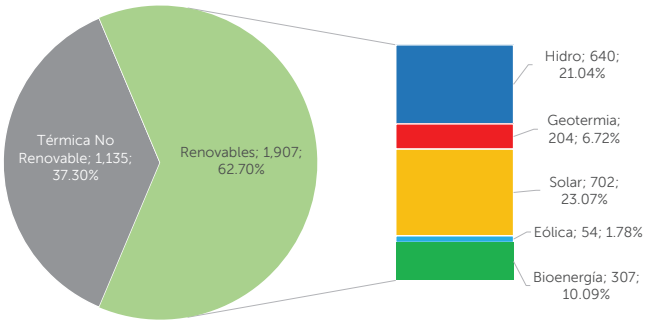
[1] Dirección General de Estadísticas y Censos El Salvador, datos del censo de 2024.
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Fuente: Banco Mundial.

* La serie histórica del balance energético correspondiente al período 2010-2024 fue ajustada por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas.

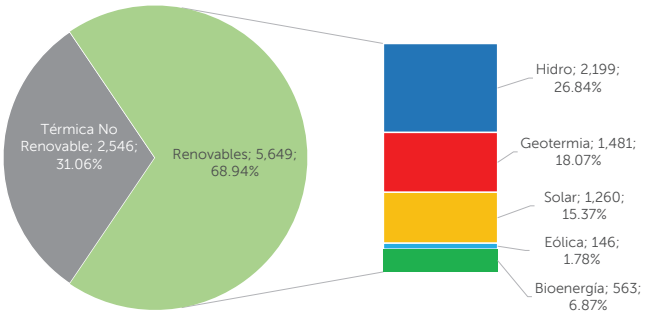
Balance Energético Resumido 2024



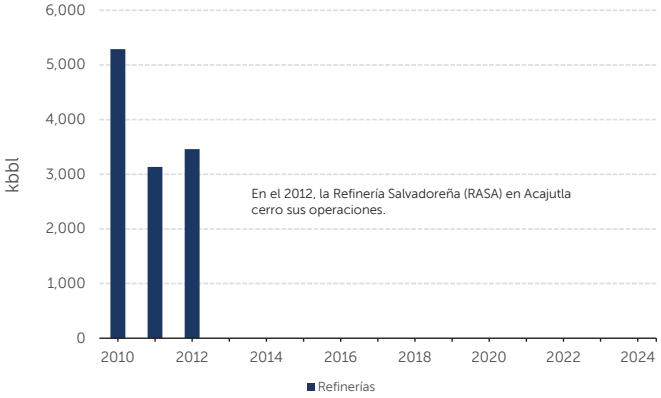
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 3,042 MW



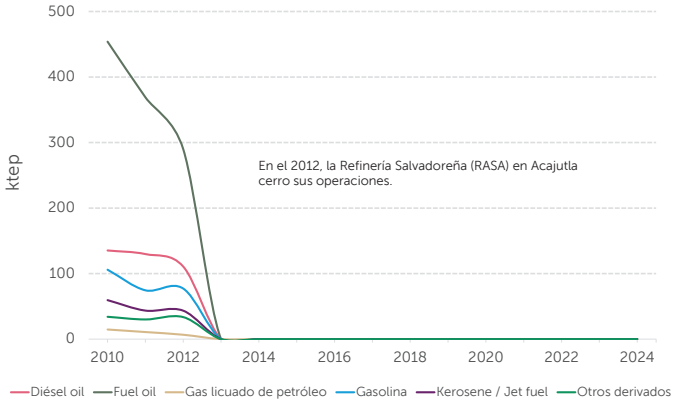
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 8,195 GWh



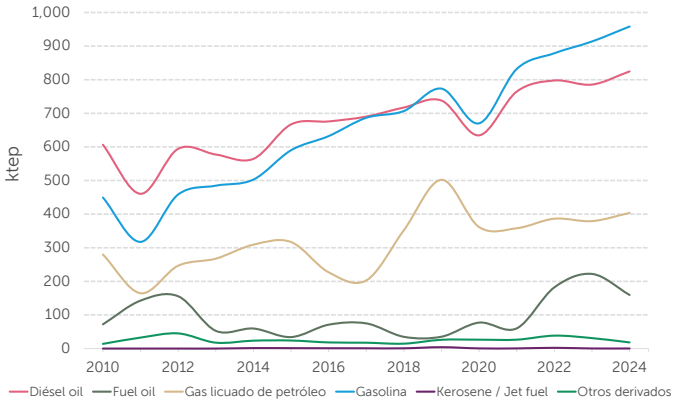
Demanda interna de petróleo



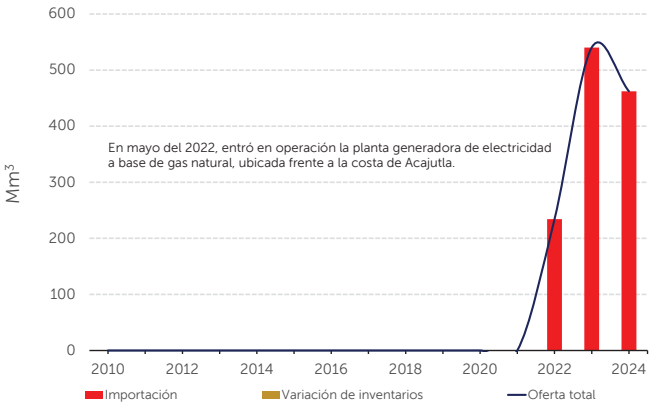
Producción derivados de petróleo

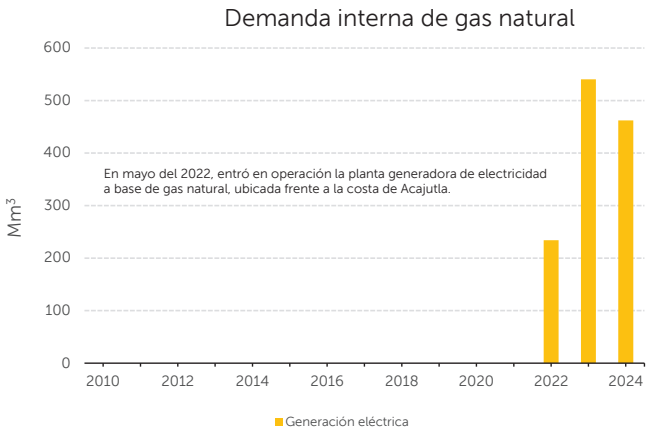


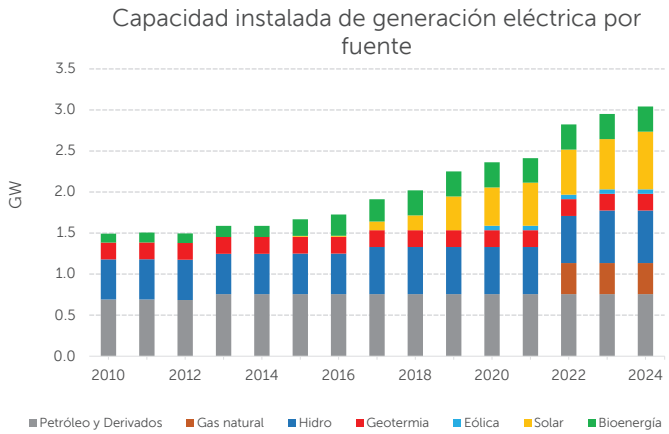
Consumo derivados de petróleo

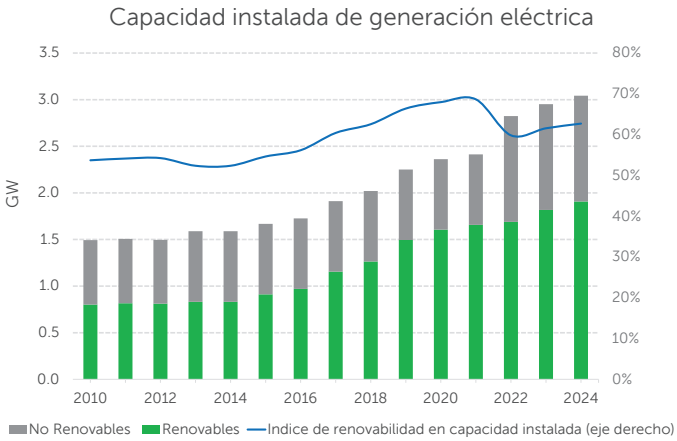


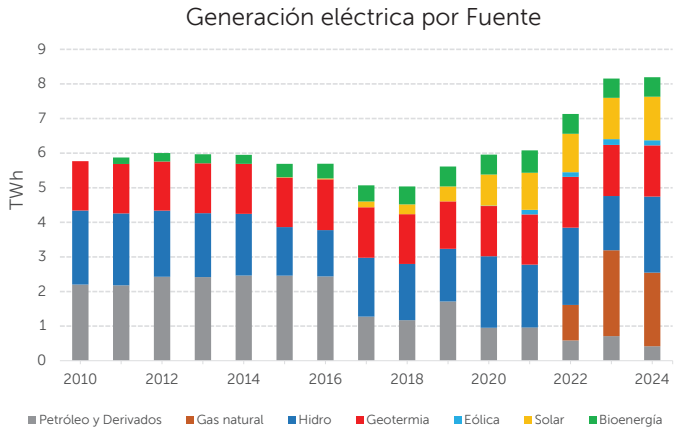
Oferta total de gas natural

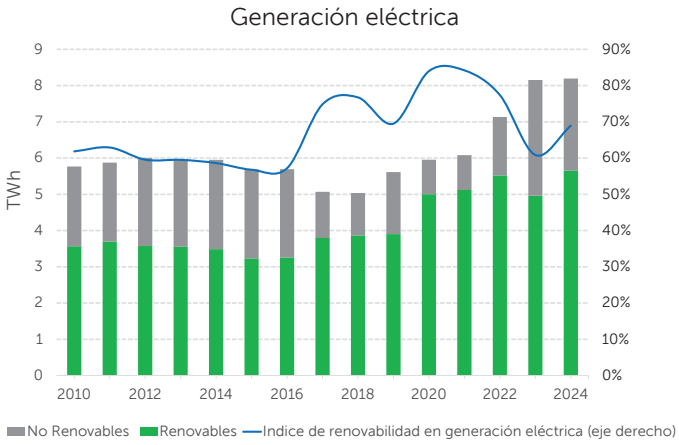


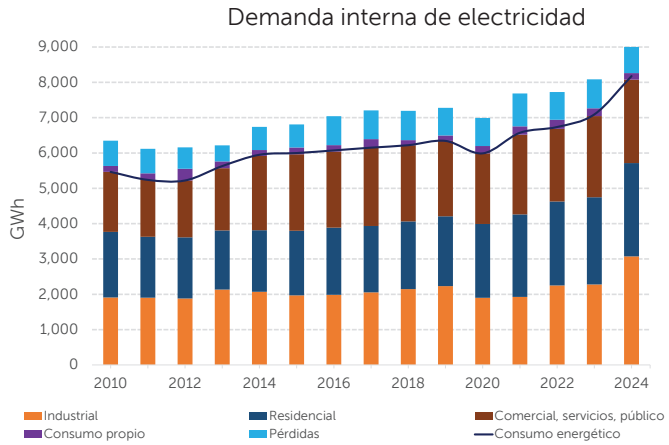

Demanda interna de gas natural
Mm³
En mayo del 2022, entró en operación la planta generadora de electricidad a base de gas natural, ubicada frente a la costa de Acajutla.
Generación eléctrica

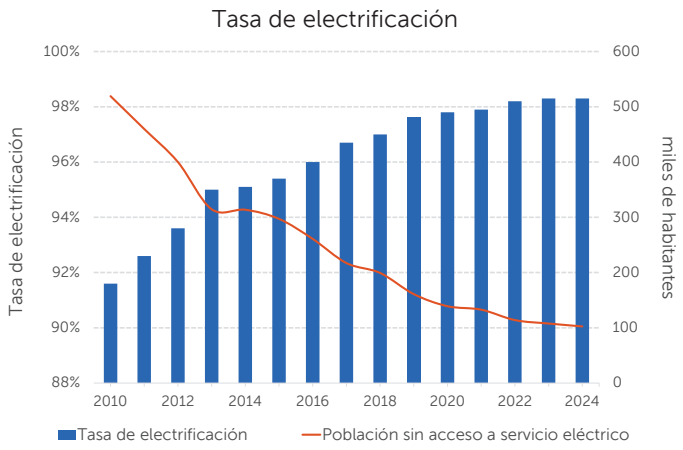

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Bioenergía

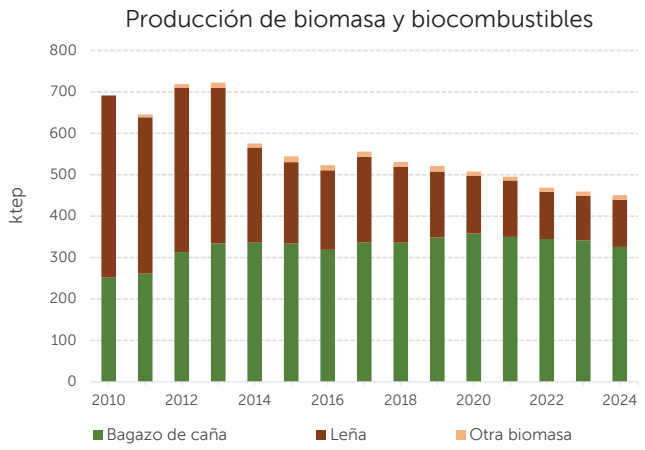

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

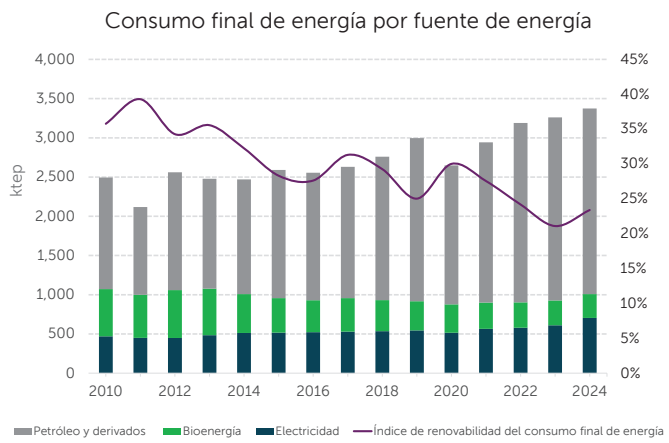

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Bioenergía

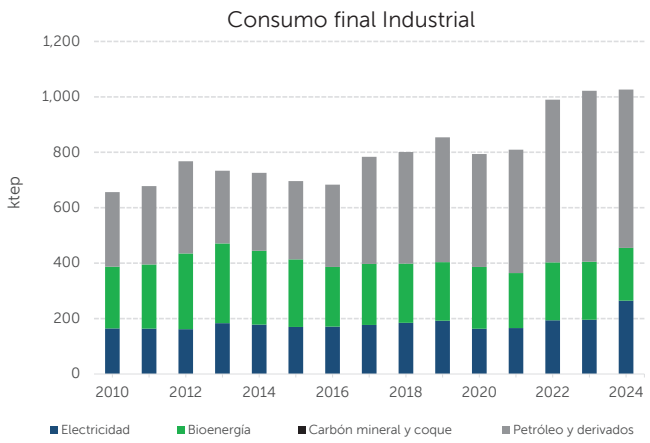

Generación eléctrica
TWh
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

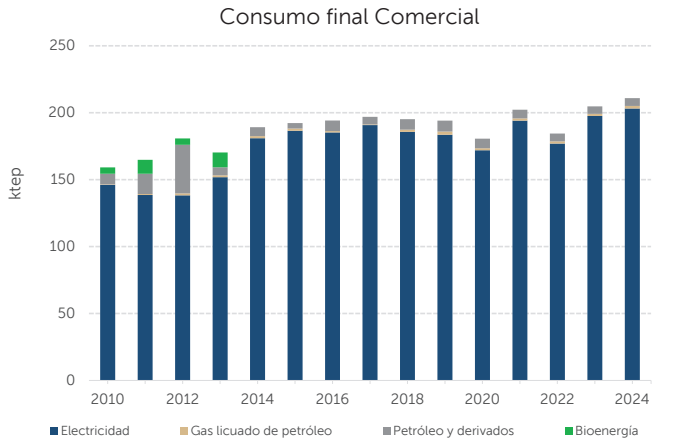

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

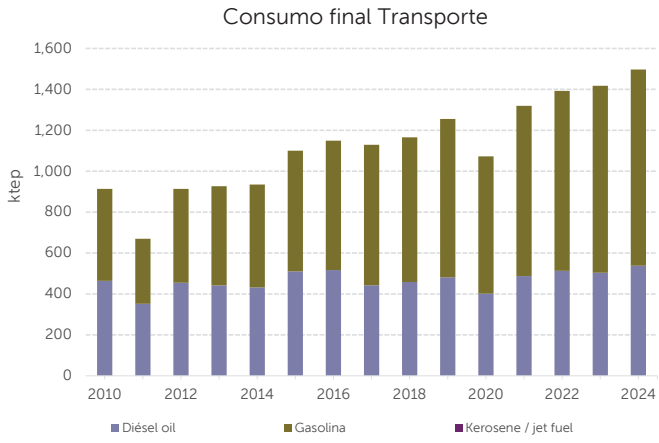

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
100%
98%
96%
94%
92%
90%
88%
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa

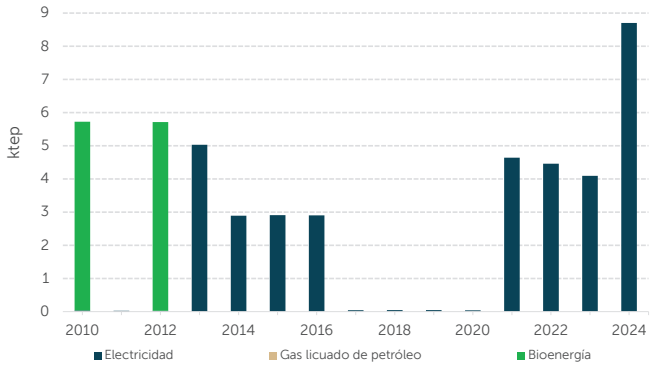

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
45%
40%
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y derivados
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados


Consumo final Comercial
ktep
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía

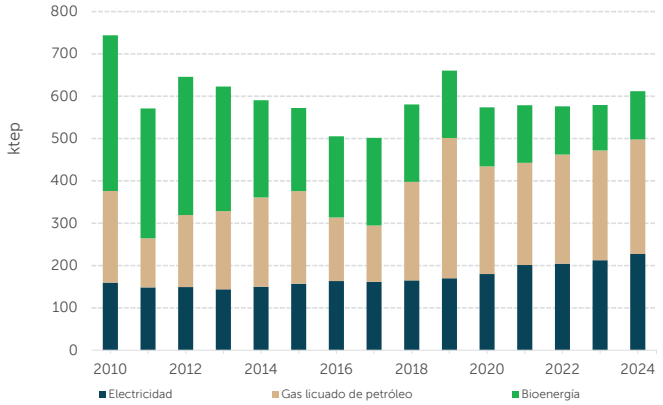

Consumo final Transporte
ktep
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel

Consumo final de otros sectores *

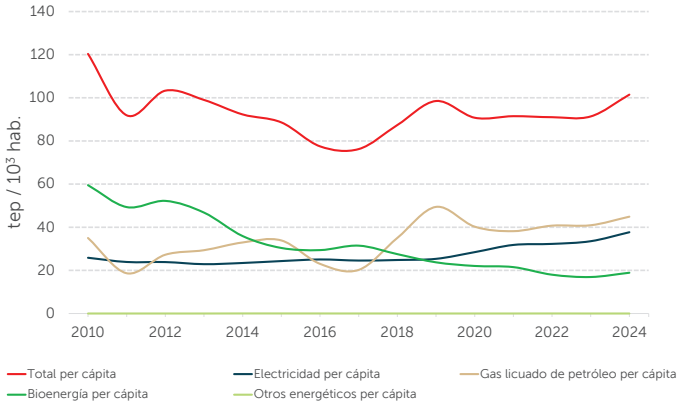


*La serie histórica del comsumo correspondiente al período 2010-2024 fue ajustada por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas y son datos preliminares.

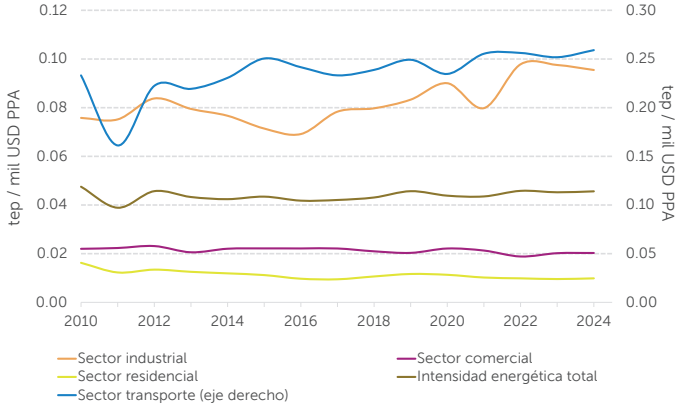
Consumo final Residencial



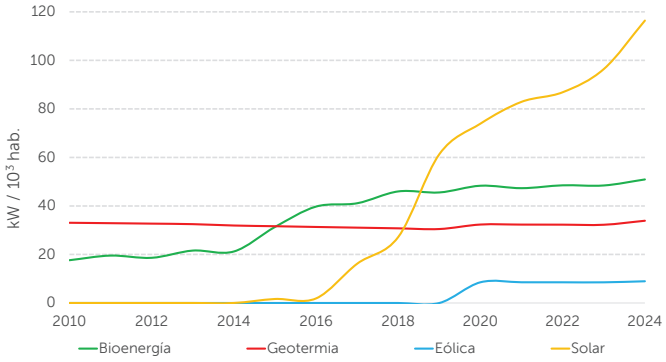
Consumo final per cápita Sector Residencial



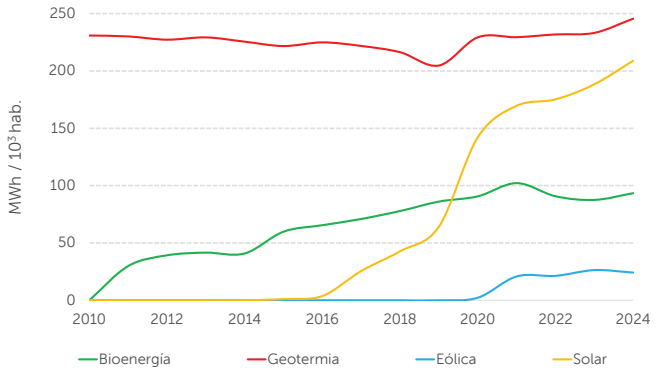
Intensidades energéticas sectoriales

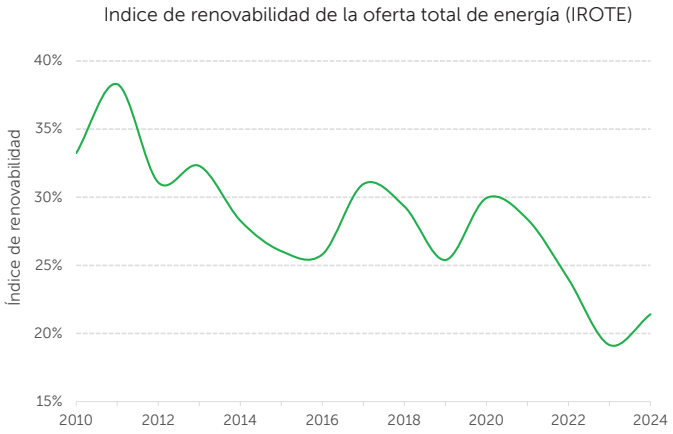


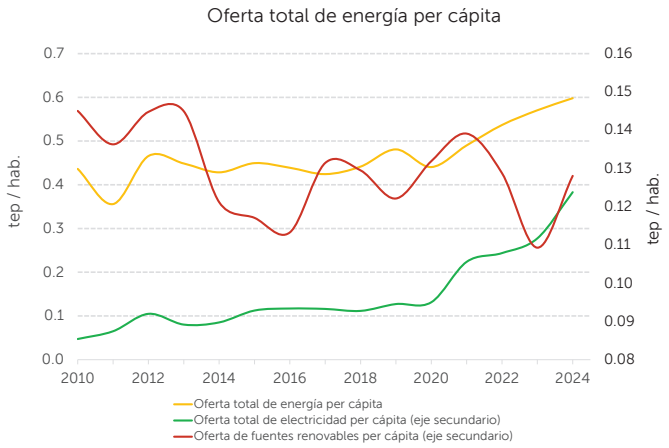
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

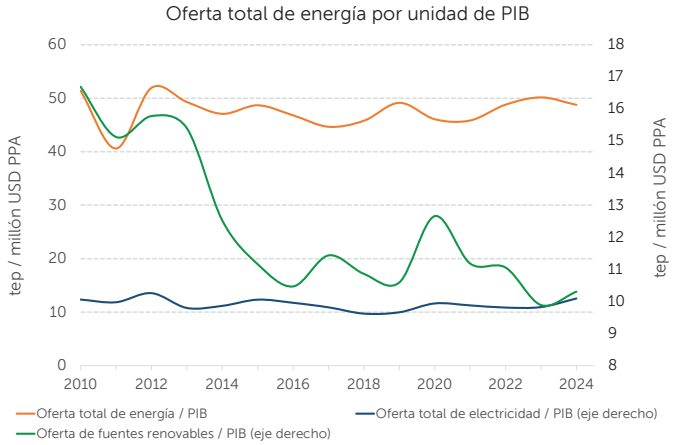


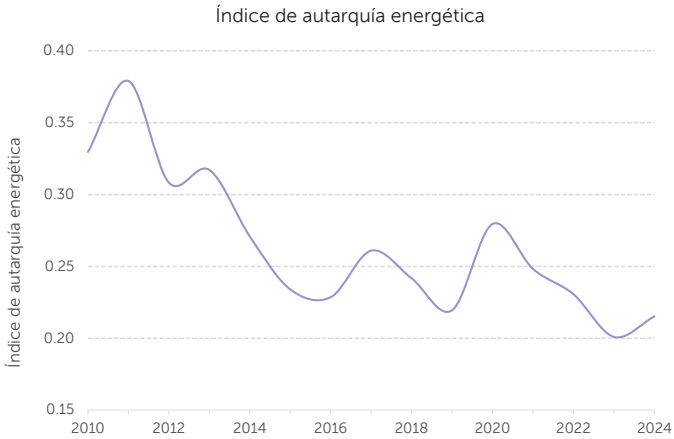
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

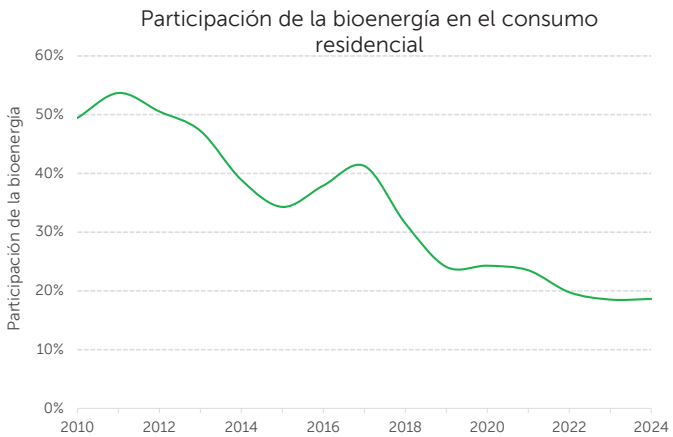


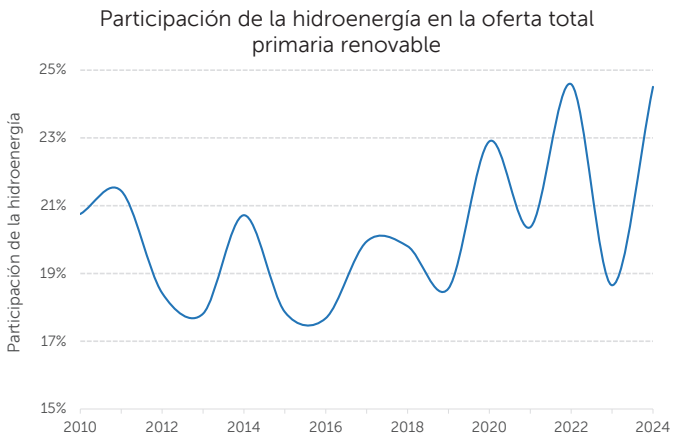

Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)
Índice de renovabilidad
40%
35%
30%
25%
20%
15%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

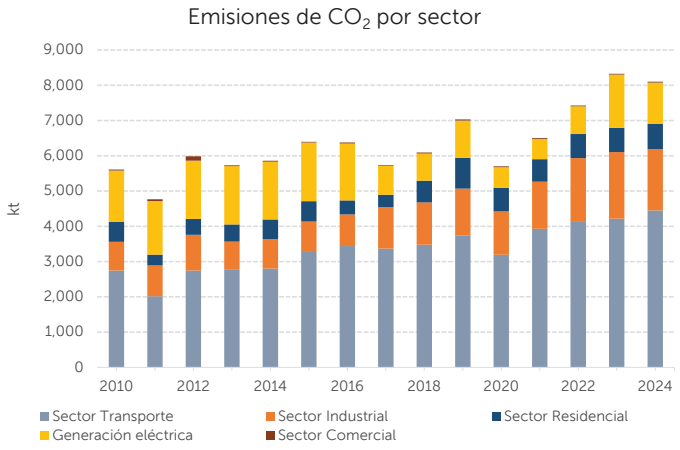

Oferta total de energía per cápita
tep / hab.
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0.16
0.15
0.14
0.13
0.12
0.11
0.10
0.09
0.08
tep / hab.
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía per cápita
Oferta total de electricidad per cápita (eje secundario)
Oferta de fuentes renovables per cápita (eje secundario)

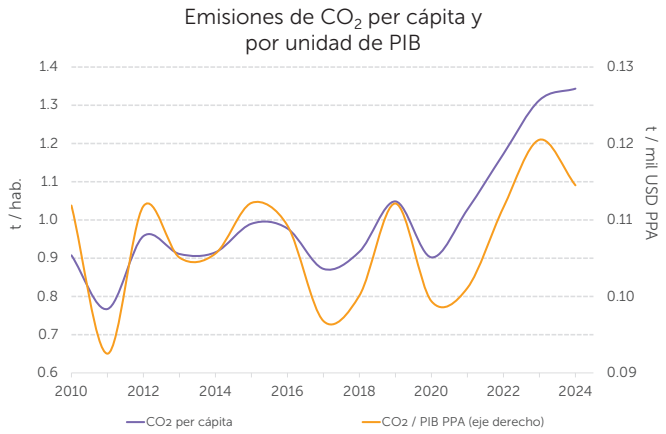

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
60
50
40
30
20
10
0
18
17
16
15
14
13
12
11
10
9
8
tep / millón USD PPA
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

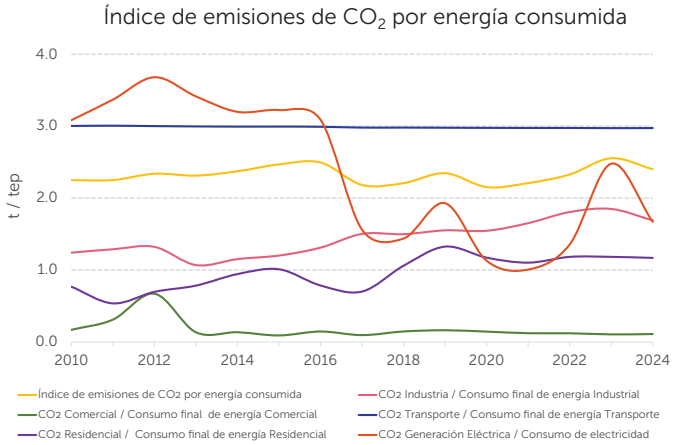

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.40
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

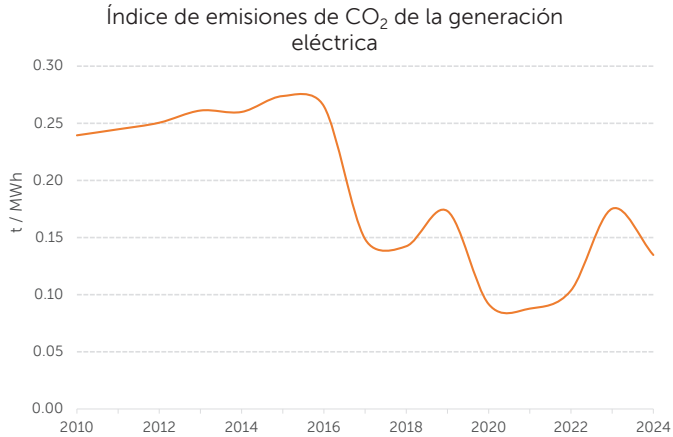

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
25%
23%
21%
19%
17%
15%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
9,000
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
1.4
1.3
1.2
1.1
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.13
0.12
0.11
0.10
0.09
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
4.0
3.0
2.0
1.0
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

GRENADA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	116 [1]
Superficie (km²)	340
Densidad de población (hab. / km²)	340
Población urbana (%)	37
PIB USD 2010 (MUSD)	1,237 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,080 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18

La matriz energética de Grenada tiene una alta dependencia del mercado internacional. Es por esto que, al 2024, el 96% de la oferta total de energía es cubierta por las importaciones de combustibles derivados de petróleo, los mismos que garantizan la demanda de los sectores económicos del país.

El 5.5% de la capacidad instalada de generación se basa en fuentes solar fotovoltaica y eólica, mientras que la gran mayoría corresponde a tecnologías térmicas no renovables. Es por esto que, en términos de energía, la participación de las fuentes no renovables corresponde al 98% en 2024.

En este mismo sentido, se debe destacar que en el segundo semestre del 2024, Grenada incorporó más de 10 MW a su capacidad instalada, con fuentes provenientes de combustibles derivados del petróleo.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.05
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.01
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.02
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.01
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años 0	Gm³ n.a.	Años 0	Mt n.a.	Años 0

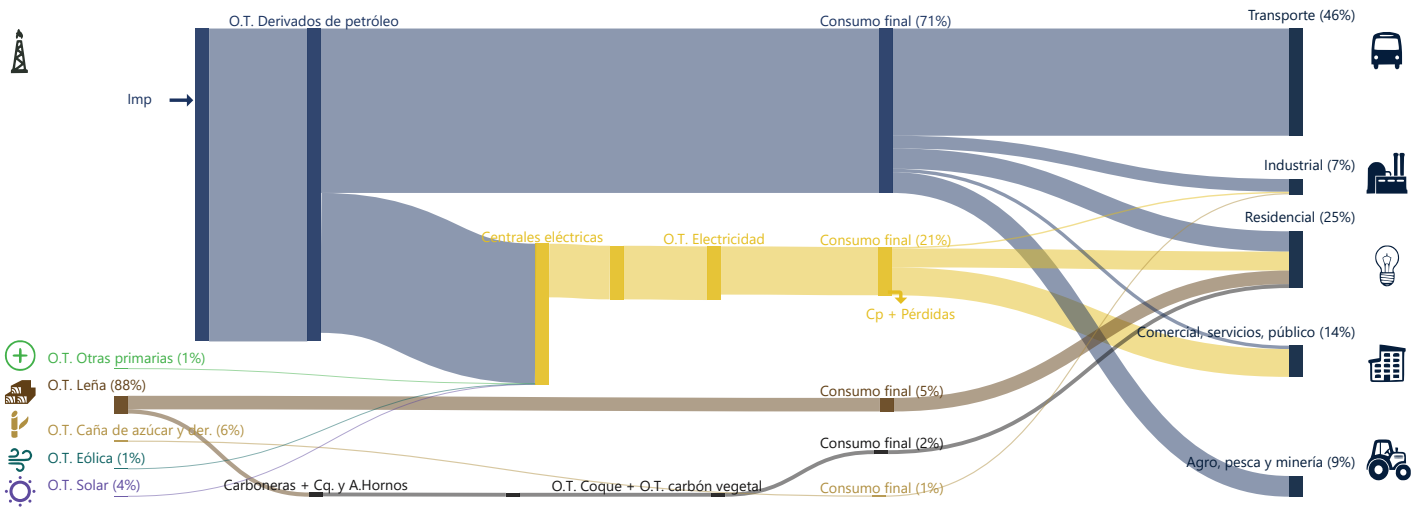
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,043	0.84	94.40	0.14	0.01	0.13	0.00

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
0.10	0	0.07	0.05	1.70	8.42	6.22

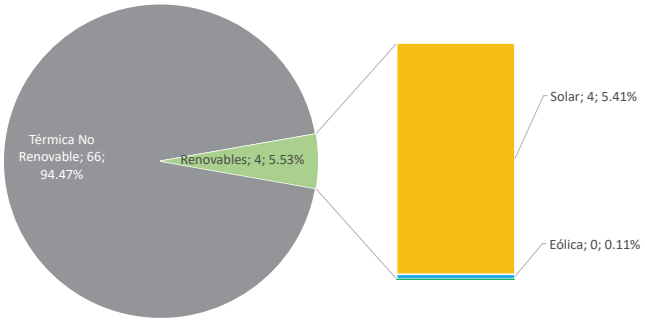
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.

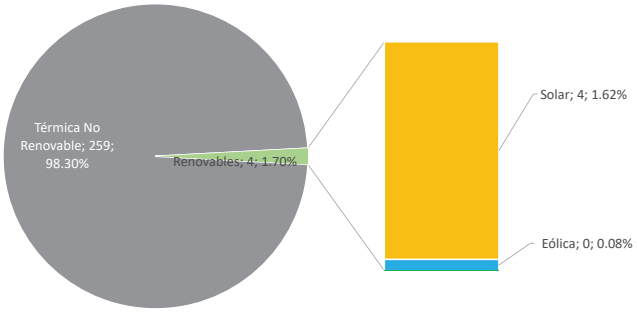
Balance Energético Resumido 2024



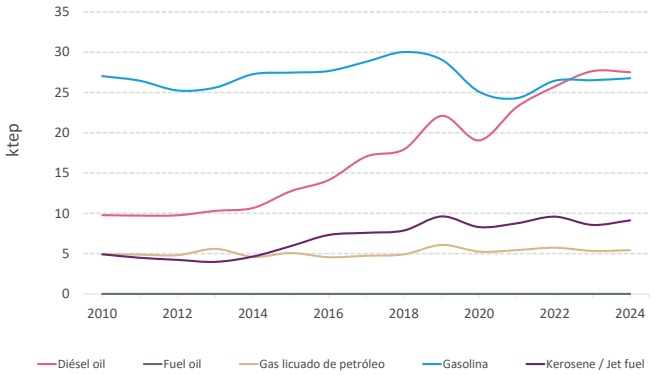
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 70 MW



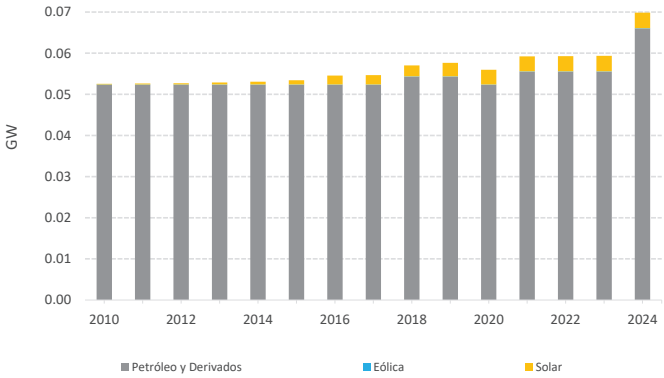
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 263 GWh



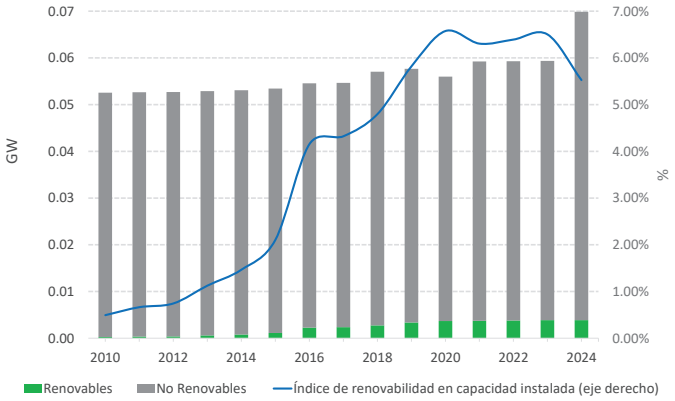
Consumo derivados de petróleo



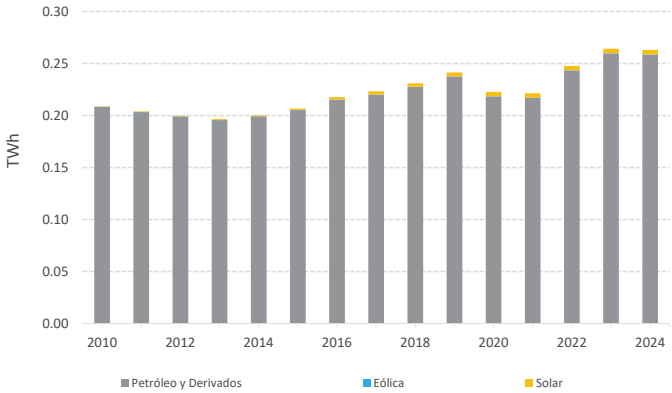
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

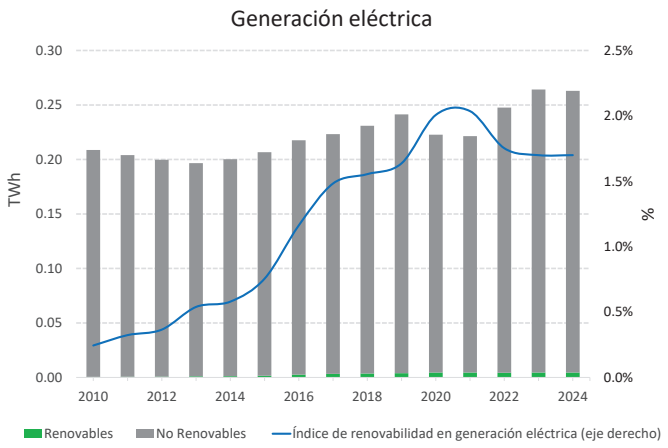


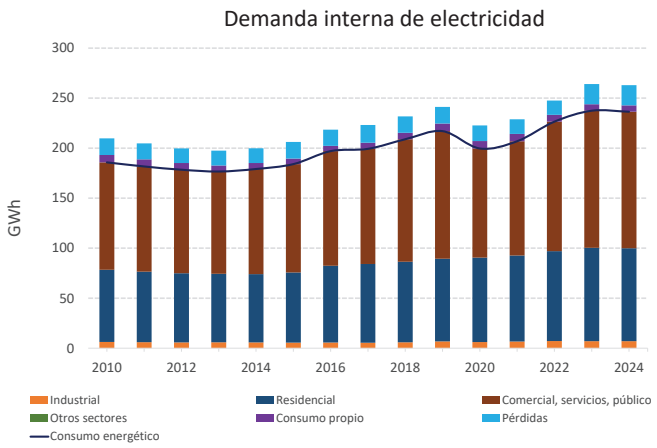
Capacidad instalada de generación eléctrica

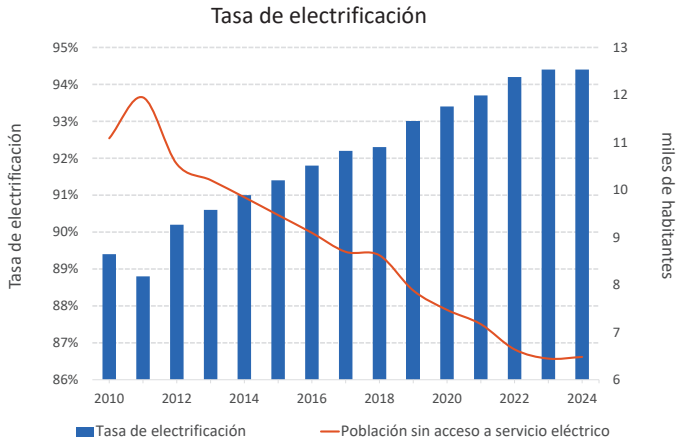


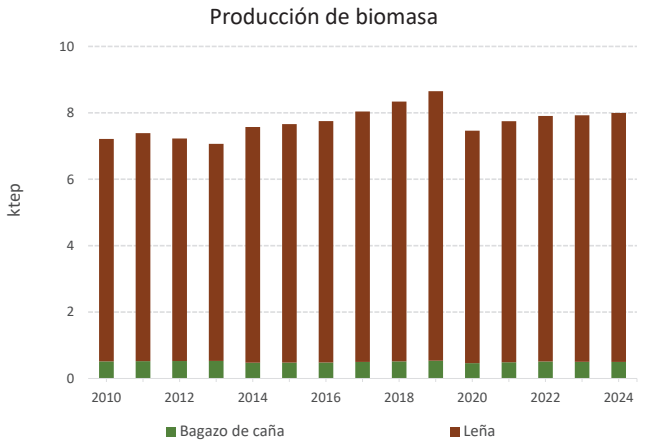
Generación eléctrica por Fuente

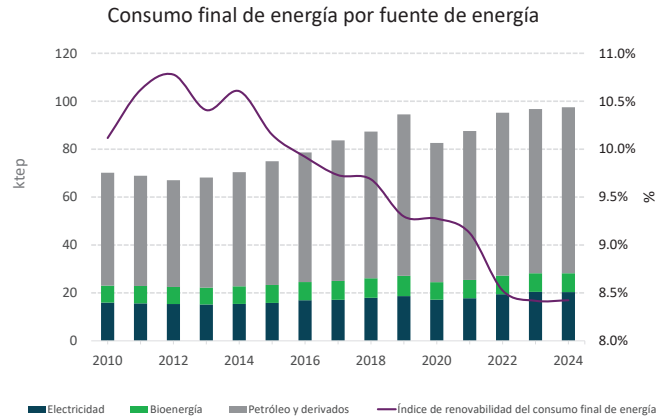


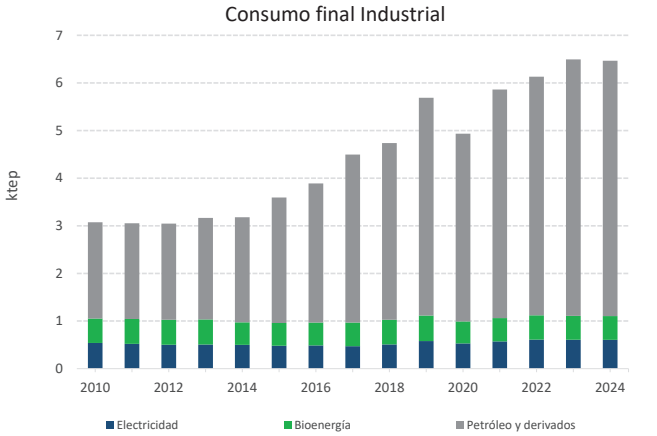

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

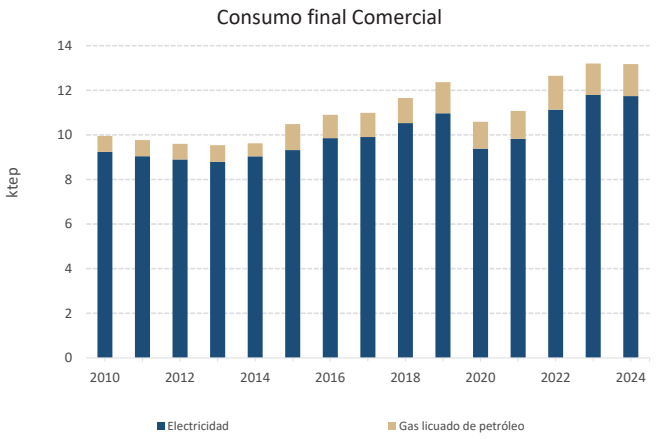

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

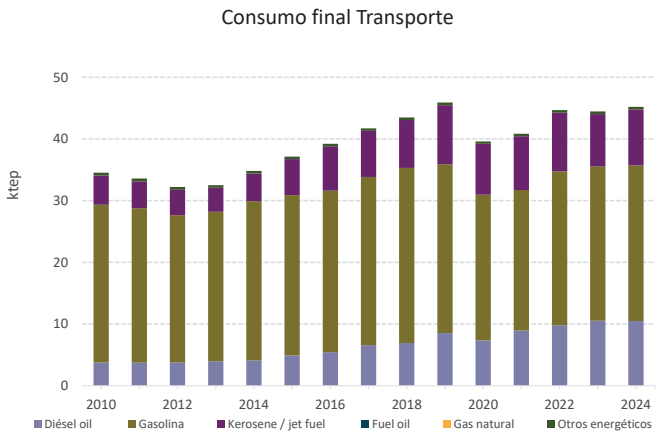

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
Bagazo de caña
Leña

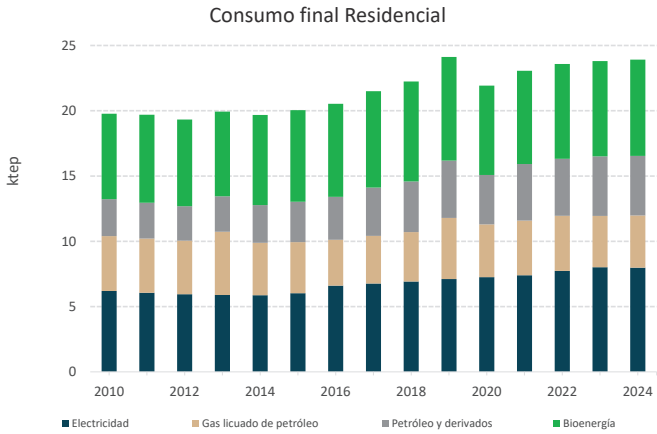

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

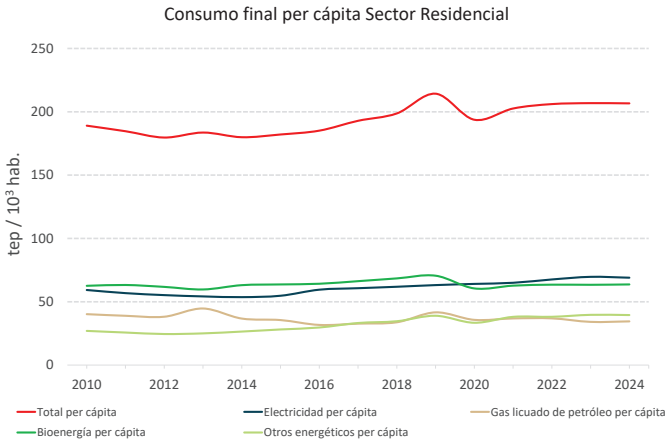

Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados

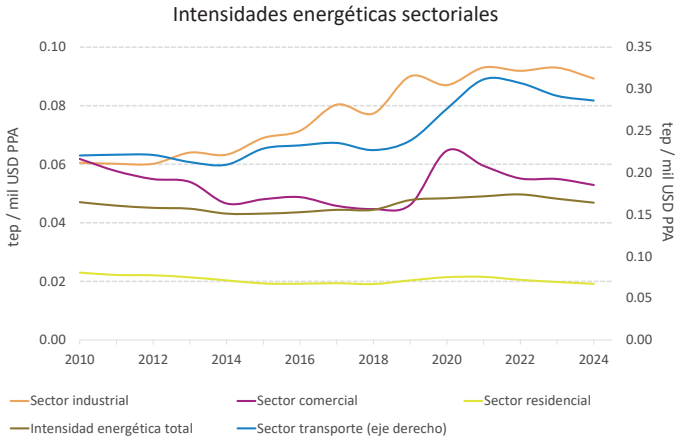

Consumo final Comercial
ktep
14
12
10
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo


Consumo final Transporte
ktep
50
40
30
20
10
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos

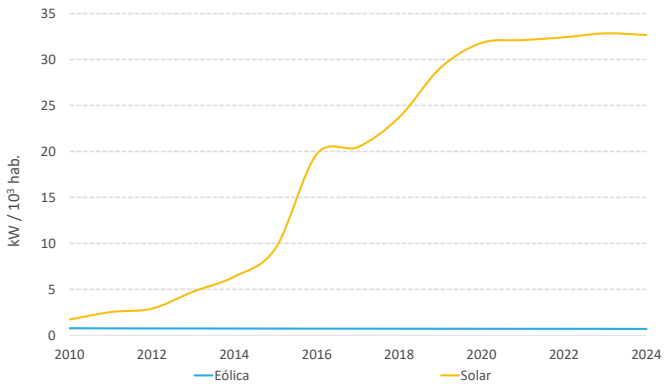
Consumo final de otros sectores
ktep
10
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil


Consumo final Residencial
ktep
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía

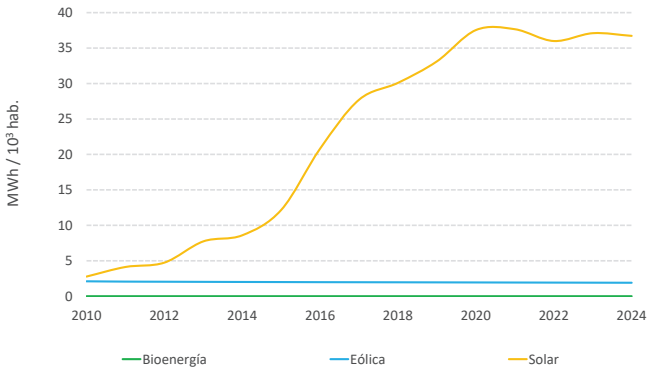

Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita


Intensidades energéticas sectoriales
tep / mil USD PPA
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
tep / mil USD PPA
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad energética total
Sector transporte (eje derecho)

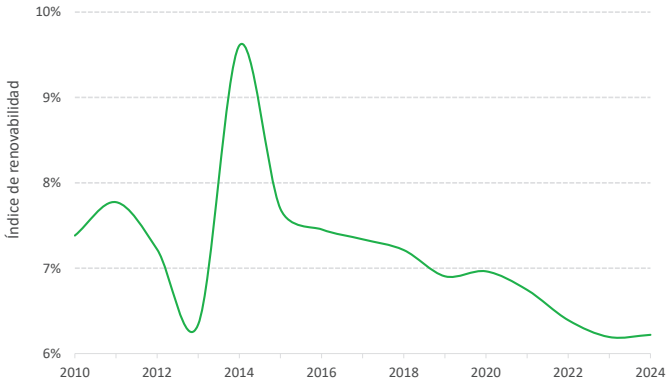
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



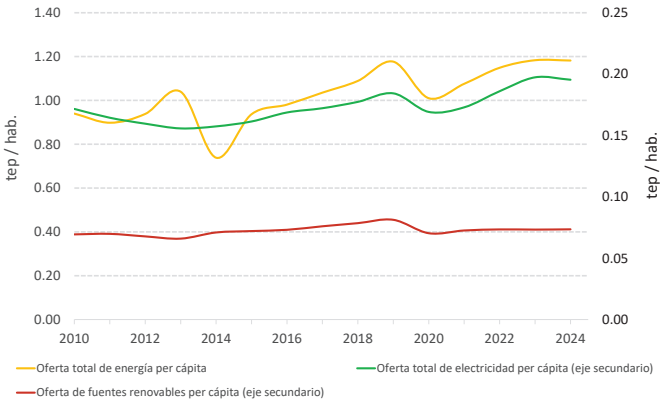
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



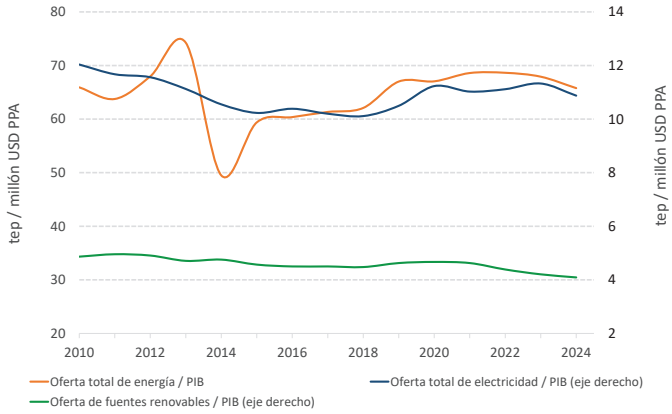
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



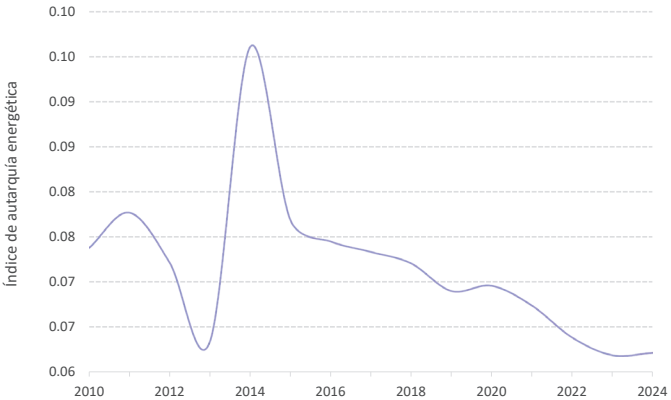
Oferta total de energía per cápita



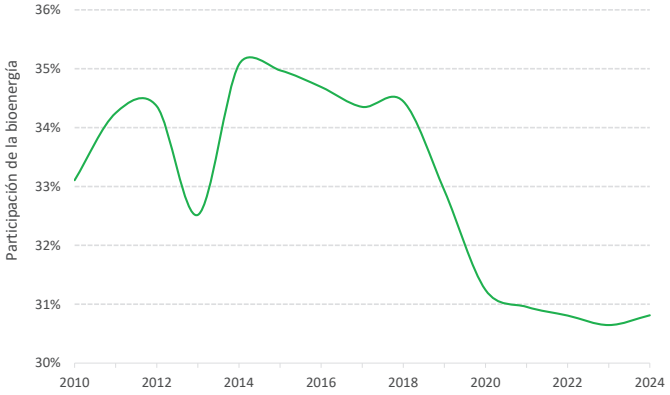
Oferta total de energía por unidad de PIB



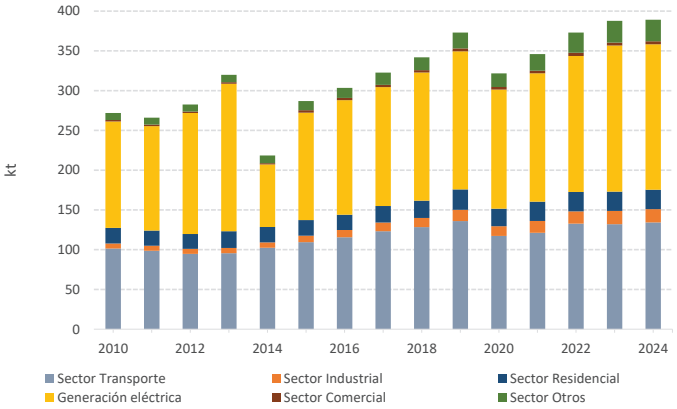
Índice de autarquía energética



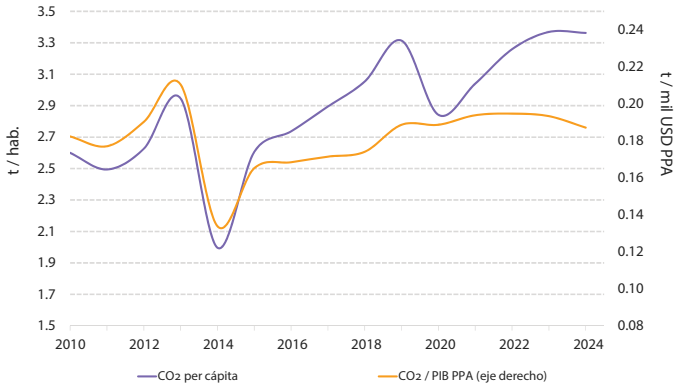
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



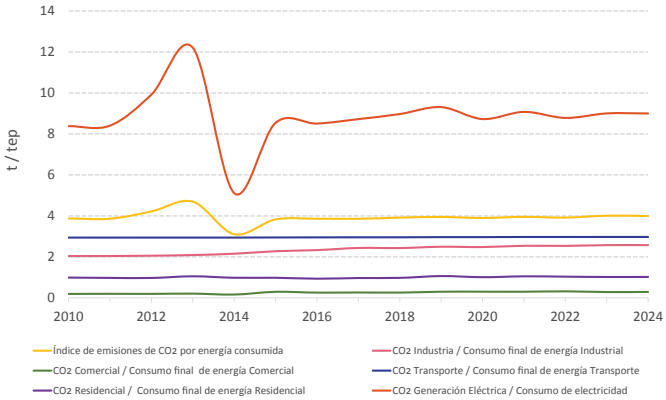
Emisiones de CO_2 por sector



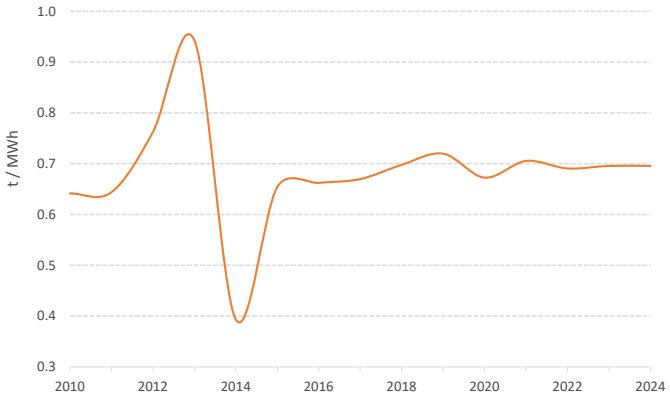
Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



GUATEMALA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	17,843
Superficie (km²)	108,889
Densidad de población (hab. / km²)	164
Población urbana (%)	54
PIB USD 2010 (MUSD)	112,929 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	232,673 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13.0

La oferta de energía primaria de Guatemala se sustenta en su mayoría en la biomasa, conformada por la leña y el bagazo, y que para el 2024, alcanzó la cifra de 10.0 Mtep que representa una participación del 85% del total de oferta primaria. En lo que corresponde a energía secundaria, Guatemala no produce derivados de petróleo, razón por la que para cubrir la demanda interna debe recurrir en su totalidad a la importación, y que para el 2024 alcanzó el 84.5% de un total de importaciones de 7.6 Mtep. En relación con el consumo energético, la leña es la fuente de mayor consumo, con un 53% del total energético, mientras que, a nivel sectorial, el sector residencial demanda más energía, con un 57%, seguido del sector transporte con el 28%, del consumo final total. La matriz de generación eléctrica de Guatemala se ha diversificado en los últimos años, dando espacio a fuentes como la energía eólica y solar, y consolidándose otras como la hidroenergía y la bioenergía; alcanzando para el 2024, una generación con fuentes renovables el 59.1%.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 4.40
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.65
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 8.81
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.56
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.03 [3]

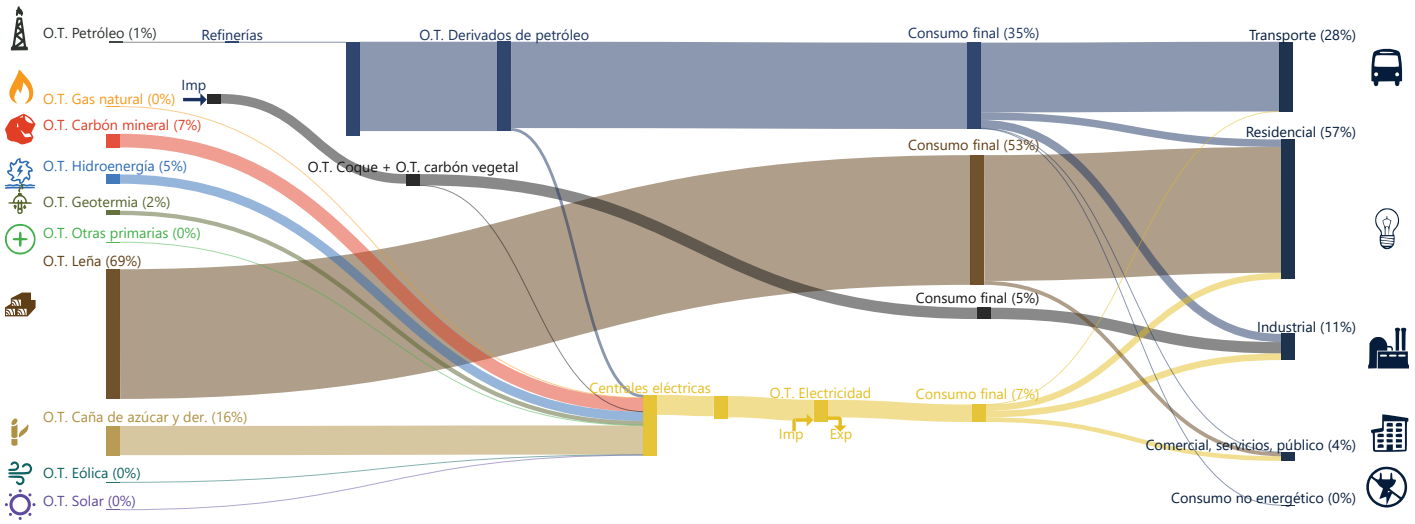
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 88.32	Años 47	Gm³ 5.36	Años 253	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
720	0.87	90.89	18.25	11.22	7.64	0.52

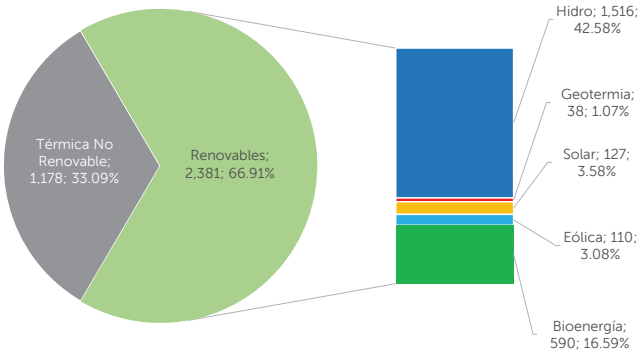
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
15.45	5.0	3.56	0.07	59.15	57.19	60.36

[1] Fuente: Banco de Guatemala.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Incluye consumo no energético.

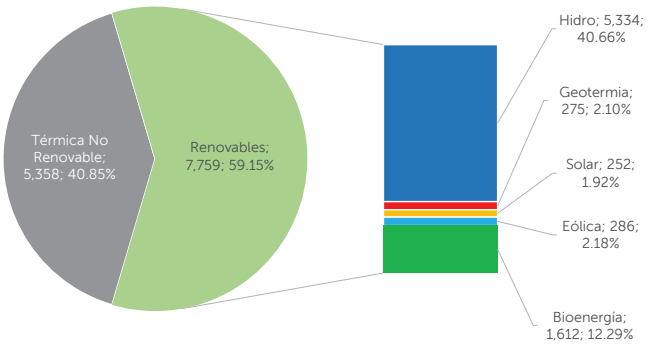
Balance Energético Resumido 2024



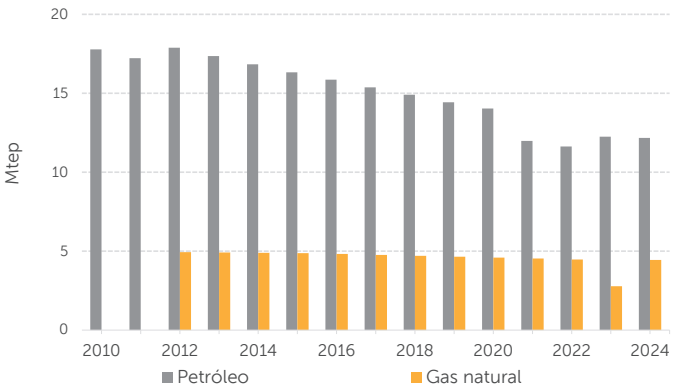
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 3,559 MW



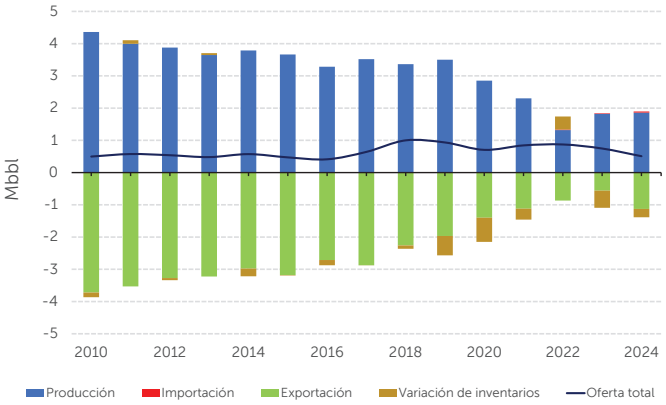
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 13,117 GWh



Reservas probadas de petróleo y gas natural

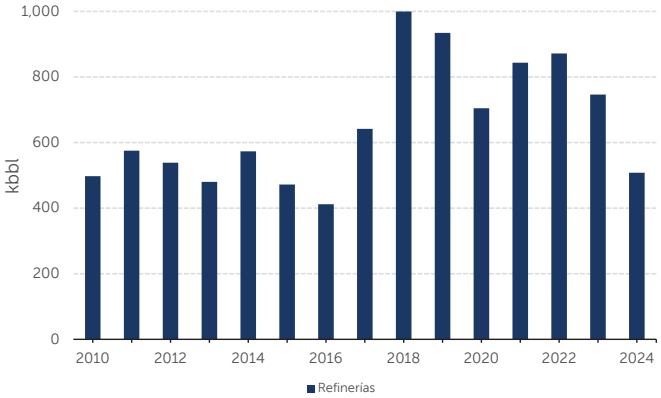


Oferta total de petróleo

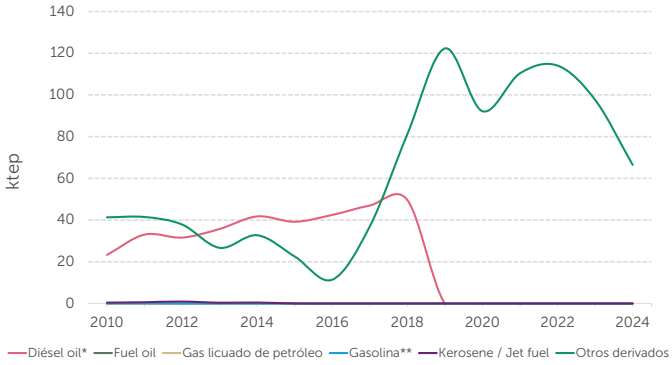


GUATEMALA

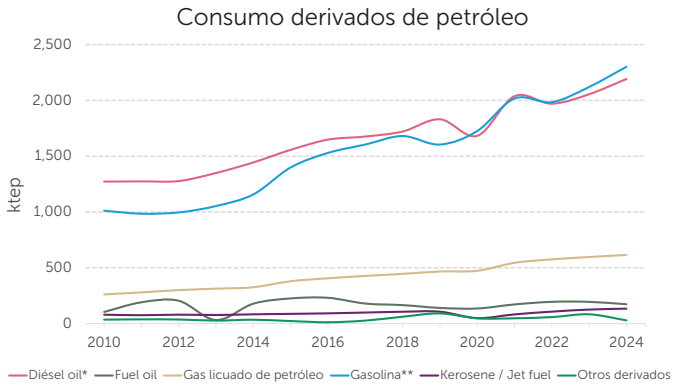
Demanda interna de petróleo



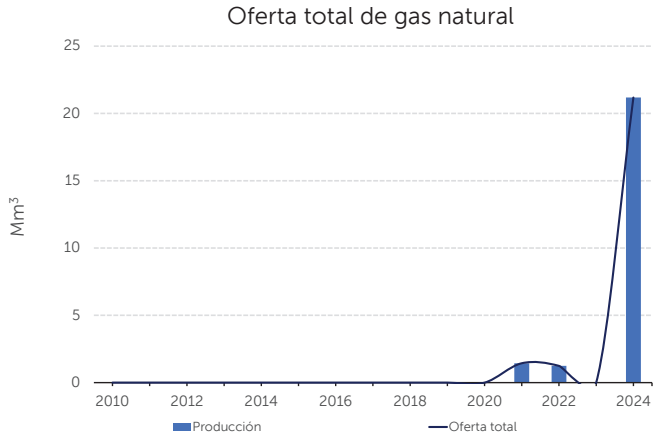
Producción derivados de petróleo

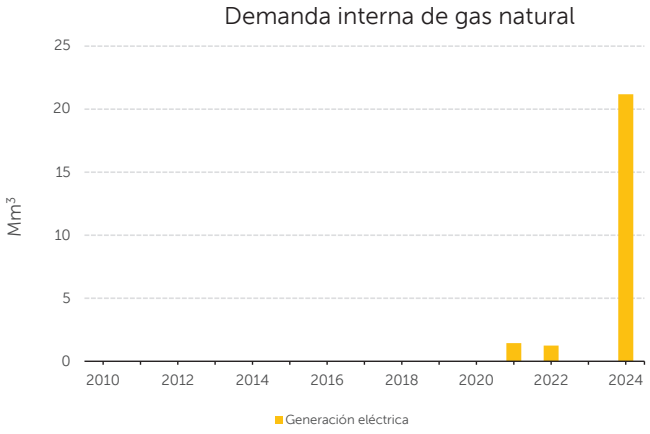


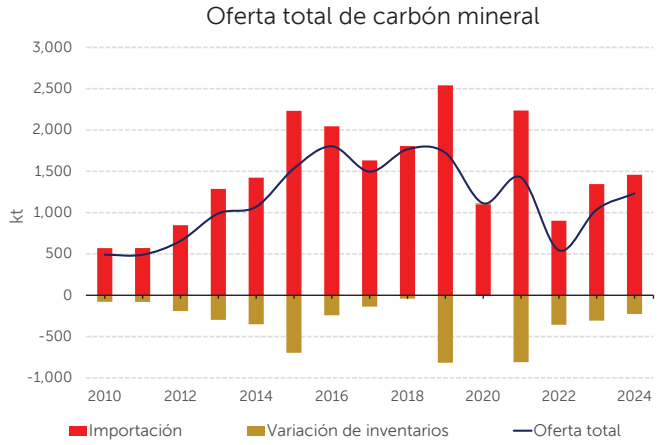
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

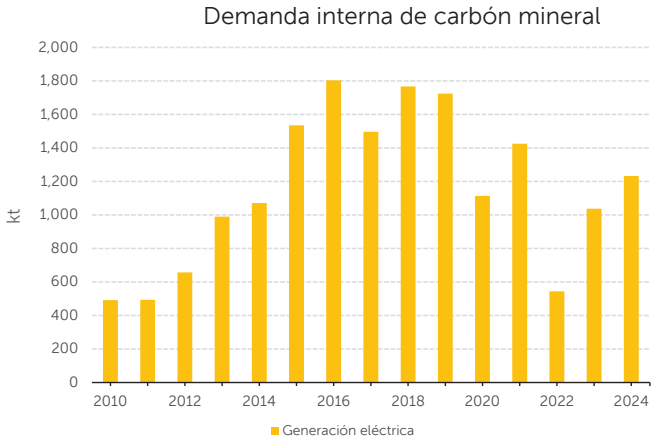


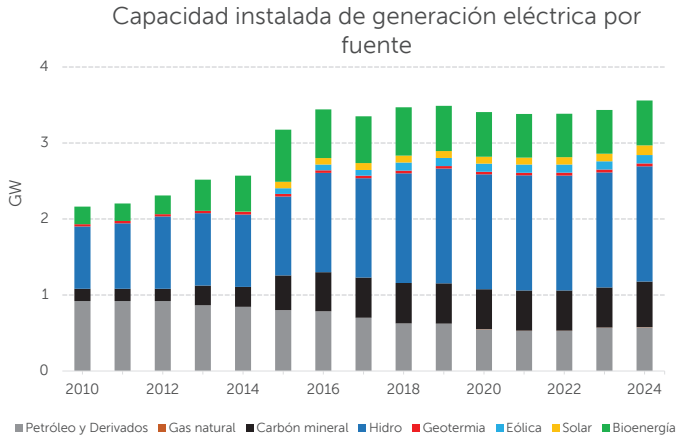
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

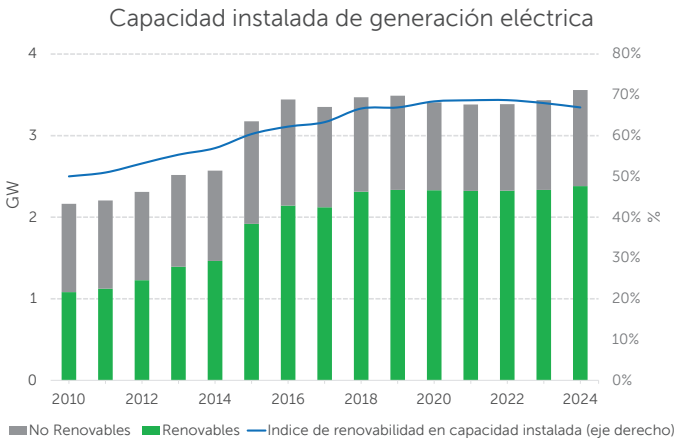


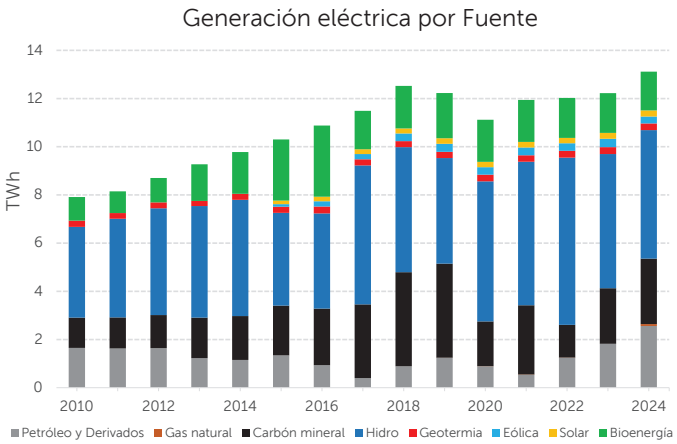


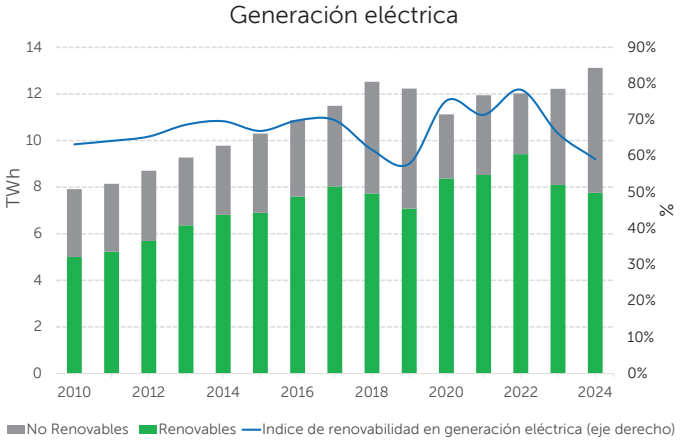


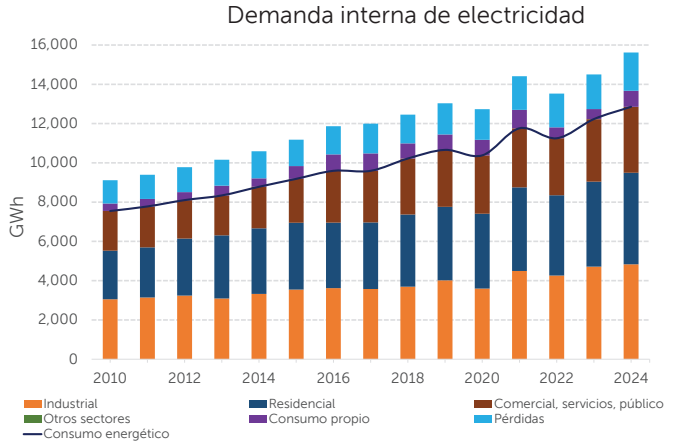




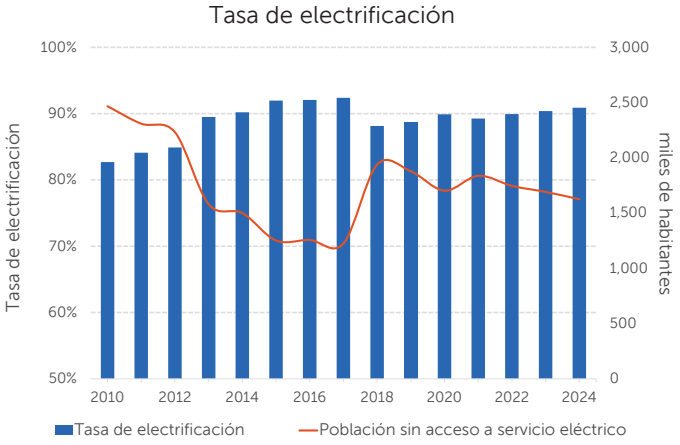

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

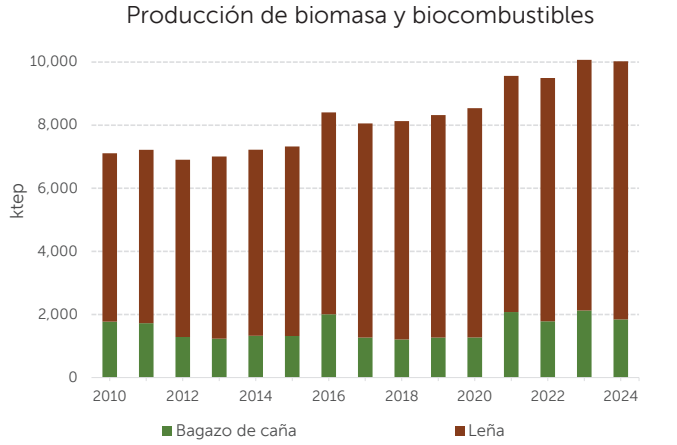

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Bioenergía

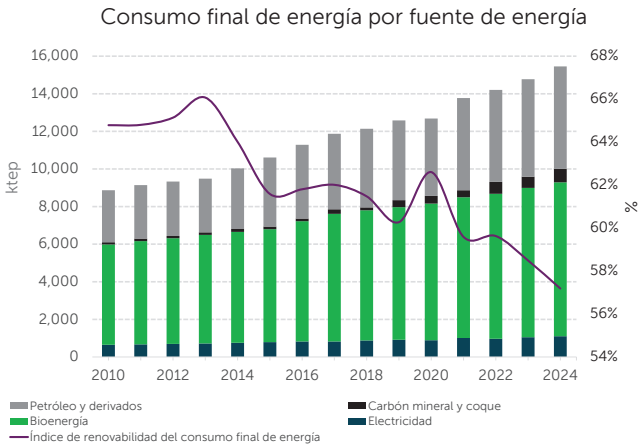

Generación eléctrica
TWh
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

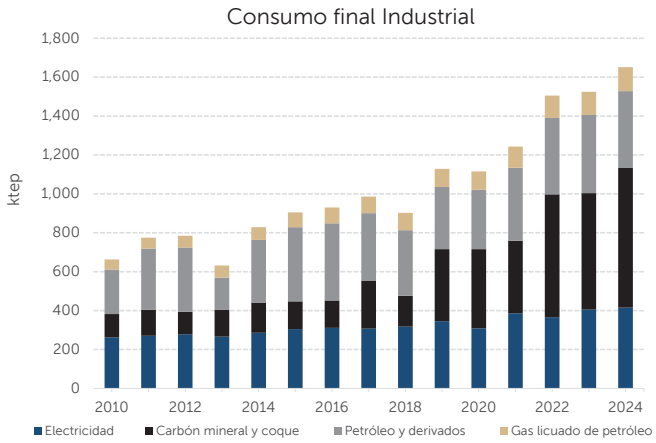

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

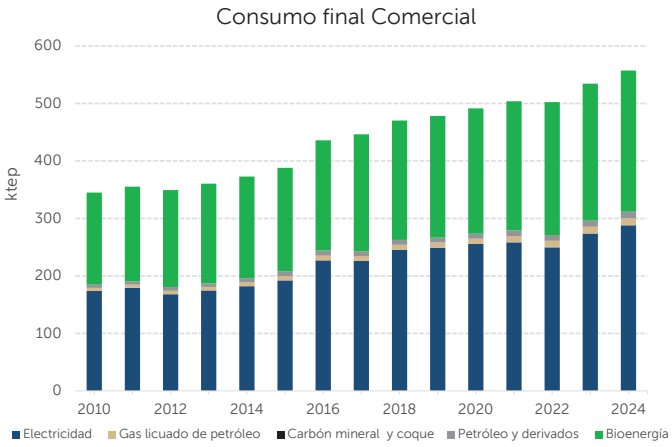
GUATEMALA

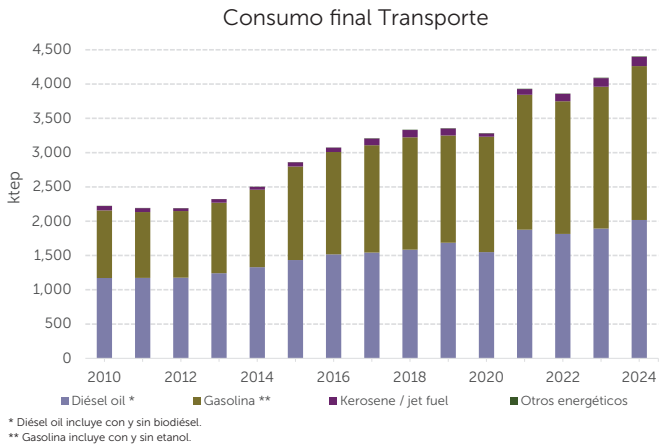

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

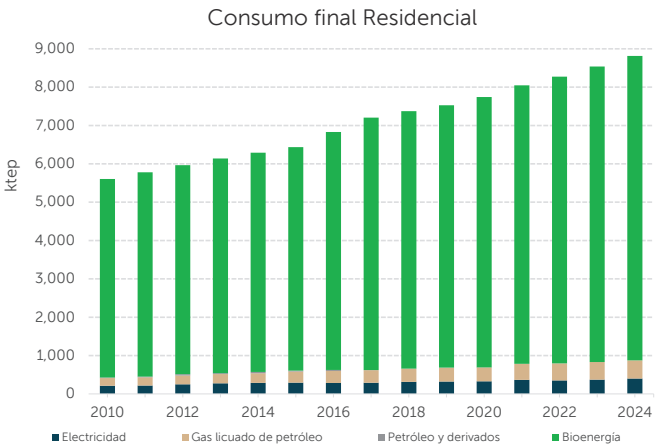

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña

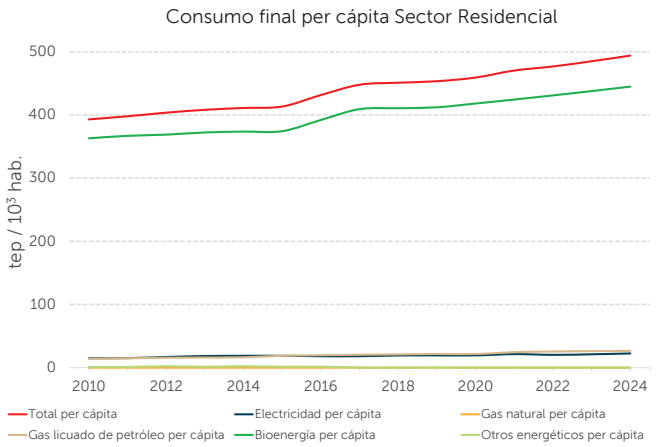

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo

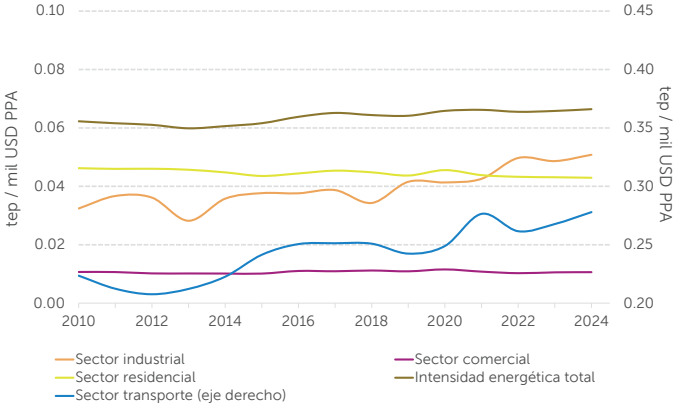

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Otros energéticos
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

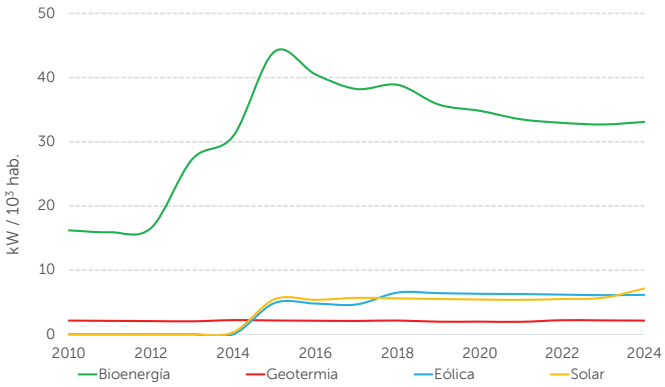

Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

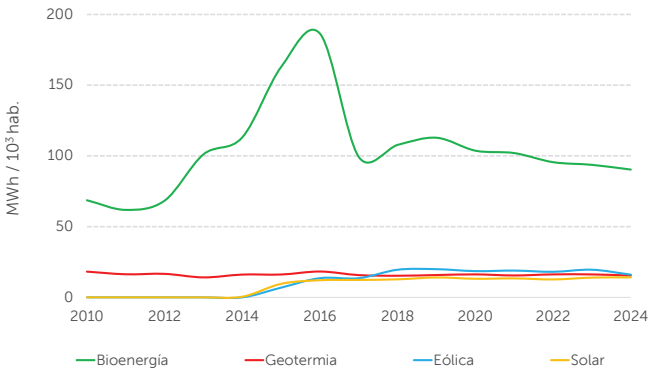
Intensidades energéticas sectoriales



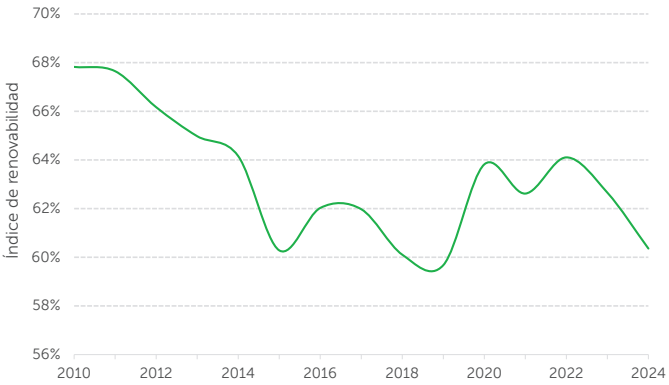
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



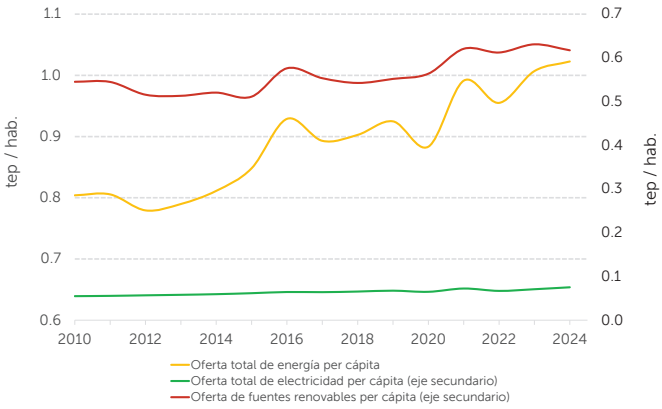
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



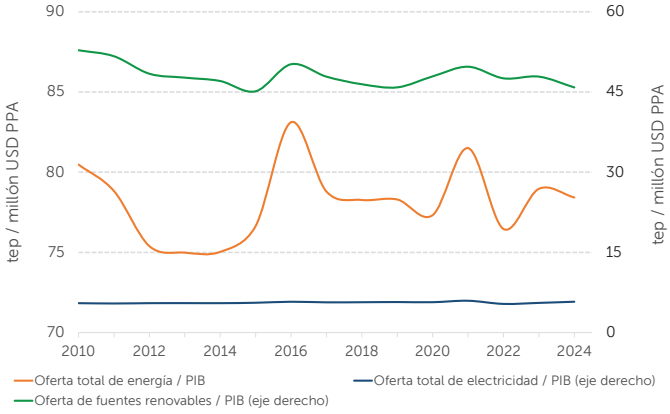
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

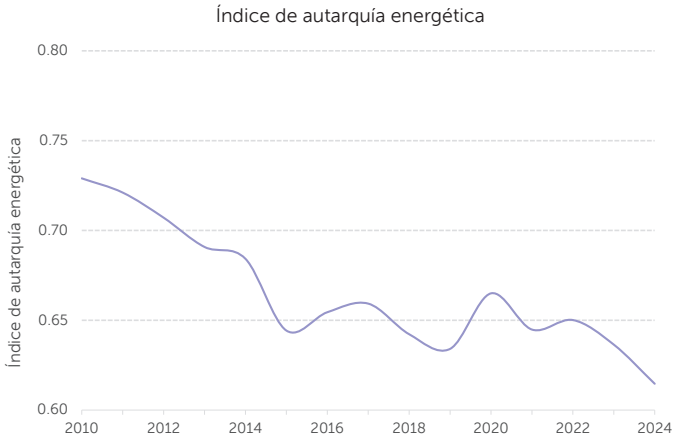


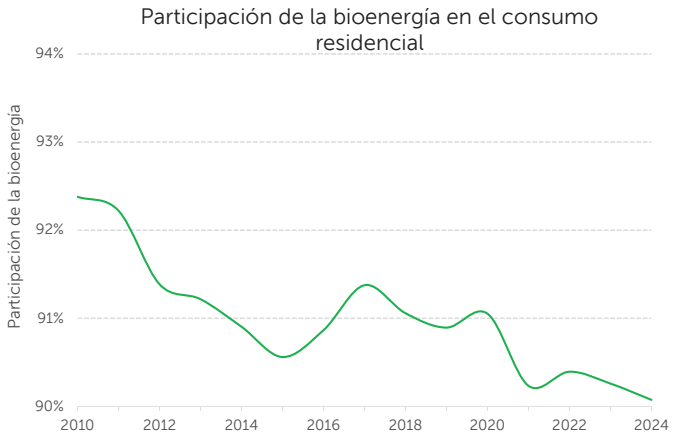
Oferta total de energía per cápita

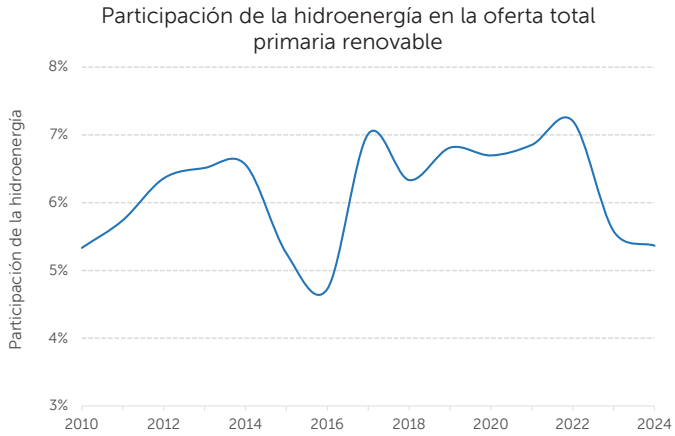


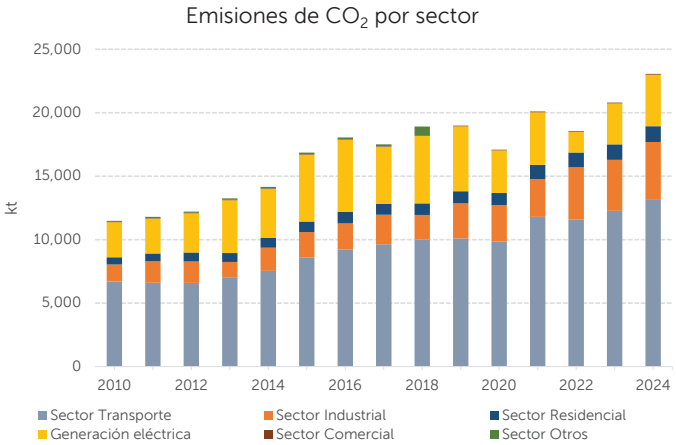
Oferta total de energía por unidad de PIB

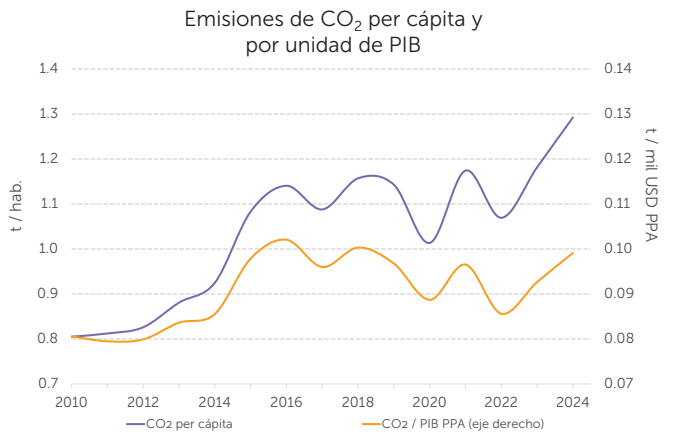


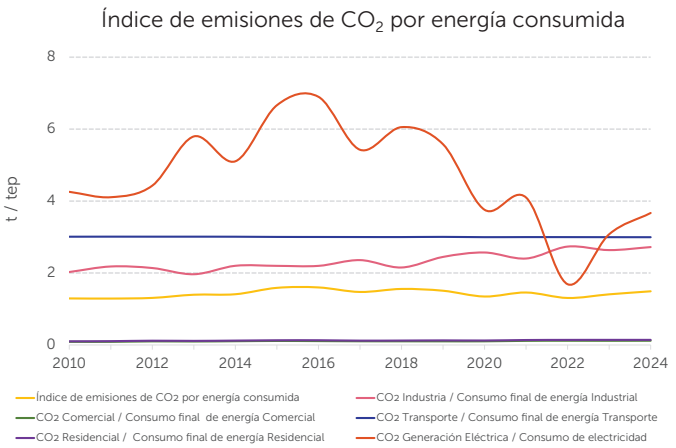

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.80
0.75
0.70
0.65
0.60
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

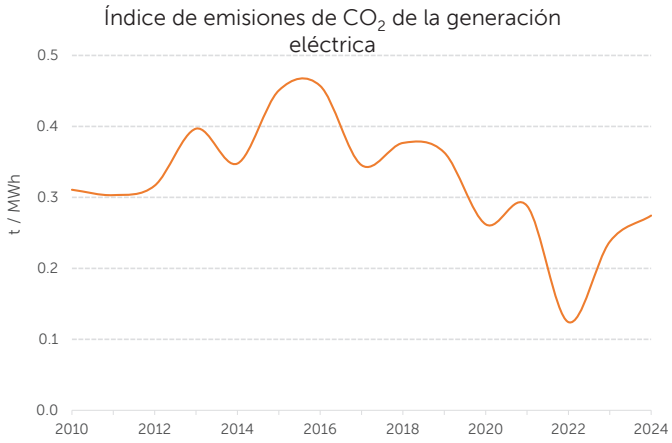

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
94%
93%
92%
91%
90%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
8%
7%
6%
5%
4%
3%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
1.4
1.3
1.2
1.1
1.0
0.9
0.8
0.7
0.14
0.13
0.12
0.11
0.10
0.09
0.08
0.07
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

GUYANA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	831 [1]
Superficie (km²)	214,970
Densidad de población (hab. / km²)	4
Población urbana (%)	27
PIB USD 2010 (MUSD)	27,629 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	58,423 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	70

Al 2024, la estructura energética de producción primaria de Guyana se caracteriza por ser destinada a la exportación. Es así que, desde el año 2020, la producción petrolera se ha venido entregando a los mercados internacionales, lo que le ha permitido al país tener una balanza energética superavitaria en este ámbito. Asimismo, durante los tres últimos años, las exportaciones de gas natural han crecido de manera tendencial, evidenciando un incremento en la provisión al mercado internacional. Sin embargo, en cuanto a los derivados de petróleo para satisfacer la demanda interna, este tipo de productos son importados en su totalidad al país.

Por otra parte, al 2024 cerca del 92% de la capacidad instalada de generación eléctrica en Guyana se concentra en energías de fuentes térmicas no renovables. El 8% restante corresponde a tecnologías basadas en energía solar fotovoltaica y fuentes de bioenergía. En este contexto, en términos de energía eléctrica, las fuentes no renovables tienen una participación del 97%.

Finalmente, se debe destacar que la tasa de electrificación de este país alcanza el 93% en este año.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.55
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.14
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.09
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.02
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.32

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 9,000 [3]	Años 40	Gm³ 369 [4]	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

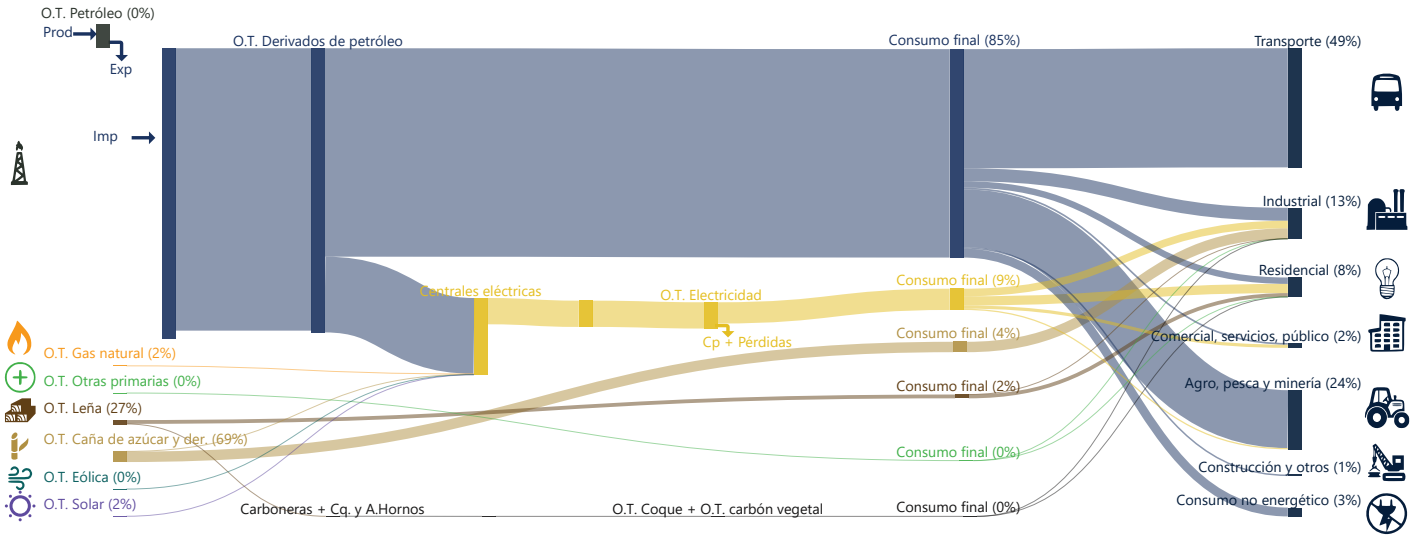
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,367	1.35	93.00	1.38	31.30	1.34	31.27

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
1.12	0	0.35	0.02	3.04	6.16	5.12

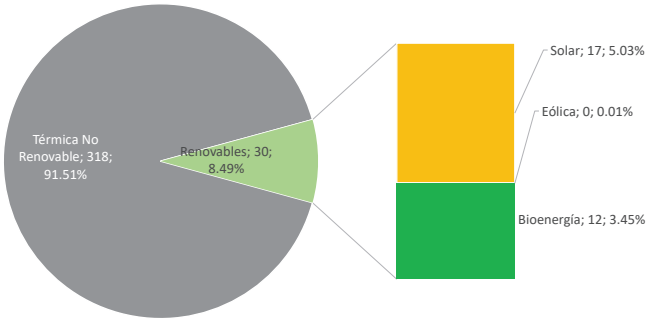
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Ministerio de Recursos Naturales.
[4] Dato correspondiente al año 2019.

Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.

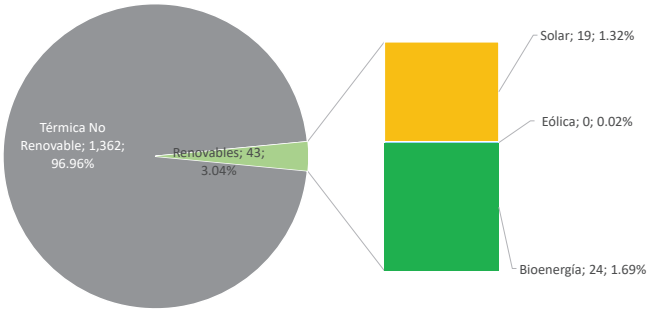
Balance Energético Resumido 2024



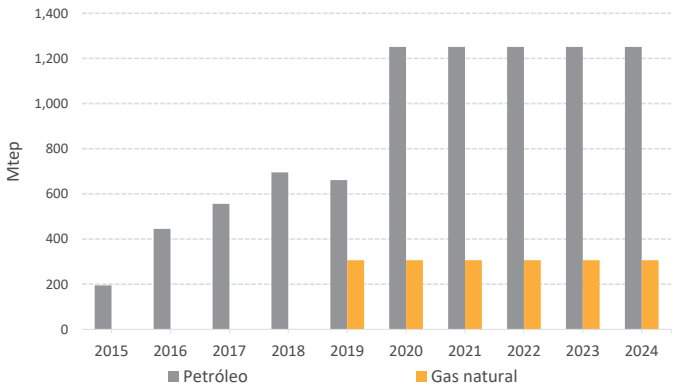
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 347 MW



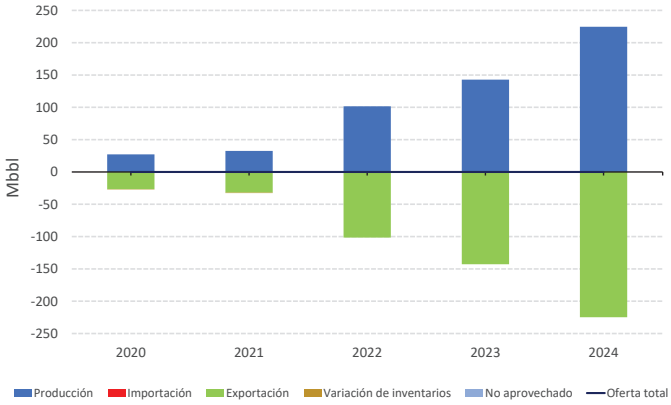
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 1,405 GWh



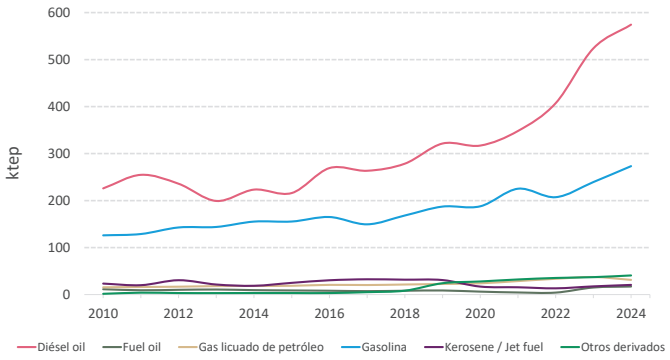
Reservas probadas de petróleo y gas natural



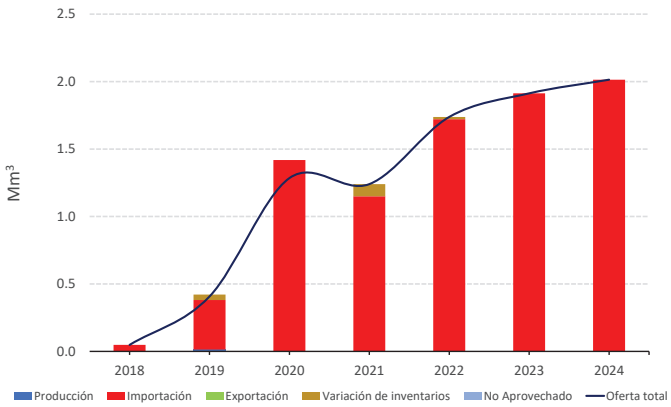
Oferta total de petróleo

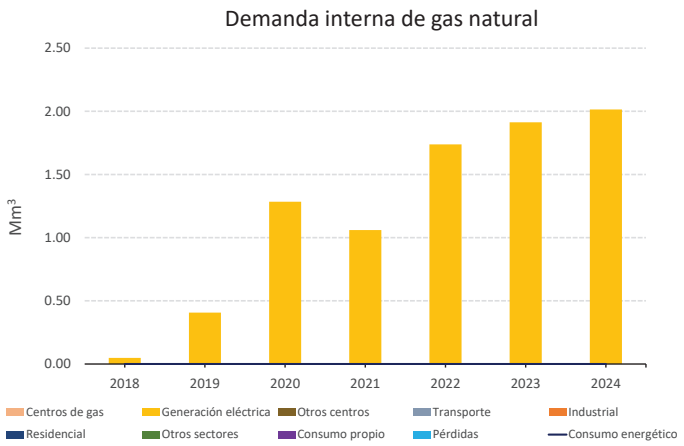


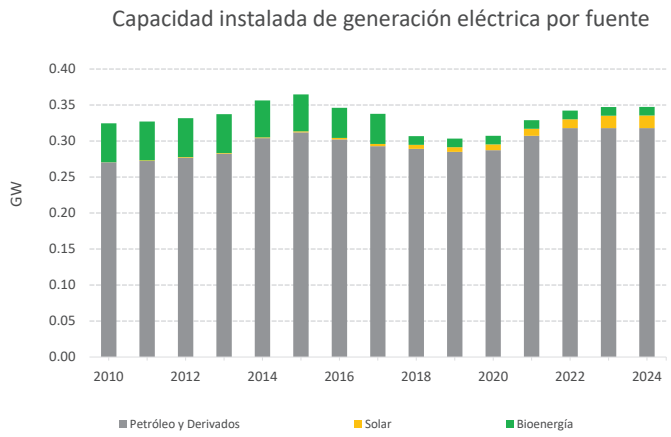
Consumo derivados de petróleo

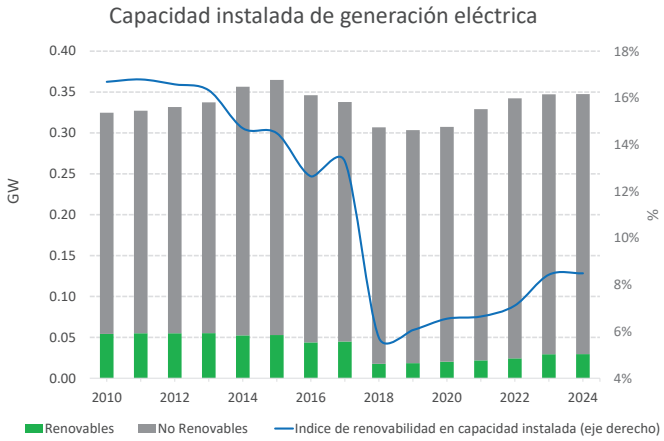


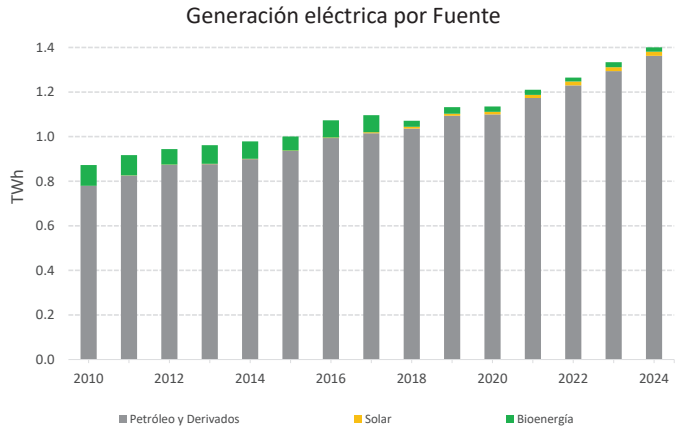
Oferta total de gas natural

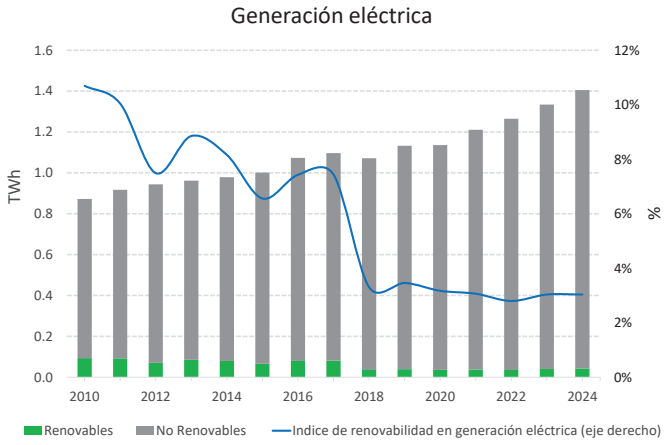


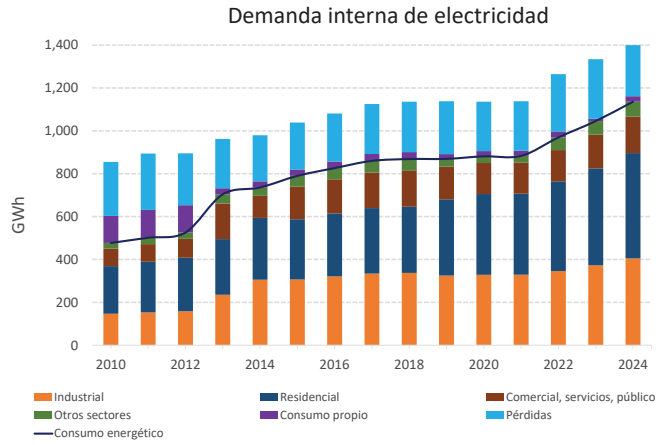

Demanda interna de gas natural
Mm³
2.50
2.00
1.50
1.00
0.50
0.00
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

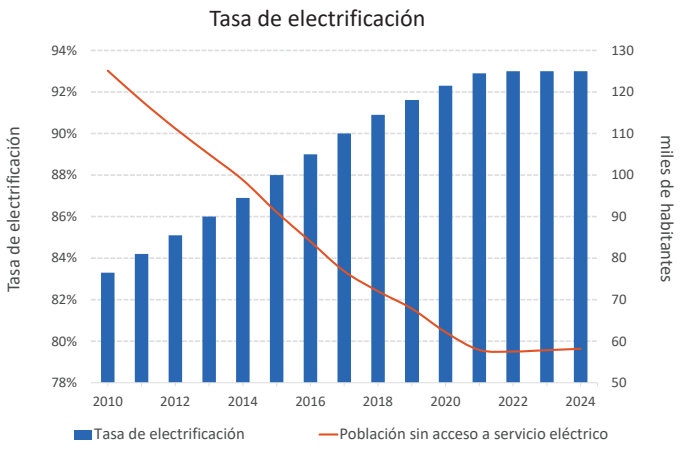

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
0.40
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Solar
Bioenergía

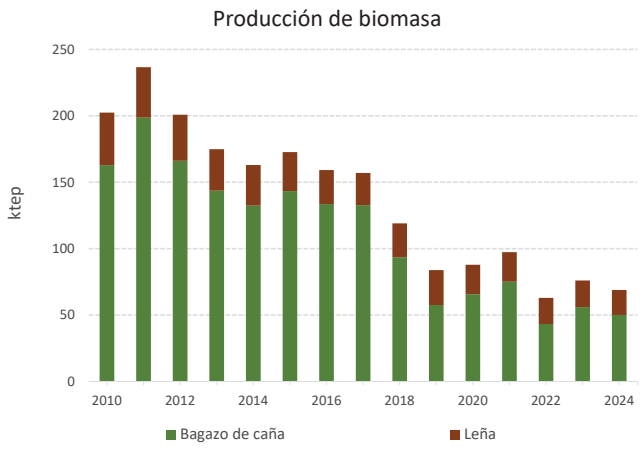

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
0.40
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
18%
16%
14%
12%
10%
8%
6%
4%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

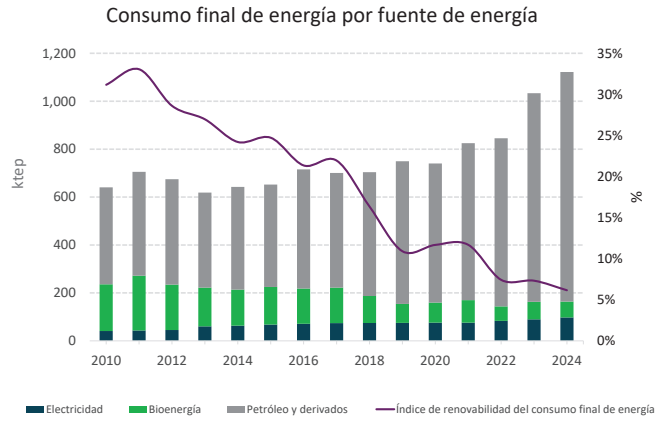

Generación eléctrica por Fuente
TWh
1.4
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Solar
Bioenergía

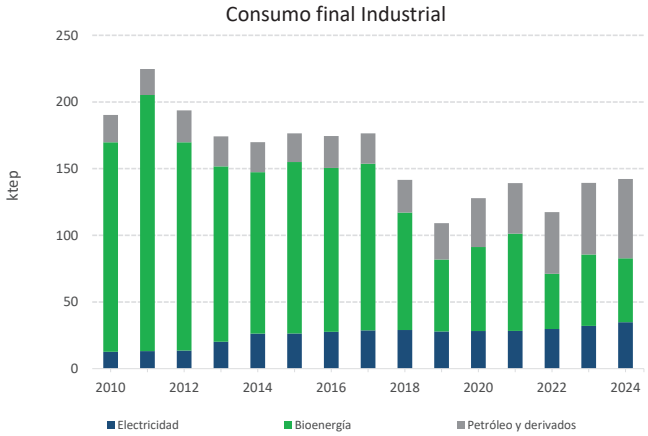

Generación eléctrica
TWh
%
1.6
1.4
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
12%
10%
8%
6%
4%
2%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Renovables
No Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

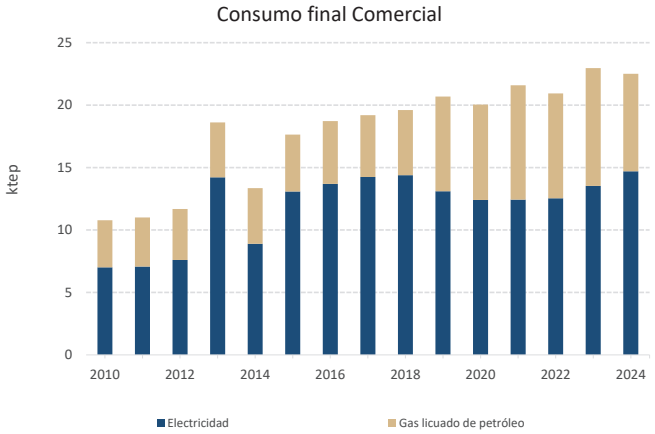

Demanda interna de electricidad
GWh
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

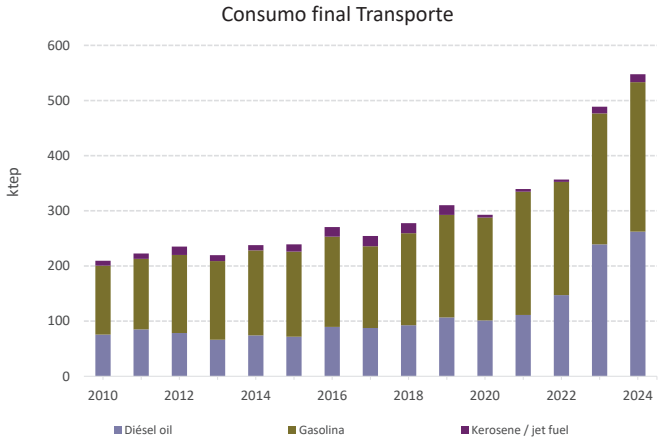

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
94%
92%
90%
88%
86%
84%
82%
80%
78%
130
120
110
100
90
80
70
60
50
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña
Leña

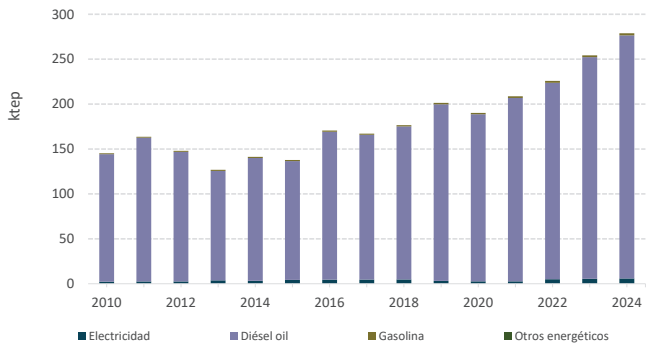

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
1,200
1,000
800
600
400
200
0
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados

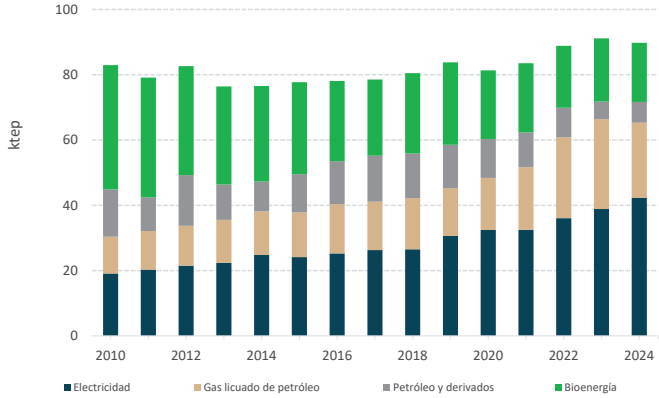

Consumo final Comercial
ktep
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo


Consumo final Transporte
ktep
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel

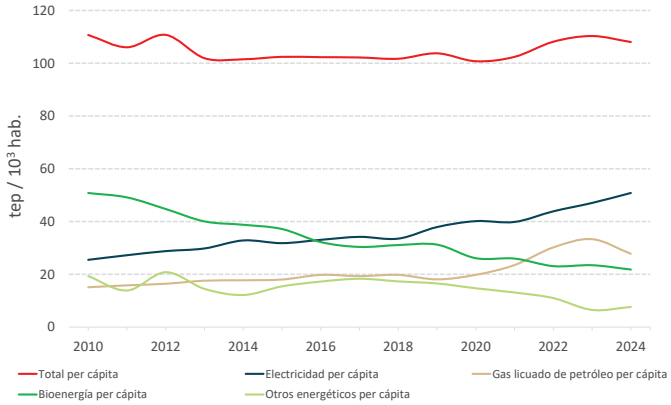
Consumo final de otros sectores



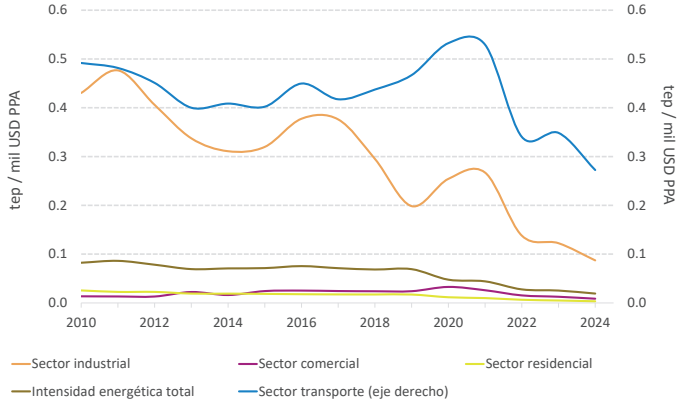
Consumo final Residencial



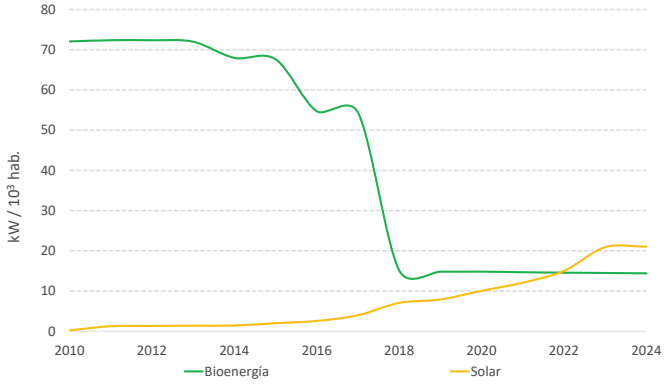
Consumo final per cápita Sector Residencial



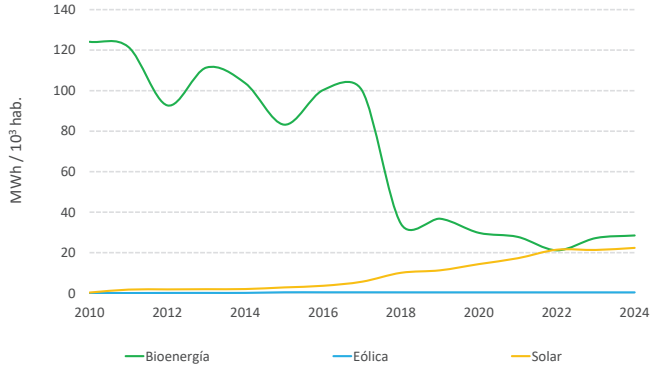
Intensidades energéticas sectoriales

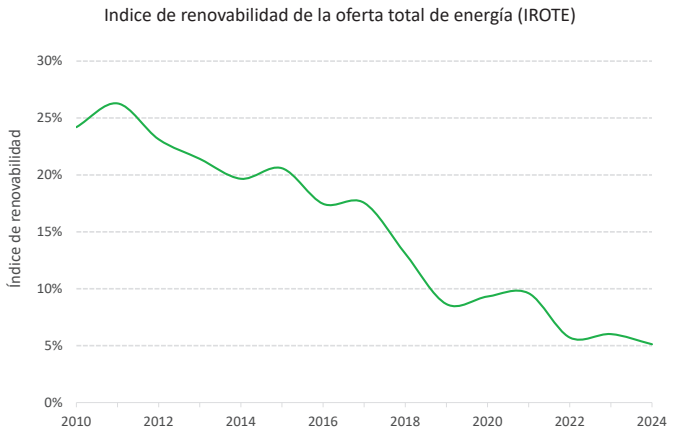


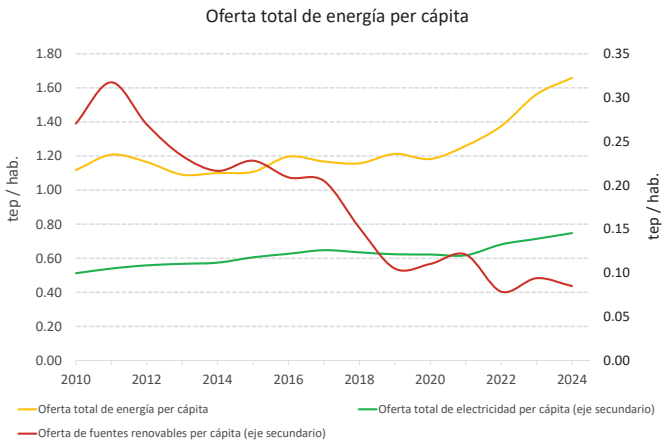
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

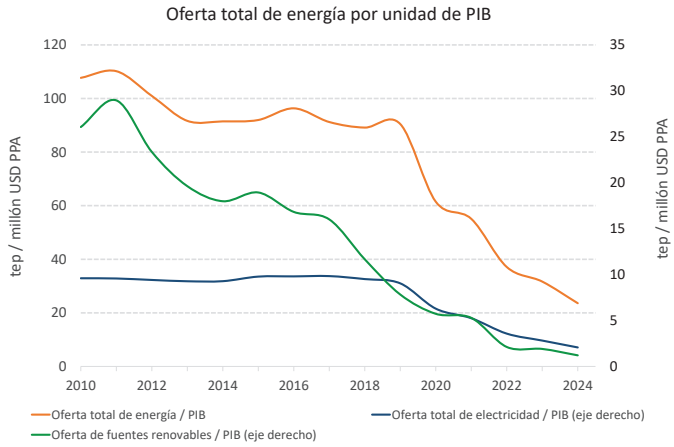


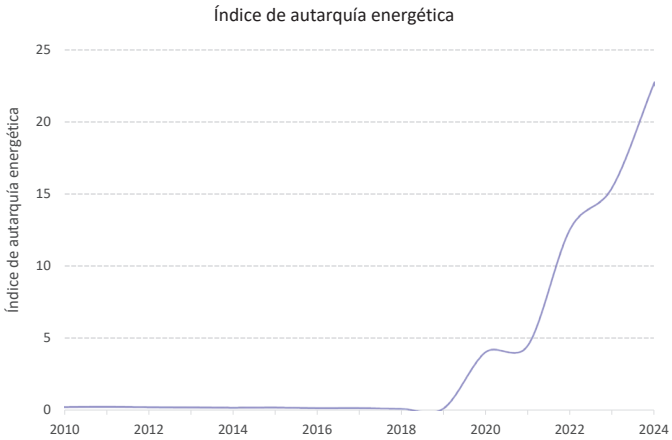
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



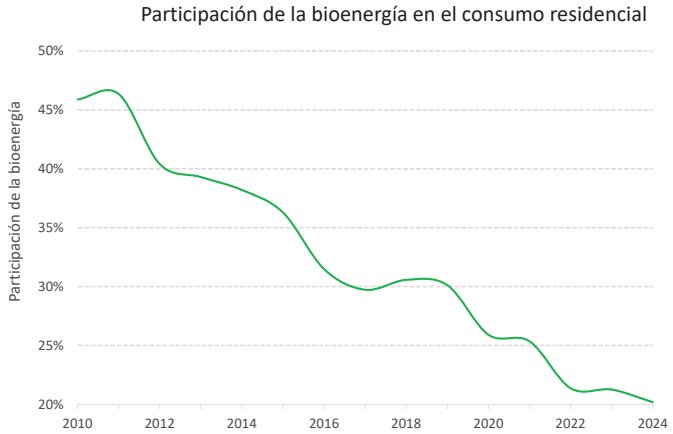

Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)
Índice de renovabilidad
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

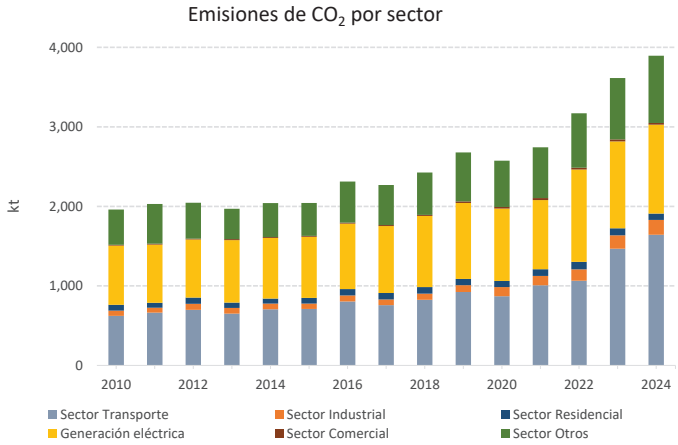

Oferta total de energía per cápita
tep / hab.
1.80
1.60
1.40
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía per cápita
Oferta total de electricidad per cápita (eje secundario)
Oferta de fuentes renovables per cápita (eje secundario)

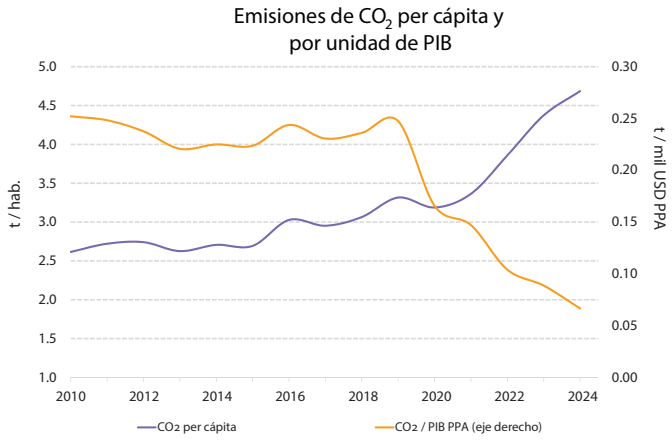

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
120
100
80
60
40
20
0
35
30
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)

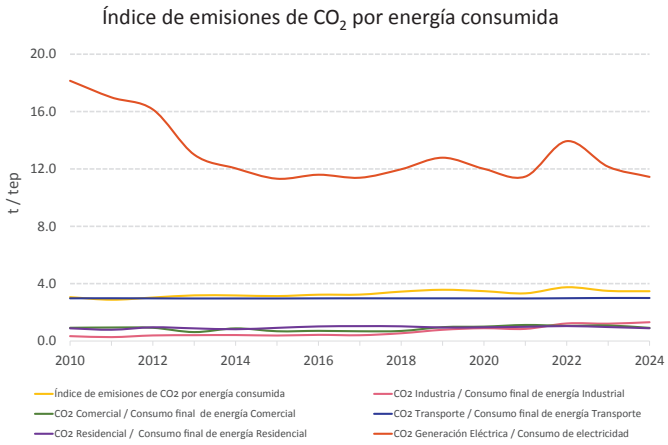

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

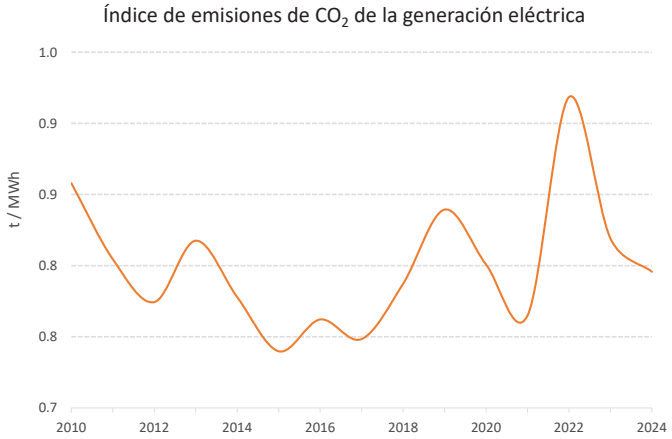
GUYANA


Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
50%
45%
40%
35%
30%
25%
20%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
5.0
4.5
4.0
3.5
3.0
2.5
2.0
1.5
1.0
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
20.0
16.0
12.0
8.0
4.0
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
1.0
0.9
0.9
0.8
0.8
0.7
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

HAITÍ

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	11,867 [1]
Superficie (km²)	27,065
Densidad de población (hab. / km²)	438
Población urbana (%)	60
PIB USD 2010 (MUSD)	13,573 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	32,971 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	3

Al año 2024, la matriz energética de Haití está basada en la importación de derivados de petróleo y en una significativa participación de biomasa, la misma que abastece de manera directa a la economía, o que al ser transformada por plantas carboneras, se destina principalmente a la industria y a los hogares.

En lo relacionado al abastecimiento eléctrico, Haití cuenta con una capacidad instalada de generación con cerca del 83% basada en fuentes térmicas no renovables. El resto de la capacidad corresponde a tecnología hidráulica principalmente. En términos de energía eléctrica, el 76% fue generado con fuentes no renovables, mientras que el 23% corresponde a la hidroelectricidad. El restante 1% de la electricidad producida en el país, corresponde a solar fotovoltaico y eólico.

Se debe destacar que, al finalizar el 2024 el país incorporó 1.5 MW de hidroenergía a su capacidad instalada.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.28
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.15
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 2.19
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años 0	Gm³ n.a.	Años 0	Mt 9	Años 0

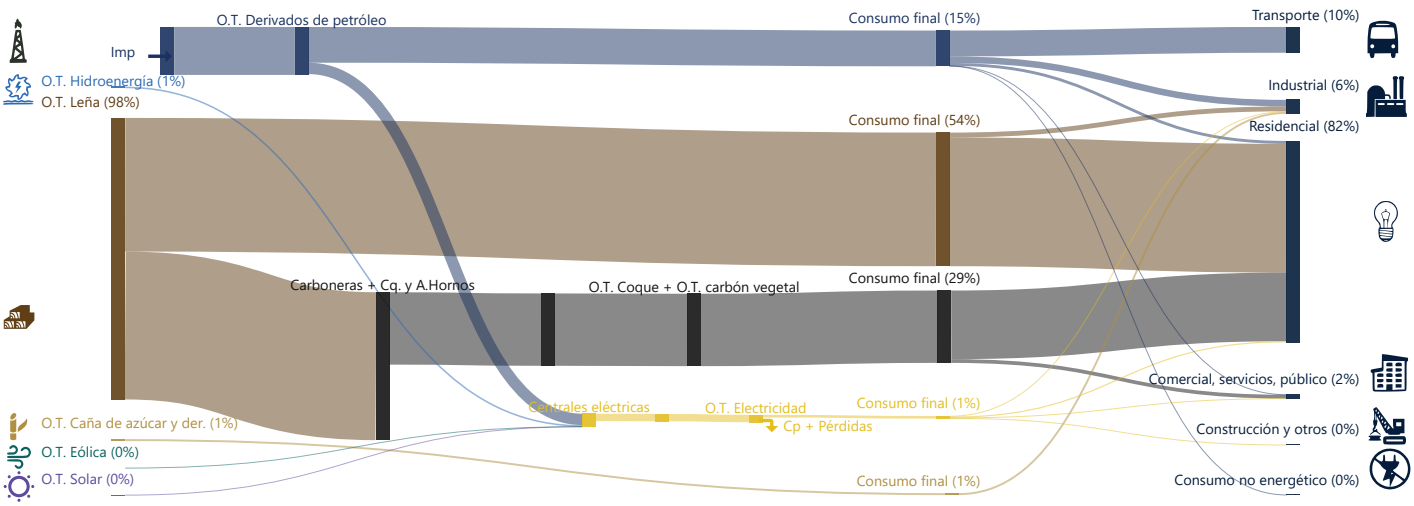
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
28	0.23	51.30	3.62	3.10	0.52	0.00

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
2.68	0	0.48	0.08	23.54	84.66	85.60

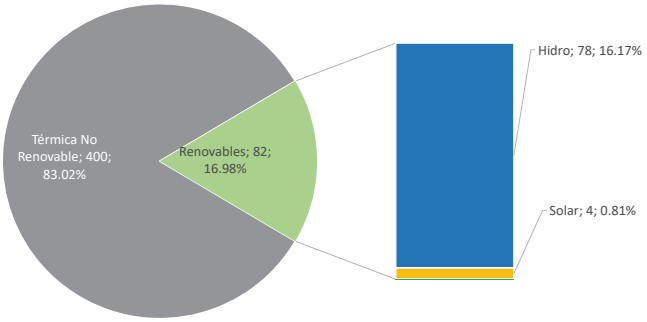
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

Nota:
Los datos de oferta y demanda para el 2010 - 2024, corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.

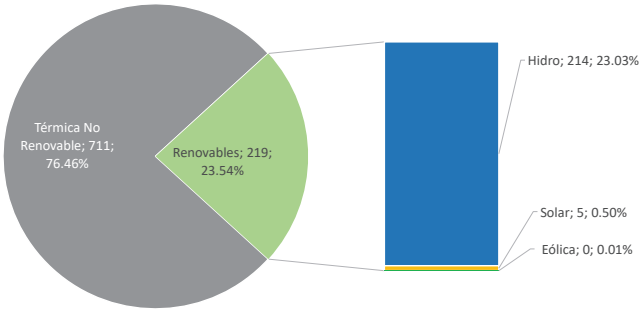
Balance Energético Resumido 2024



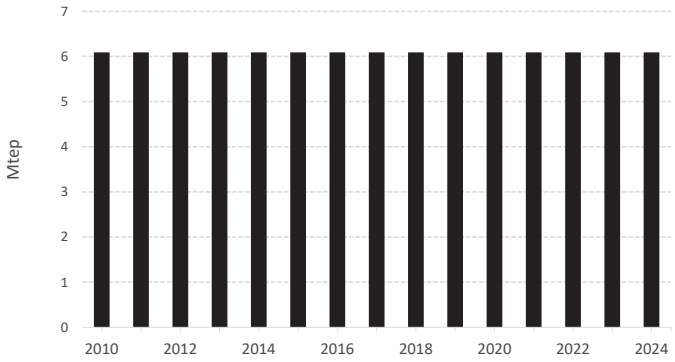
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 482 MW



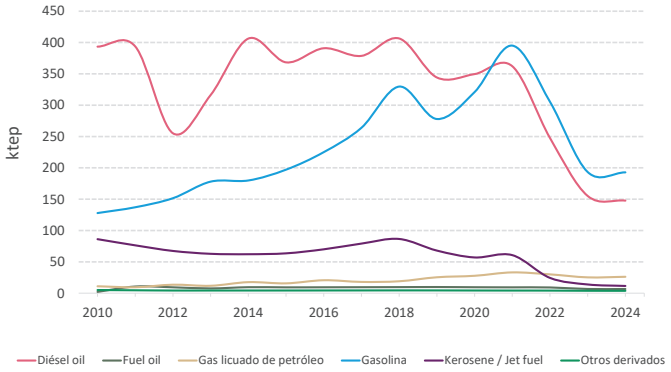
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 930 GWh



Reservas probadas de carbón mineral

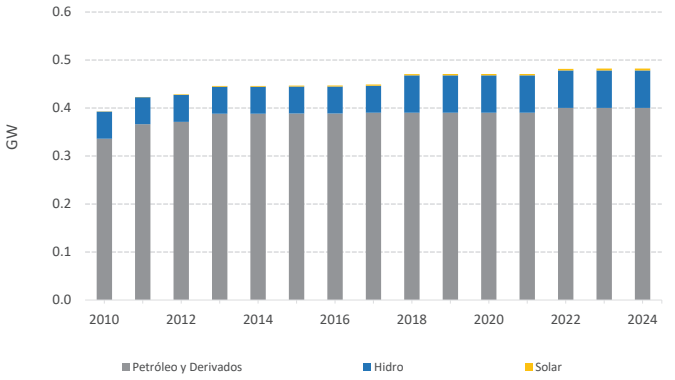


Consumo derivados de petróleo

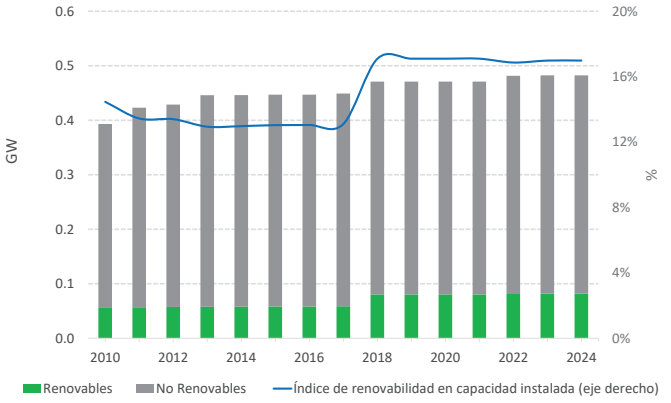


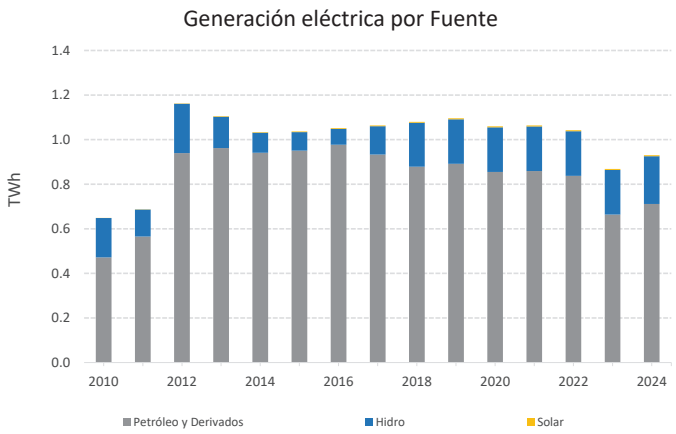
HAITÍ

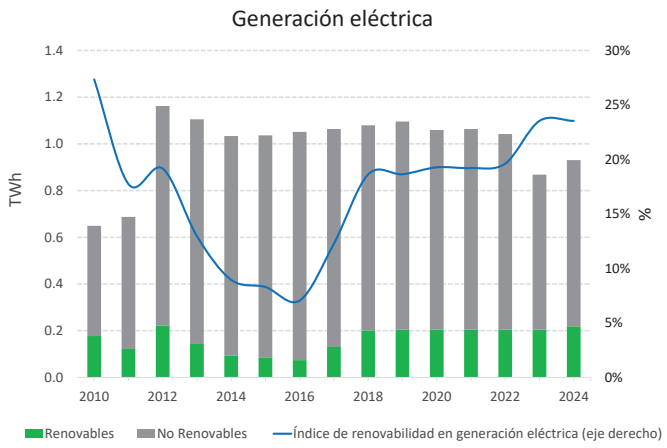
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

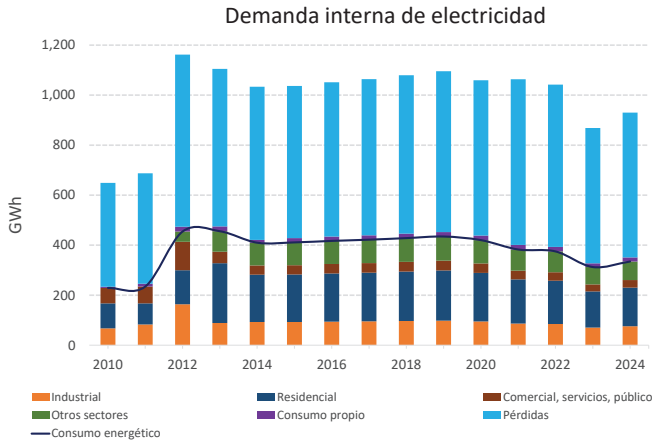


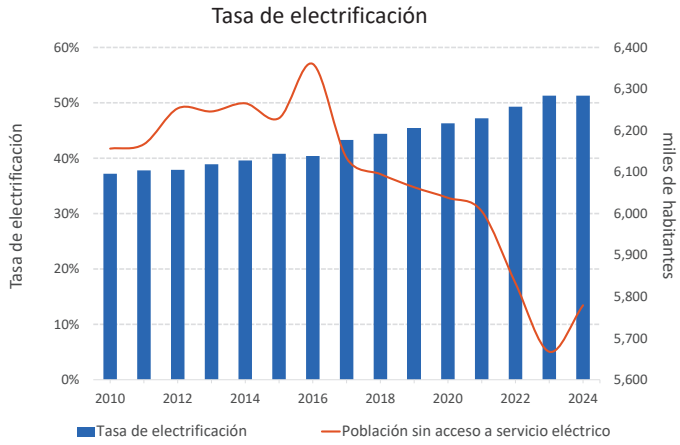
Capacidad instalada de generación eléctrica

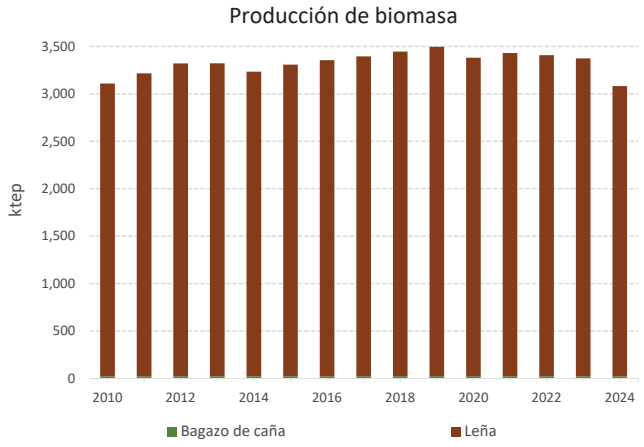


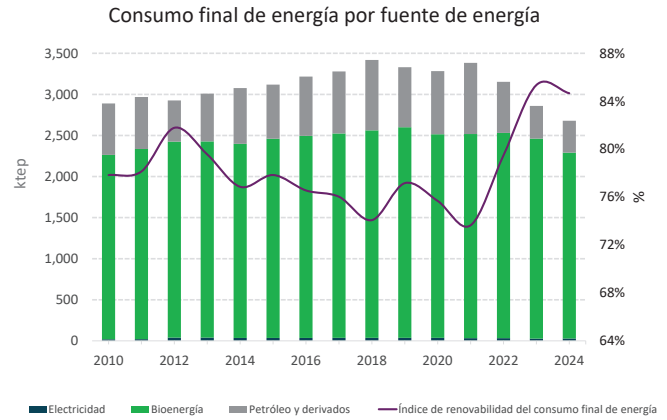

Generación eléctrica por Fuente
TWh
1.4
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Hidro
Solar

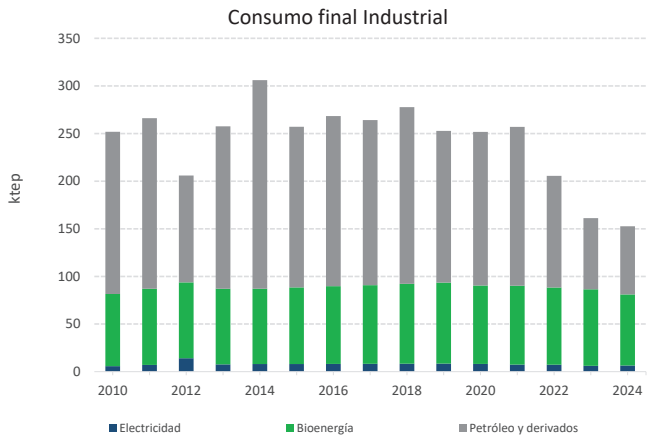

Generación eléctrica
TWh
%
1.4
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

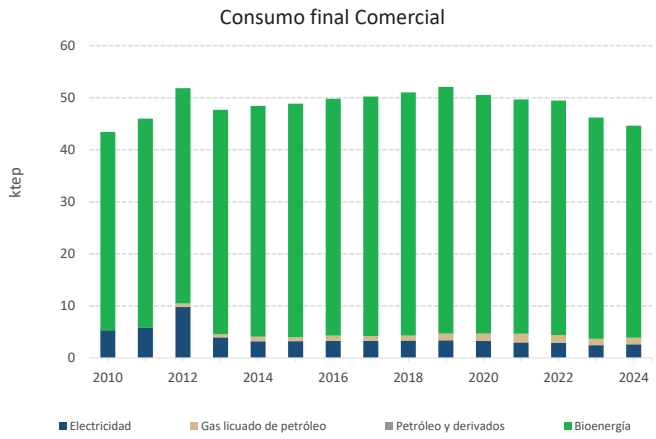

Demanda interna de electricidad
GWh
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

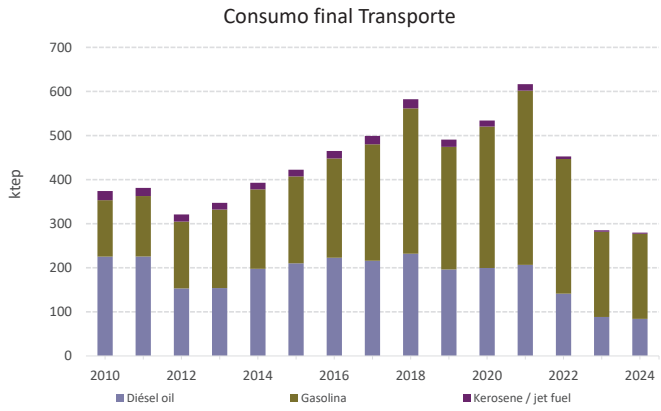

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
6,400
6,300
6,200
6,100
6,000
5,900
5,800
5,700
5,600
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña
Leña


Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
88%
84%
80%
76%
72%
68%
64%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

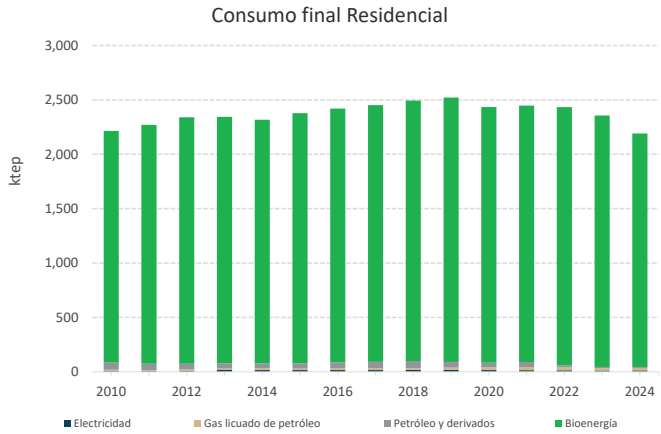

Consumo final Industrial
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados

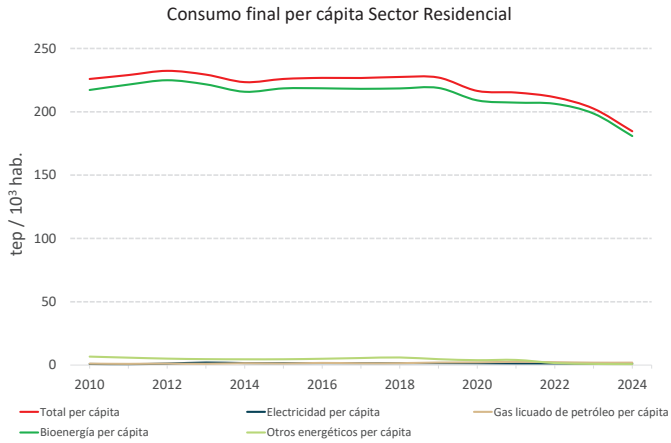

Consumo final Comercial
ktep
60
50
40
30
20
10
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final Transporte
ktep
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel

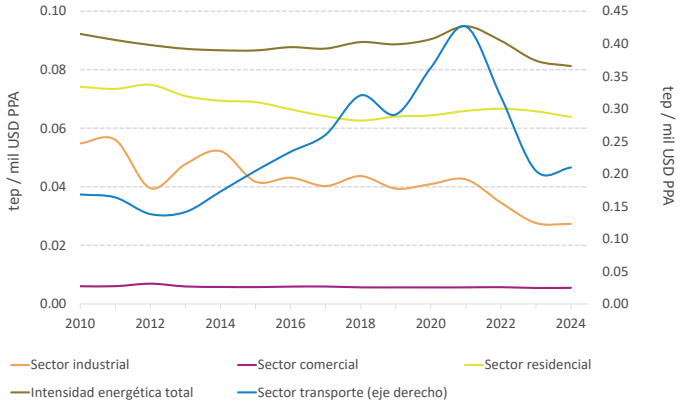
Consumo final de otros sectores
ktep
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad

HAITÍ

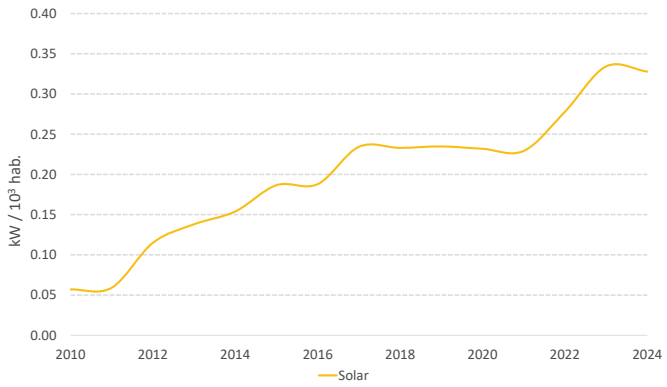

Consumo final Residencial
ktep
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

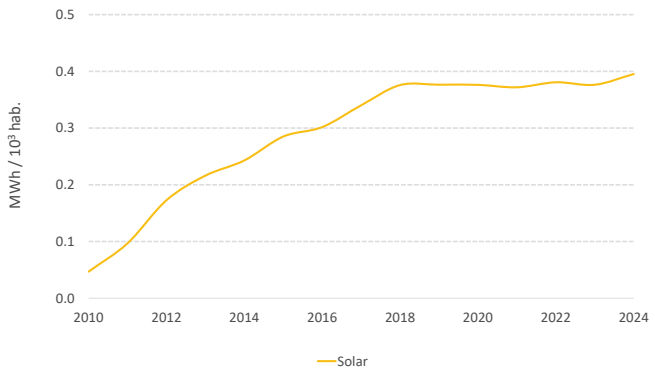
Intensidades energéticas sectoriales



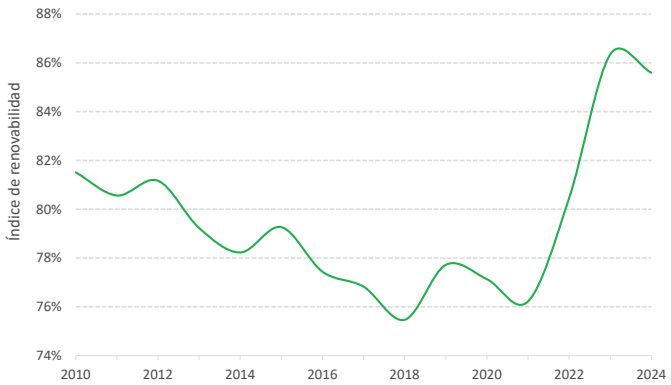
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



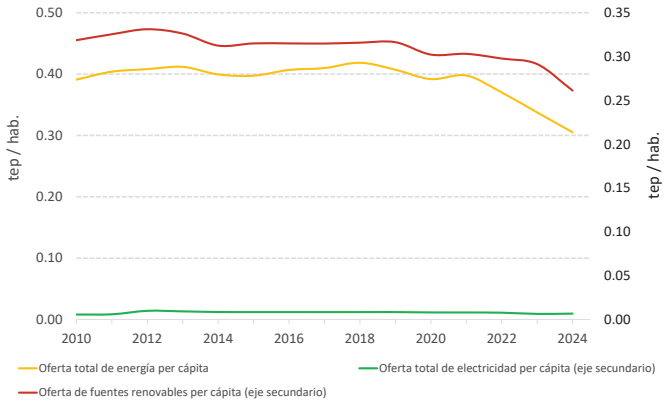
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



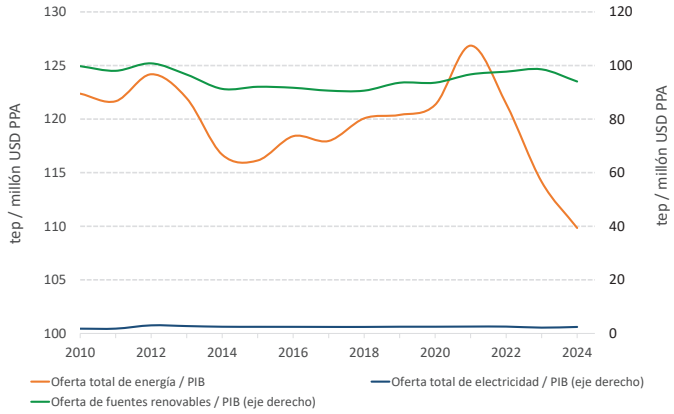
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

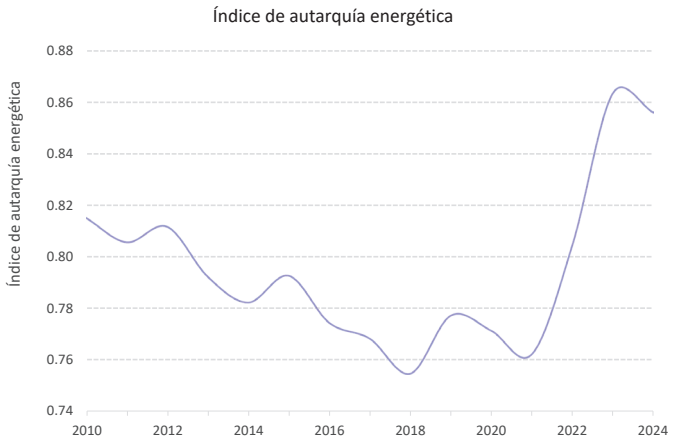


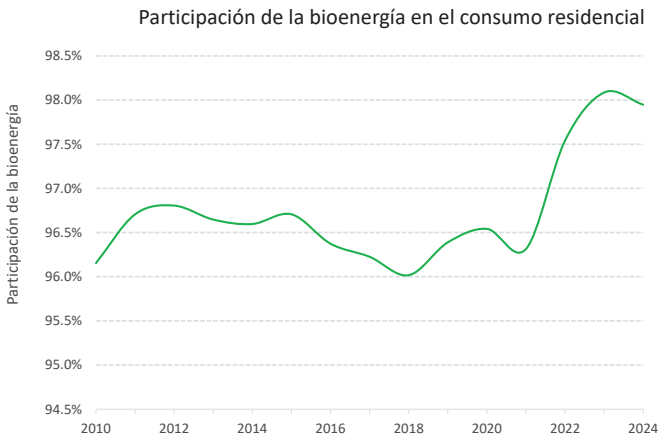
Oferta total de energía per cápita

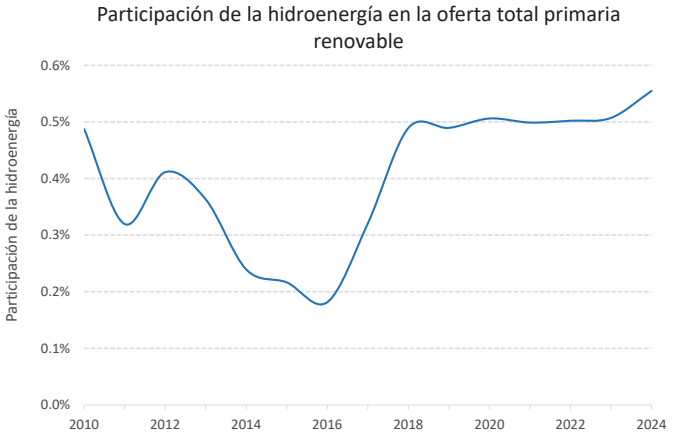


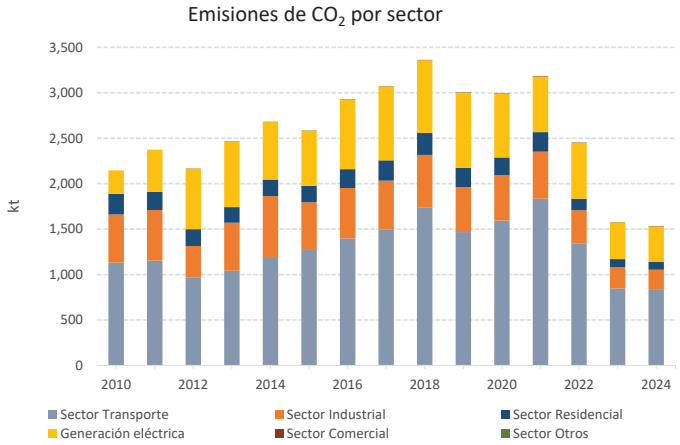
Oferta total de energía por unidad de PIB

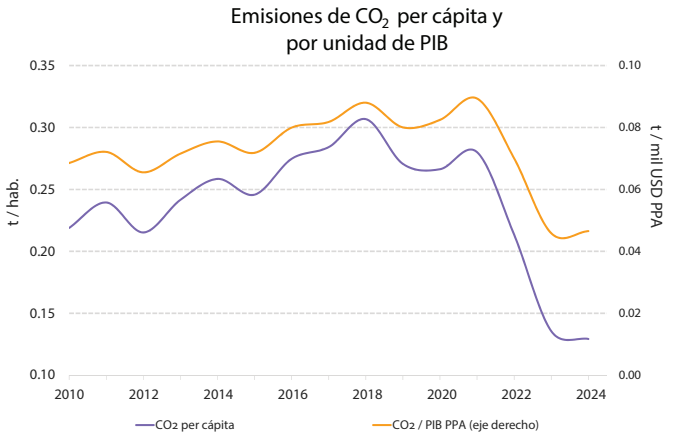


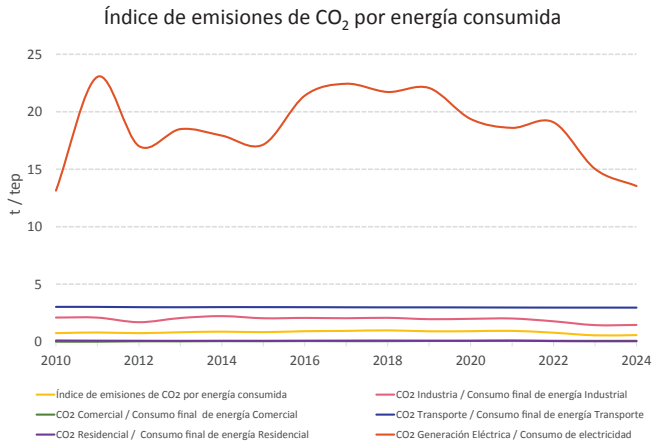

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.88
0.86
0.84
0.82
0.80
0.78
0.76
0.74
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

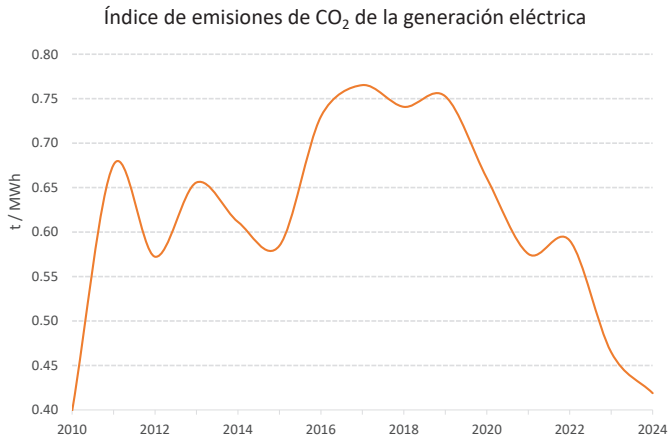

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
98.5%
98.0%
97.5%
97.0%
96.5%
96.0%
95.5%
95.0%
94.5%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
0.6%
0.5%
0.4%
0.3%
0.2%
0.1%
0.0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.80
0.75
0.70
0.65
0.60
0.55
0.50
0.45
0.40
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

HONDURAS

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	9,898
Superficie (km²)	112,492
Densidad de población (hab. / km²)	88
Población urbana (%)	56
PIB USD 2010 (MUSD)	28,126 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	71,297 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7.2

La leña dentro de la oferta primaria de energía de Honduras se constituye en el recurso de mayor participación para este 2024, con el 58.6%, seguido del bagazo con un 15.0%, de 2.2 Mtep de la oferta total primaria. El abastecimiento de derivados de petróleo para la demanda interna es cubierto por las importaciones, siendo prácticamente la totalidad de importaciones del país, que para el 2025, alcanzaron los 4.1 Mtep. Los combustibles fósiles son la fuente energética de mayor demanda, con un 54.9% de la oferta de energía secundaria en 2024. El sector transporte y residencial son los sectores de mayor demanda, con un 43.5% y 34.1%, respectivamente, del total del consumo final. En lo que respecta a la generación eléctrica, de nuevo las condiciones climáticas adversas han establecido un 52.3% de participación de la generación con fuentes renovables, cifra similar a la del 2023, e inferior al 2022 que alcanzó el 60%.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.01
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.63
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.57
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.34
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.07

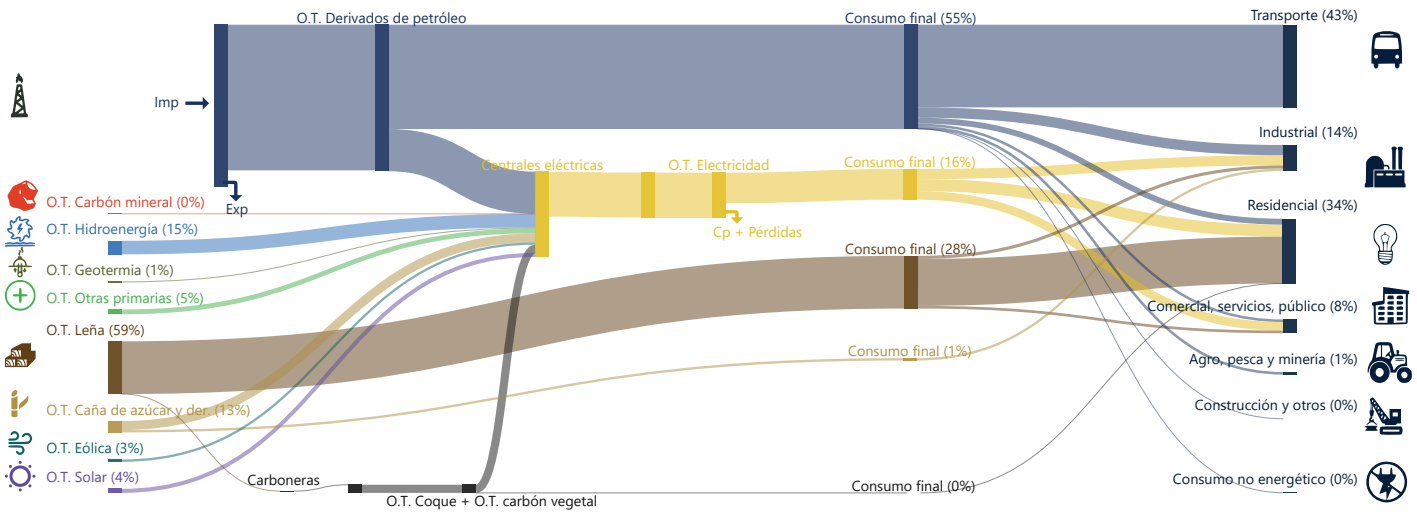
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
875	0.47	86.36 [3]	5.95	2.19	4.15	0.40

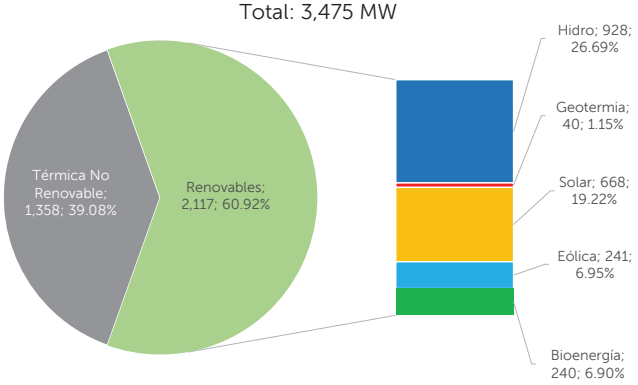
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
4.62	n.a.	3.47	0.06	52.35	37.43	36.98

[1] PIB USD 2024 (año base 2018). Fuente: CEPAL.
[2] PIB USD PPA 2024 (año base 2017). Fuente: Banco Mundial.
[3] Corresponde al índice de cobertura eléctrica.

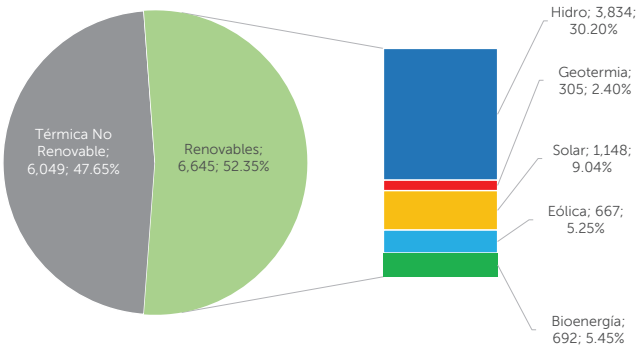
Balance Energético Resumido 2024



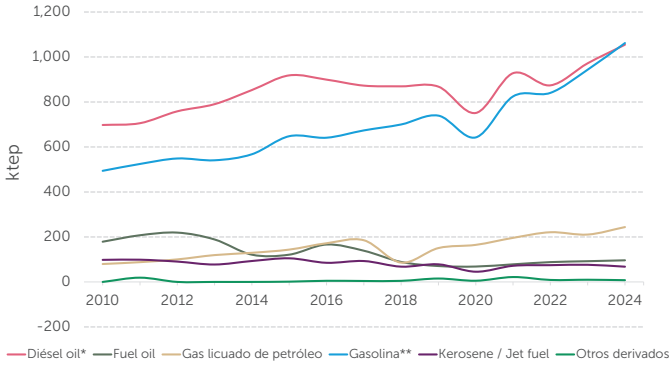
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 3,475 MW



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 12,694 GWh

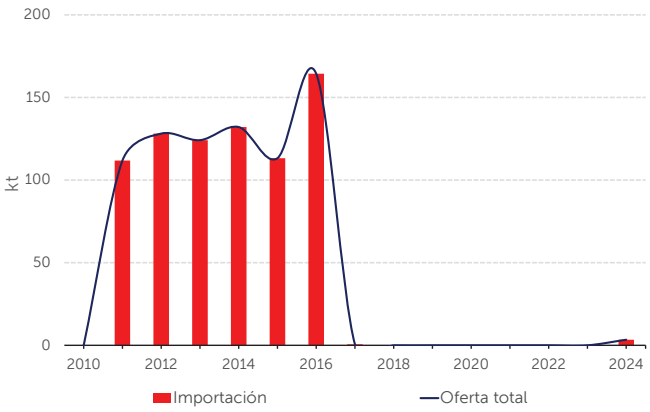


Consumo derivados de petróleo

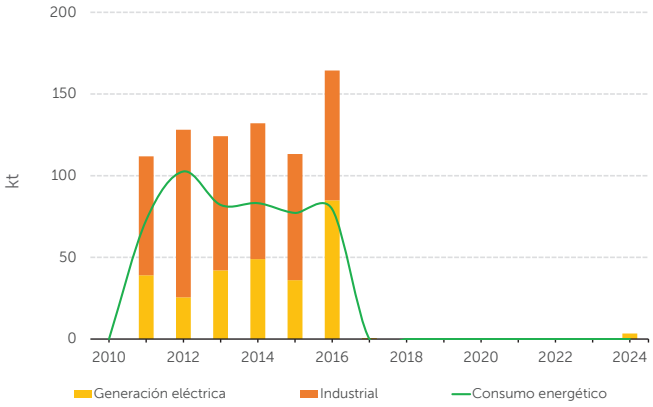


* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

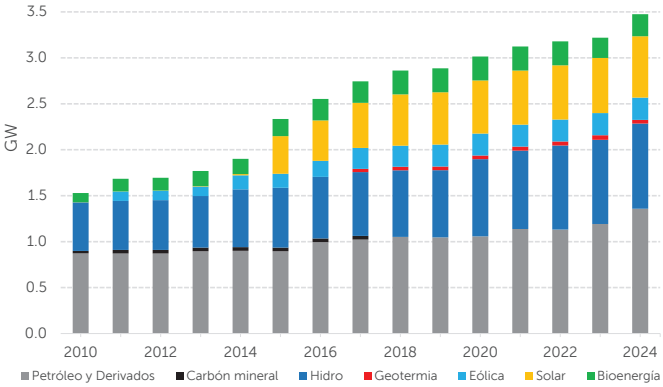
Oferta total de carbón mineral

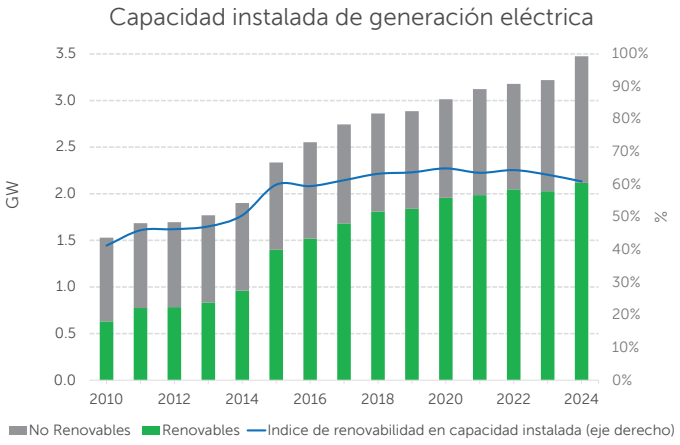


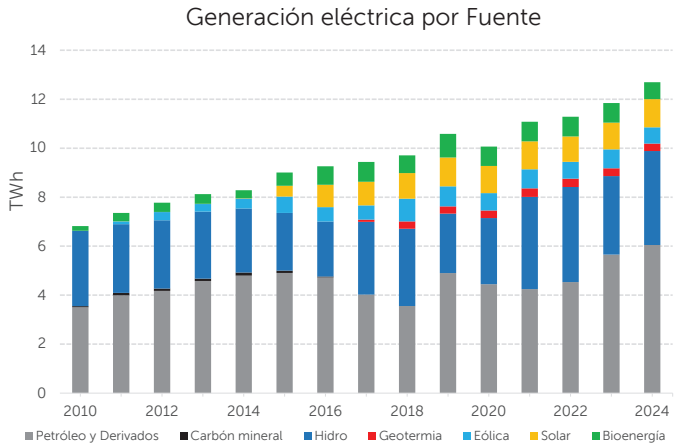
Demanda interna de carbón mineral

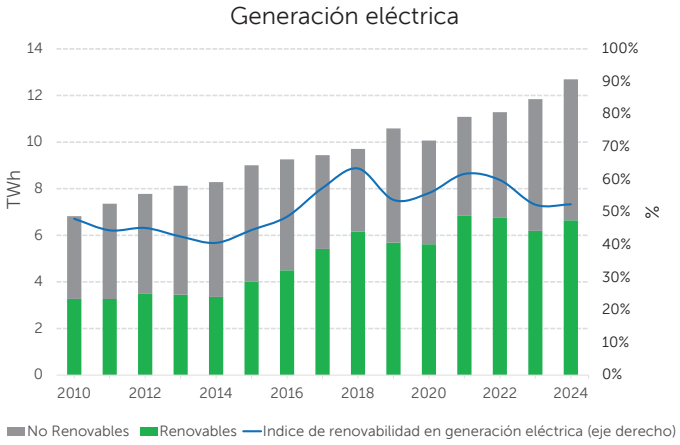


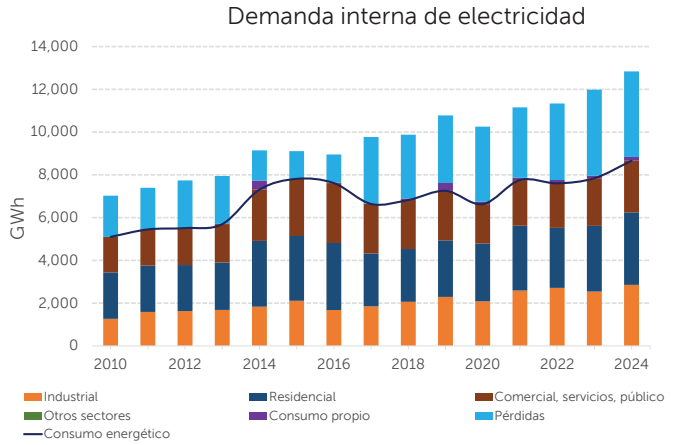
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

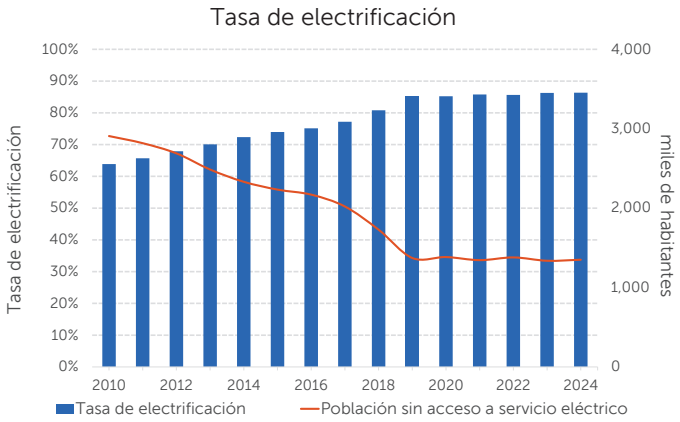




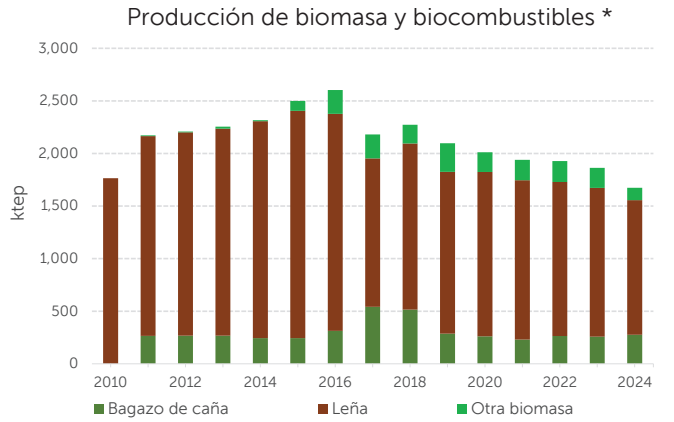






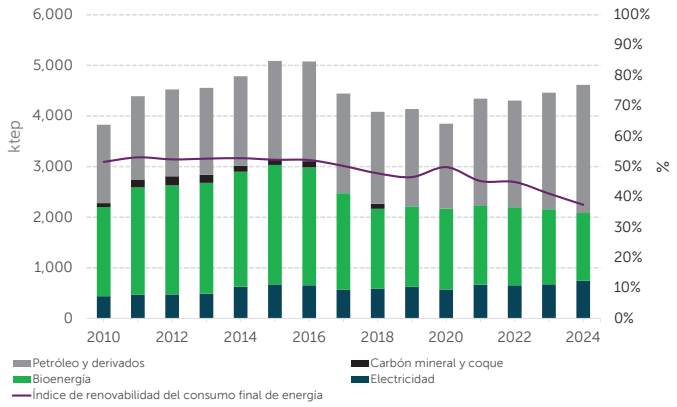


* A partir del año 2019 se cambió de metodología de cálculo realizado ahora por la Secretaría de Energía.

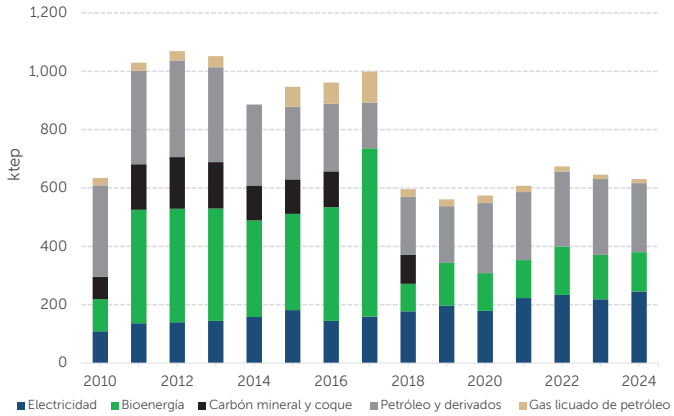


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

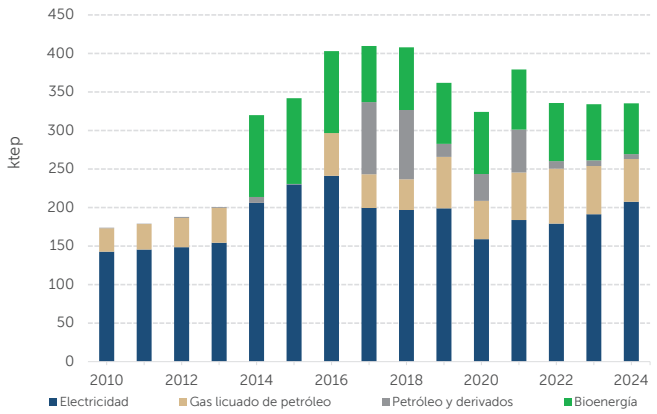
Consumo final de energía por fuente de energía



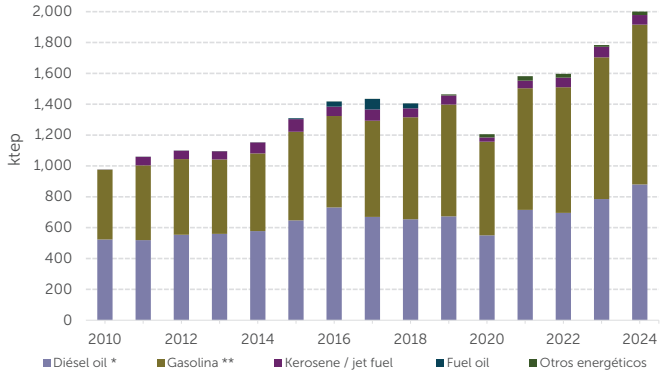
Consumo final Industrial



Consumo final Comercial



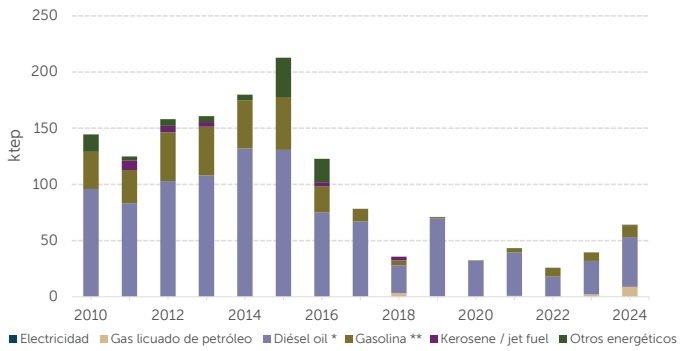
Consumo final Transporte



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

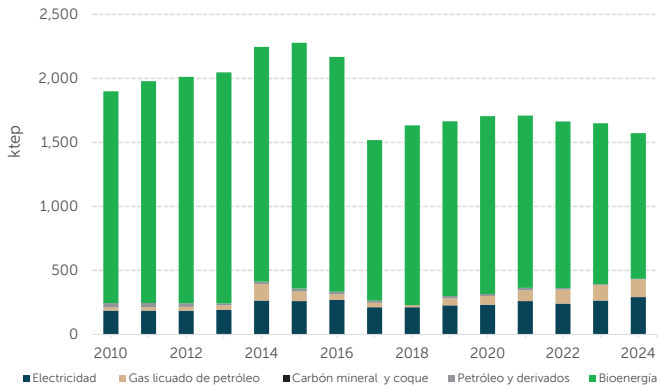
HONDURAS

Consumo final de otros sectores [1]



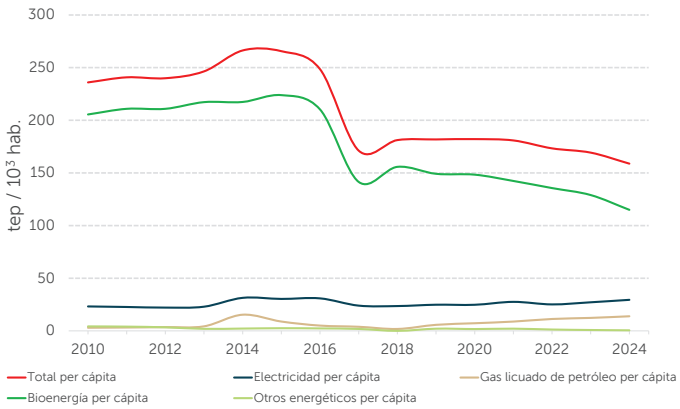
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.
[1] Otros incluye los sectores de consumo: Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería ,Otros y No Energético

Consumo final Residencial

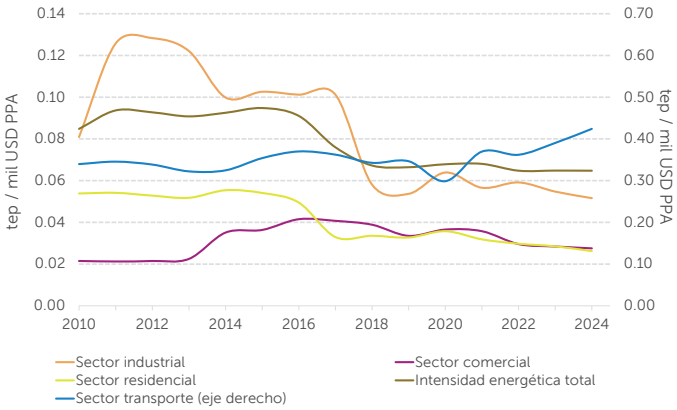


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

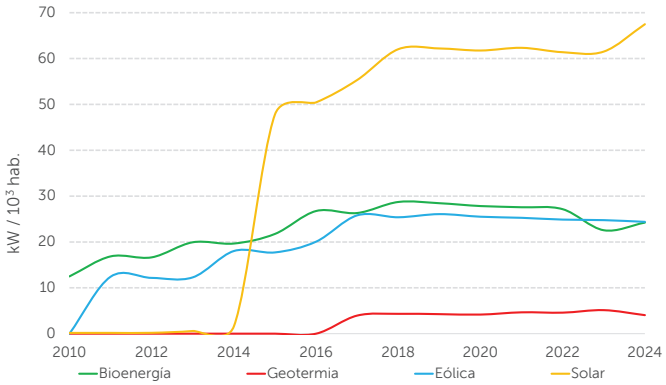
Consumo final per cápita Sector Residencial



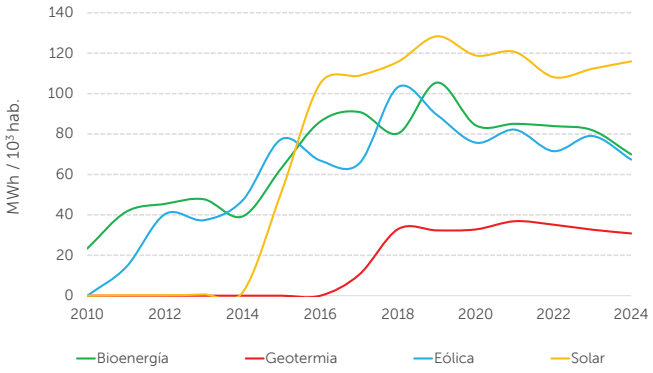
Intensidades energéticas sectoriales



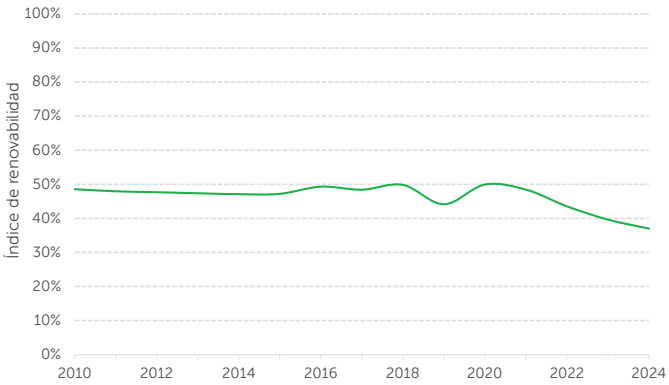
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



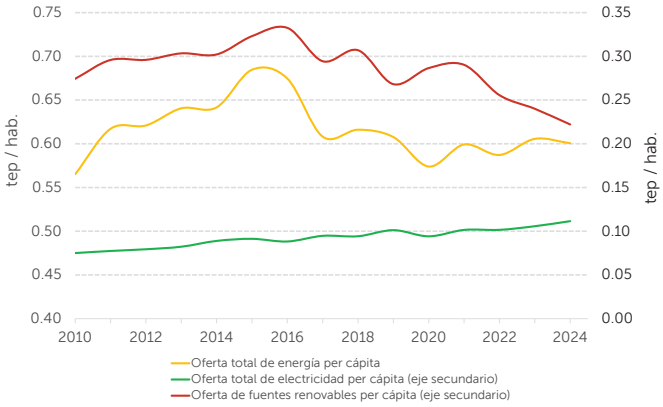
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

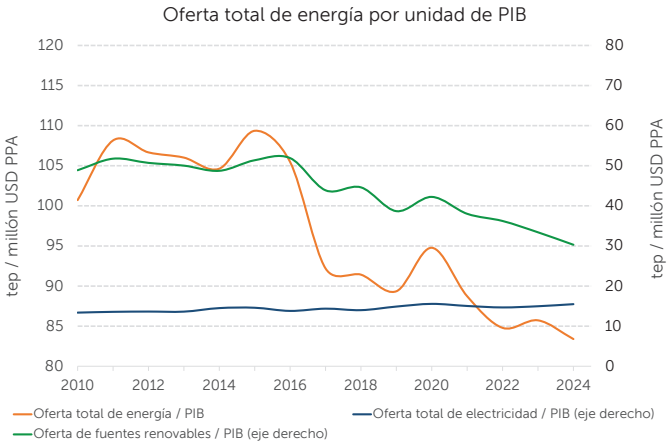


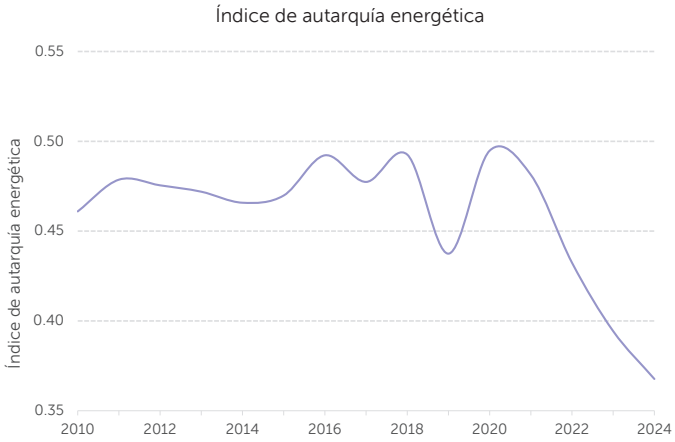
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

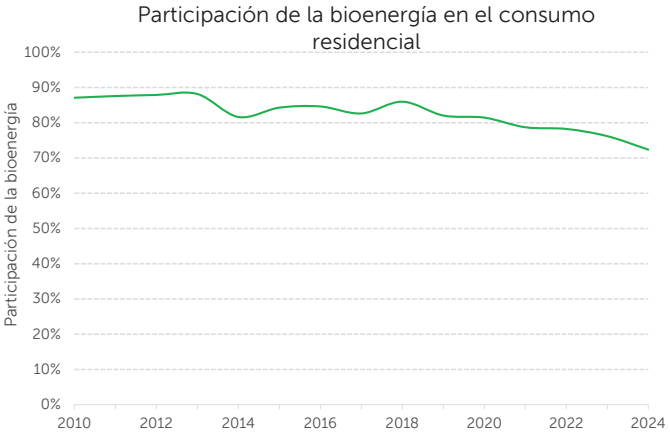


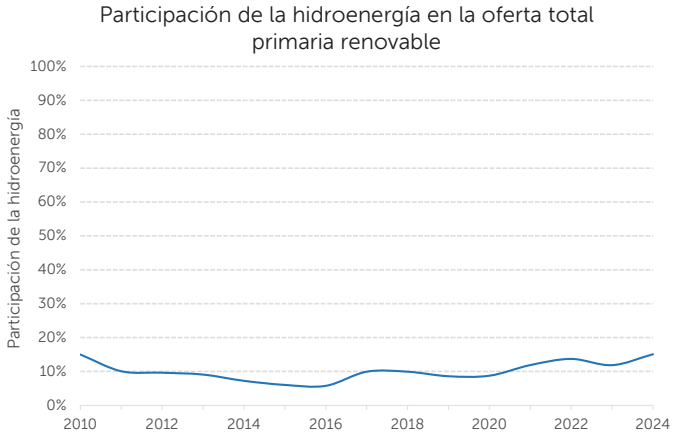
Oferta total de energía per cápita

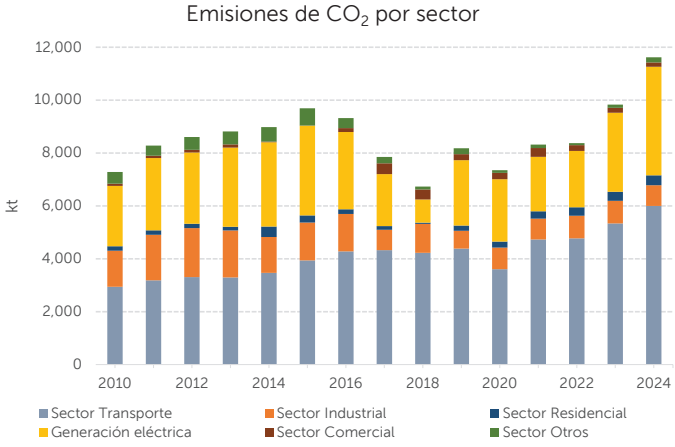


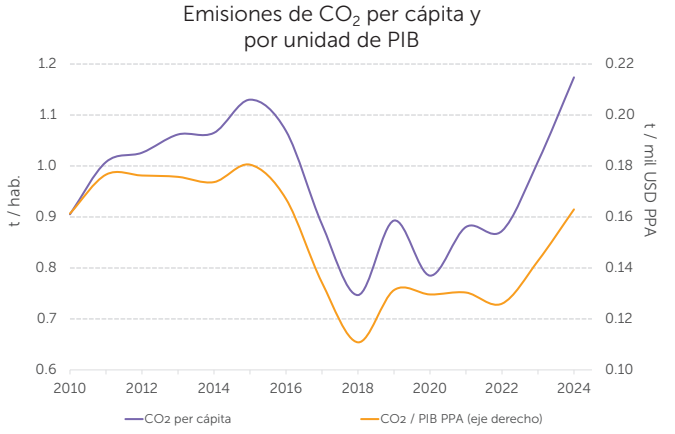

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

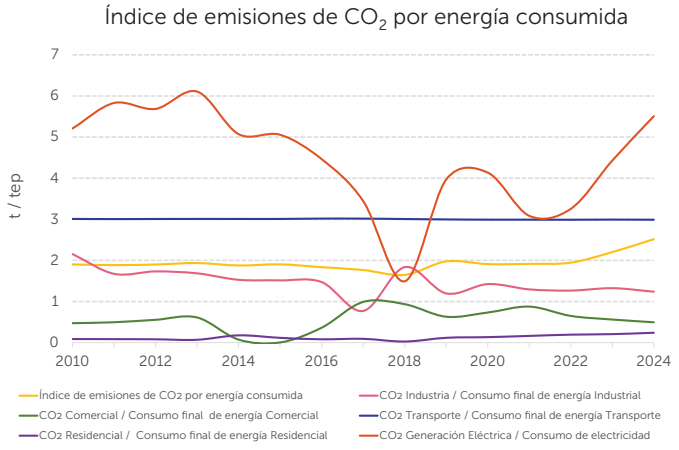

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

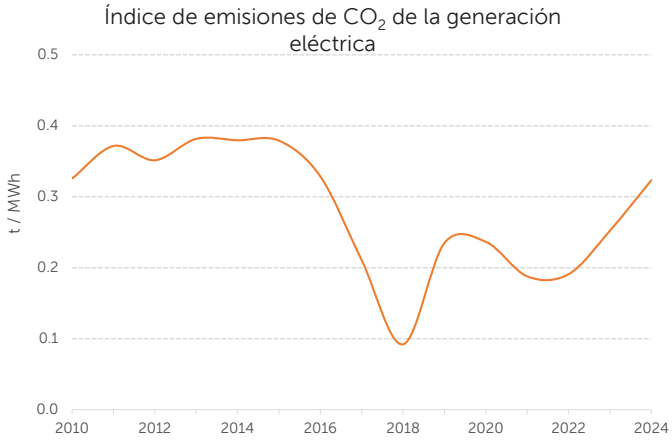

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
7
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

JAMAICA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	2,839 [1]
Superficie (km²)	10,990
Densidad de población (hab. / km²)	258
Población urbana (%)	58
PIB USD 2010 (MUSD)	16,300 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	29,130 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

Al 2024, la matriz energética de Jamaica se caracteriza por una oferta sustentada principalmente en las importaciones, las cuales representan el 93%. El petróleo y el gas natural son los principales combustibles adquiridos en los mercados internacionales.

En lo relacionado al sector eléctrico, cerca del 80% de la capacidad instalada de generación se basa en tecnologías térmicas no renovables, mientras que el 20% restante corresponde a fuentes renovables, destacándose como la principal participación a la eólica, con un 9% respecto al total. En cuanto a la energía eléctrica generada en Jamaica, el 91% proviene de fuentes no renovables, mientras que el 4% fue producido con centrales eólicas, 3% con plantas solares fotovoltaicas y 2% con hidroeléctricas.

En lo relacionado a la demanda de energía por fuente, el petróleo y sus derivados abastecen principalmente a la economía y a los procesos productivos de Jamaica, con el transporte como el principal sector de consumo en el país.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.34
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.26
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.25
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.31
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.54

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

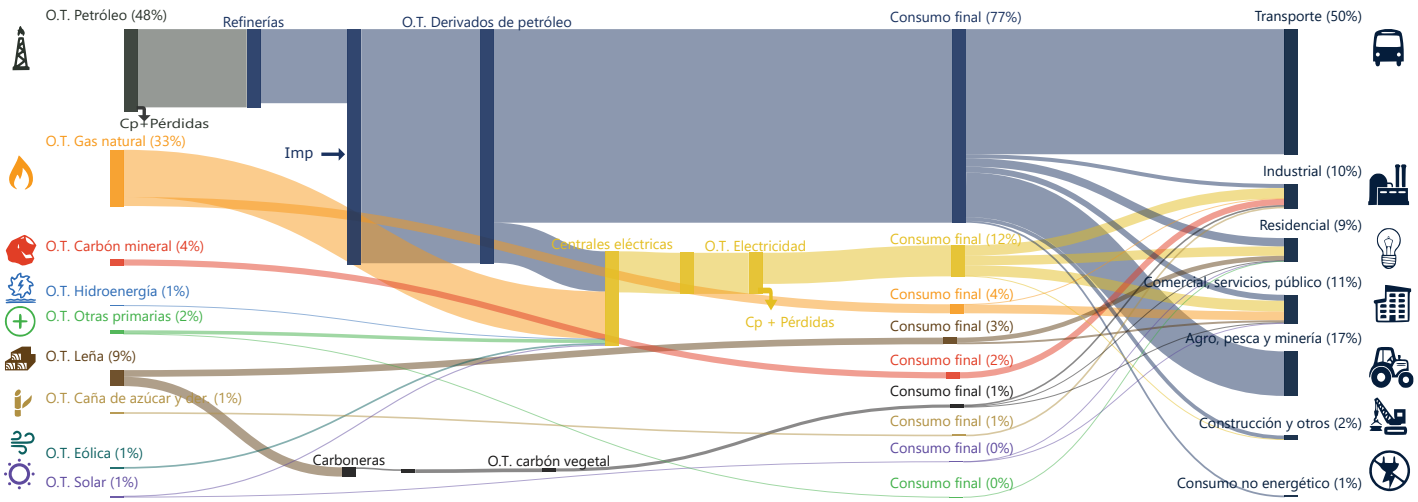
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,362	0.95	97.70	3.54	0.27	3.29	0.02

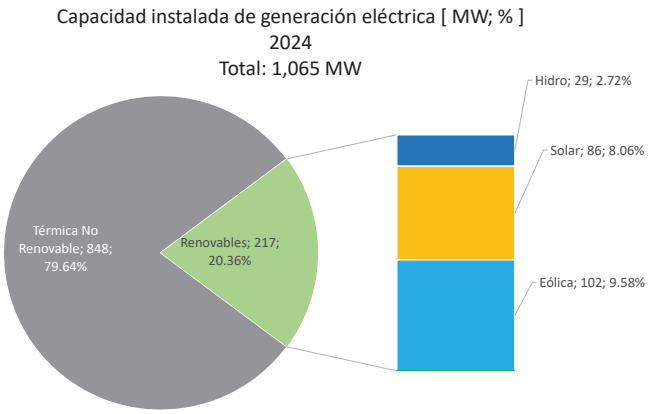
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
2.69	36	1.06	0.09	8.94	5.31	7.70

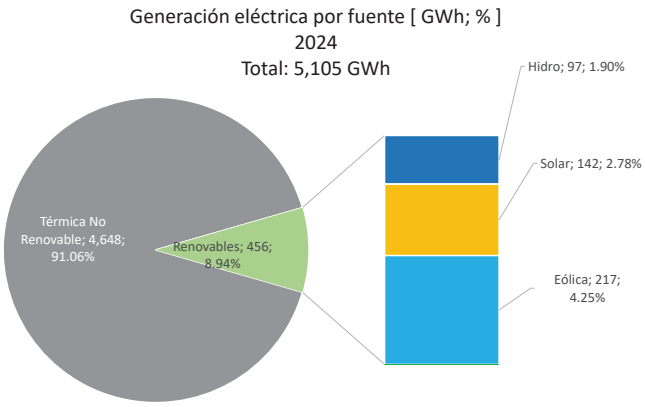
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

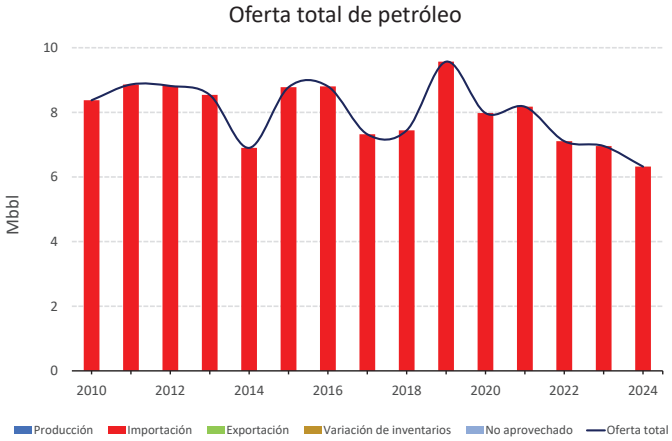
Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE, las cuales están sujetas a revisión del país, por lo que se debe considerar como información preliminar.

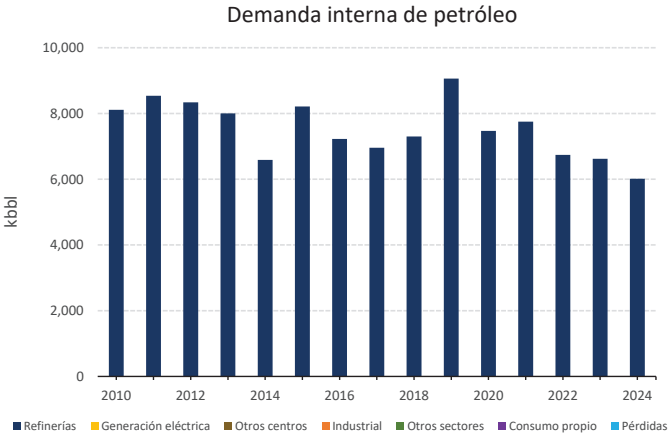
Balance Energético Resumido 2024



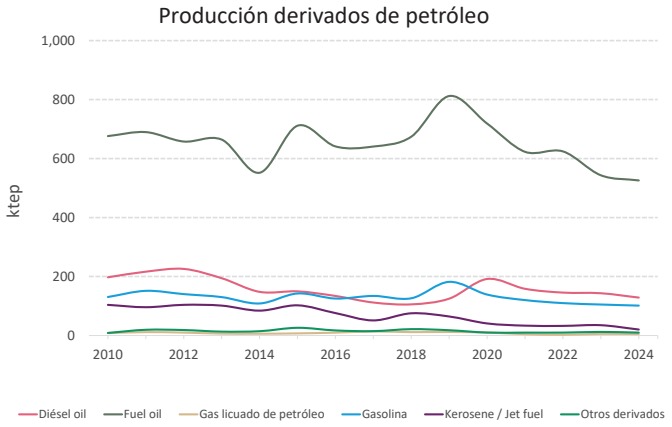

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 1,065 MW
Térmica No Renovable; 848; 79.64%
Renovables; 217; 20.36%
Hidro; 29; 2.72%
Solar; 86; 8.06%
Eólica; 102; 9.58%

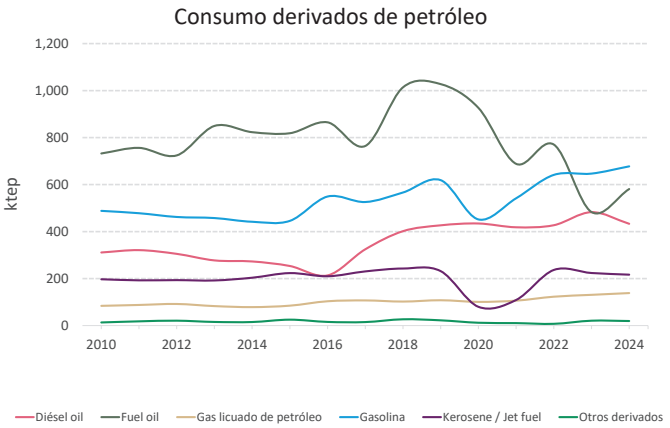

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 5,105 GWh
Térmica No Renovable; 4,648; 91.06%
Renovables; 456; 8.94%
Hidro; 97; 1.90%
Solar; 142; 2.78%
Eólica; 217; 4.25%

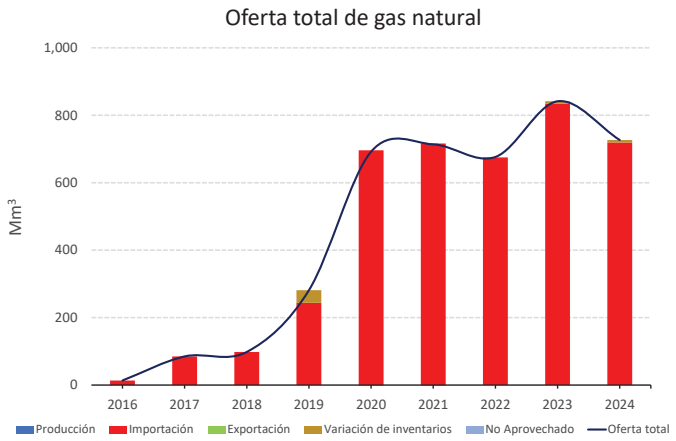

Oferta total de petróleo
Mbbl
10
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No aprovechado
Oferta total

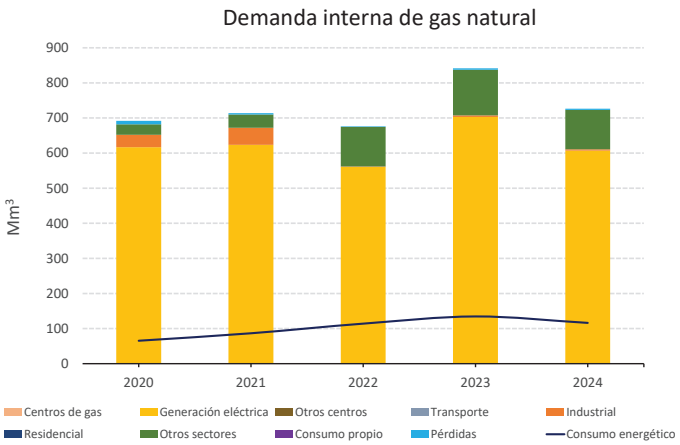

Demanda interna de petróleo
kbbl
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Refinerías
Generación eléctrica
Otros centros
Industrial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas

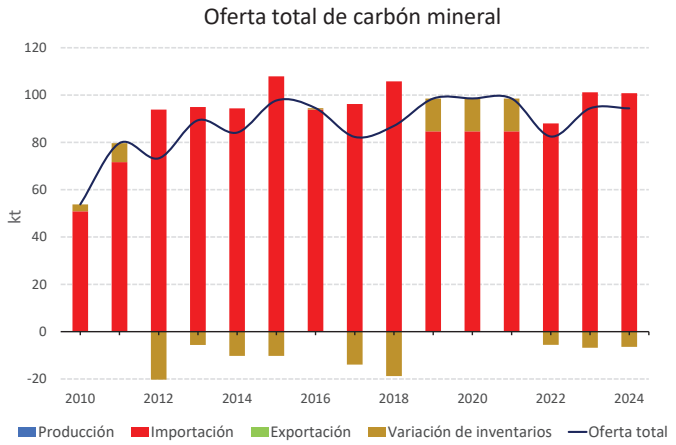
JAMAICA

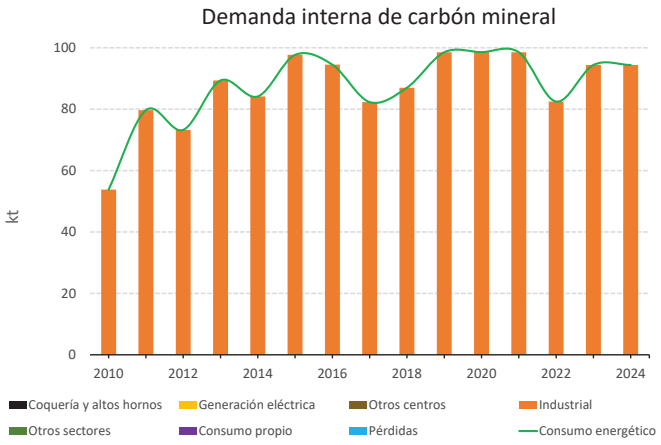

Producción derivados de petróleo
ktep
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

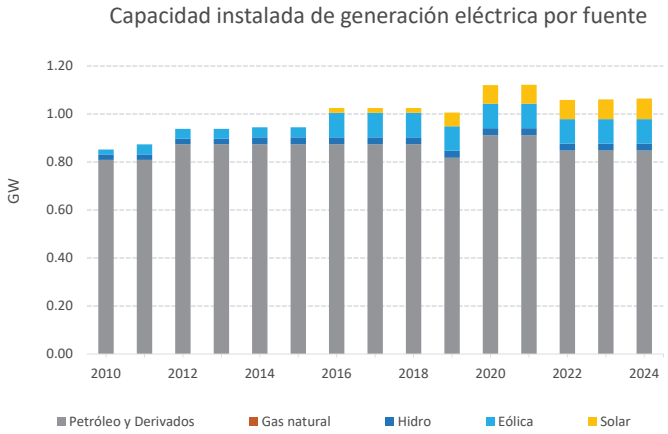

Consumo derivados de petróleo
ktep
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

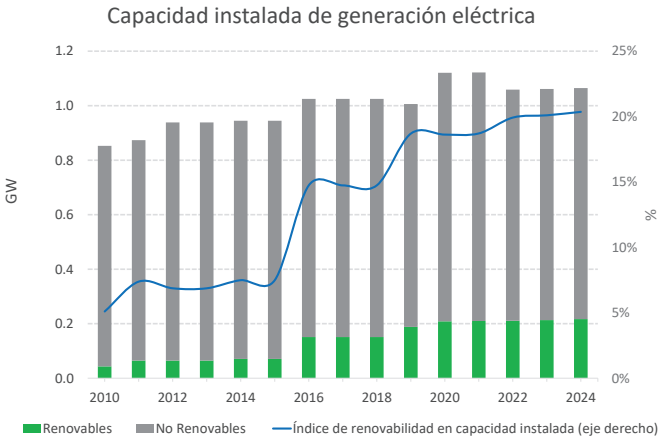

Oferta total de gas natural
Mm³
1,000
800
600
400
200
0
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No Aprovechado
Oferta total

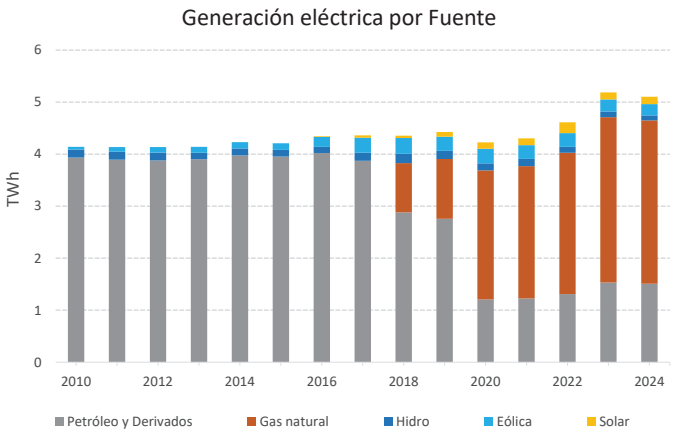

Demanda interna de gas natural
Mm³
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2020
2021
2022
2023
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

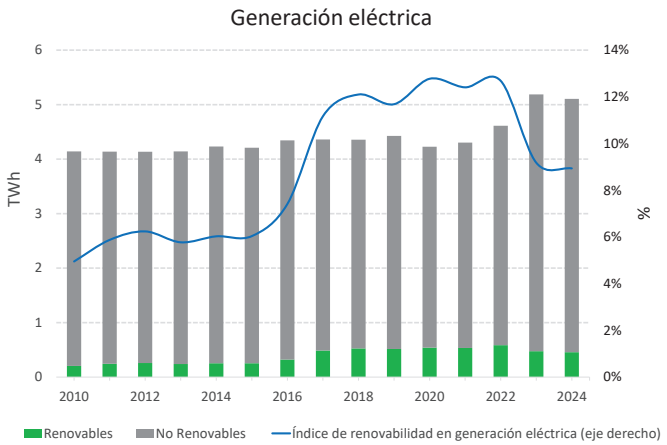

Oferta total de carbón mineral
kt
120
100
80
60
40
20
0
-20
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
Oferta total

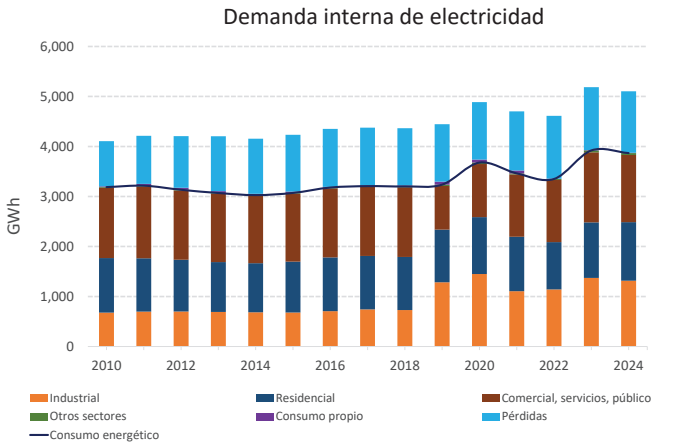

Demanda interna de carbón mineral
kt
100
80
60
40
20
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Coquería y altos hornos
Generación eléctrica
Otros centros
Industrial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

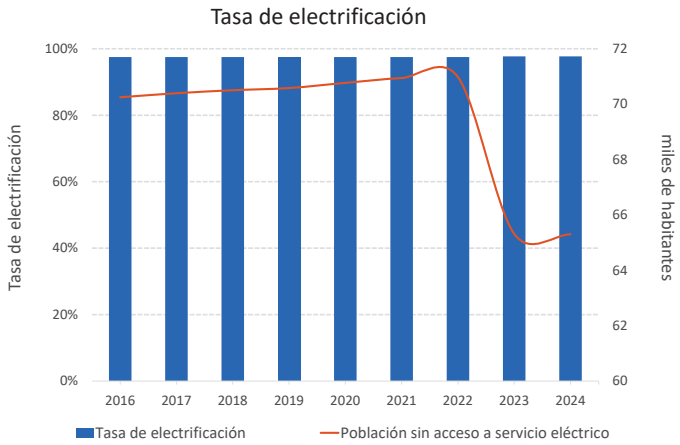

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Eólica
Solar

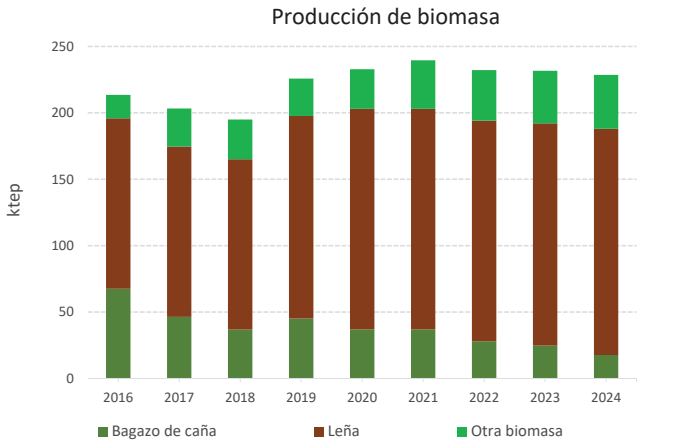

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
25%
20%
15%
10%
5%
0%
%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

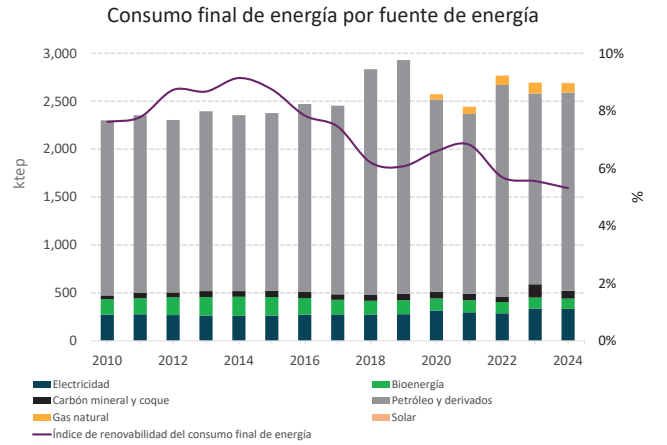

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Eólica
Solar

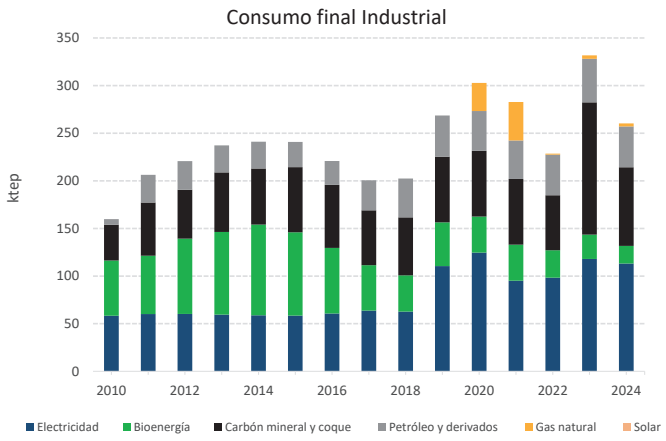

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

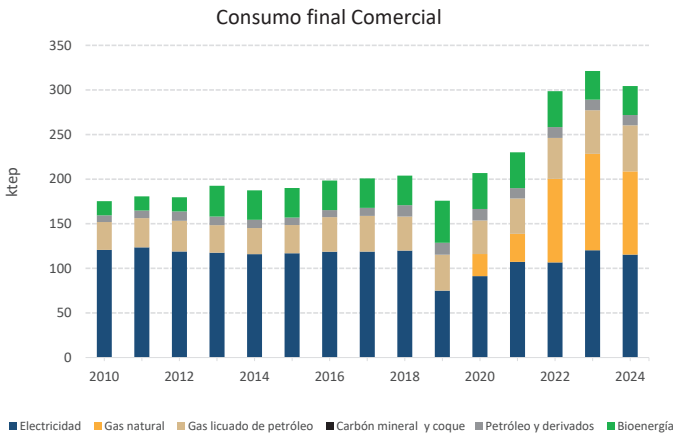

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

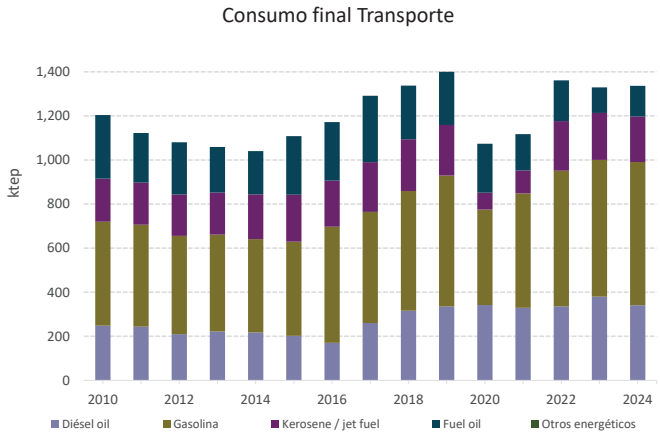

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

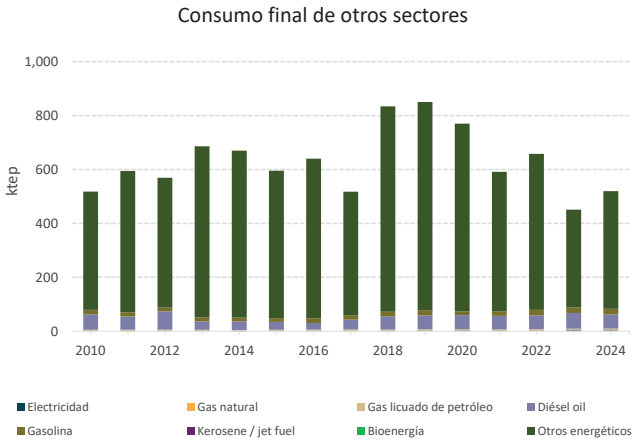

Producción de biomasa
ktep
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa

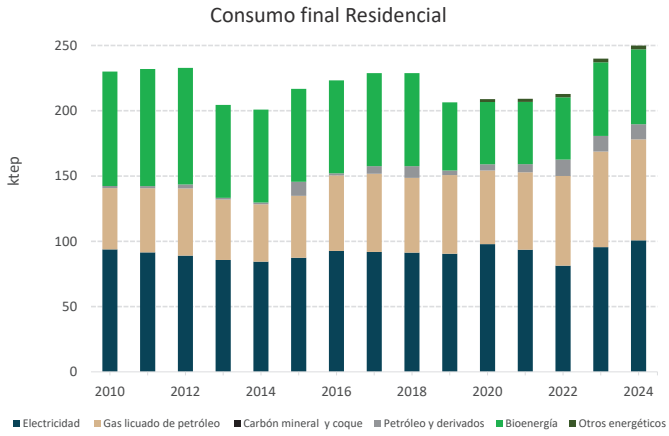

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

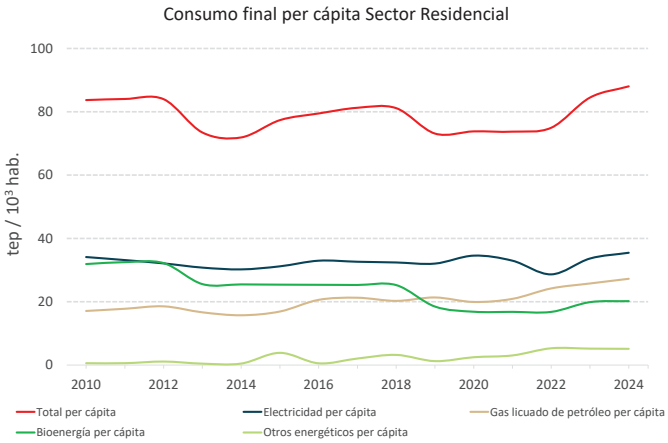

Consumo final Industrial
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar


Consumo final Comercial
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía

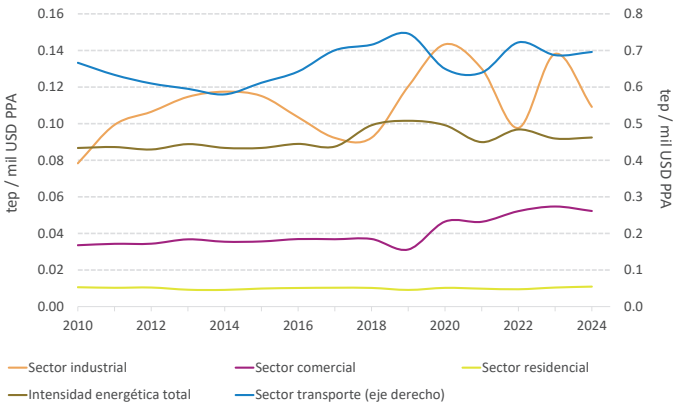

Consumo final Transporte
ktep
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Otros energéticos


Consumo final de otros sectores
ktep
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos

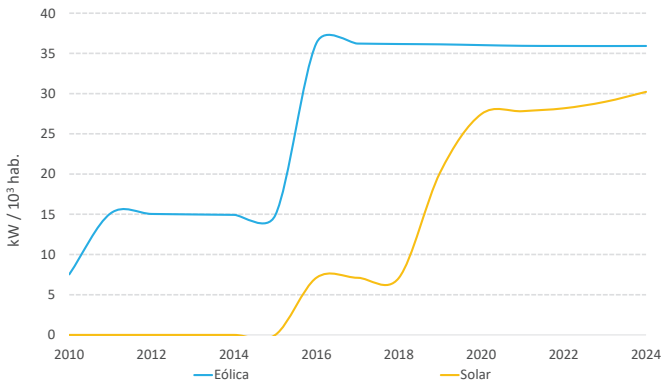

Consumo final Residencial
ktep
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos


Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
100
80
60
40
20
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

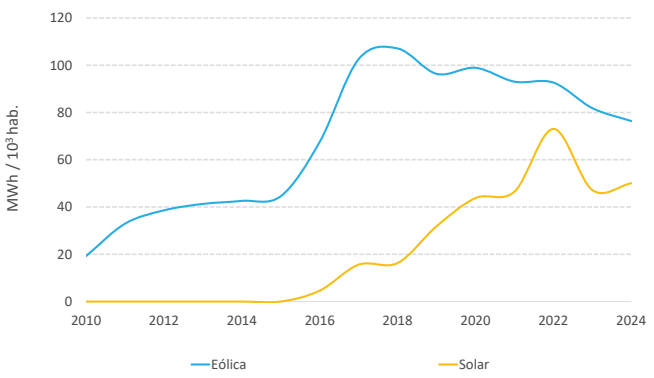
Intensidades energéticas sectoriales



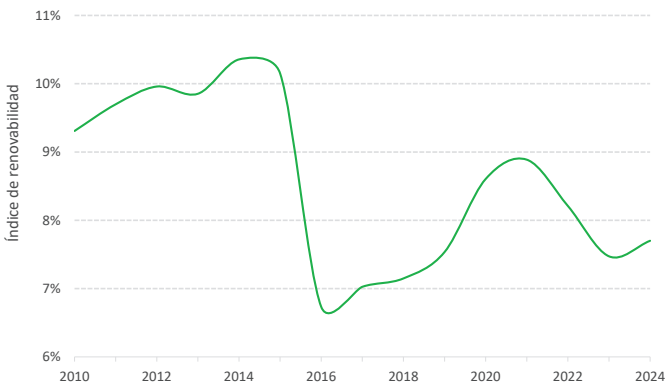
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



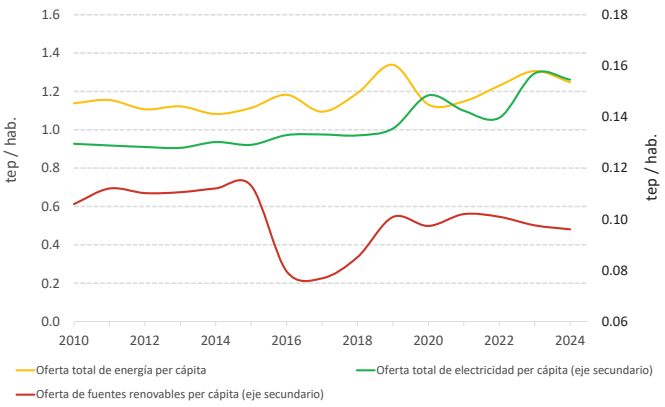
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



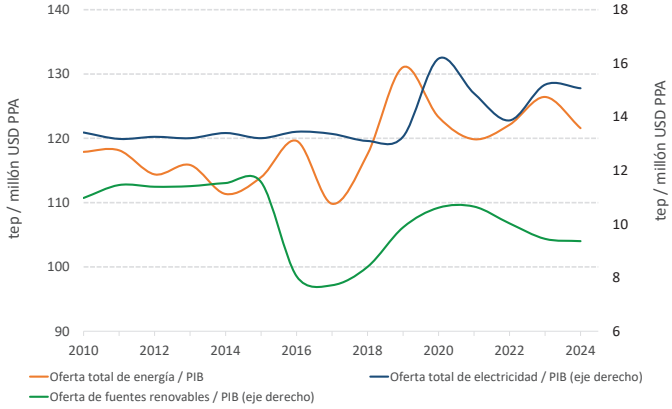
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



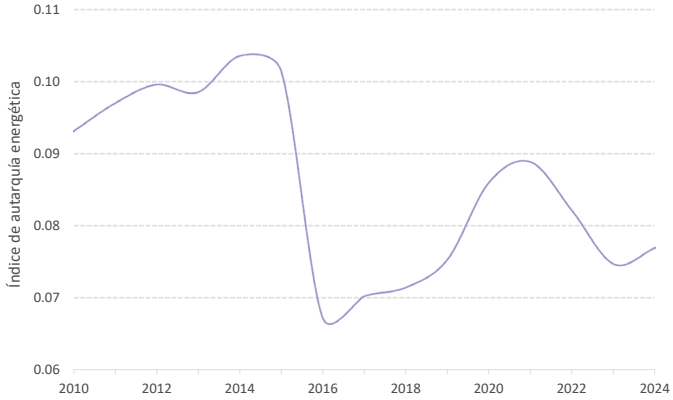
Oferta total de energía per cápita



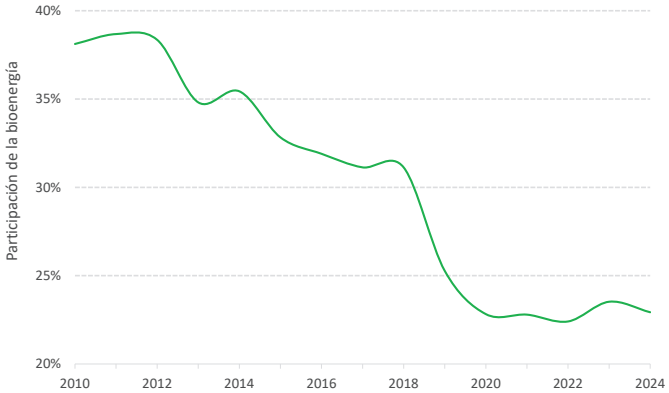
Oferta total de energía por unidad de PIB



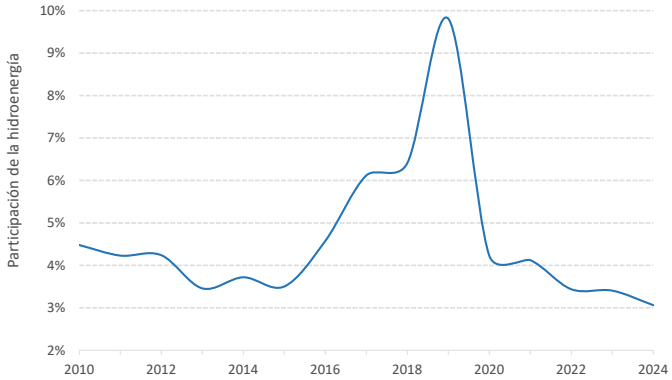
Índice de autarquía energética



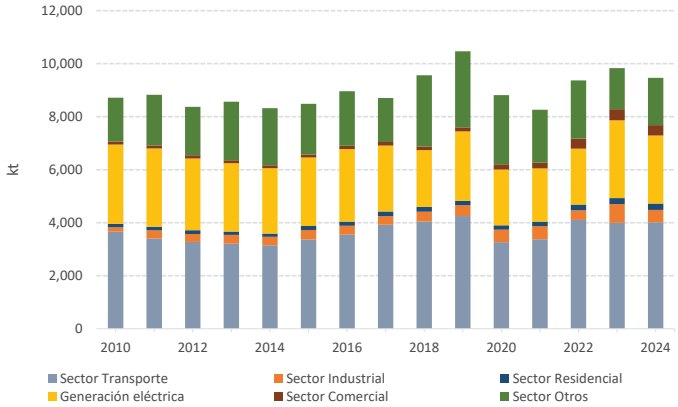
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



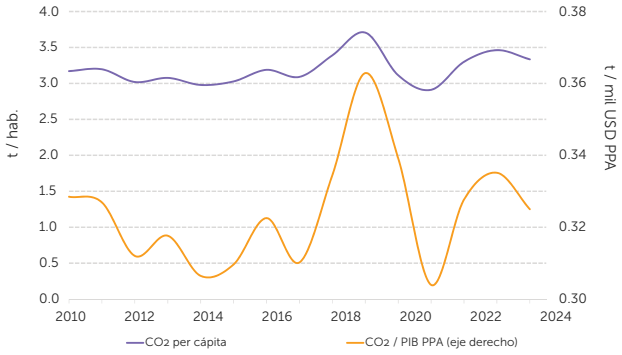
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



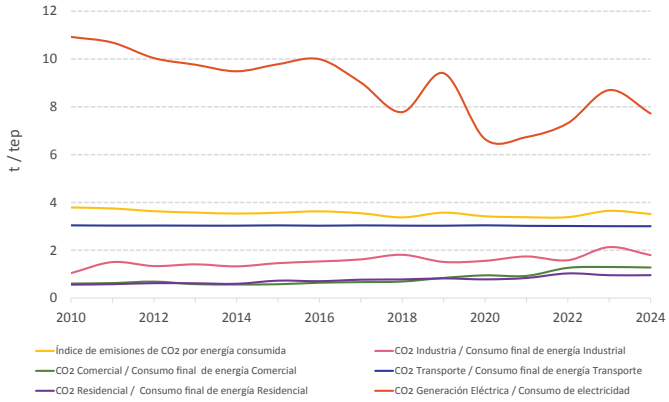
Emisiones de CO_2 por sector

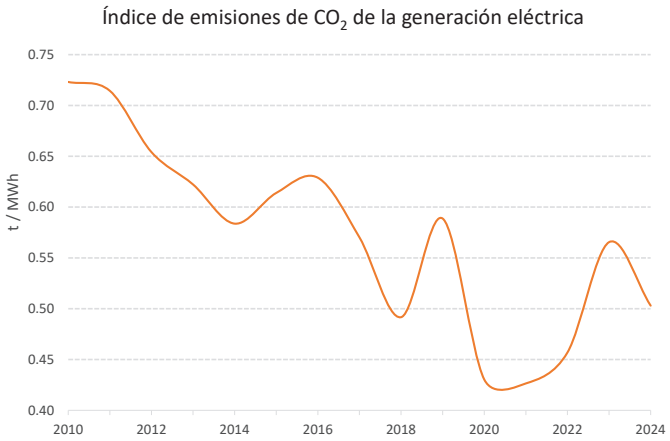


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida




Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.75
0.70
0.65
0.60
0.55
0.50
0.45
0.40
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

MÉXICO

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	130,861 [1]
Superficie (km²)	1,964,375
Densidad de población (hab. / km²)	67
Población urbana (%)	82
PIB USD 2010 (MUSD)	1,322,086
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,883,296
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

En 2024, la oferta de energía primaria en México creció un 4.7% respecto al 2023, totalizando 192.77 Mtep. Los hidrocarburos representaron el 78.9% de la producción nacional. Mientras que, la exportación total de energía cayó un 16.8% en comparación con el año anterior, alcanzando 57.46 Mtep, las importaciones totales de energía registraron una caída del 1.1%, atribuida principalmente a la reducción del 5% en las compras de gas natural. En términos de generación eléctrica por tipo de fuente alcanzó los 368.62 TWh, de los cuales, las fuentes no renovables, lideradas por el gas natural, aportaron el 73.76% del total, seguidas por las fuentes renovables (hidro, geotermia, solar, eólica, biomasa y biogás) con un 22.31% y la energía nuclear con un 3.34%. Esto resultó en un Índice de renovabilidad de la generación eléctrica del 22.9% y un crecimiento del 6% con relación a la generación total del año anterior. El consumo final de energía alcanzó los 129.5 Mtep, de los cuales el sector transporte es el principal consumidor de energía fósil con una participación del 46%, seguido del sector industrial con el 33%, el residencial con el 14%, el resto les corresponde a los sectores comercial, servicios, público, agro pesca y minería, incluido el consumo no energético.

Sector Energético 2024*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 59.17
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 42.42
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 18.43
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 4.48
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 4.99

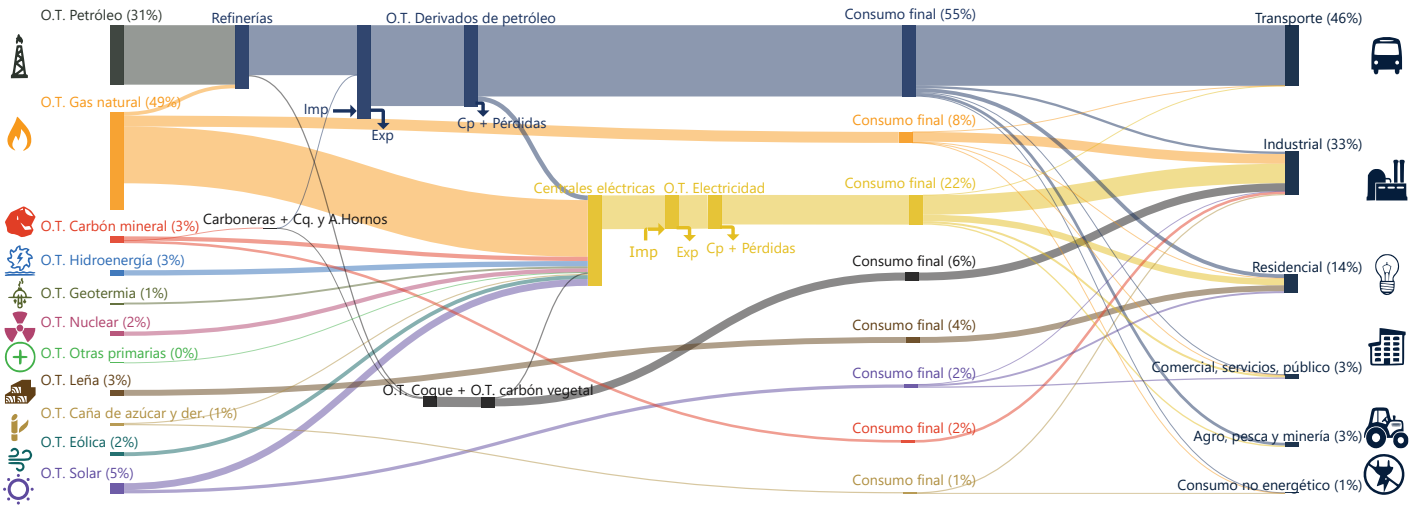
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 5,978 [3]	Años 9	Gm³ 348	Años 7	Mt 1,211 [4]	Años 232

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,557	0.99	99.51 [2]	230.27	174.85	107.89	57.47

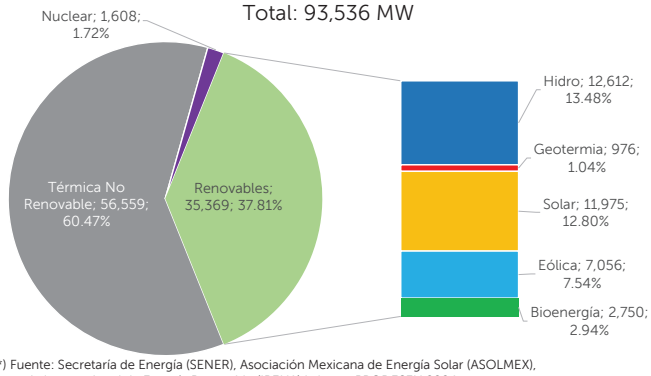
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
129.49	1,640 [5]	93.54 [6]	0.04	22.90	12.98	12.59

[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Boletín de Prensa 2024 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).
[3] Base de datos institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos.
[4] BP Statistical Review of World Energy.
[5] PEMEX en cifras.
[6] IRENA - ASOLMEX - SENER, Informe PRODESEN 2024.
* Balance energético 2024 corresponde a estimaciones realizadas por OLACDE.

Balance Energético Resumido 2024

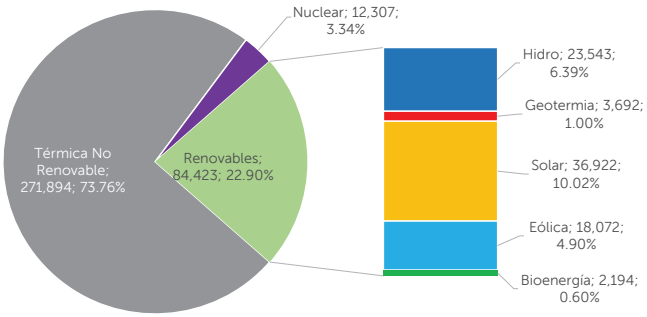


Capacidad instalada de generación eléctrica *[MW; %]
2024
Total: 93,536 MW



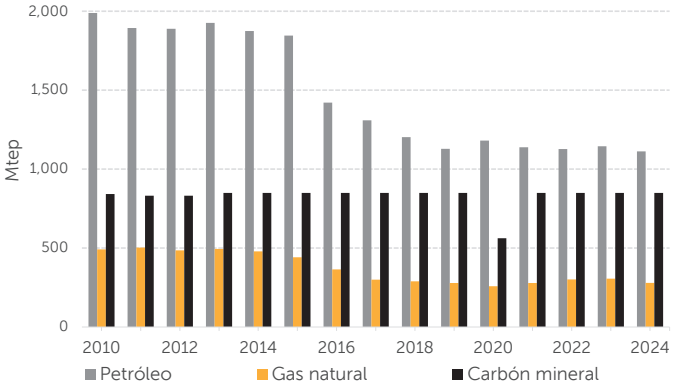
(*) Fuente: Secretaría de Energía (SENER), Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX), Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA),Informe PRODESEN 2024.

Generación eléctrica por fuente *[GWh; %]
2024
Total: 368,624 GWh

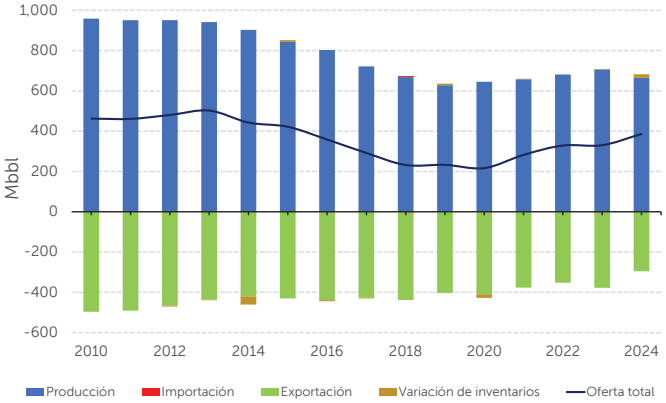


(*) Fuente:Secretaría de Energía (SENER), Sistema de Información Energética (SIE), generación bruta de CFE, Informe PRODESEN 2024.

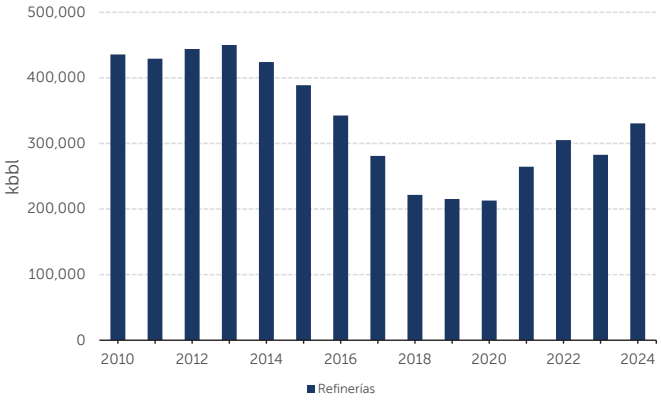
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



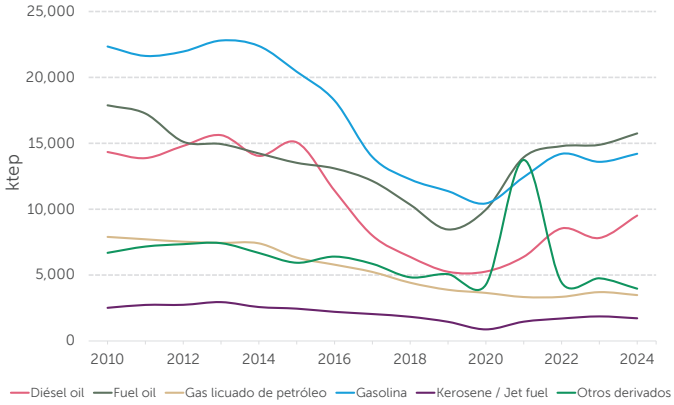
Oferta total de petróleo

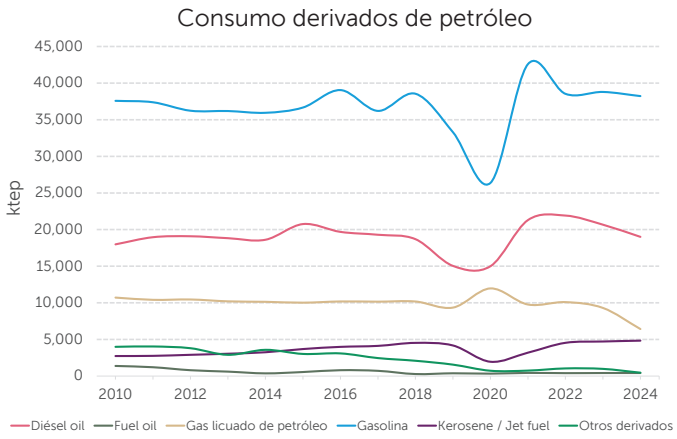


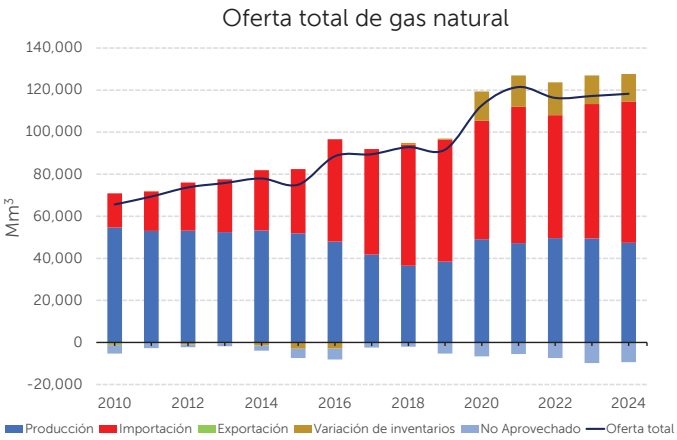
Demanda interna de petróleo

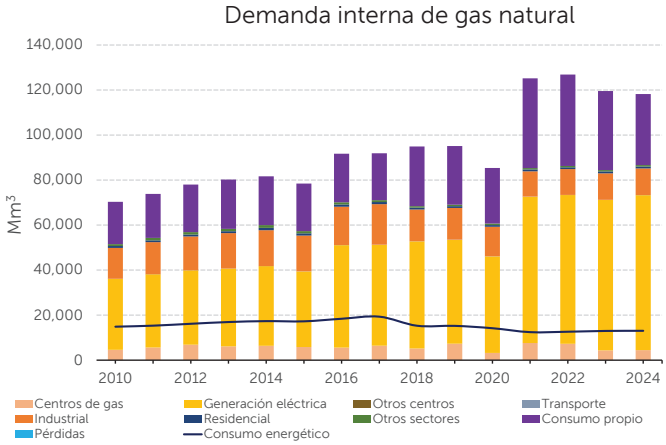


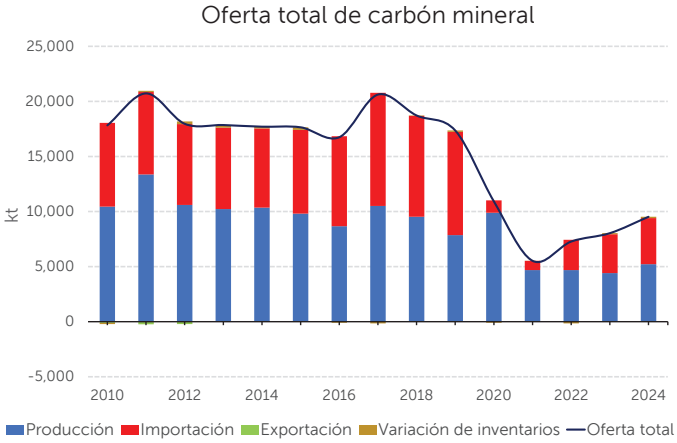
Producción derivados de petróleo

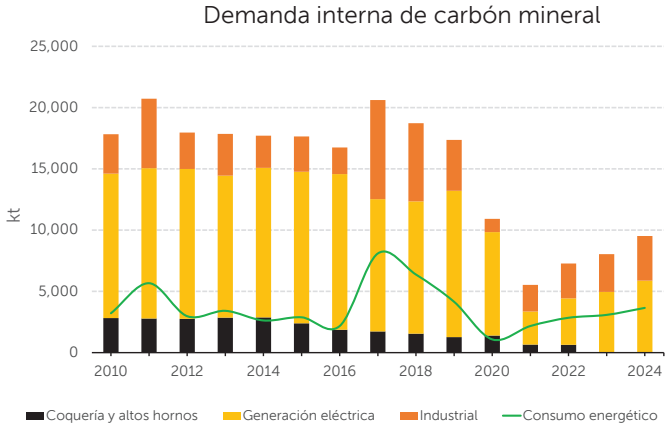


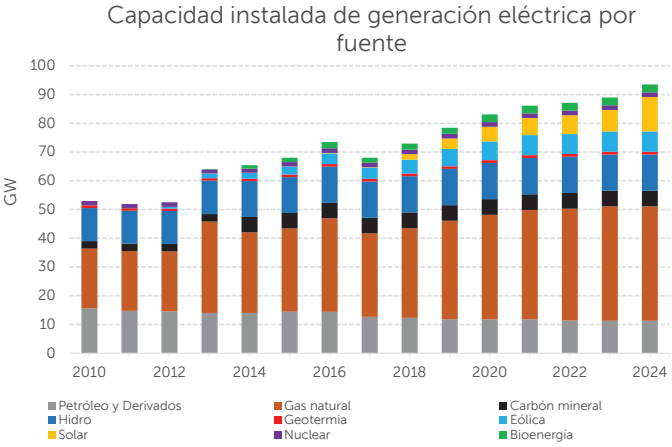

Consumo derivados de petróleo
ktep
45,000
40,000
35,000
30,000
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

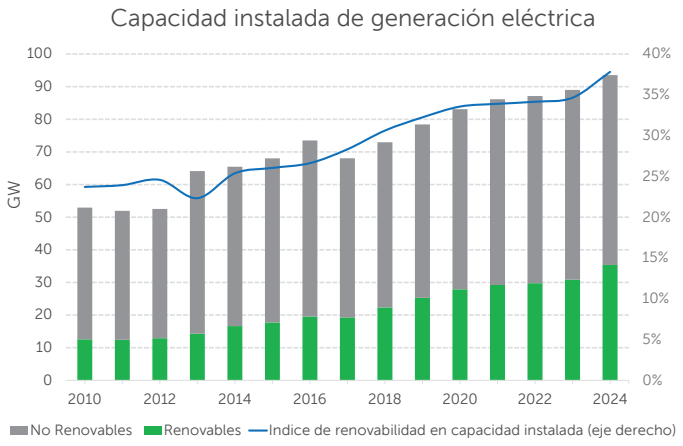

Oferta total de gas natural
Mm³
140,000
120,000
100,000
80,000
60,000
40,000
20,000
0
-20,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No Aprovechado
Oferta total

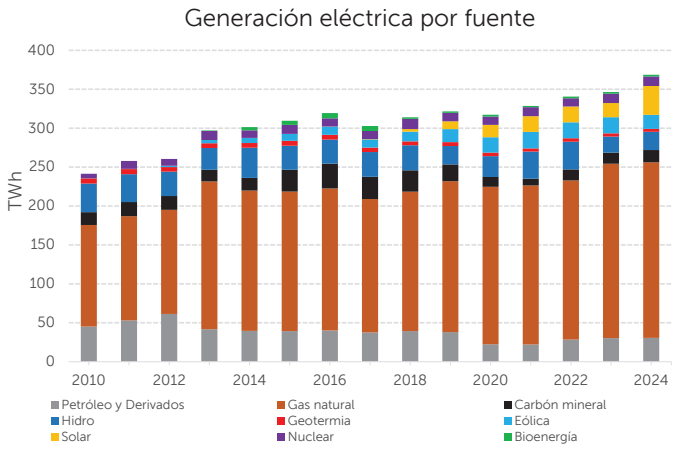

Demanda interna de gas natural
Mm³
140,000
120,000
100,000
80,000
60,000
40,000
20,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

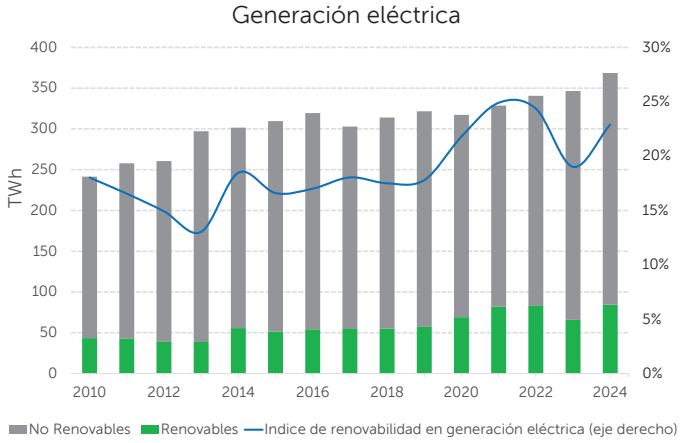

Oferta total de carbón mineral
kt
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
-5,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
Oferta total

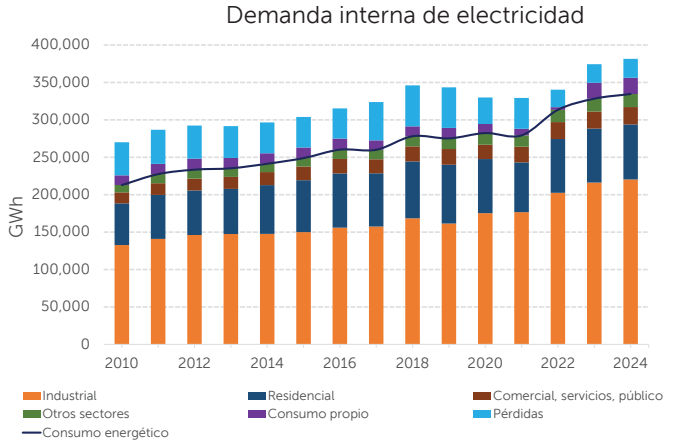

Demanda interna de carbón mineral
kt
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Coquería y altos hornos
Generación eléctrica
Industrial
Consumo energético

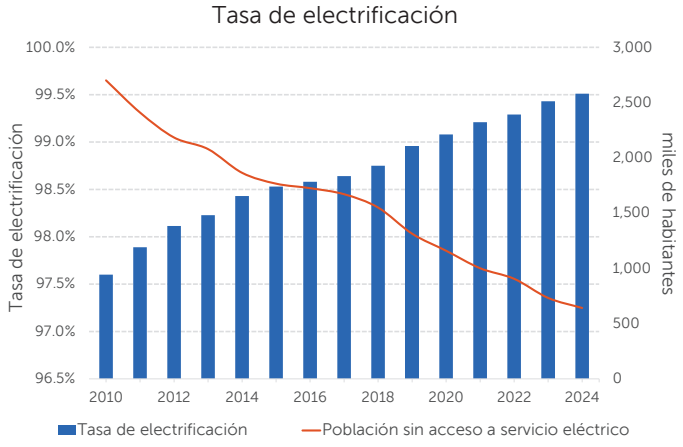

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Nuclear
Bioenergía

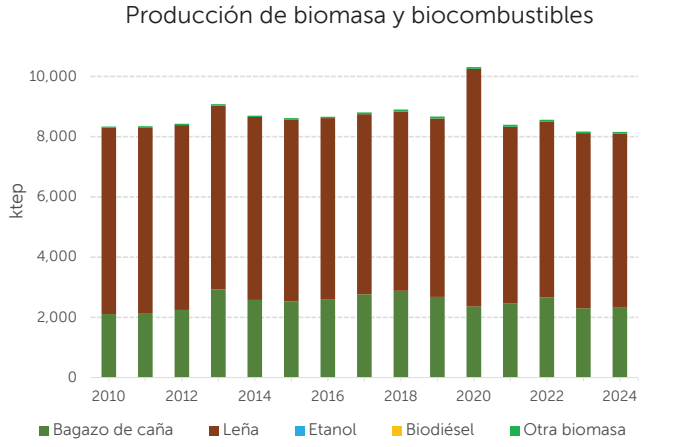

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

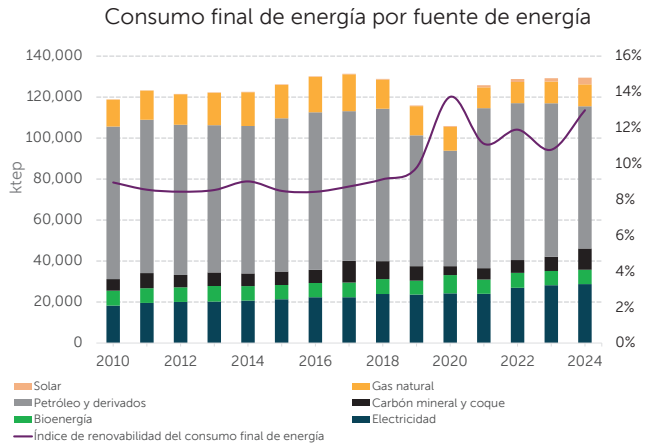

Generación eléctrica por fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Geotermia
Eólica
Solar
Nuclear
Bioenergía

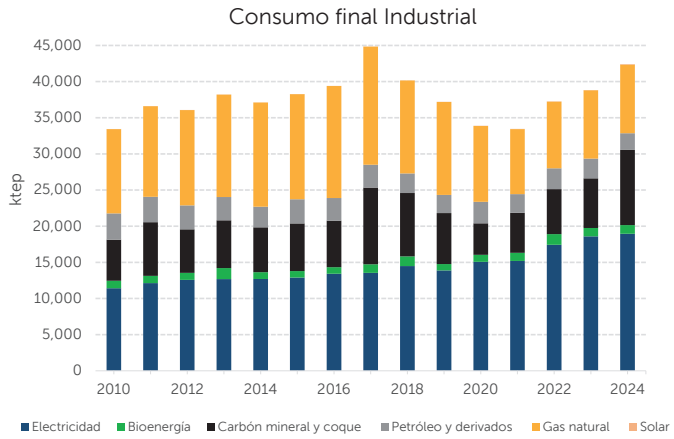

Generación eléctrica
TWh
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

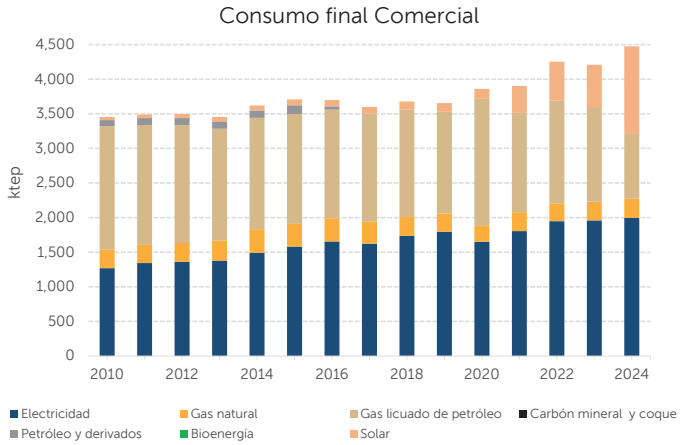

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

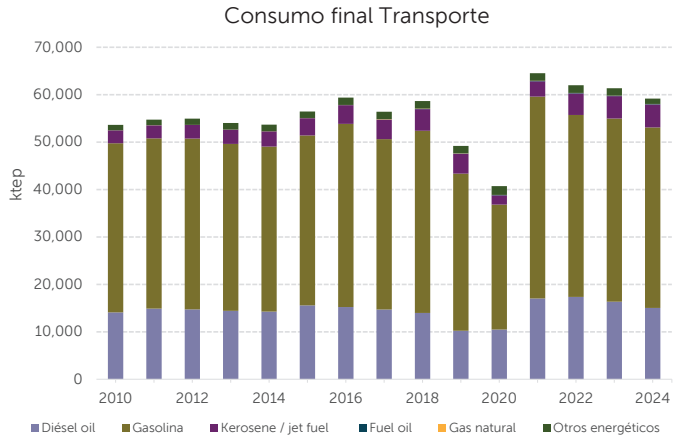

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

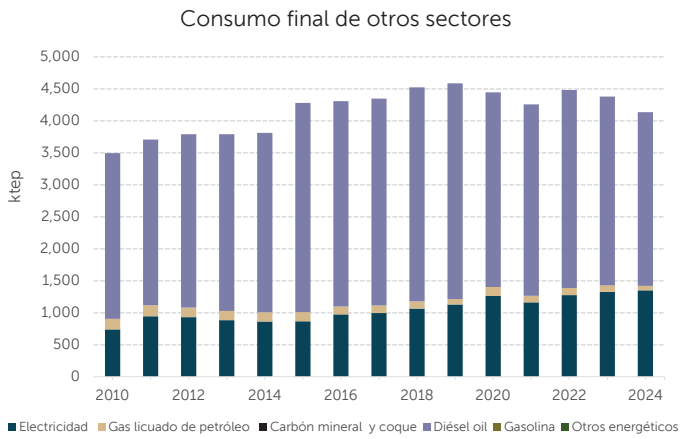

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña
Etanol
Biodiésel
Otra biomasa

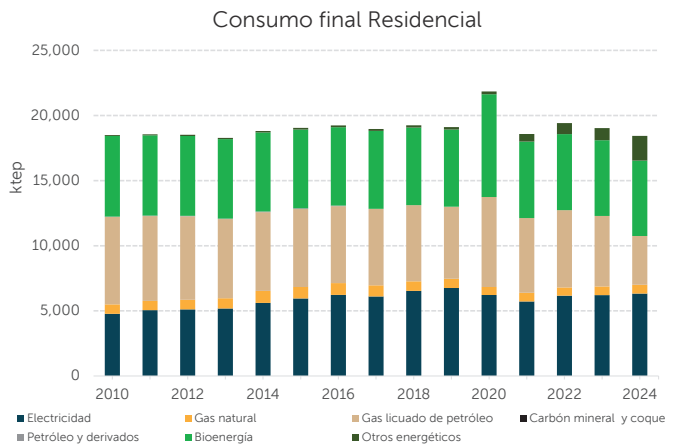

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
140,000
120,000
100,000
80,000
60,000
40,000
20,000
0
16%
14%
12%
10%
8%
6%
4%
2%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Solar
Gas natural
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
45,000
40,000
35,000
30,000
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar

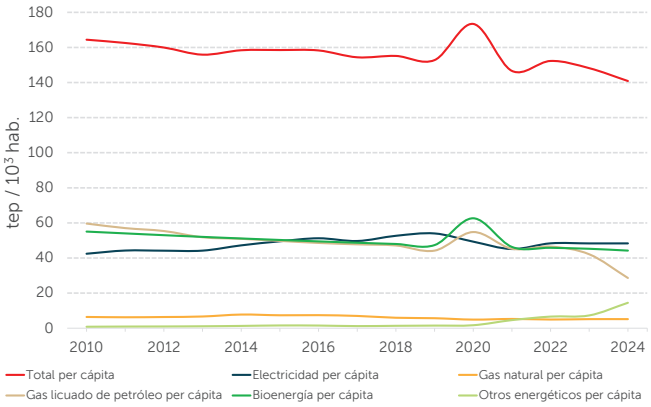

Consumo final Comercial
ktep
4,500
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Solar


Consumo final Transporte
ktep
70,000
60,000
50,000
40,000
30,000
20,000
10,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos

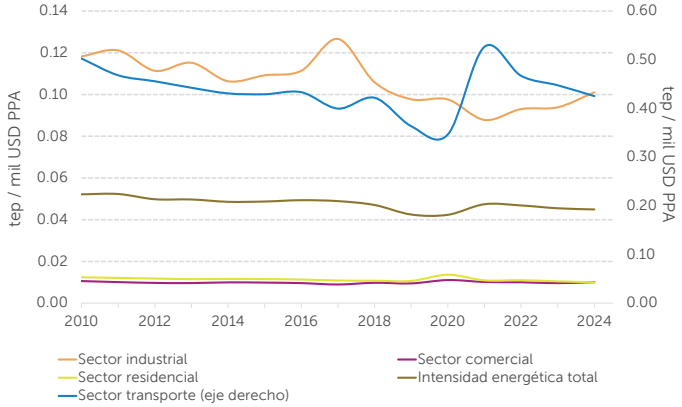

Consumo final de otros sectores
ktep
5,000
4,500
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil
Gasolina
Otros energéticos


Consumo final Residencial
ktep
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos

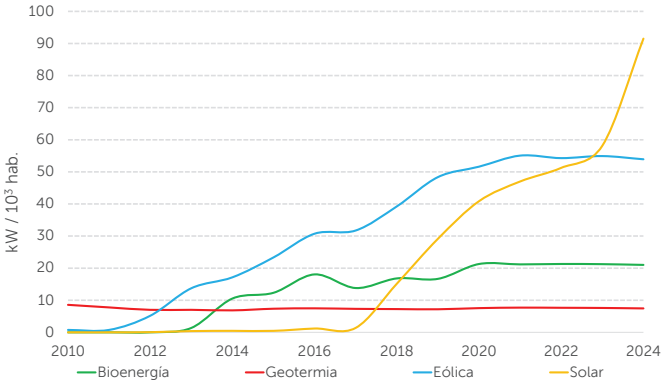
Consumo final per cápita Sector Residencial



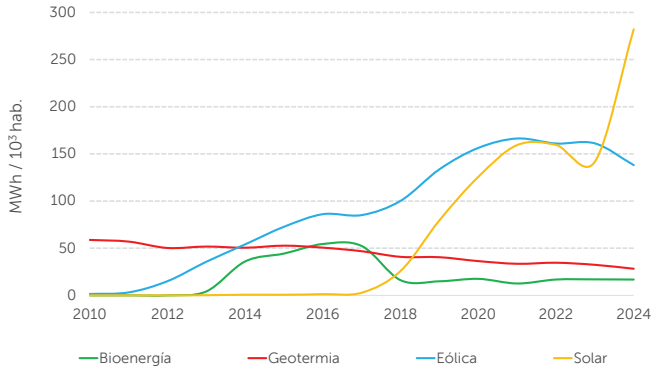
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

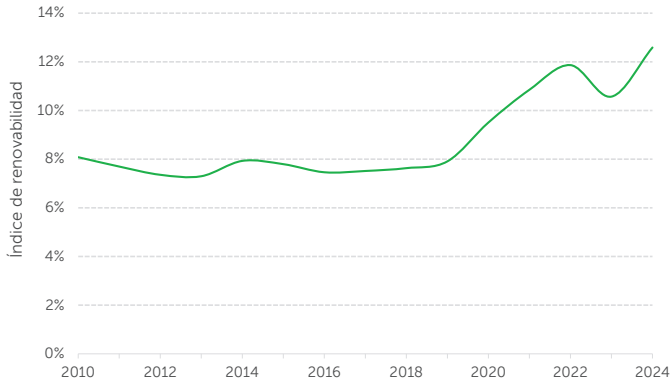


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

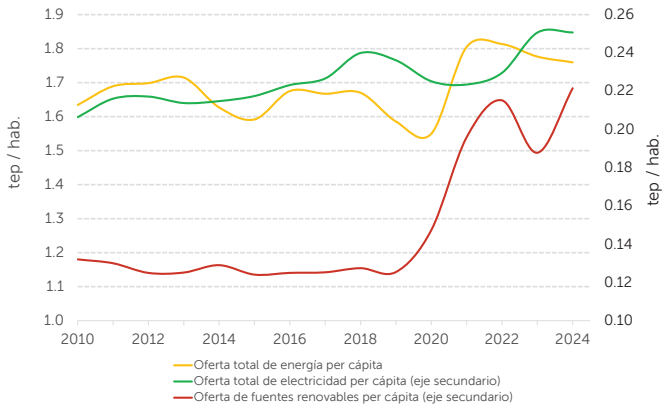


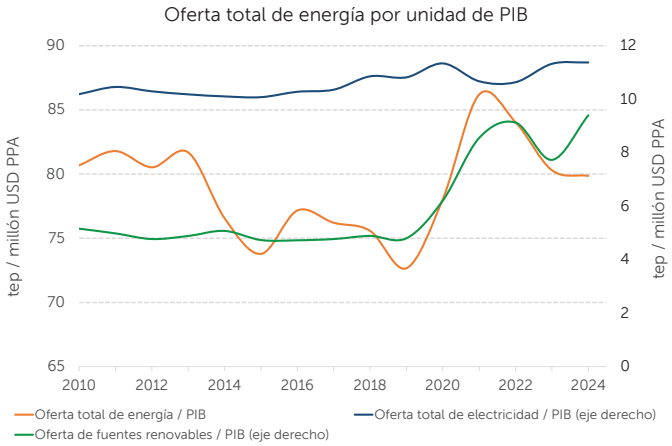
MÉXICO

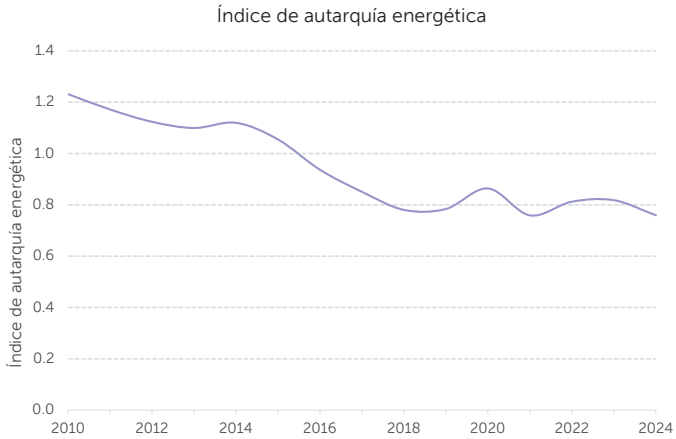
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

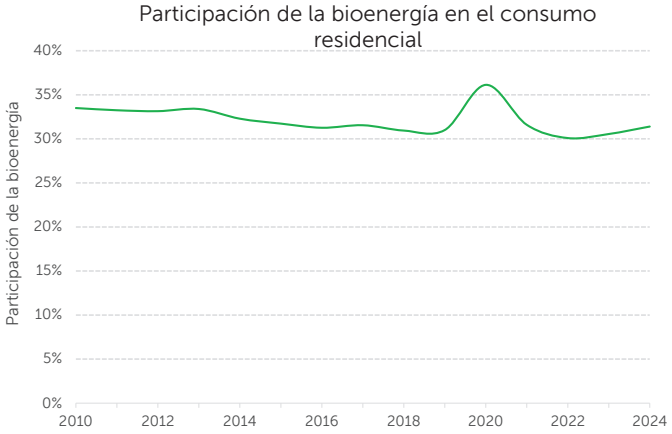


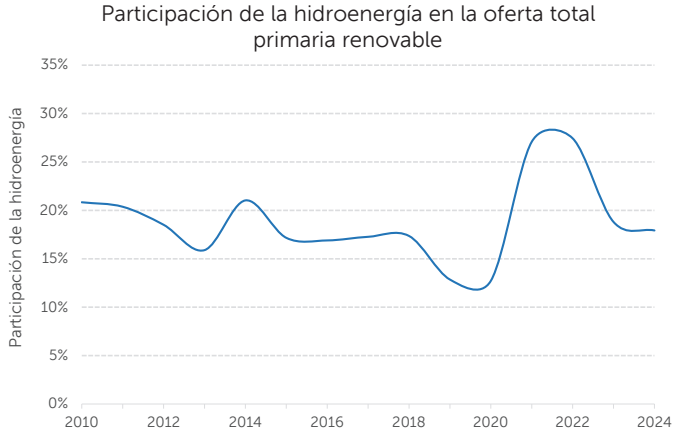
Oferta total de energía per cápita

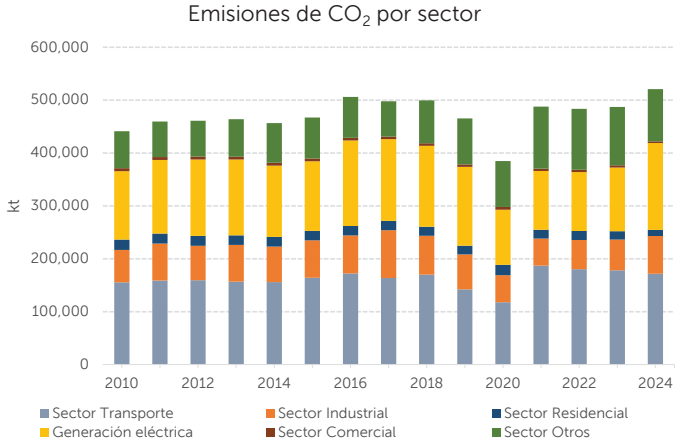


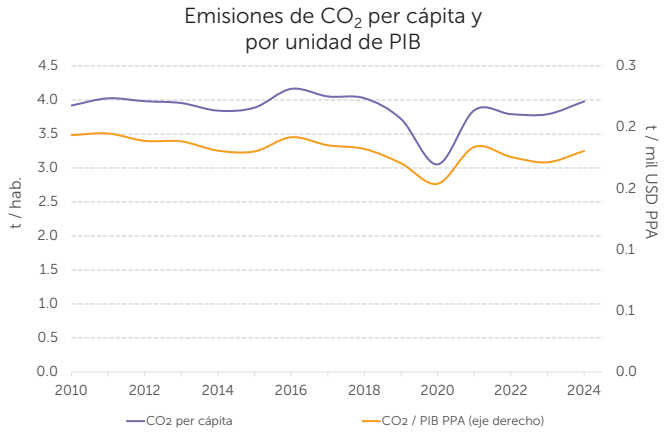

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

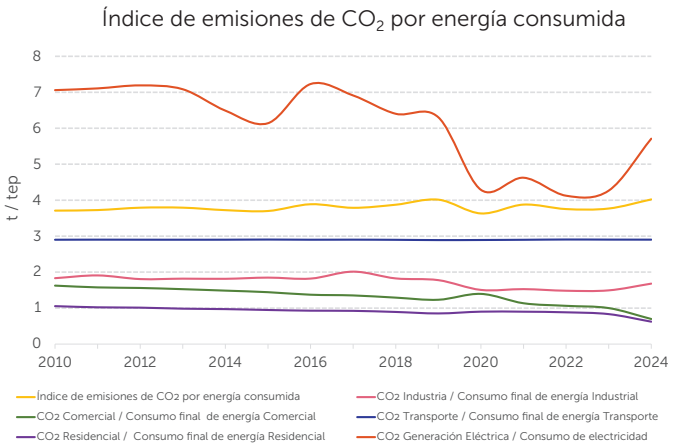

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

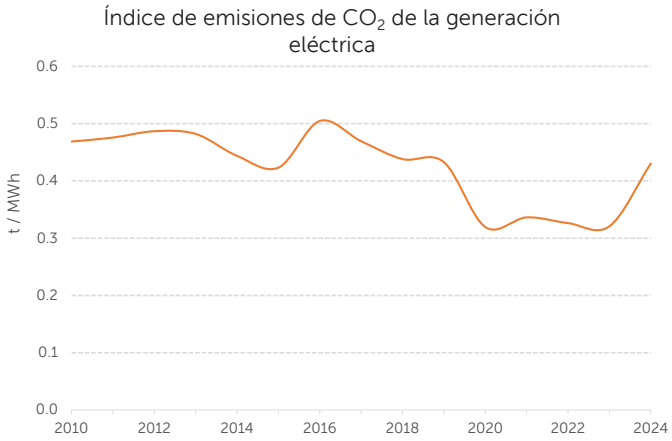

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
8
7
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

NICARAGUA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	6,916 [1]
Superficie (km²)	130,370
Densidad de población (hab. / km²)	53
Población urbana (%)	60
PIB USD 2010 (MUSD)	15,303 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	52,989 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8

La matriz de oferta total de energía primaria del país en el año 2024, se caracterizó por la alta participación de la biomasa registrando el 60% (principalmente leña 47%), seguida del petróleo (31% de participación) el cual es importado. En cuanto a la generación eléctrica la principal fuente es el petróleo y derivados con el 48.2% del total, seguida de las fuentes renovables (hidroenergía, geotermia, eólica y solar) que en conjunto alcanzan el 35.1% de la generación eléctrica total, consolidándose proyectos eólicos, solares y geotérmicos, mientras de forma paralela se fortaleció la infraestructura de transmisión, con inversiones en nuevas subestaciones y líneas, y el avance en una planta de gas en Puerto Sandino, buscando una matriz más confiable y sostenible, con planes a futuro para expandir aún más la capacidad renovable hasta el año 2035.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.85
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.34
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.23
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.33
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.10

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

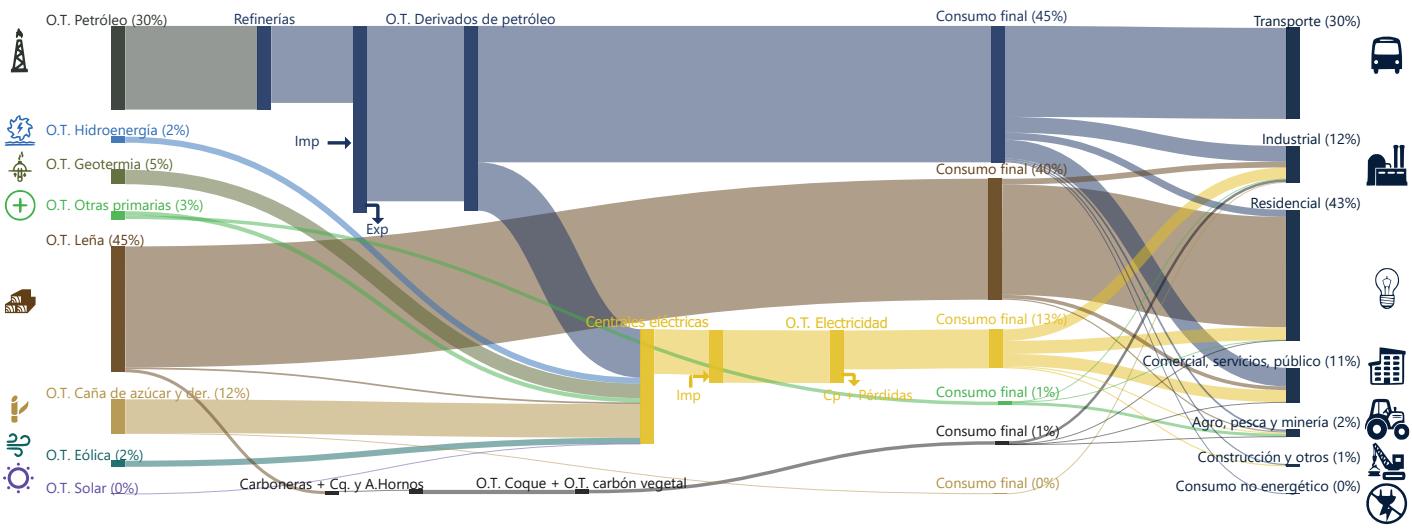
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
613	0.41	99.56	3.48	1.72	1.98	0.10

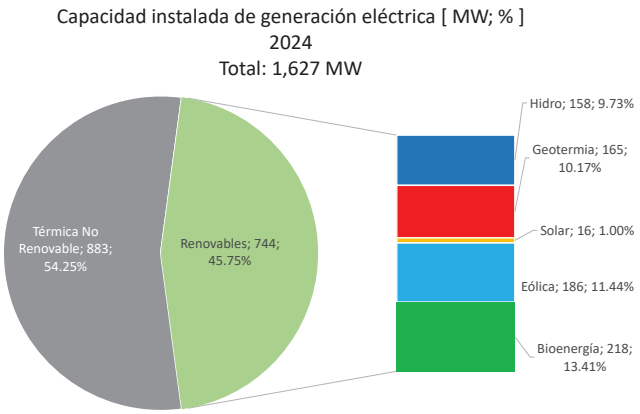
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
2.85	20	1.63	0.05	51.80	48.12	51.44

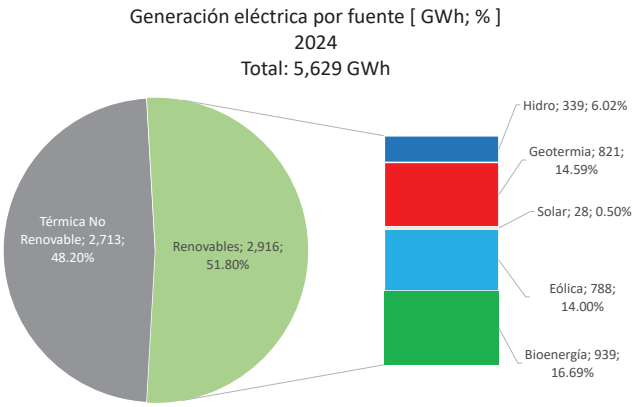
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

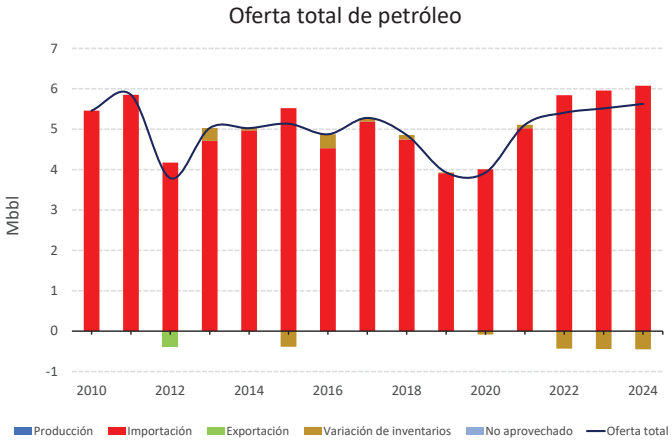
Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE, las cuales están sujetas a revisión del país, por lo que deben considerarse como datos preliminares.

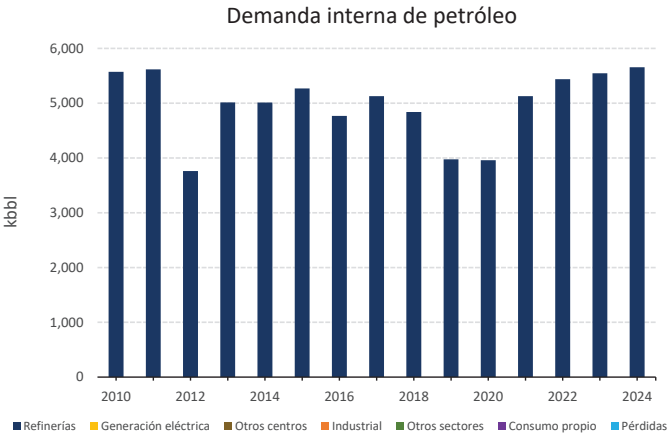
Balance Energético Resumido 2024



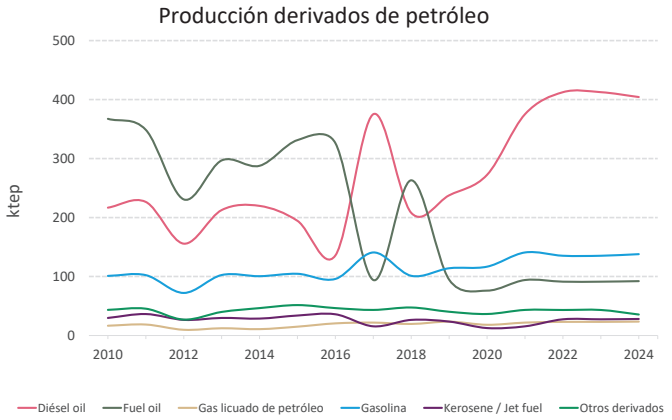

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 1,627 MW
Térmica No Renovable; 883; 54.25%
Renovables; 744; 45.75%
Hidro; 158; 9.73%
Geotermia; 165; 10.17%
Solar; 16; 1.00%
Eólica; 186; 11.44%
Bioenergía; 218; 13.41%

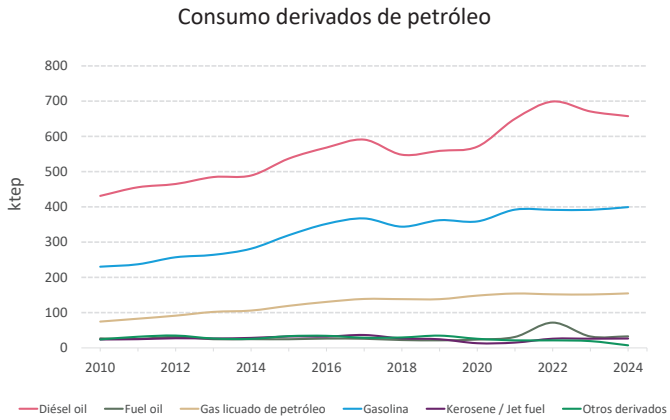

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 5,629 GWh
Térmica No Renovable; 2,713; 48.20%
Renovables; 2,916; 51.80%
Hidro; 339; 6.02%
Geotermia; 821; 14.59%
Solar; 28; 0.50%
Eólica; 788; 14.00%
Bioenergía; 939; 16.69%


Oferta total de petróleo
Mbbl
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No aprovechado
Oferta total

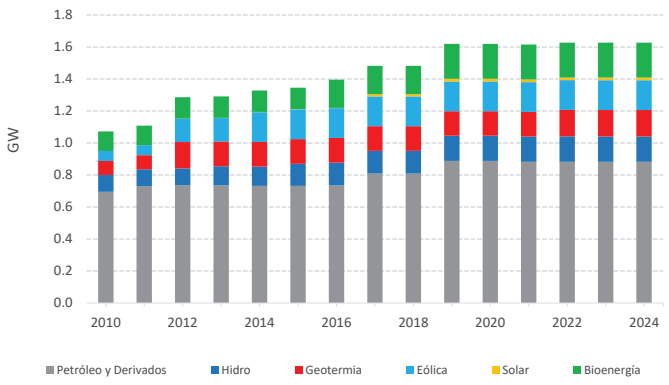

Demanda interna de petróleo
kbbl
Refinerías
Generación eléctrica
Otros centros
Industrial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas

NICARAGUA

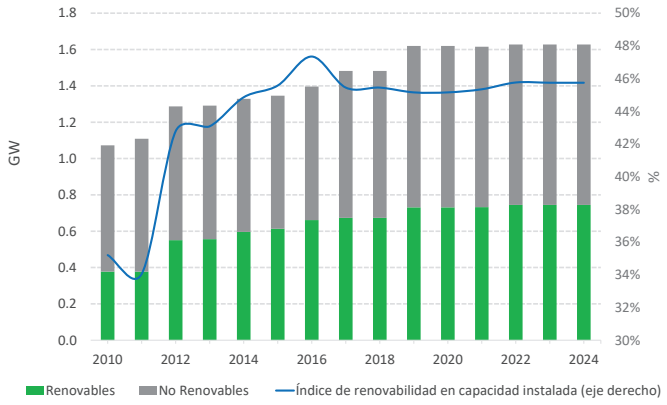

Producción derivados de petróleo
ktep
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados


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

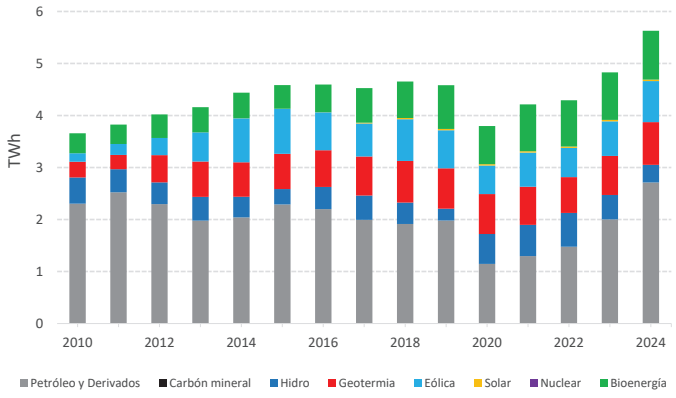
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente



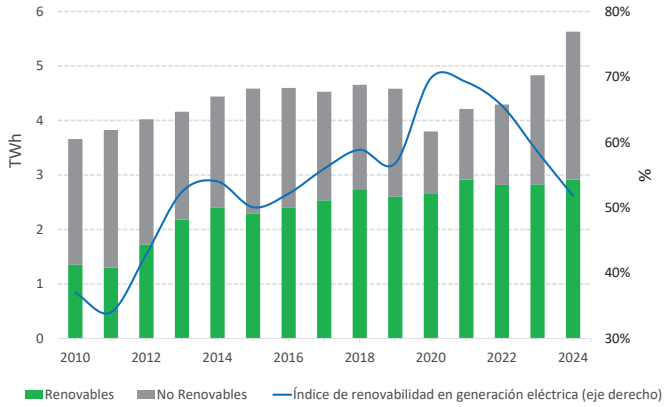
Capacidad instalada de generación eléctrica



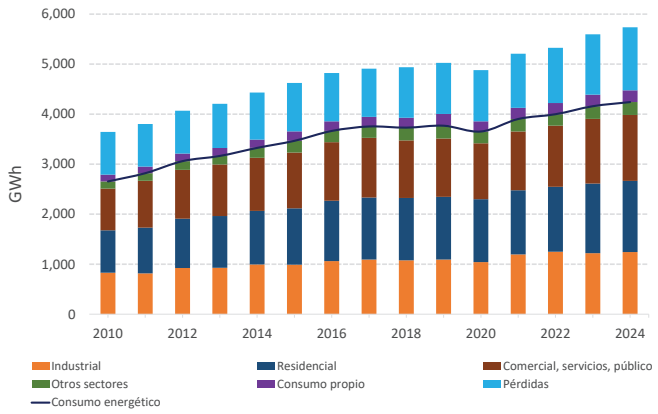
Generación eléctrica por Fuente



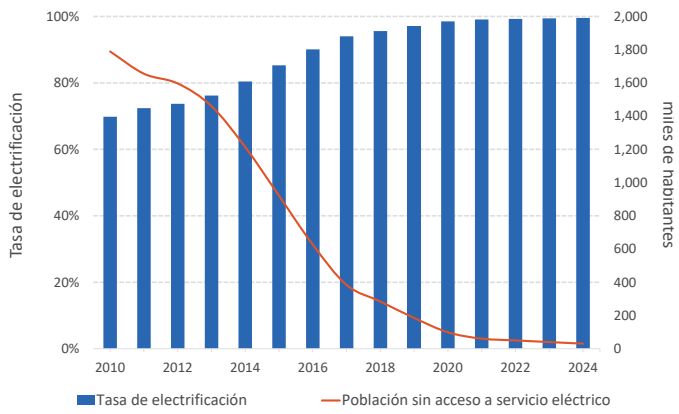
Generación eléctrica

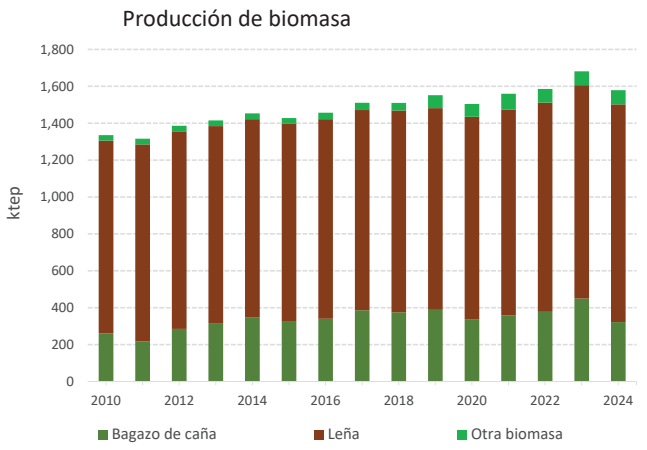


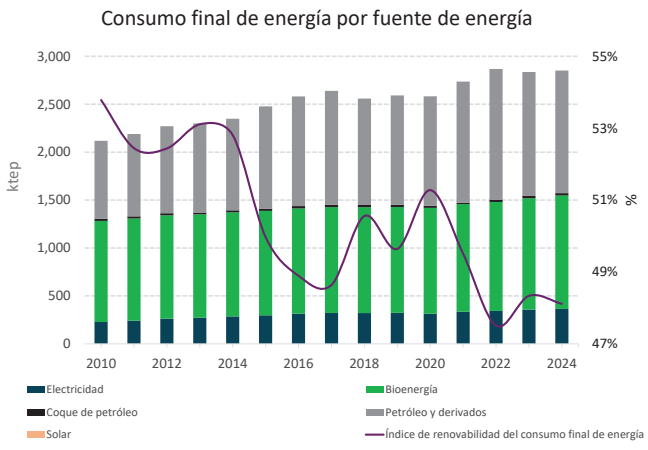
Demanda interna de electricidad

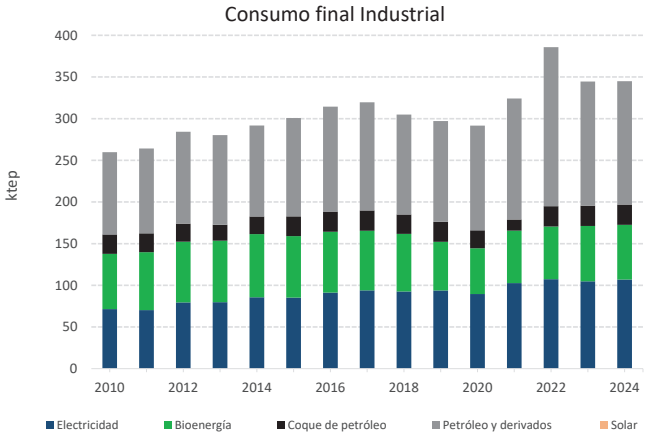


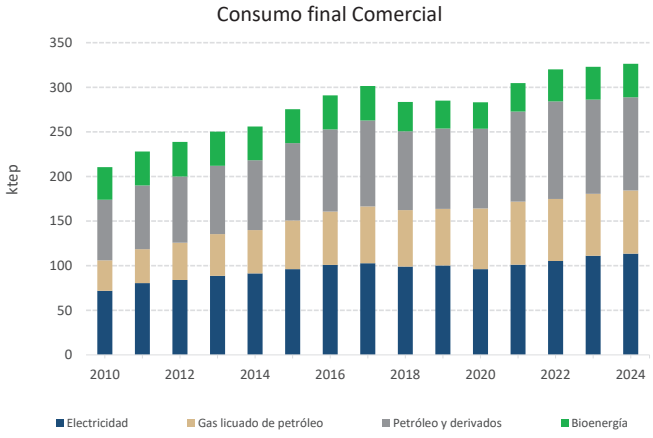
Tasa de electrificación

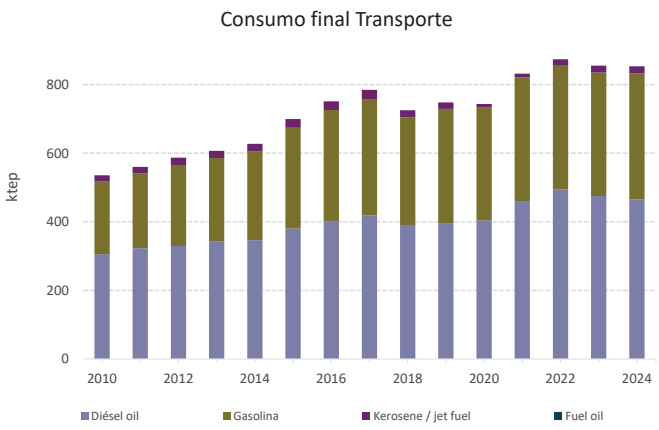


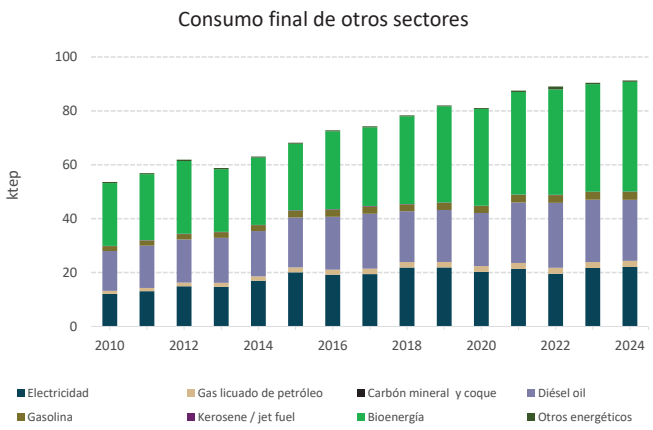

Producción de biomasa
ktep
1,800
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa


Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
55%
53%
51%
49%
47%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Coque de petróleo
Petróleo y derivados
Solar
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

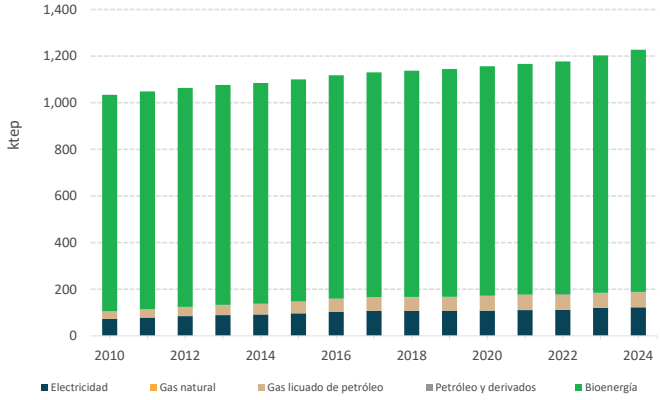

Consumo final Industrial
ktep
400
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Coque de petróleo
Petróleo y derivados
Solar


Consumo final Comercial
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía

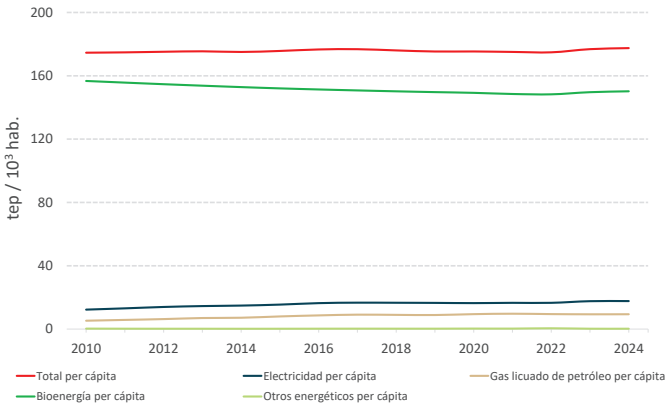

Consumo final Transporte
ktep
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil


Consumo final de otros sectores
ktep
100
80
60
40
20
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos

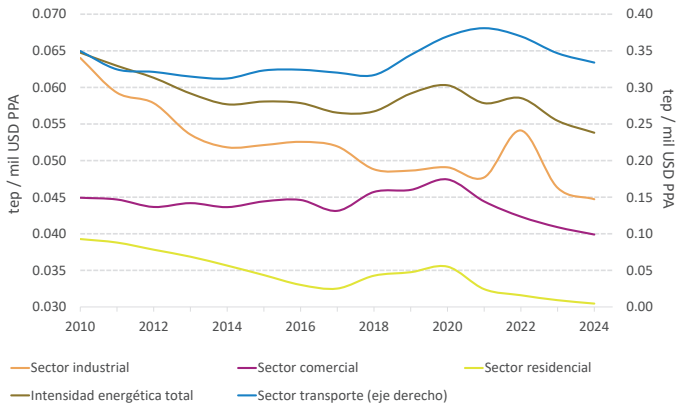
Consumo final Residencial



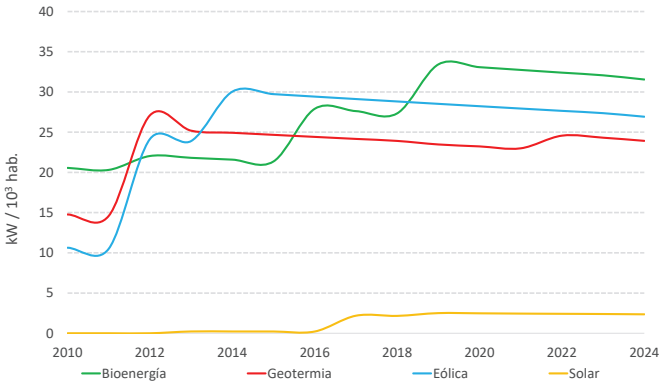
Consumo final per cápita Sector Residencial



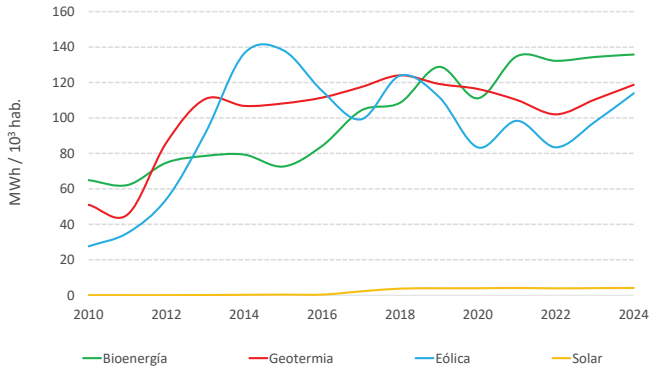
Intensidades energéticas sectoriales



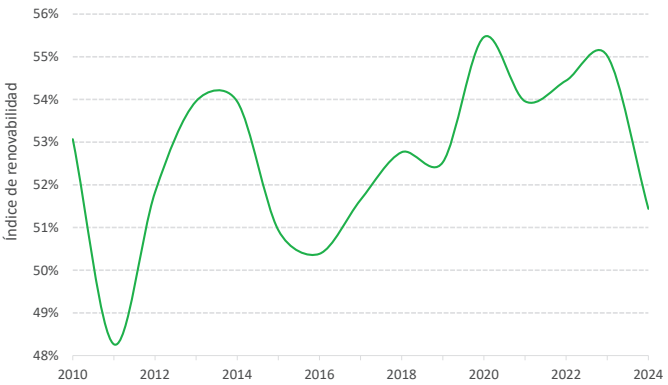
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

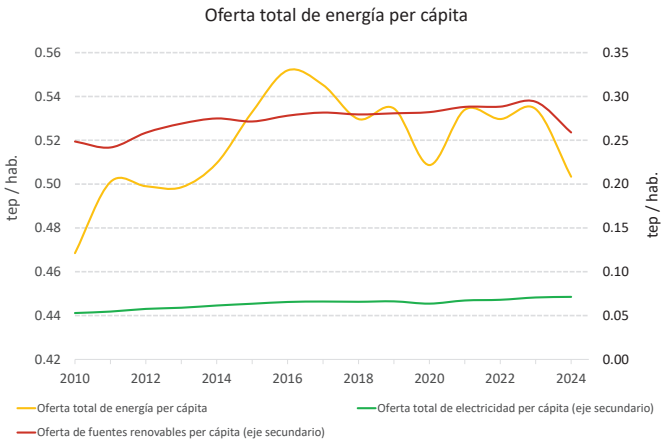


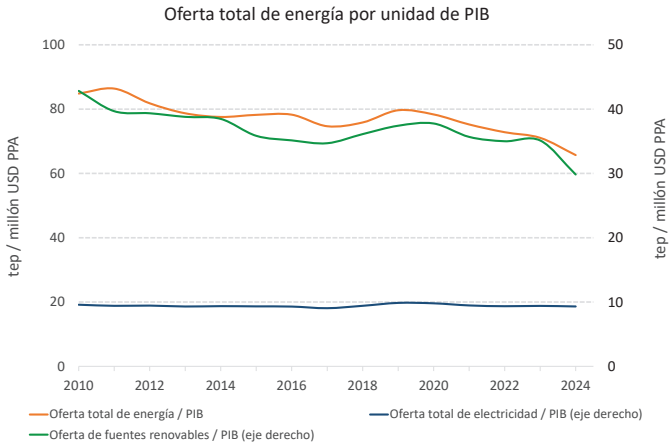
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

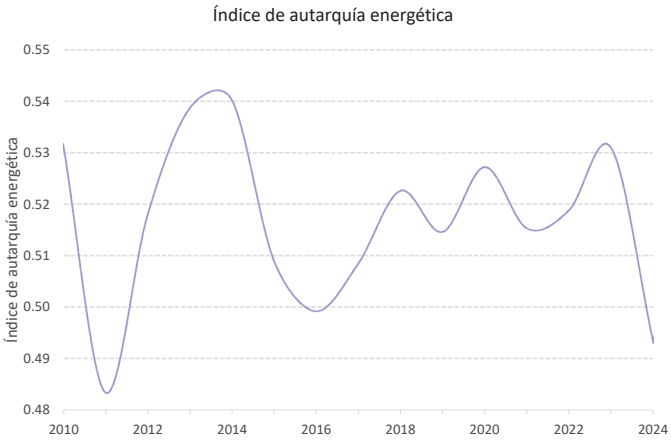


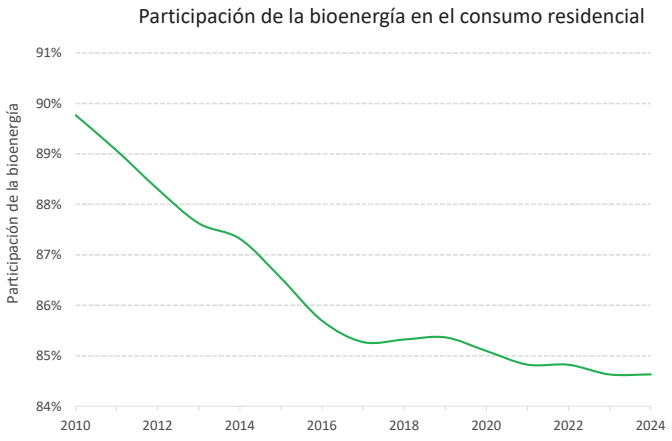
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



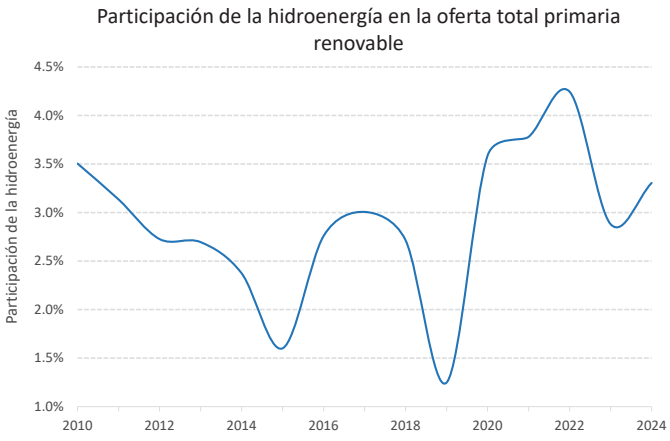

Oferta total de energía per cápita
tep / hab.
tep / hab.
Oferta total de energía per cápita
Oferta total de electricidad per cápita (eje secundario)
Oferta de fuentes renovables per cápita (eje secundario)

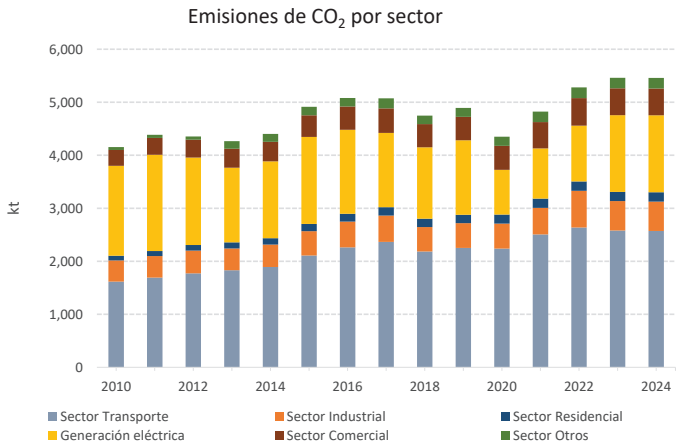

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

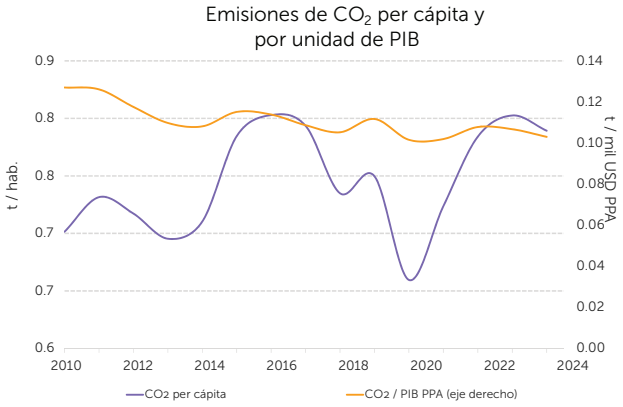

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

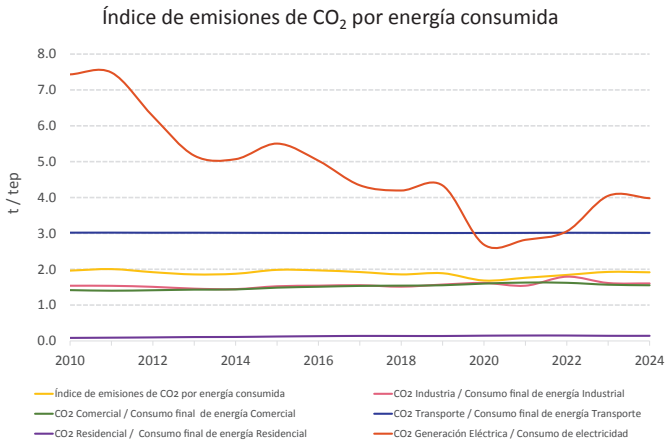

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía

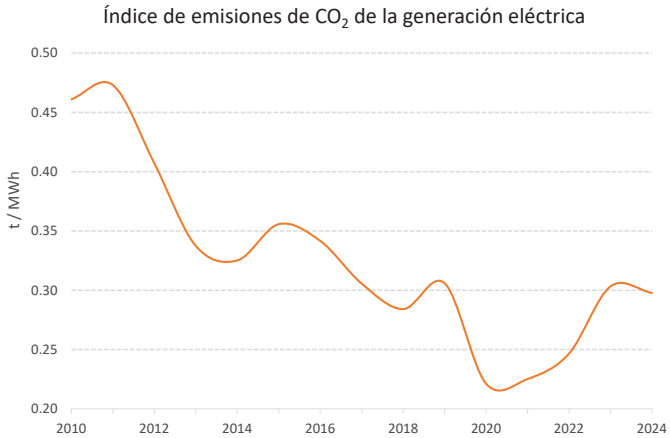
NICARAGUA


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
0.9
0.8
0.8
0.7
0.7
0.6
0.14
0.12
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
8.0
7.0
6.0
5.0
4.0
3.0
2.0
1.0
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.50
0.45
0.40
0.35
0.30
0.25
0.20
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

PANAMÁ

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	4,482 [1]
Superficie (km²)	74,473
Densidad de población (hab. / km²)	60
Población urbana (%)	69
PIB USD 2010 (MUSD)	81,289 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	164,484 [3]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	37

En 2024, Panamá registró un decrecimiento del 11.1% en la oferta primaria de energía alcanzando los 1.79 Mtep. Esta caída se debió a la salida de operación de Bahía Las Minas, lo que evitó la importación del carbón mineral. El gas natural fue la fuente con mayor participación 38%, seguido por la hidroenergía 37%, la leña 12% y el resto correspondió a eólica, solar, biogás y bagazo. La producción primaria nacional alcanzó 1.1 Mtep de los lideradas por la hidroenergía con el 60%, seguida por la leña 19%, bagazo 7%, eólica 5% y solar 8%. Las exportaciones de energía crecieron un 87% respecto al año anterior, alcanzando 0.06 Mtep, las principales fuentes exportadas fueron electricidad y productos no energéticos. En generación eléctrica, las fuentes renovables representaron el 73.1% destacando la hidroenergía 59.9%, eólica 5.1%, solar 7.9% y bioenergía 0.2%, mientras que las fuentes no renovables como el gas natural y derivados de petróleo aportaron el 27% de los 13 TWh generados. Finalmente, la demanda de energía se redujo a 3.95 Mtep como consecuencia del cierre de la actividad minera. El mayor consumo corresponde a los derivados de petróleo en el sector transporte con una participación del 56%. En cuanto a los demás sectores, la demanda se distribuyó de la siguiente manera: residencial 16%, industrial 14%, comercial 12% y otros 2%.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.20
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.57
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.65
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.49
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.04

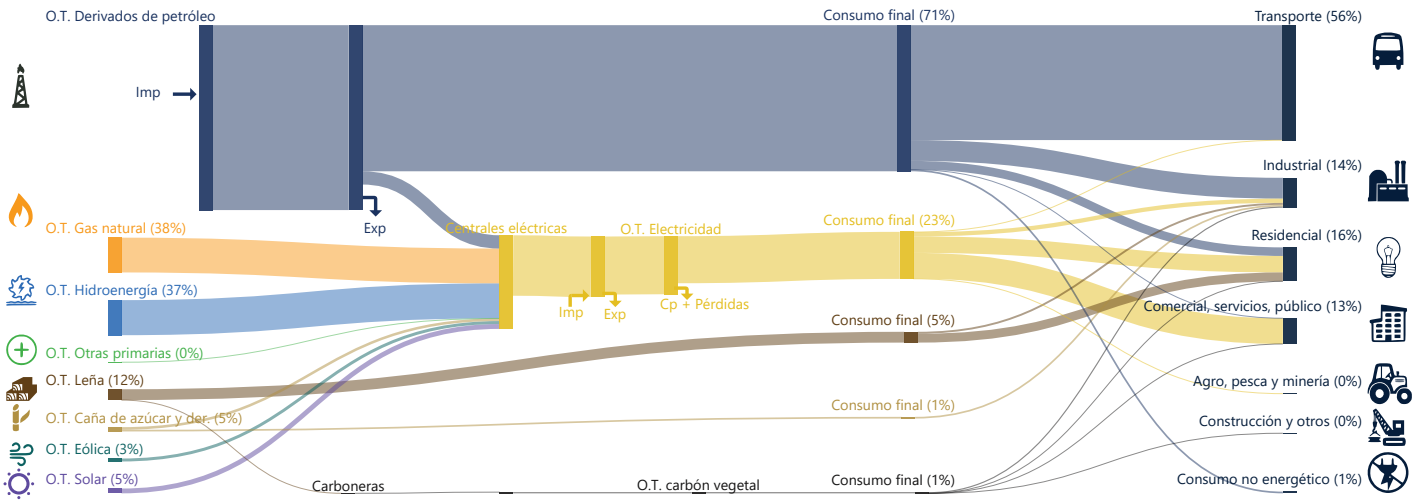
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt 118 [4]	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,335	0.88	96.00	4.81	1.11	4.38	0.06

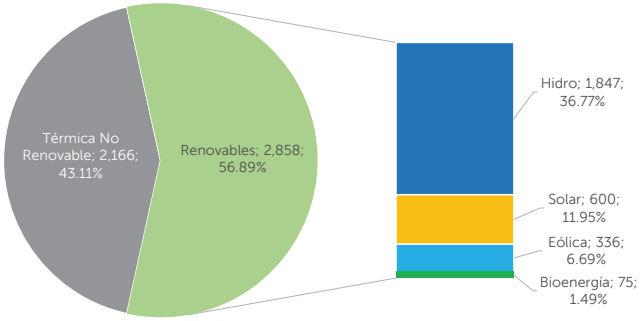
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
3.96	n.a.	5.02 [5]	0.02	73.07	22.70	22.15

[1] INEC Panamá: Estimación y proyección de la población total.
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Fuente: Banco Mundial.
[4] Turba de Changuinola
[5] La capacidad instalada de generación eléctrica de carbón se encuentra fuera de operación comercial desde finales del 2023. Para el caso de la planta de biogás (relleno sanitario o vertedero) tampoco está en operación comercial desde febrero de 2023.

Balance Energético Resumido 2024

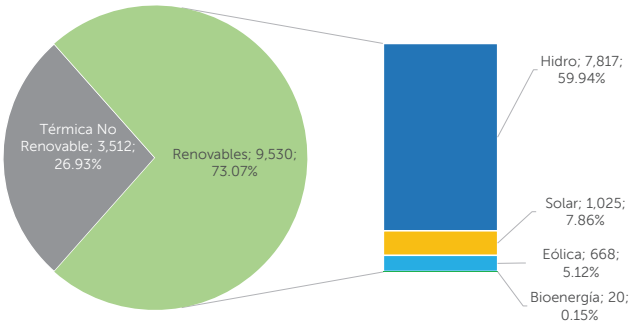


Capacidad instalada de generación eléctrica * [MW; %]
2024
Total: 5,024 MW



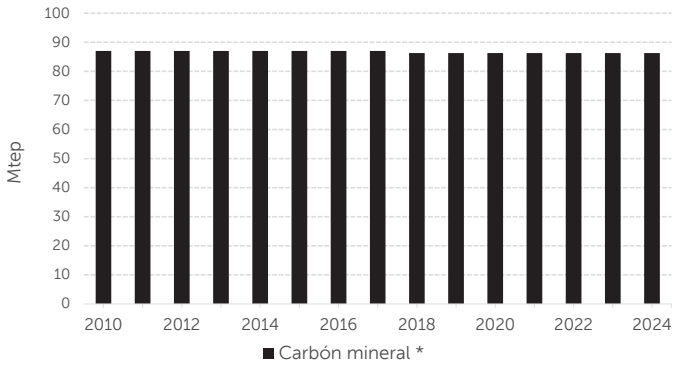
(*): La capacidad instalada a base de carbón se encuentra fuera de operación comercial desde finales del 2023.
La planta de biogás, asociada al relleno sanitario (vertedero) dejó de operar comercialmente desde febrero de 2023.

Generación eléctrica por fuente * [GWh; %]
2024
Total: 13,041 GWh



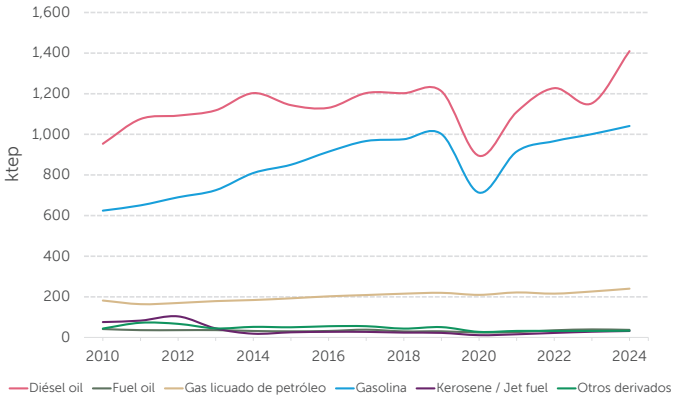
(*): Los datos corresponden al Sistema Interconectado Nacional (SIN), según el reporte del CND.

Reservas probadas de carbón mineral



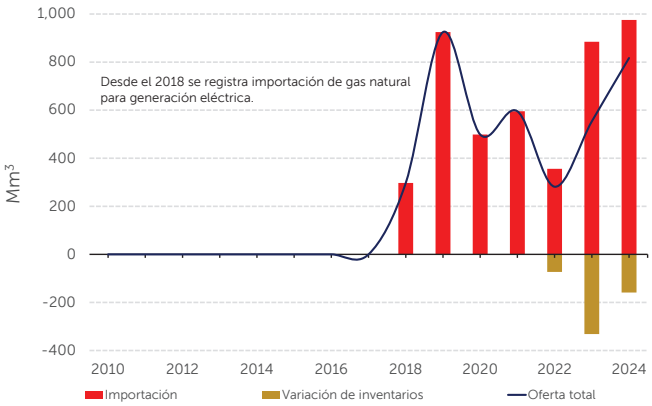
(*): Corresponde a turba de Changuinola

Consumo derivados de petróleo

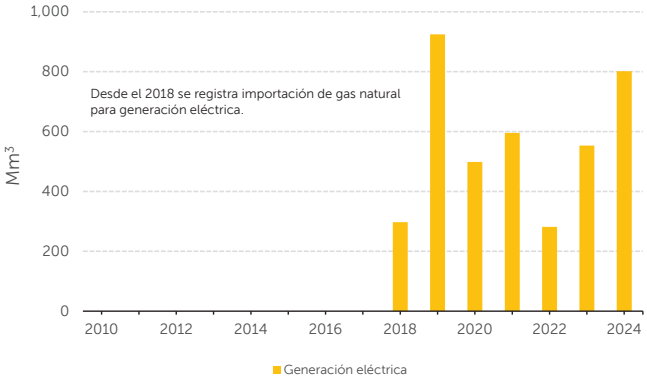


PANAMÁ

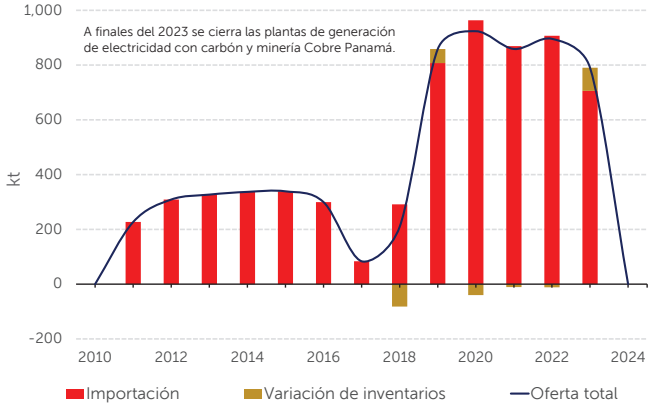
Oferta total de gas natural



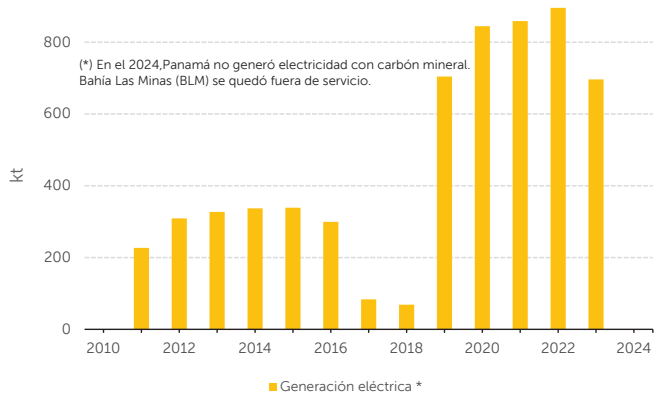
Demanda interna de gas natural



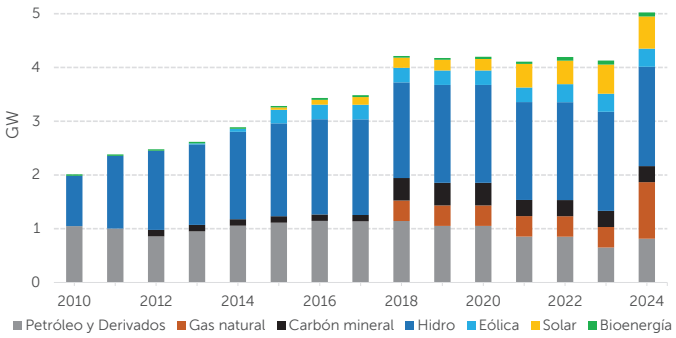
Oferta total de carbón mineral



Demanda interna de carbón mineral

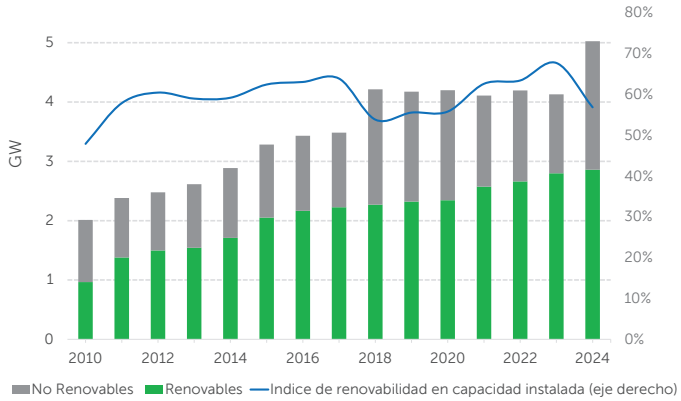


Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente *

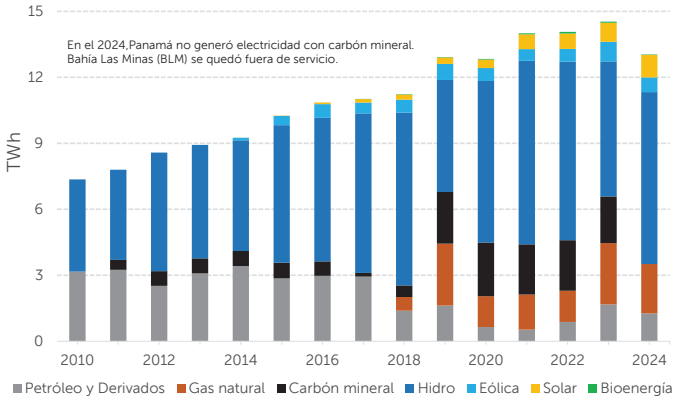


*La capacidad instalada de generación eléctrica de carbón se encuentra fuera de operación comercial desde finales del 2023.
Para el caso de la planta de biogás (relleno sanitario o vertedero) tampoco está en operación comercial desde febrero de 2023.

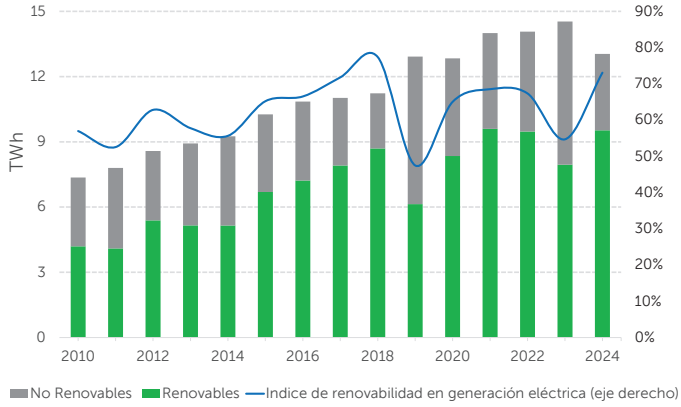
Capacidad instalada de generación eléctrica

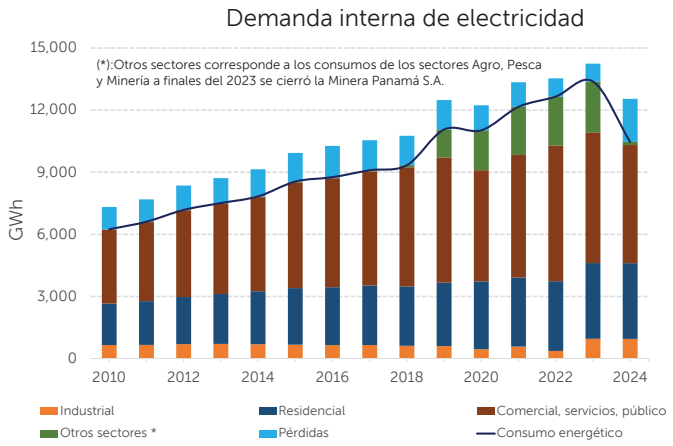


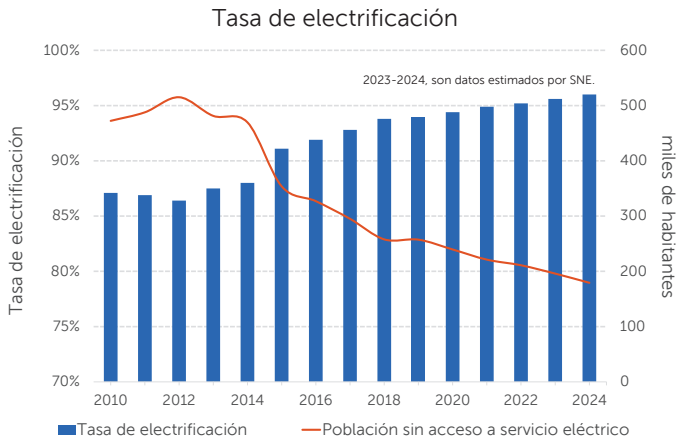
Generación eléctrica por fuente

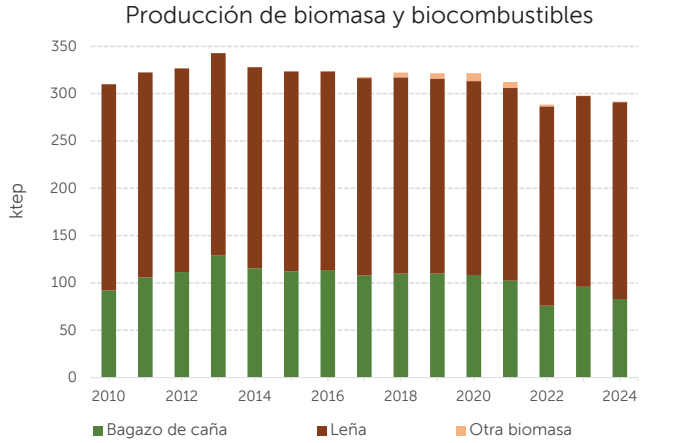


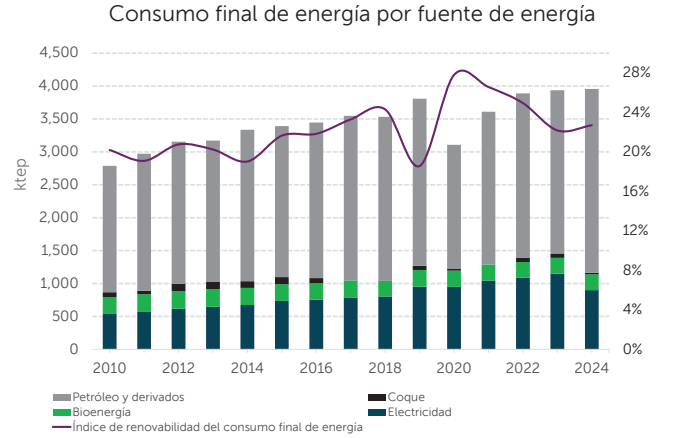
Generación eléctrica

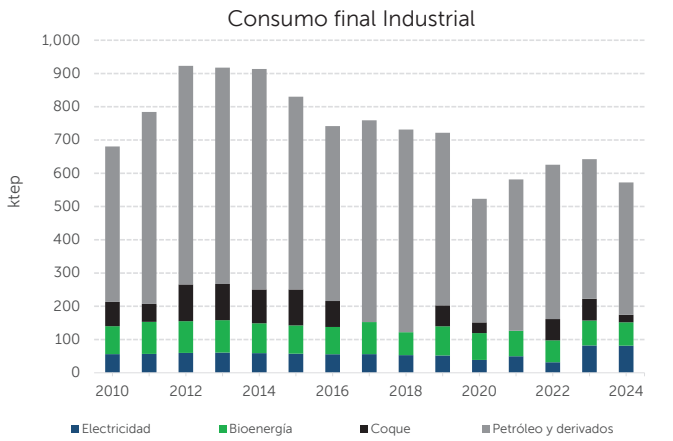


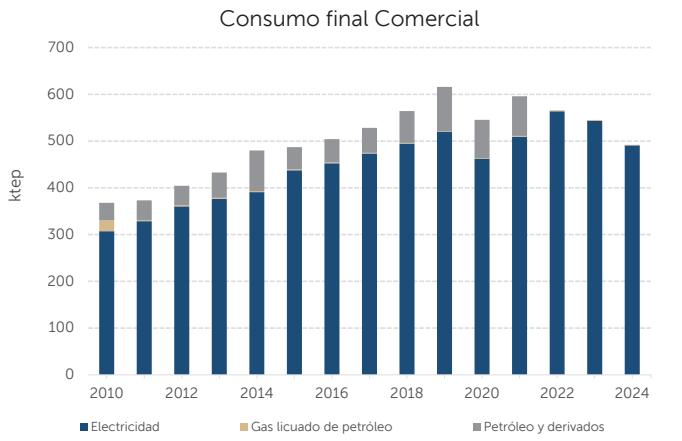

Demanda interna de electricidad
(*):Otros sectores corresponde a los consumos de los sectores Agro, Pesca y Minería a finales del 2023 se cierró la Minera Panamá S.A.
GWh
15,000
12,000
9,000
6,000
3,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores *
Pérdidas
Consumo energético

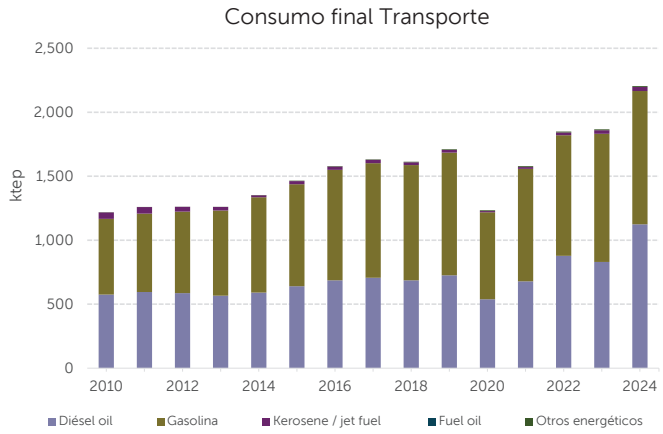

Tasa de electrificación
2023-2024, son datos estimados por SNE.
Tasa de electrificación
miles de habitantes
100%
95%
90%
85%
80%
75%
70%
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

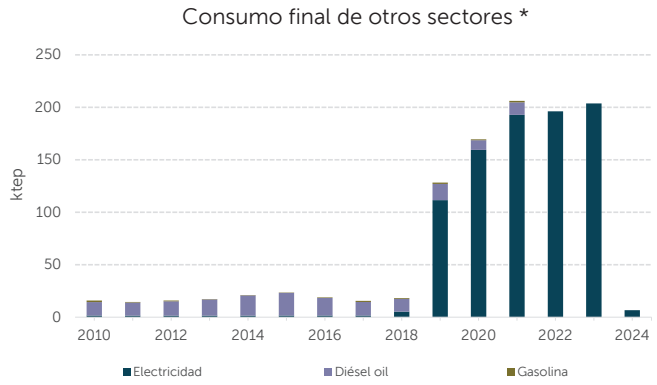

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa


Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
4,500
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
28%
24%
20%
16%
12%
8%
4%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y derivados
Coque
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

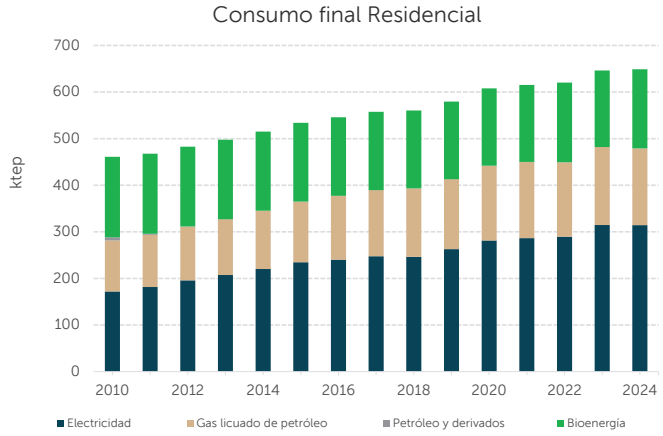

Consumo final Industrial
ktep
1,000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Bioenergía
Coque
Petróleo y derivados

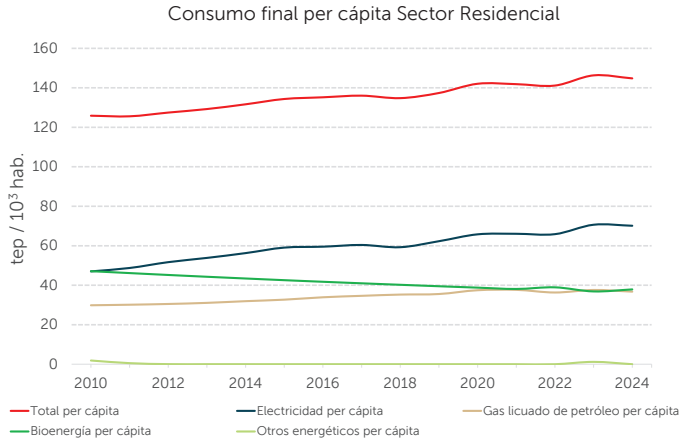

Consumo final Comercial
ktep
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados

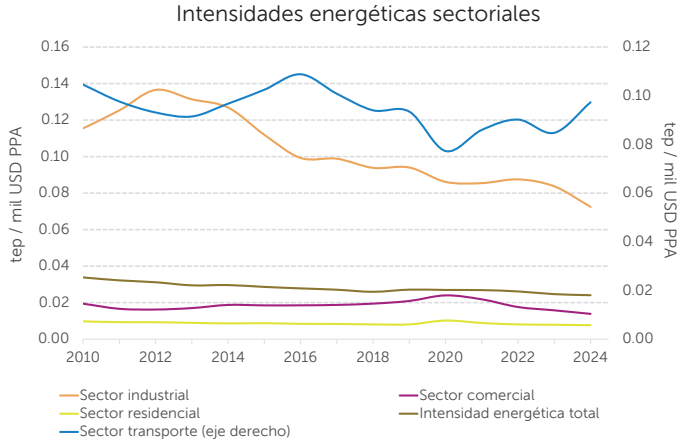


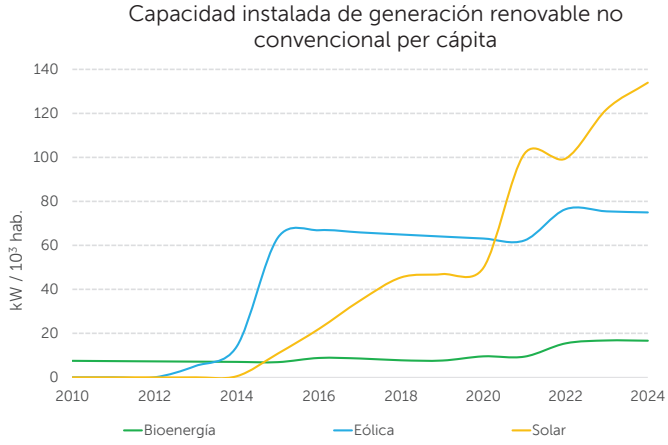


(*):Incluye consumo del sector Agro, Pesca y Minería; Construcción y Otros. Para el año 2024, debido a la armonización metodológica del BEN realizado por SNE, el consumo de electricidad en minería se contabiliza en el sector industria. También considerar que a finales del 2023 se cierró la Minería Panamá S.A.

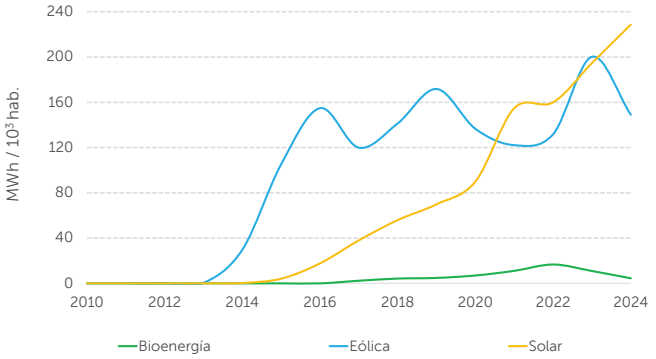




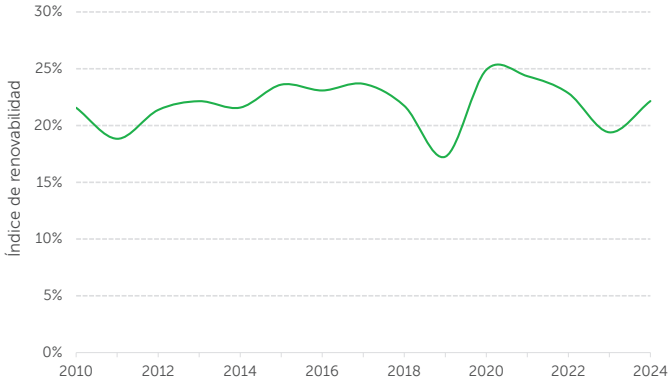




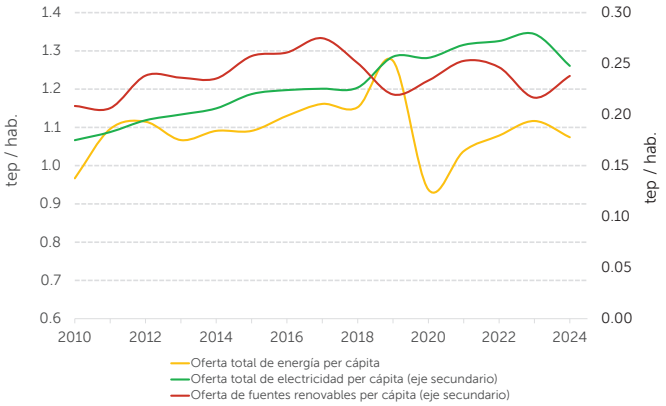
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



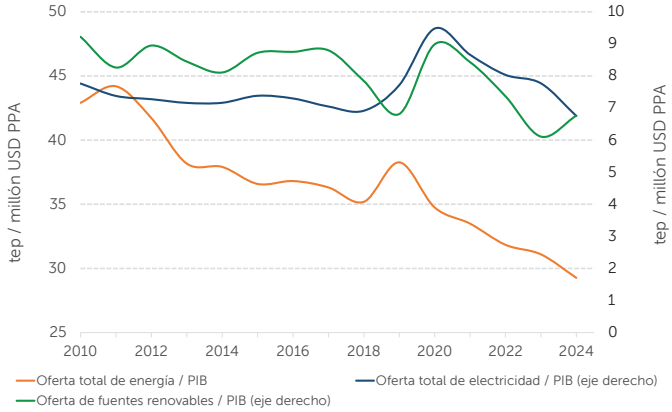
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)



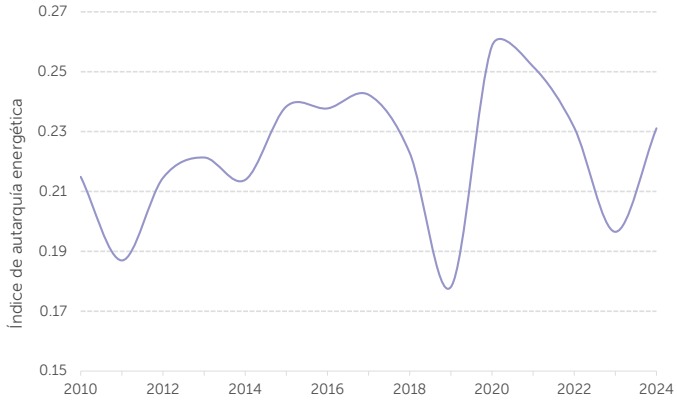
Oferta total de energía per cápita



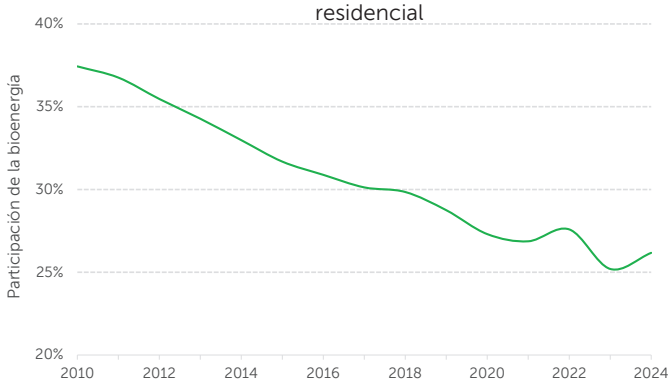
Oferta total de energía por unidad de PIB



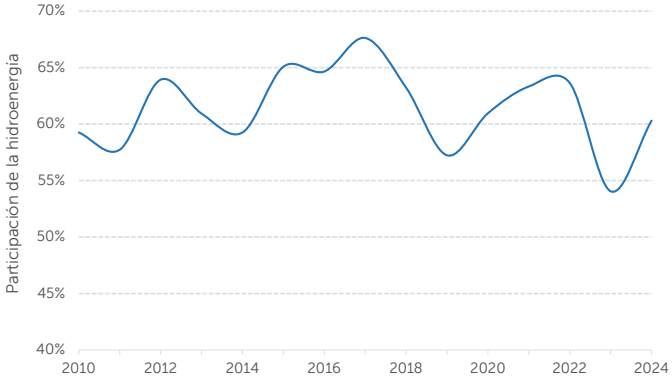
Índice de autarquía energética



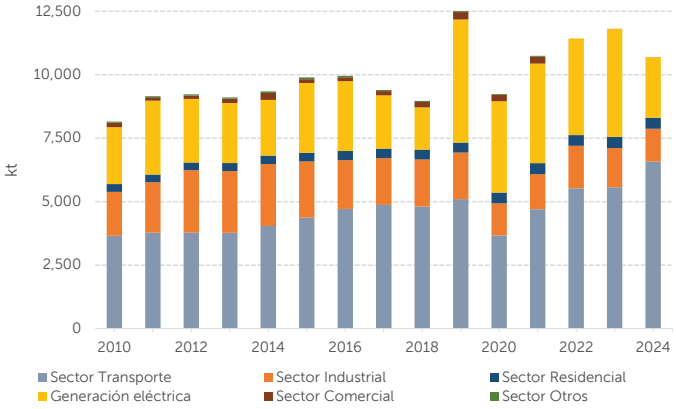
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



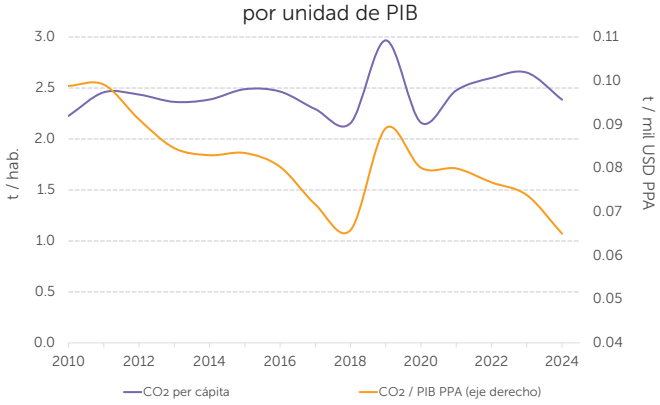
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



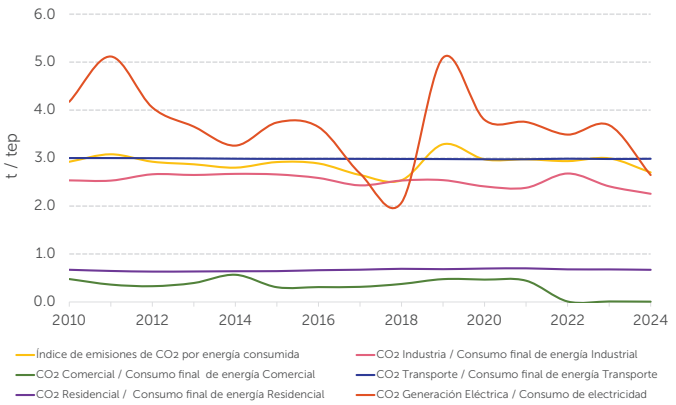
Emisiones de CO_2 por sector



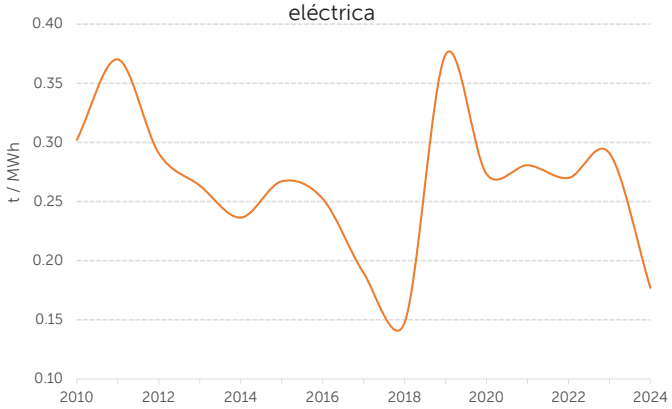
Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



PARAGUAY

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	6,373 [1]
Superficie (km²)	406,752
Densidad de población (hab. / km²)	16
Población urbana (%)	69
PIB USD 2010 (MUSD)	45,337 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	112,919 [3]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18

En 2024, la producción de energía primaria disminuyó un 12.8%, principalmente a causa de una reducción del 19.6% en la generación con hidroenergía, debido a severas condiciones de sequía en las cuencas de los ríos Paraguay y Paraná. Las importaciones de derivados de petróleo revierten su tendencia a la baja y aumentan 14.3%, con el diésel subiendo 9.4% y la gasolina 34.9%. Las exportaciones totales de energía caen fuertemente un 44.6%, destacando la reducción de 47.4% en exportación de electricidad. La generación bruta de electricidad fue de 42.67 TWh en 2024, lo que representó una disminución del 19.5% respecto al año anterior. Esta producción fue casi totalmente renovable, con más del 99.44% proveniente de las centrales hidroeléctricas Itaipú, Yacyretá y Acaray. El consumo final de energía mostró un crecimiento del 10.9% respecto al año anterior, donde los consumos de derivados del petróleo crecen en 13.4% y electricidad 21.6% principalmente. A su vez, el consumo del sector transporte lideró con una participación del 37%, seguido del sector industrial con un 24%, el residencial con un 22%, y otros sectores con un 17% del total equivalente a 6.39 Mtep.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.36
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.54
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.38
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.45
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.67

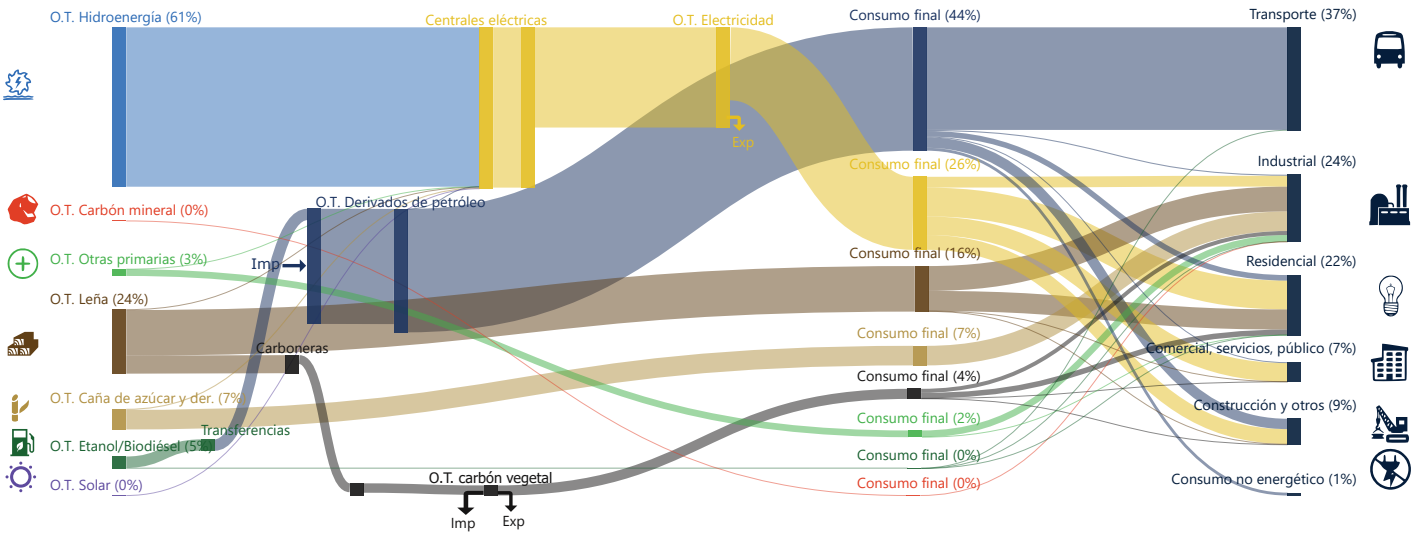
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
3,051	1.00	99.80	7.25	6.16	2.71	1.57

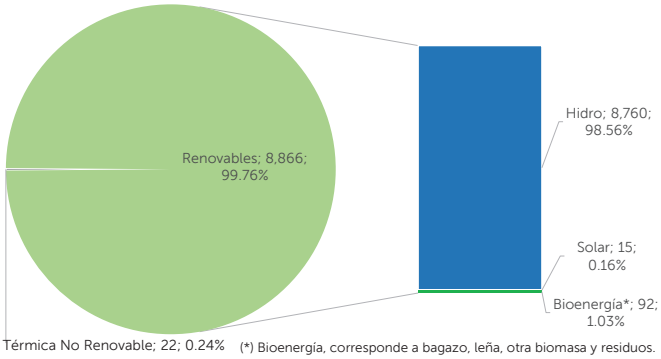
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
6.39	7.5 [4]	8.89	0.06	99.99	58.41	63.3

[1] Estimaciones y proyecciones de la población nacional 1950-2050. (Revisión 2024). Instituto Nacional de Estadística (INE).
[2] PIB USD datos de CEPAL.
[3] PIB USD PPA datos del Banco Mundial.
[4] La refinería de "Villa Elisa" está inactiva pero no ha sido desmantelada, y el dato presentado en el documento corresponde al año 2005.

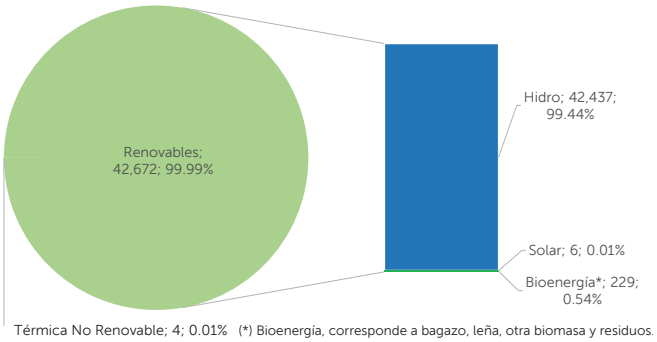
Balance Energético Resumido 2024



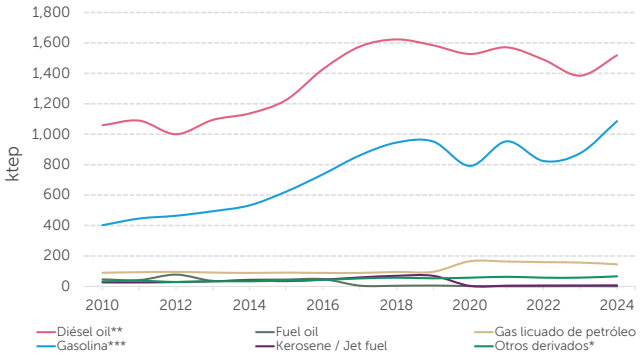
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 8,888 MW



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 42,676 GWh

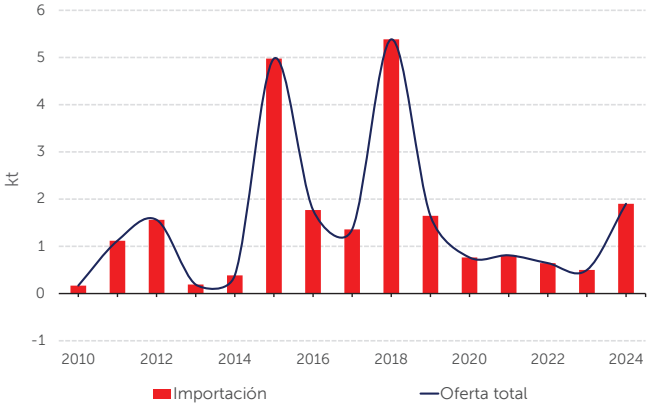


Consumo derivados de petróleo

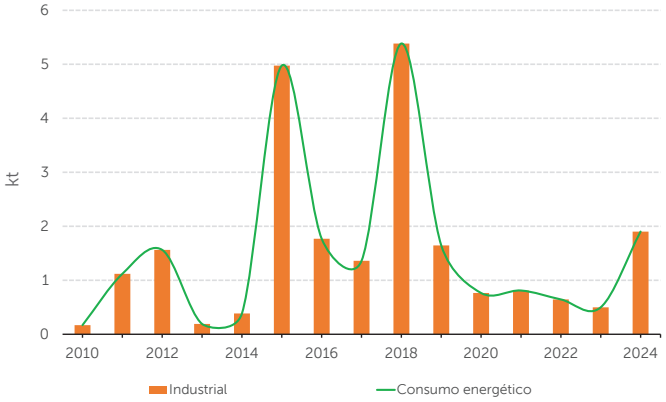


(*): A partir del año 2014 se inicia un proceso de sustitución de fuel oil por coque de petróleo y otros derivados en la industria del cemento.
(**): Diésel incluye biodiésel. (***): Gasolina incluye biogasolina

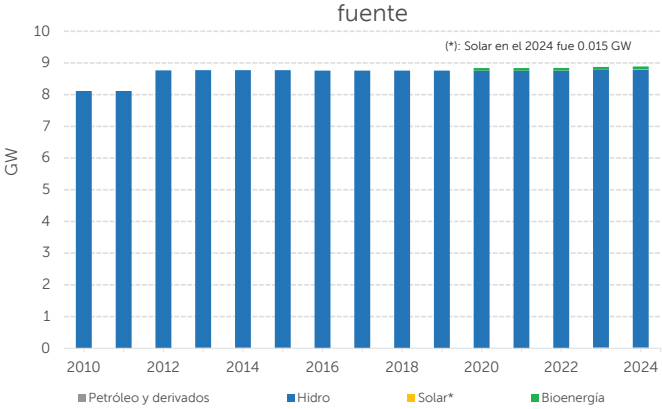
Oferta total de carbón mineral

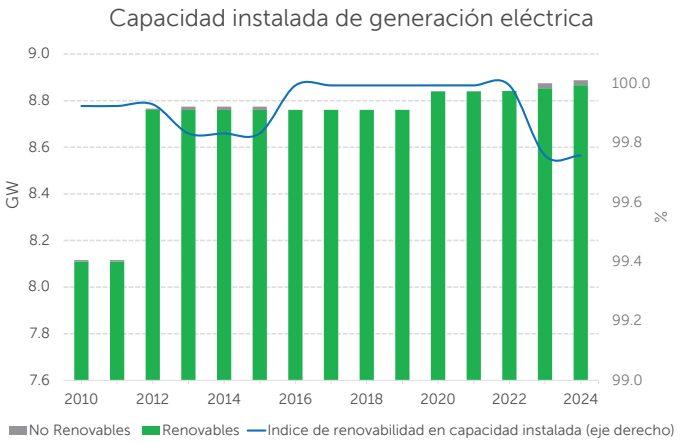


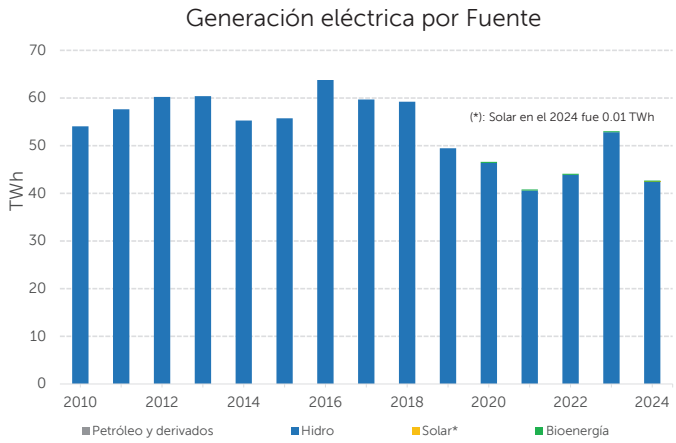
Demanda interna de carbón mineral

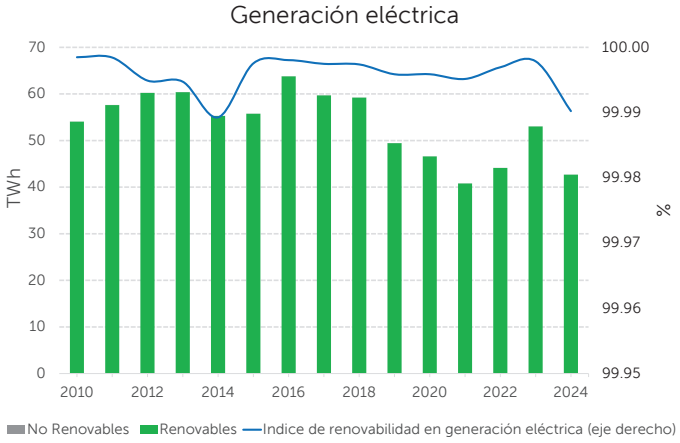


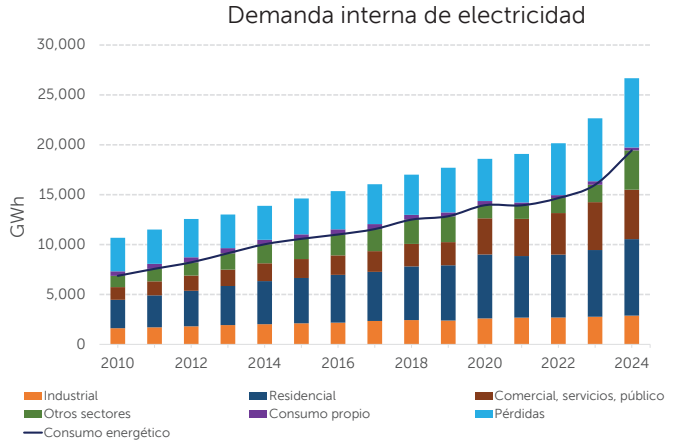
Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

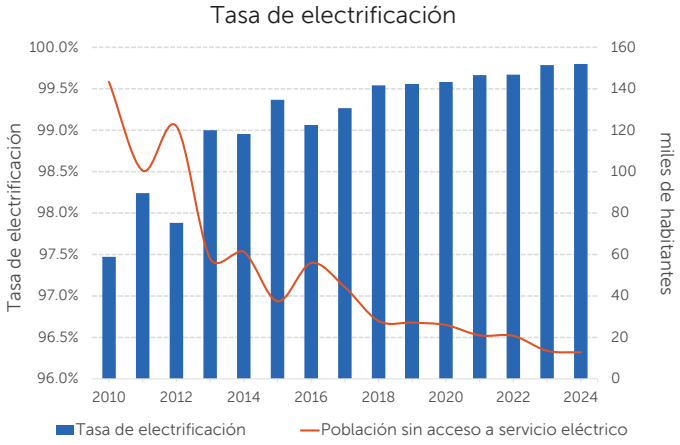


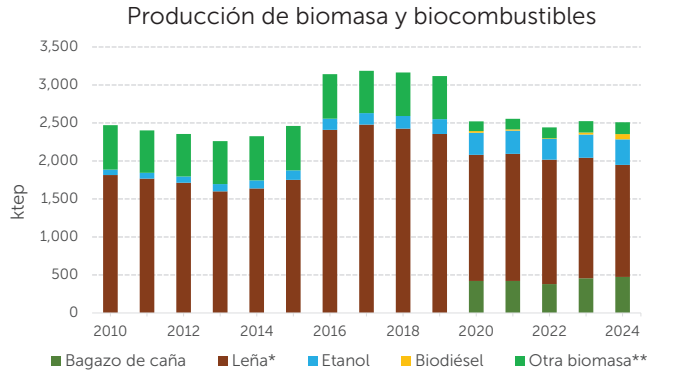






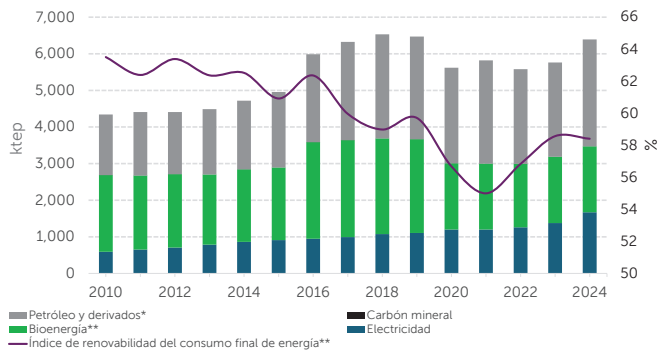






(*): Para los años 2016 - 2024 el país procede a cambiar la densidad de la leña. El valor asignado es de 768.8 kg/m³ que ha sido aplicado para estos años.
(**): En el período 2010 - 2019, otra biomasa incluye caña de azúcar y biomasa sólida; para el 2020-2024 se considera únicamente biomasa sólida.

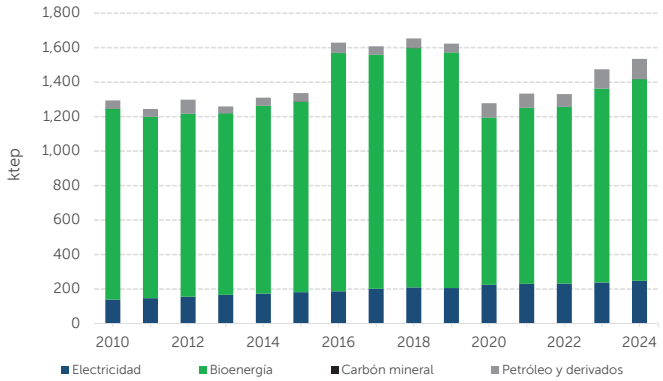
Consumo final de energía por fuente de energía



(*): Incluye biocombustibles en mezcla con gasolina y diésel.

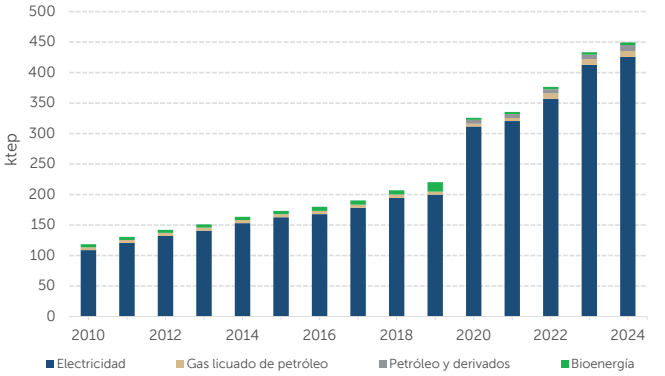
(**): Incluye bagazo,carbón vegetal, leña, etanol, otra biomasa, electricidad renovable, asi como etanol y biodiésel para mezclas.

Consumo final Industrial *



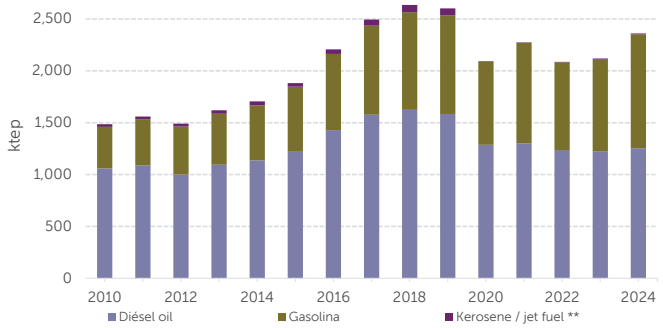
(*): A partir del 2020, los datos del BEN se han armonizado a la metodología OLACDE - IRES y ajustados según los resultados del BEU 2023 del Paraguay.

Consumo final Comercial, servicios y público *



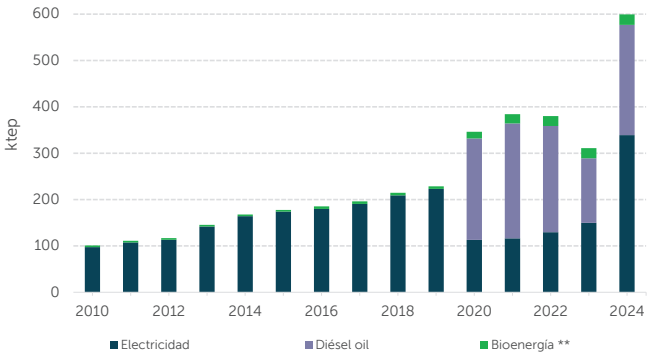
(*): A partir de 2020, los datos del BEN se han armonizado a la metodología OLACDE-IRES y ajustados según los resultados del BEU 2023 del Paraguay.

Consumo final Transporte *



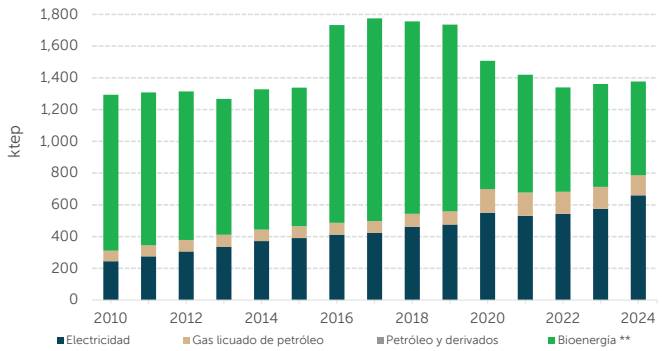
(*): A partir de 2020, los datos del BEN se han armonizado a la metodología OLACDE-IRES y ajustados según los resultados del BEU 2023 del Paraguay. El diésel y la gasolina incluyen biocombustibles.
(**): Los datos del 2010-2019 de consumo de kerosene/jet fuel en el sector transporte incluye bunker, mientras que los datos 2020-2024 incluye únicamente el consumo del tráfico aéreo nacional

Consumo final de otros sectores *



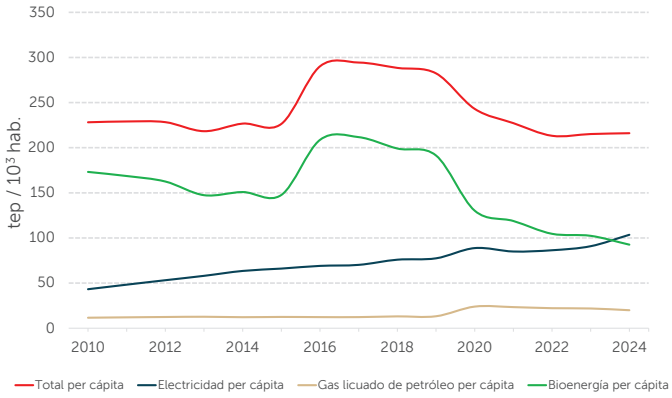
(*): A partir de 2020, los datos del BEN se han armonizado a la metodología OLACDE-IRES y ajustados según los resultados del BEU 2023 del Paraguay. (**): Bioenergía incluye leña y carbón vegetal.

Consumo final Residencial *

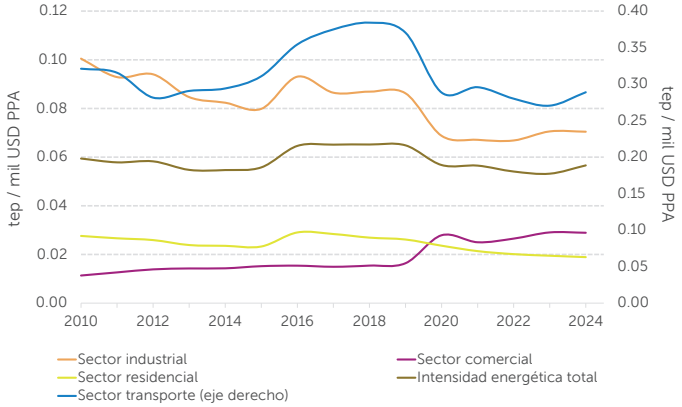


(*): A partir de 2020, los datos del BEN se han armonizado a la metodología OLACDE-IRES y ajustados según los resultados del BEU 2023 del Paraguay.
(**): La variación de los datos 2016-2024 de bioenergía se debe a la actualización de la densidad de la leña.

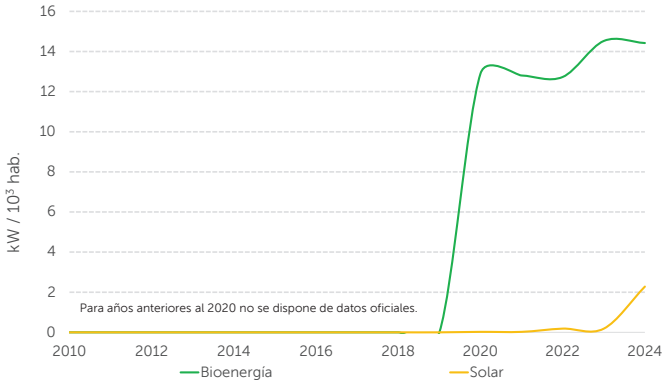
Consumo final per cápita Sector Residencial



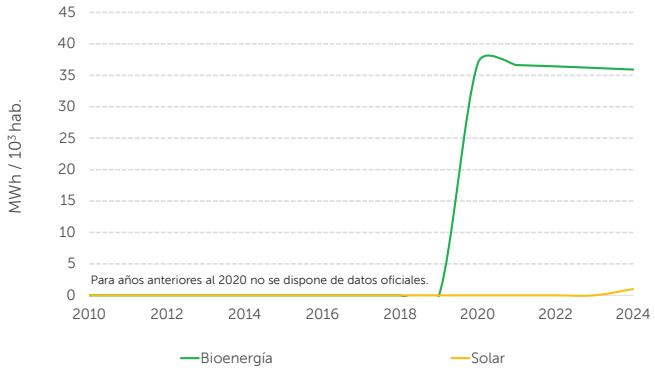
Intensidades energéticas sectoriales



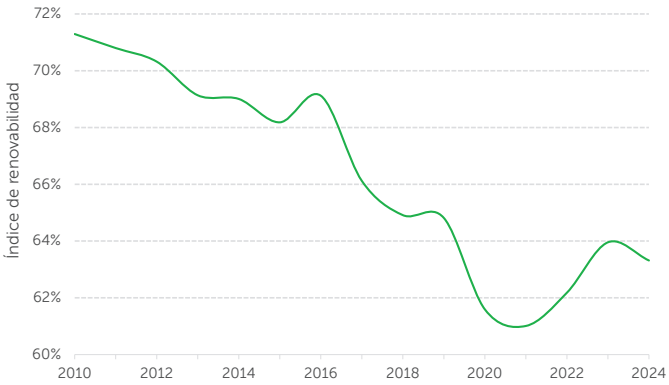
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



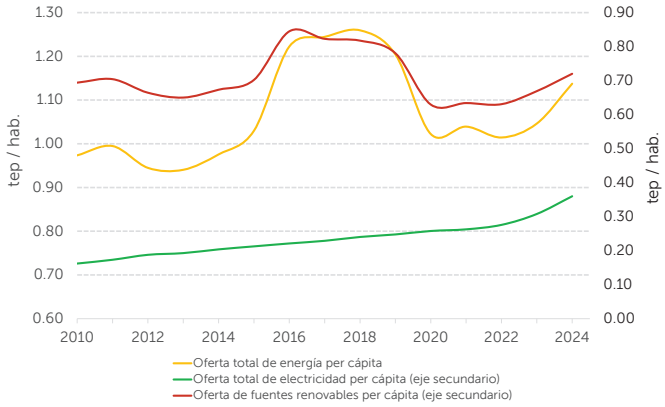
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

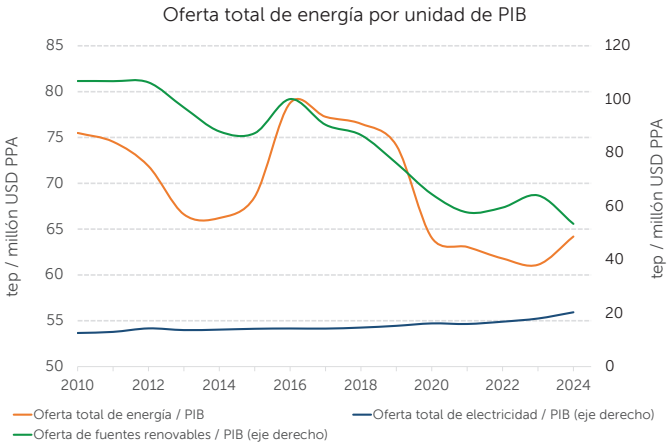


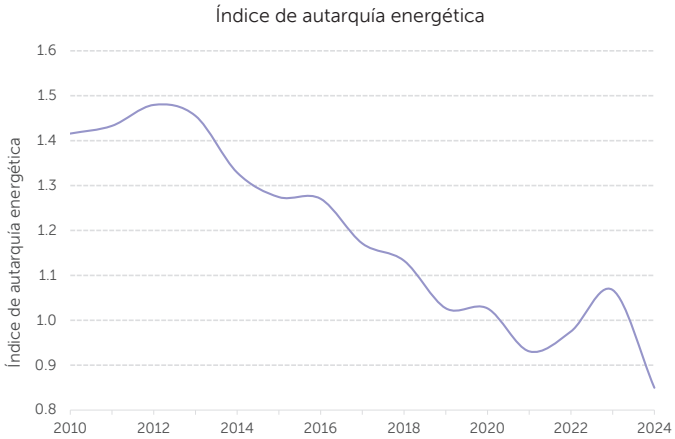
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

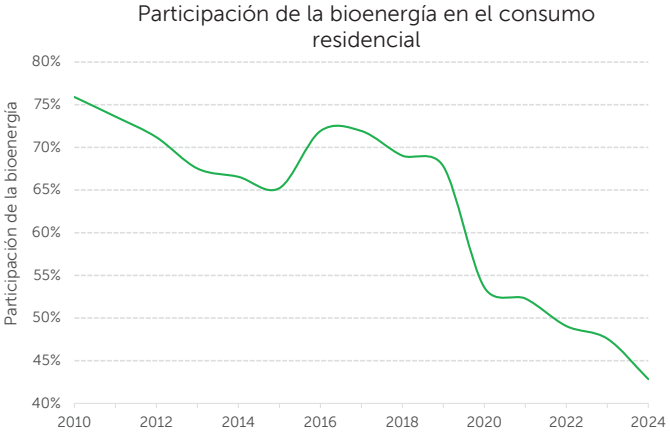


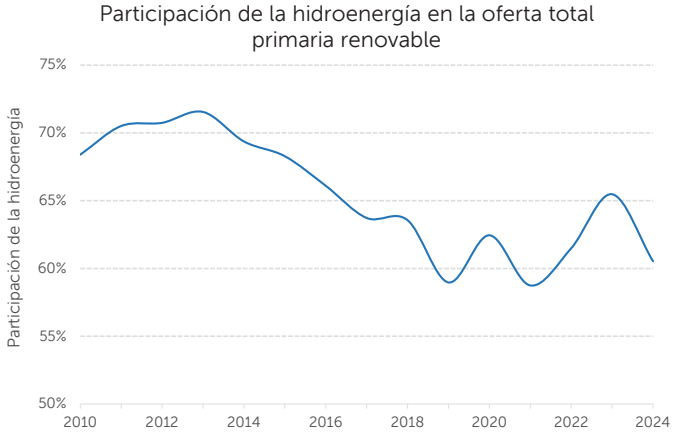
Oferta total de energía per cápita

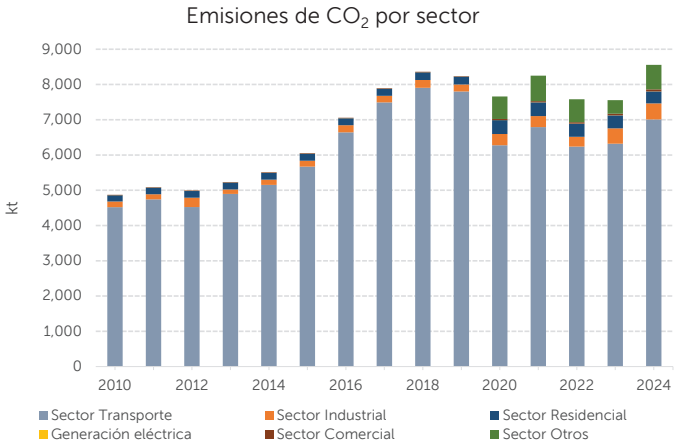


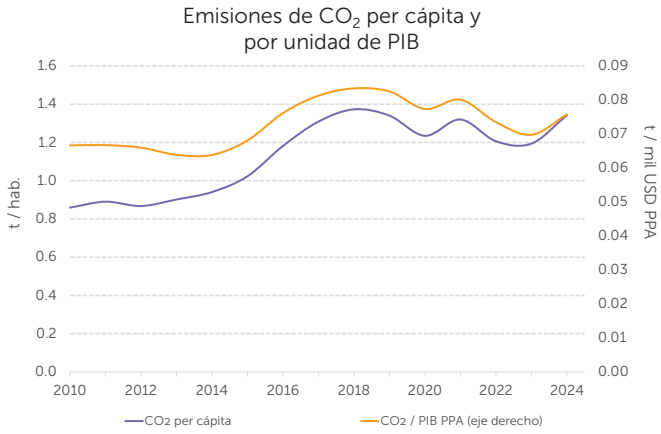

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

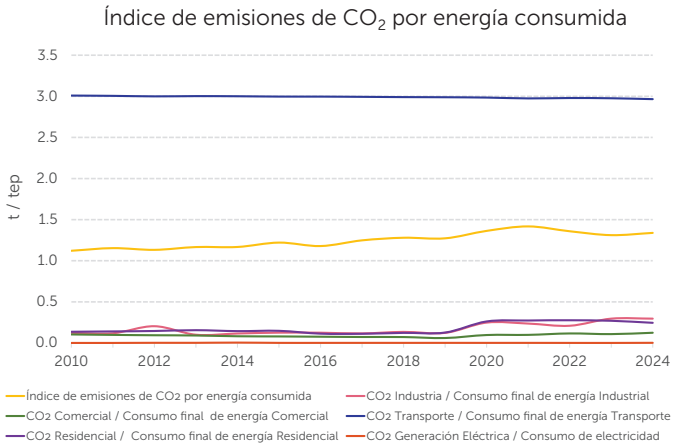

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

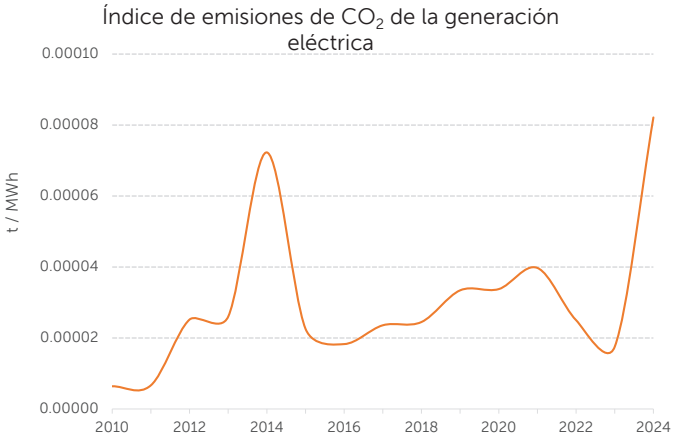

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
3.5
3.0
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.00010
0.00008
0.00006
0.00004
0.00002
0.00000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

PERÚ

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	34,218 [1]
Superficie (km²)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km²)	27
Población urbana (%)	79
PIB USD 2010 (MUSD)	242,996 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	535,911 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16

La matriz de oferta total de energía primaria se caracteriza por su dependencia en el gas natural y el petróleo, lo cuales en conjunto alcanzaron el 70% de la participación respecto al valor total. En Perú, la dinámica petrolera durante el 2024 refleja un mercado activo tanto en el ámbito comercial como en el consumo interno. Respecto a la producción de derivados de petróleo, la gasolina se posicionó como el producto con mayor volumen generado, alcanzando 3 Mtep, lo que confirma su papel esencial en la matriz de combustibles del país y su protagonismo dentro del sector refinador peruano.

Por otra parte en cuanto a la generación eléctrica, la producción total de energía eléctrica en el país alcanzó los 63.8 TWh en 2024, reflejando un aumento del 2.8% respecto a 2023. Las energías renovables no convencionales, como la eólica y la solar, tuvieron un desempeño destacado en el período. La generación eólica alcanzó los 3.9 TWh, lo que representa un incremento del 64%, mientras que la generación solar llegó a los 1.3 TWh, con un aumento del 38% en comparación con 2023. En conjunto, la generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales (solar, eólica, bagazo y biogás) acumuló 5.83 TWh, lo que representa un crecimiento del 49% en relación al año 2023.

Por otro lado, la generación hidroeléctrica alcanzó los 32TWh en 2024, mientras que las centrales térmicas que utilizan gas natural produjeron 25 TWh en el mismo año de análisis.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 9.78
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 4.75
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 4.67
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.49
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 2.67

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 325	Años 7	Gm³ 224	Años 11	Mt 7	Años 37

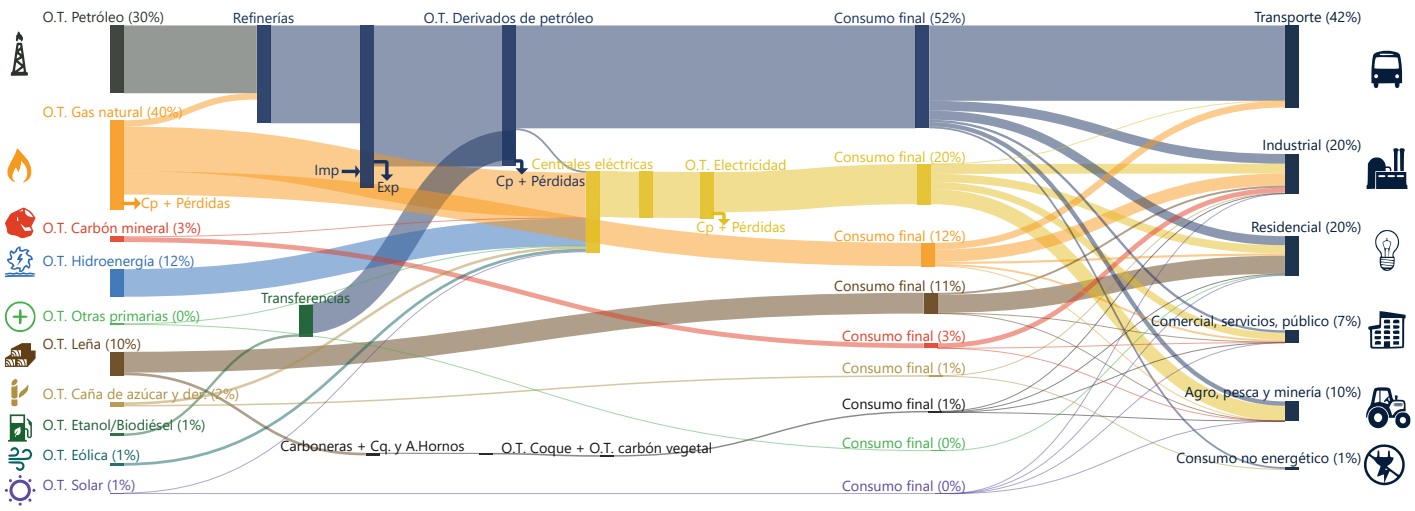
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,626	0.68	93.90	31.36	33.13	11.91	8.43

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
23.37	240	16.36	0.04	59.33	24.68	23.71

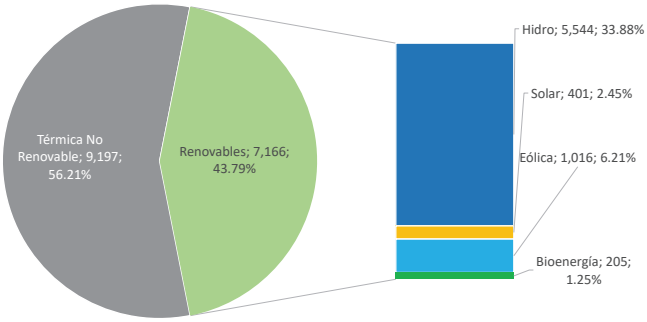
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

Nota:
Los datos de oferta y demanda para el 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE y están sujetos a revisión por parte del país , por lo que se deben considerar como preliminares.

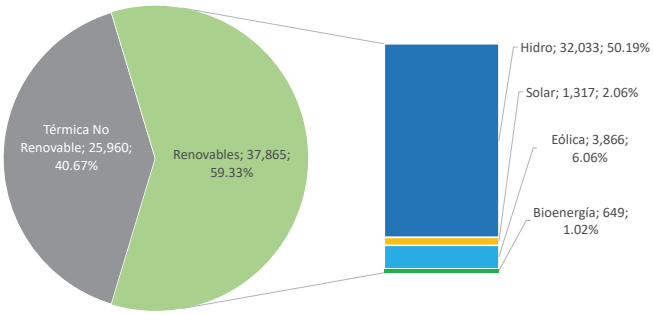
Balance Energético Resumido 2024



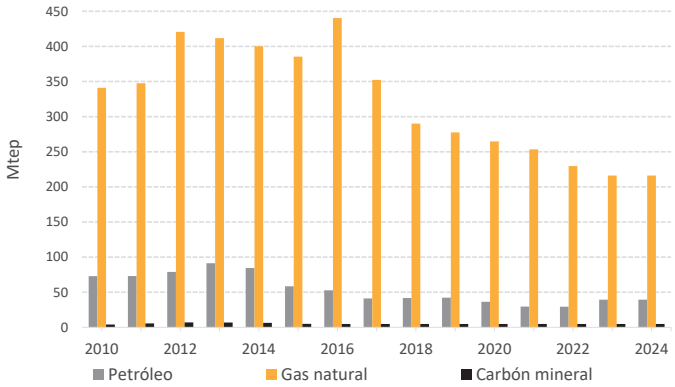
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 16,362 MW



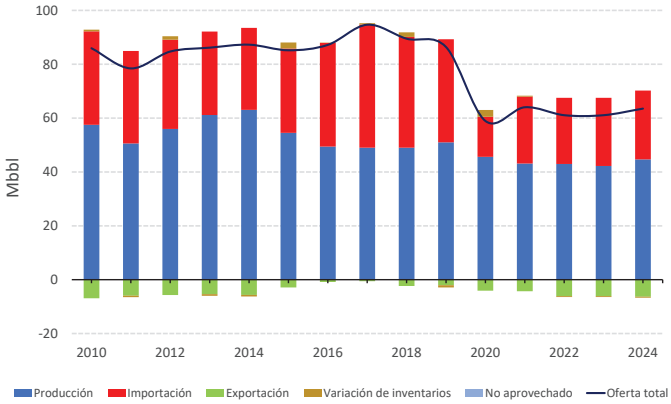
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 63,825 GWh



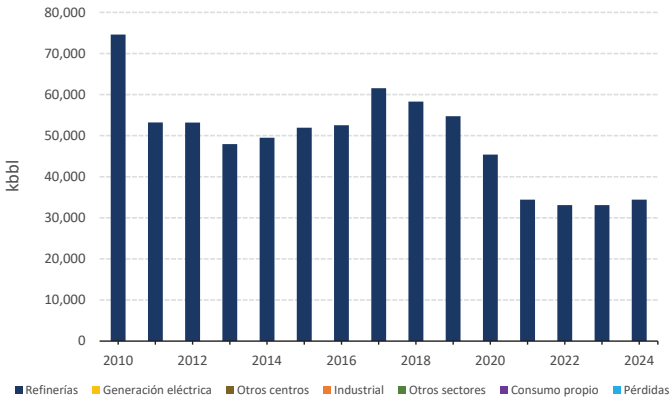
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



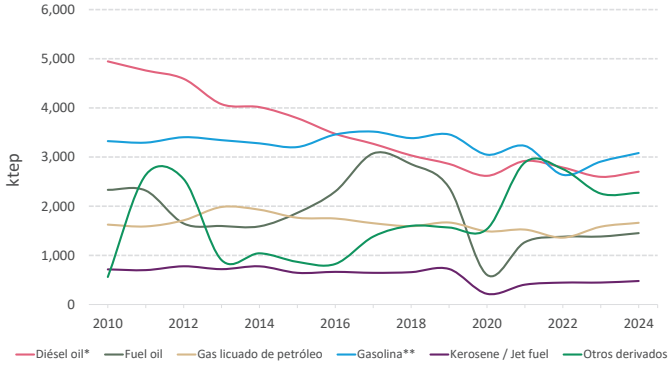
Oferta total de petróleo



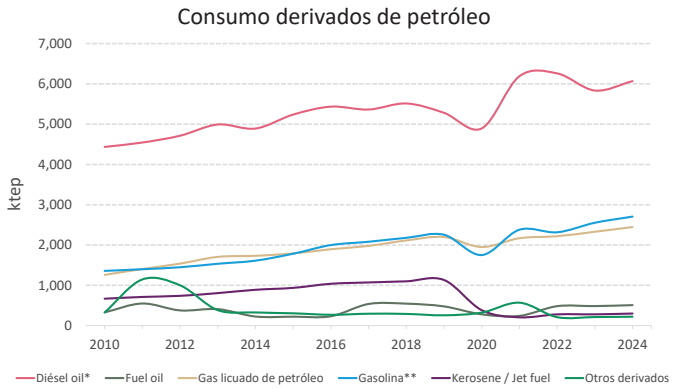
Demanda interna de petróleo



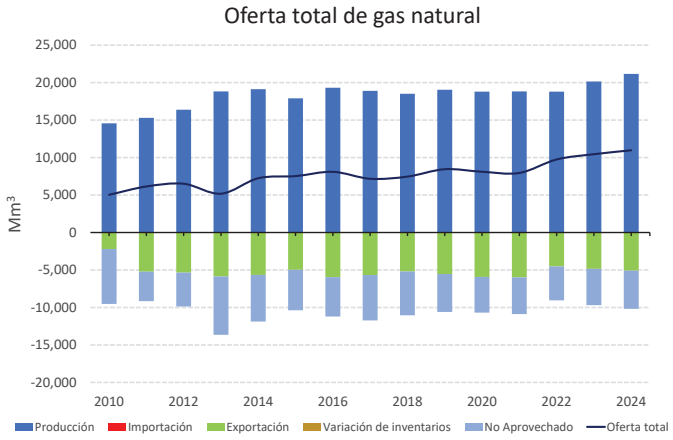
Producción derivados de petróleo

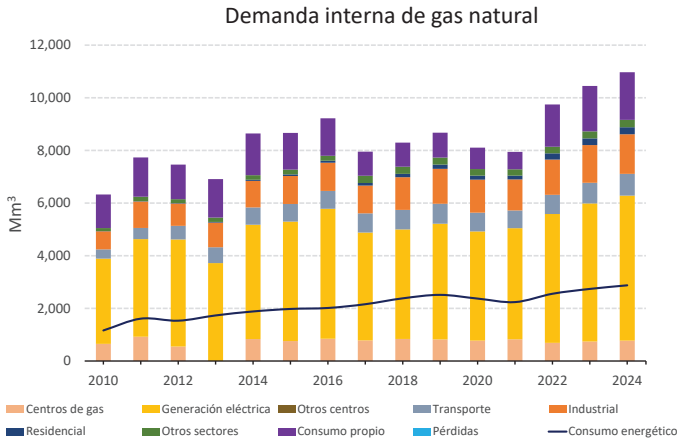


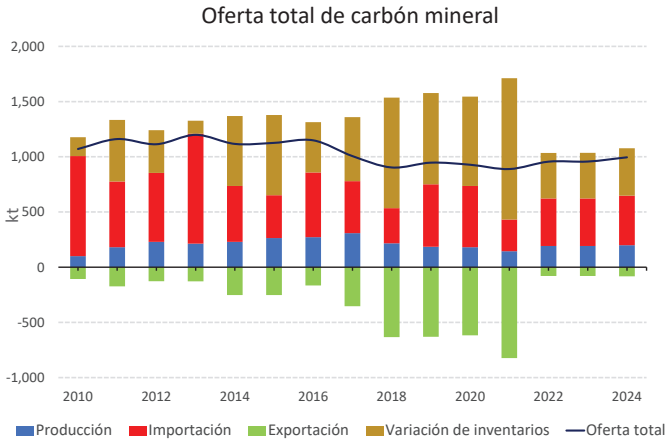
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

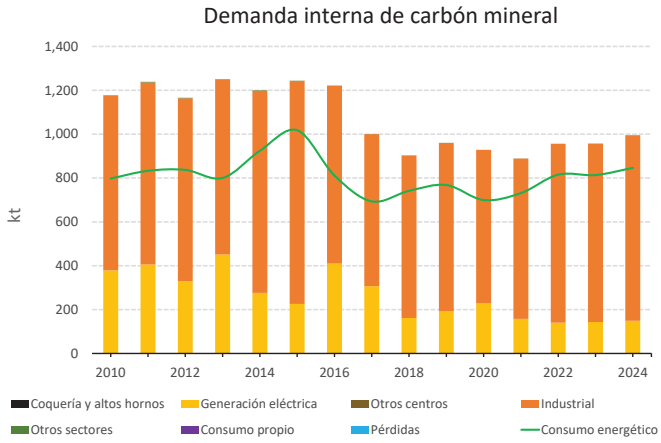


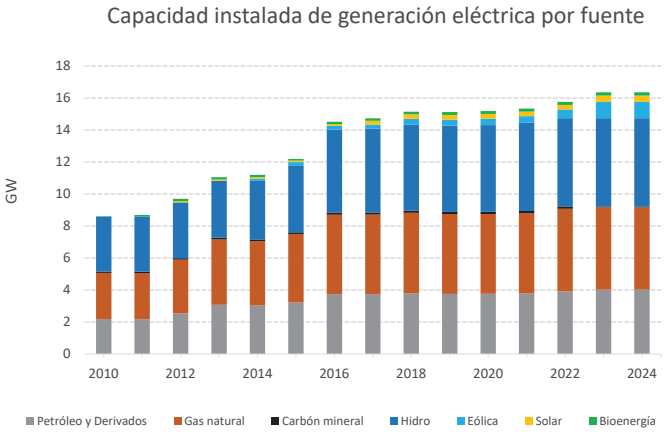
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

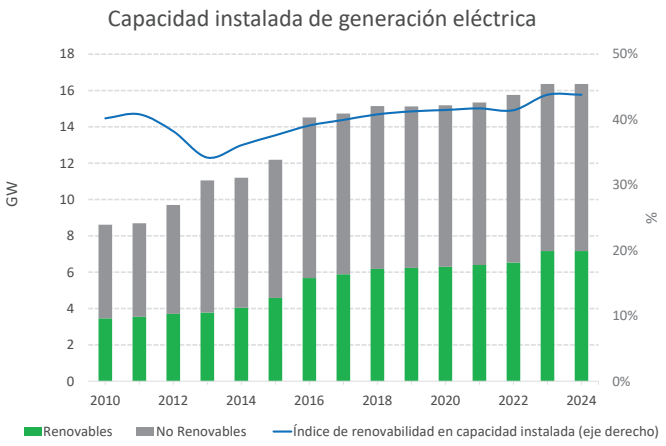


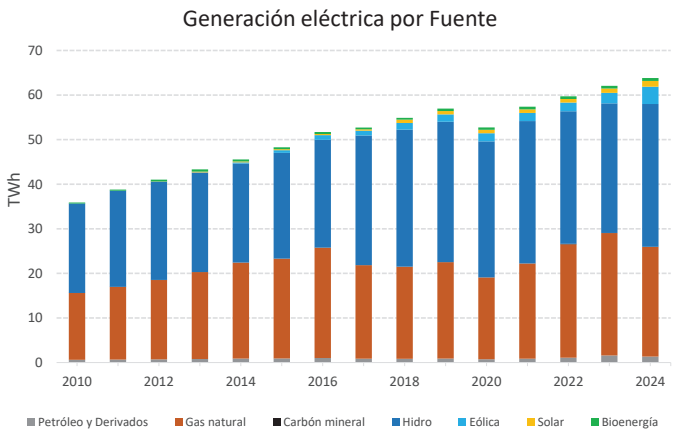


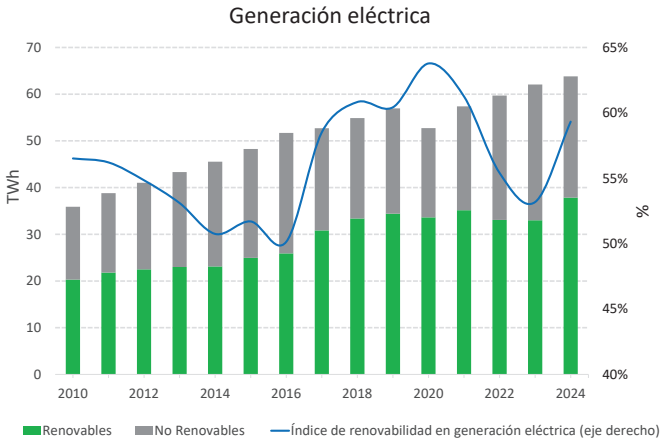


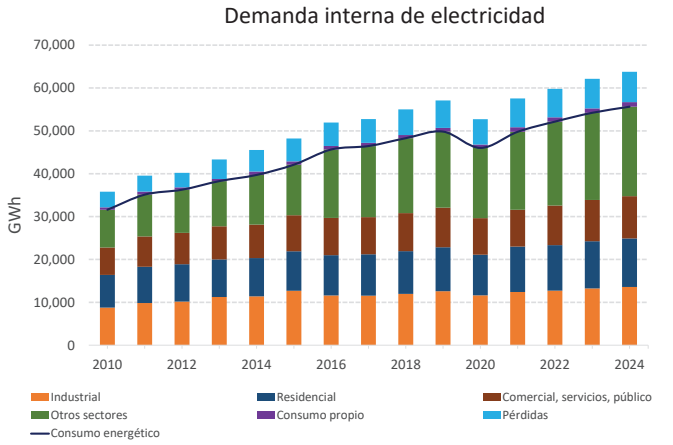


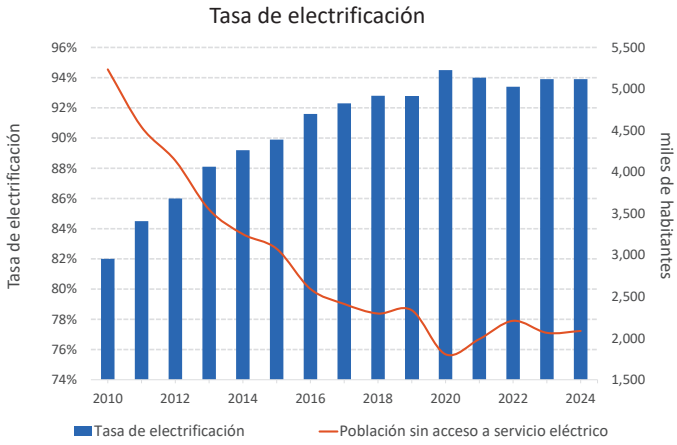


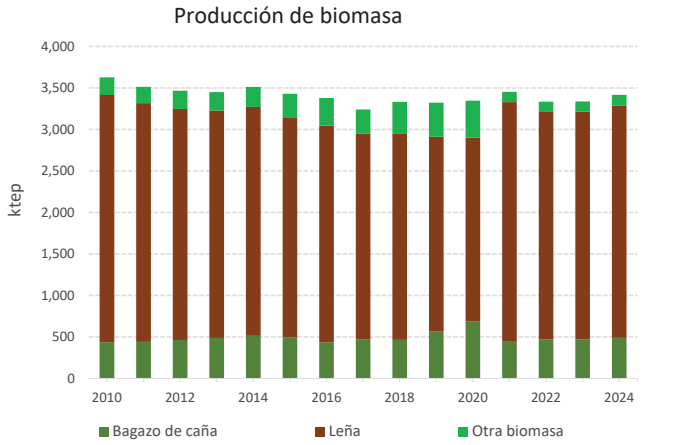

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)


Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

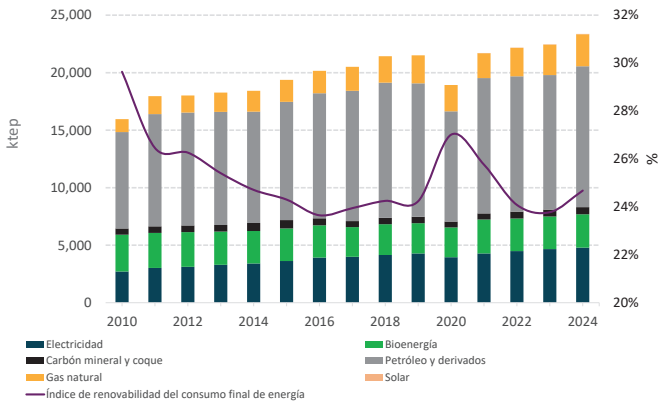

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)


Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

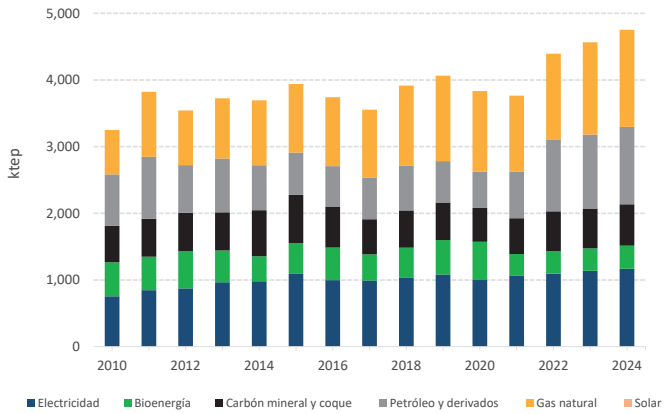

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa

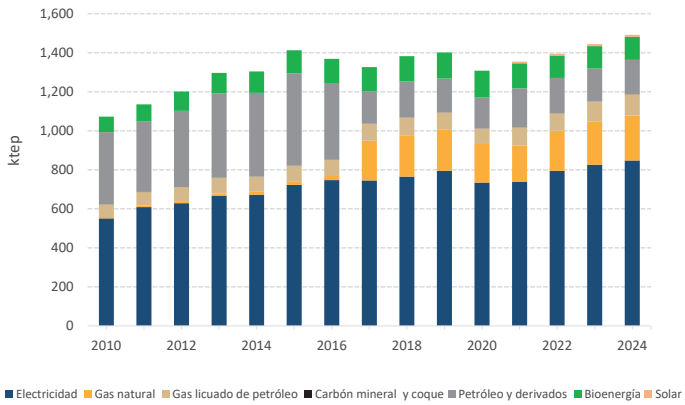
Consumo final de energía por fuente de energía



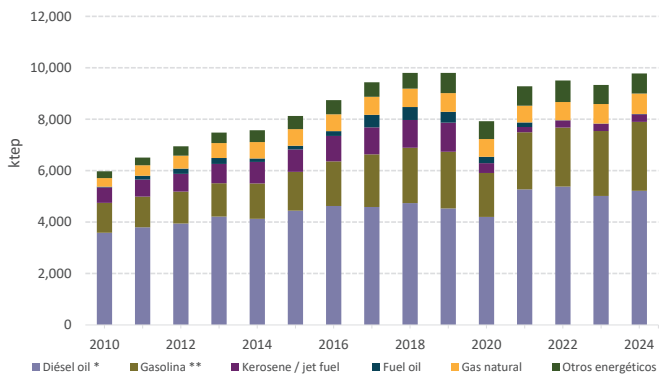
Consumo final Industrial



Consumo final Comercial

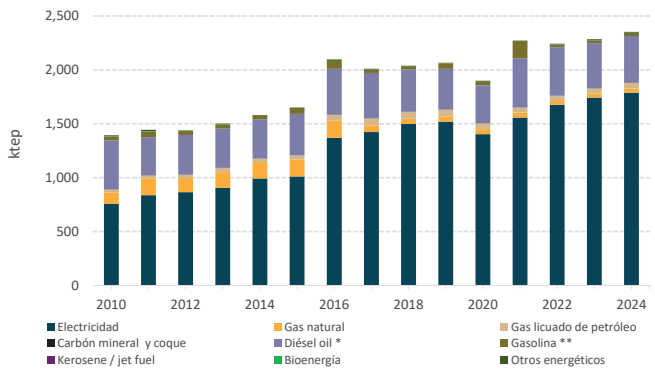


Consumo final Transporte



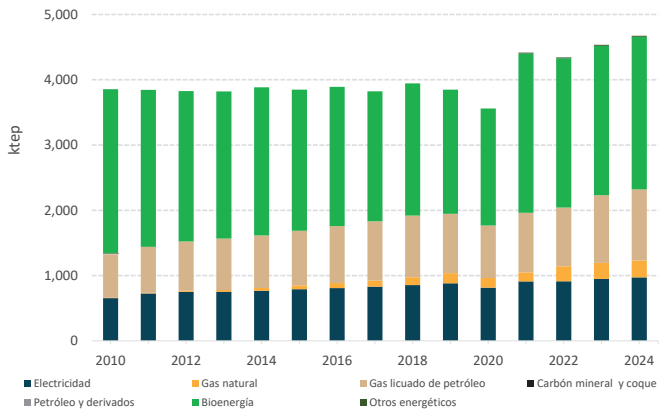
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

Consumo final de otros sectores

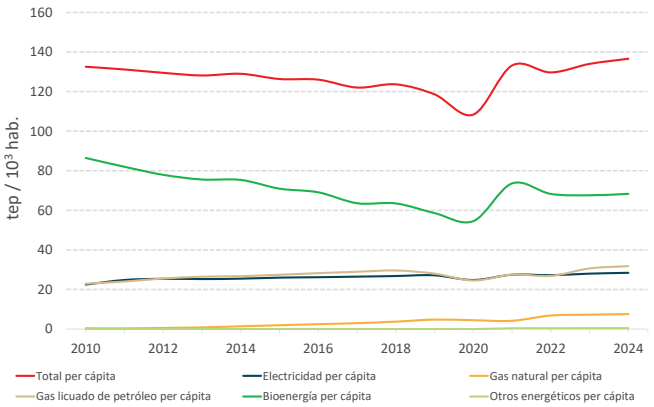


* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

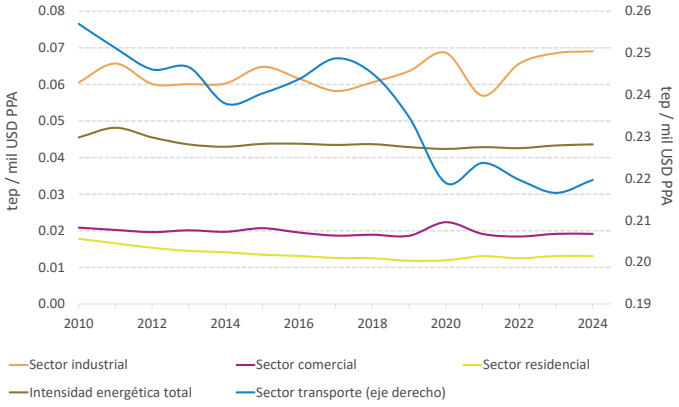
Consumo final Residencial



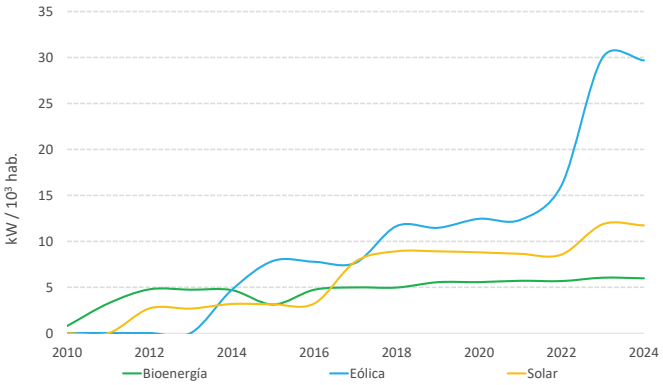
Consumo final per cápita Sector Residencial



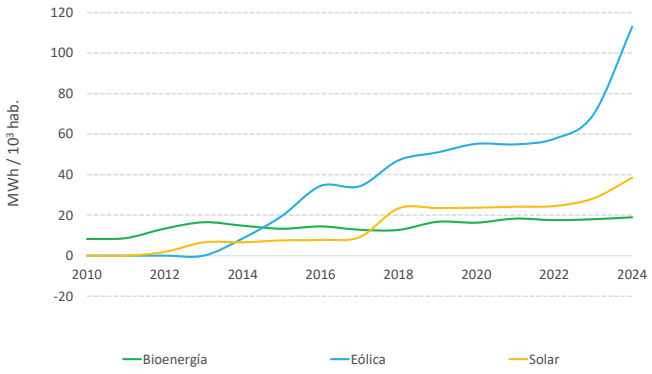
Intensidades energéticas sectoriales



Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

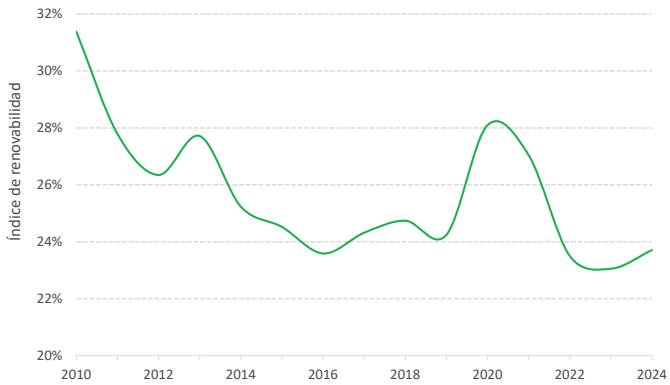


Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

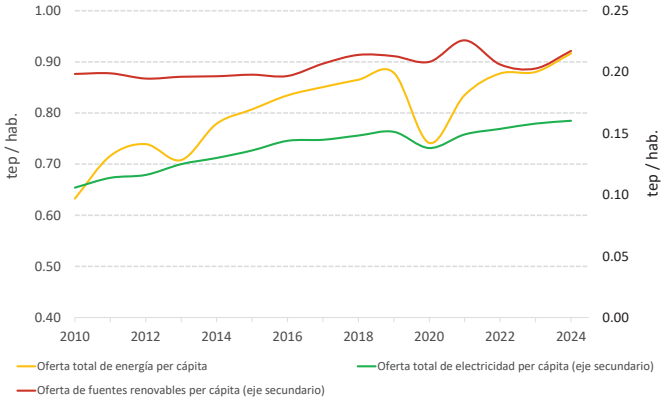


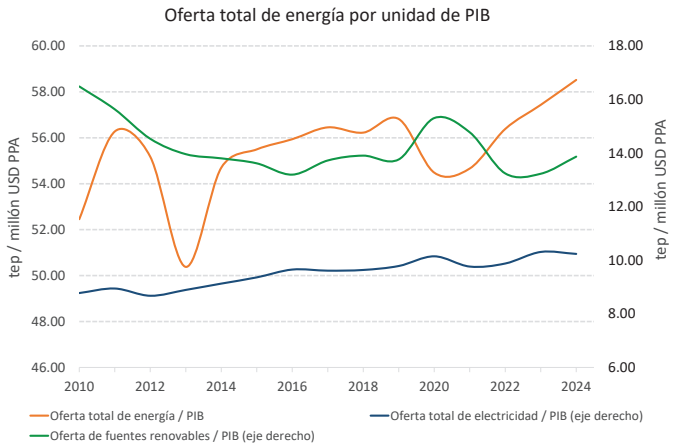
PERÚ

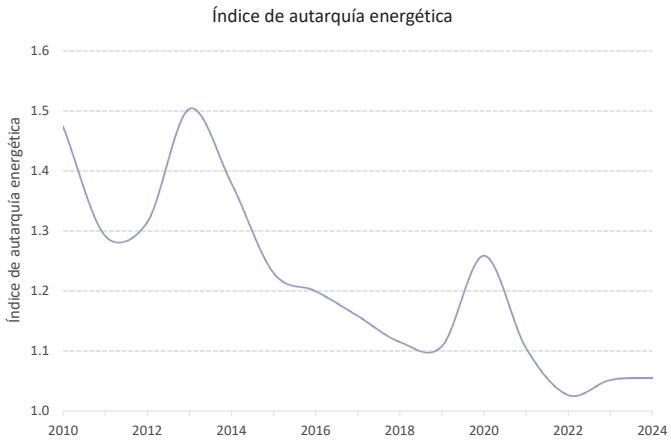
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

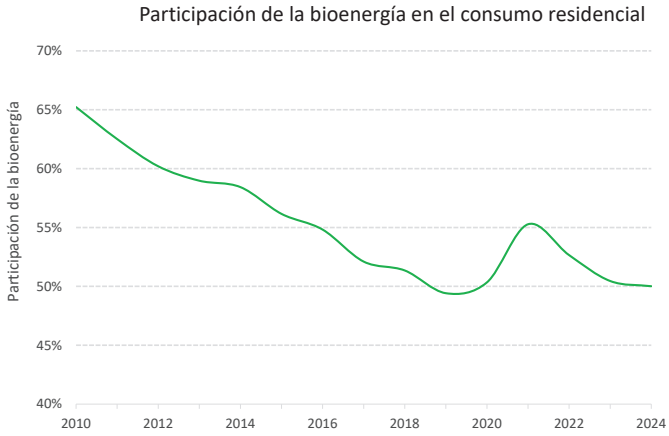


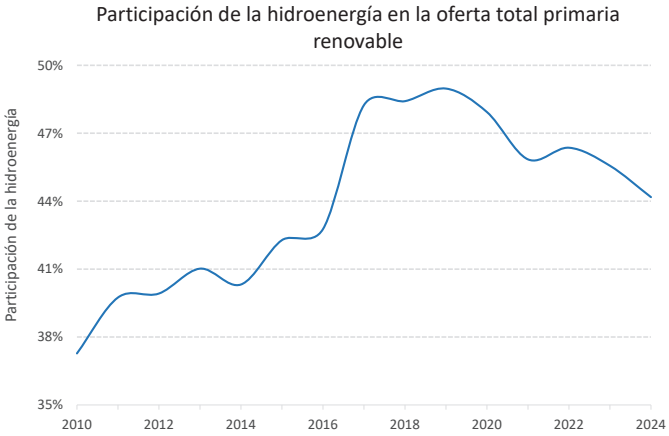
Oferta total de energía per cápita

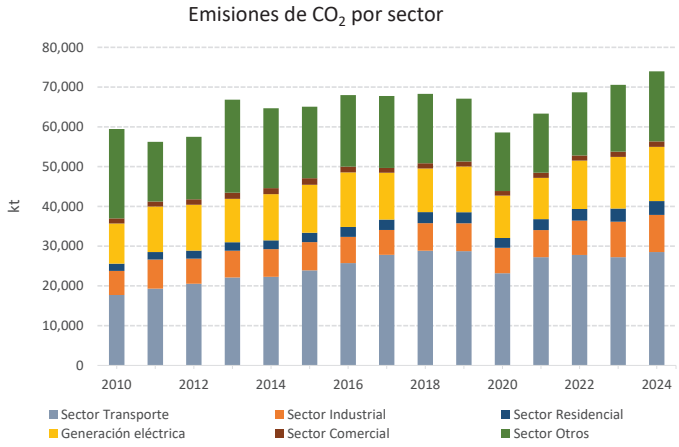


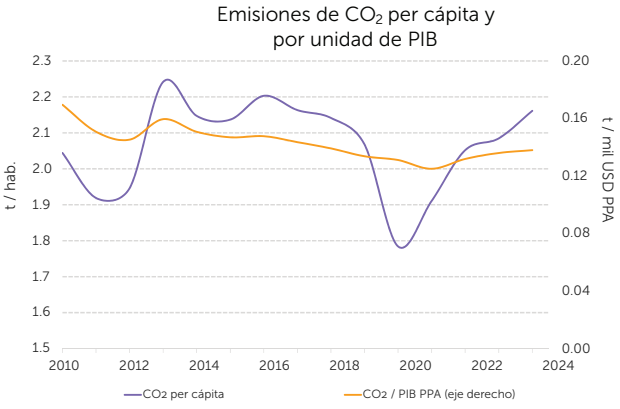

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
tep / millón USD PPA
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)

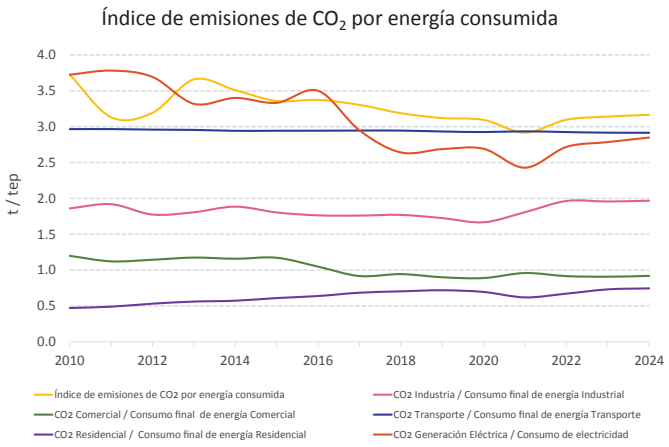

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética

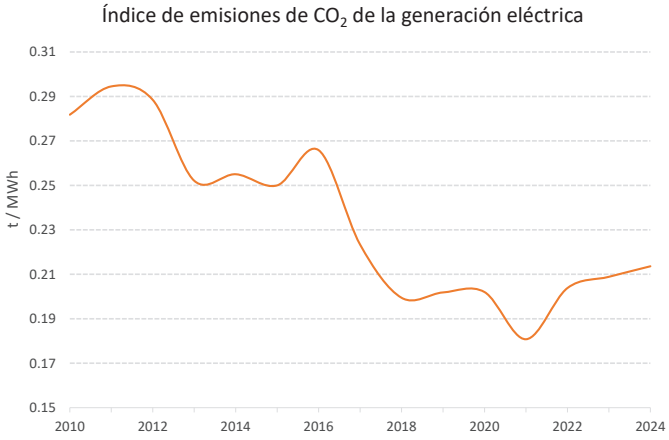

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía


Emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
4.0
3.5
3.0
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.31
0.29
0.27
0.25
0.23
0.21
0.19
0.17
0.15
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

REPÚBLICA DOMINICANA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	10,796 [1]
Superficie (km²)	48,442
Densidad de población (hab. / km²)	223
Población urbana (%)	84
PIB USD 2010 (MUSD)	105,602 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	276,884 [3]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	26

En 2024, la oferta primaria de energía alcanzó los 8.6 Mtep, representada principalmente por la importación de gas natural, petróleo y carbón mineral, que en conjunto aportan con un 66%, mientras que, la producción de fuentes de energía renovables contribuye con el 34% del total. El país continuó avanzando en la ampliación de su capacidad instalada de generación eléctrica solar, destacándose un notable incremento del 40% con relación al año anterior, alcanzando una participación renovable del 33.7%. Sin embargo, la capacidad instalada de generación térmica no renovable, a partir de gas natural, carbón mineral y el diésel mantuvieron una posición predominante con más o menos el 66.3% de los 5,985 MW instalados. Por lo que, el índice de renovabilidad de la generación eléctrica alcanzo el 16.62%, mientras que el 83.4% de electricidad fue generado con fuentes de energía no renovables principalmente gas natural. En cuanto a la demanda energética, el sector transporte mantiene la mayor participación con un 39%, seguido del sector industrial con un 30% y residencial con el 20%, sobre un consumo final total de energía de 8.13 Mtep.

Sector Energético 2024*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 3.17
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 2.45
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.65
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.54
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.33

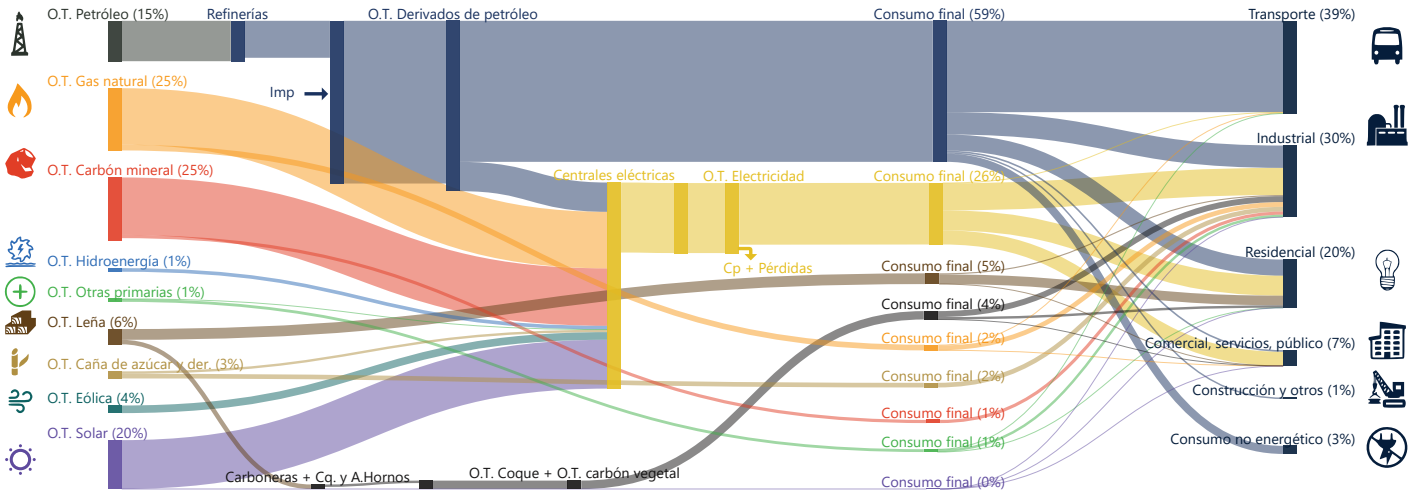
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,268	0.75	98.05 [4]	13.09	2.93	10.18	0.11

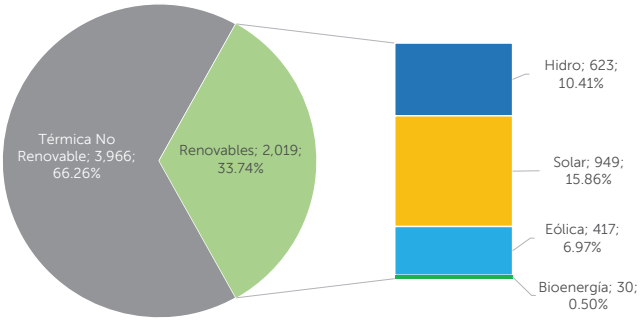
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
8.14	33.8 [5]	5.99	0.03	16.62	13.02	22.35

[1] Oficina Nacional de Estadísticas (ONE).
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Fuente: Banco Mundial.
[4] Oficina Nacional de Estadísticas (ONE).
[5] REFIDOMSA - 33.8 kbbl/día y FALCONDO - 16 kbbl/día que está fuera de servicio.
* Los datos de oferta y demanda de energía período 2010-2024, fueron suministrados por el Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana, así como por la Comisión Nacional de Energía por medio del Sistema de Información Energético Nacional (SIEN).

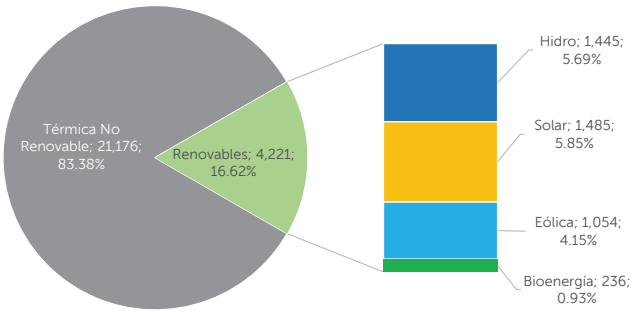
Balance Energético Resumido 2024



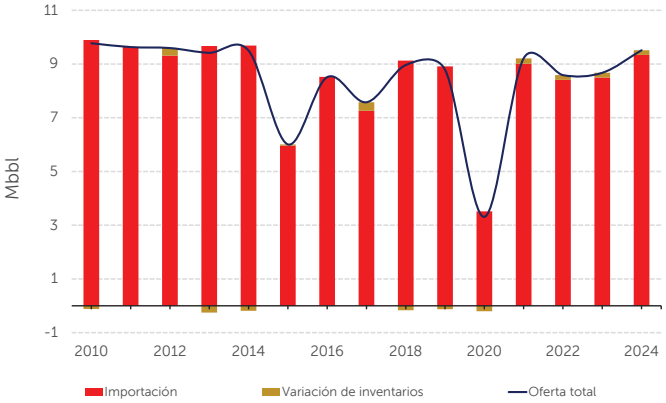
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 5,985 MW



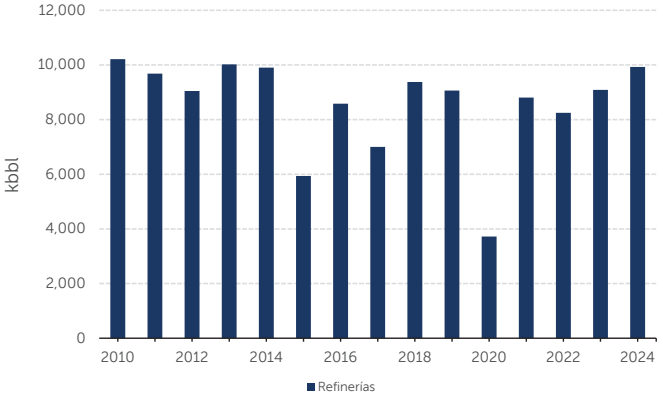
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 25,397 GWh



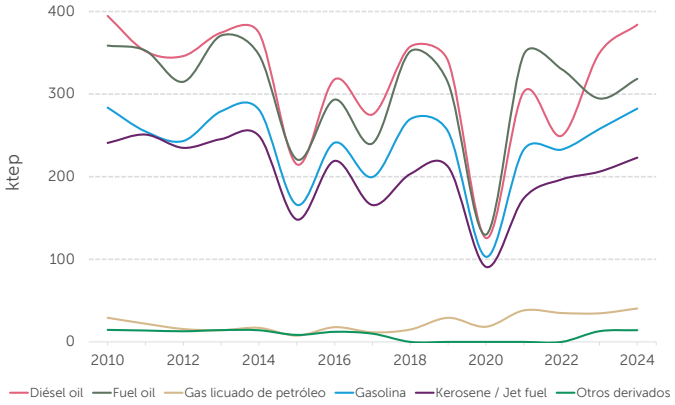
Oferta total de petróleo



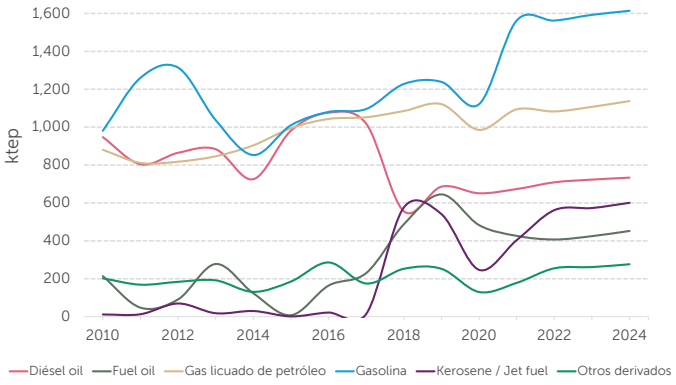
Demanda interna de petróleo

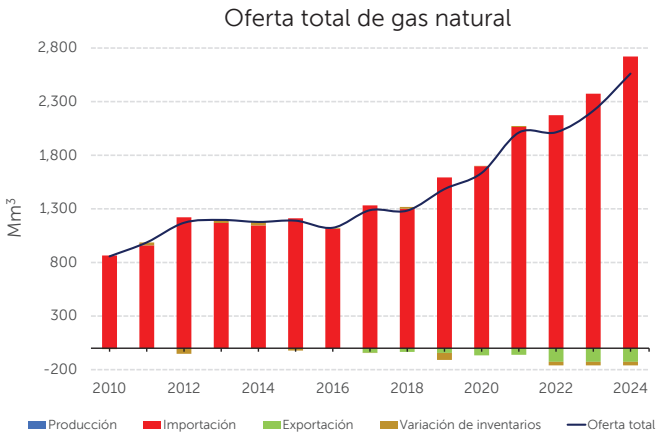


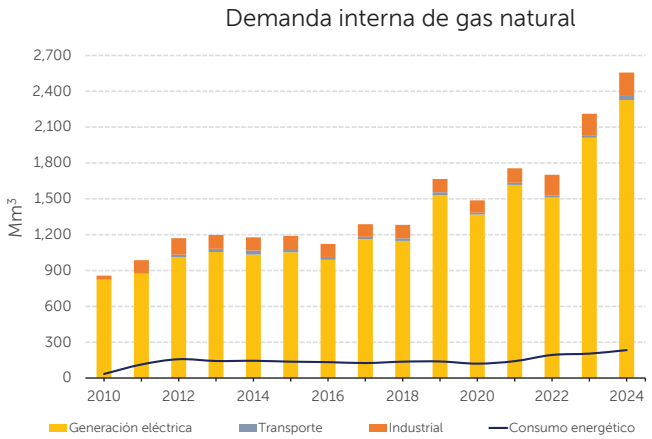
Producción derivados de petróleo

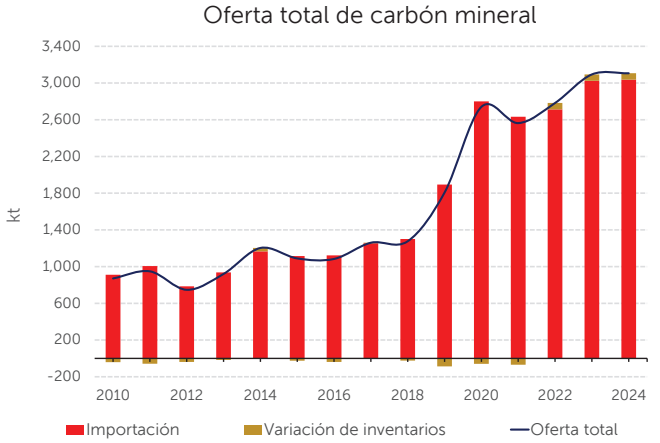


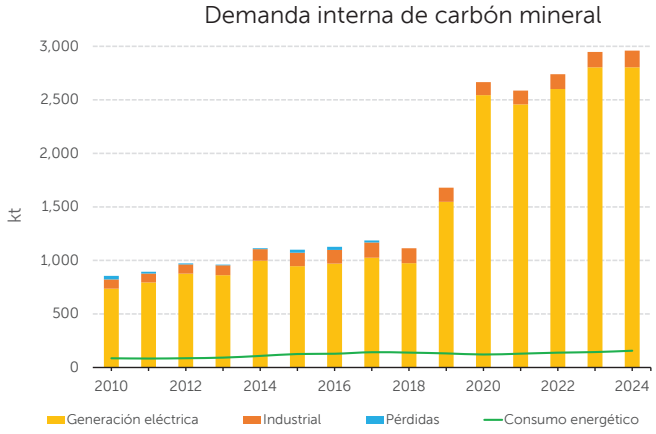
Consumo derivados de petróleo

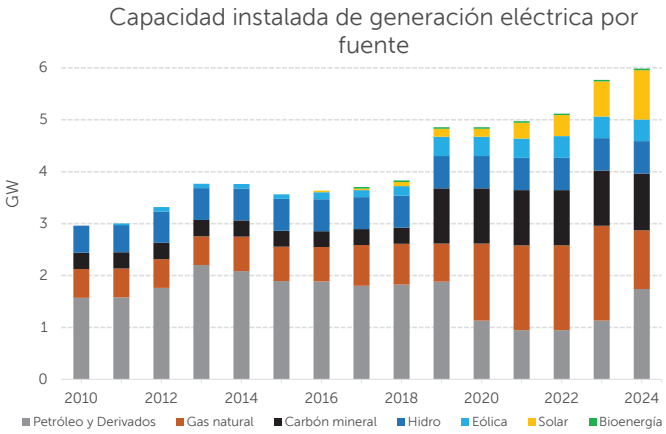


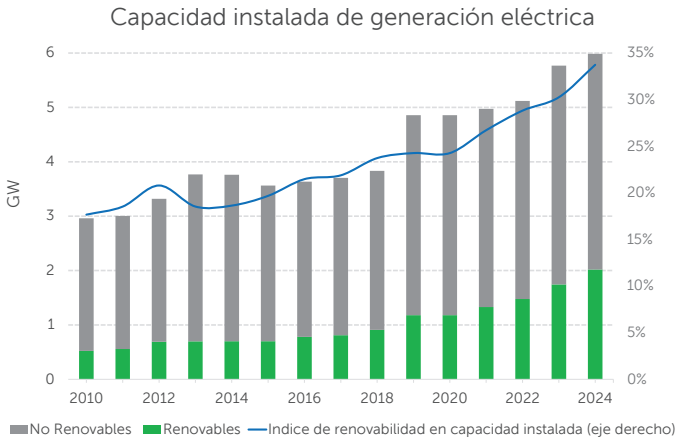

Oferta total de gas natural
Mm³
2,800
2,300
1,800
1,300
800
300
-200
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
Oferta total

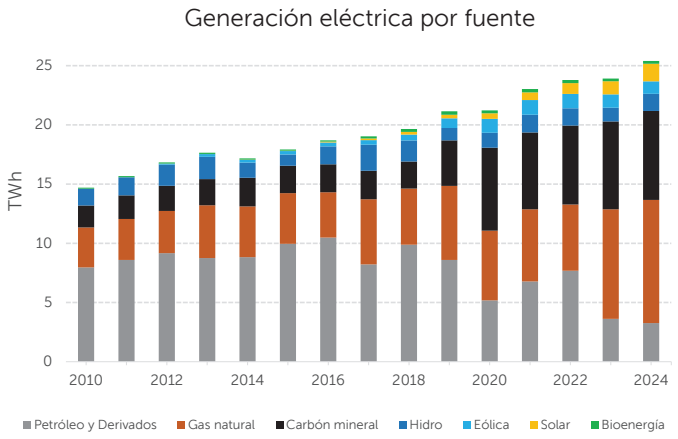

Demanda interna de gas natural
Mm³
2,700
2,400
2,100
1,800
1,500
1,200
900
600
300
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Generación eléctrica
Transporte
Industrial
Consumo energético

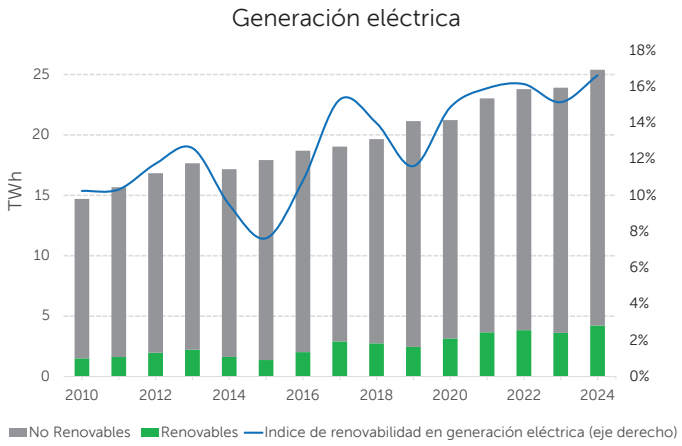

Oferta total de carbón mineral
kt
3,400
3,000
2,600
2,200
1,800
1,400
1,000
600
200
-200
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Importación
Variación de inventarios
Oferta total

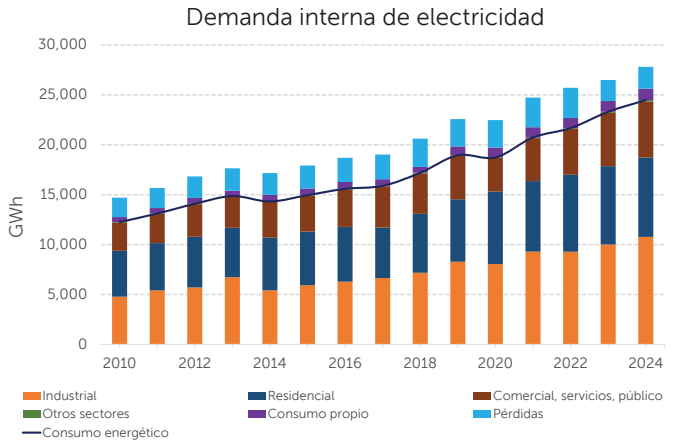

Demanda interna de carbón mineral
kt
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Generación eléctrica
Industrial
Pérdidas
Consumo energético

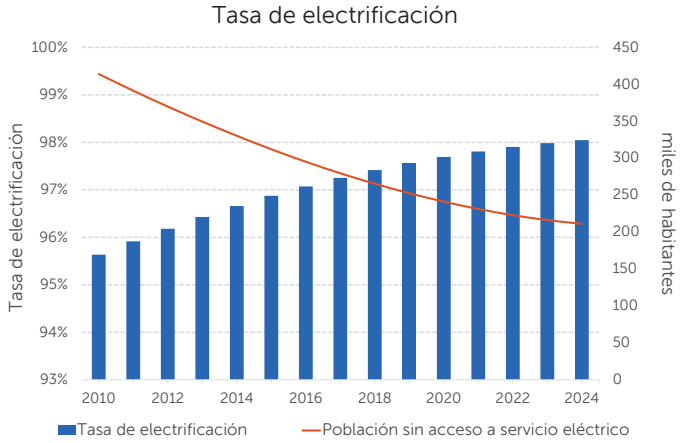

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

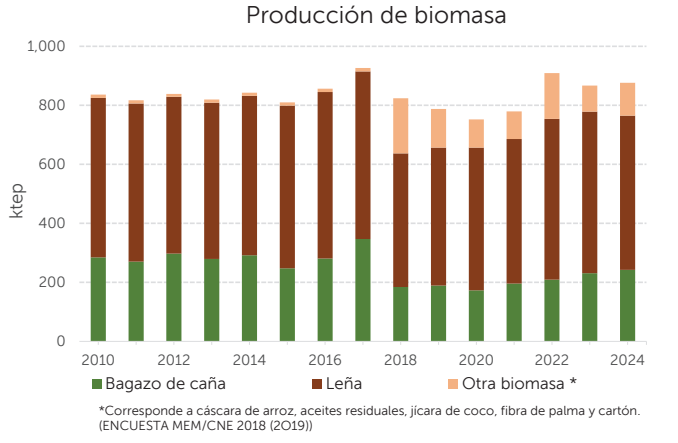

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
6
5
4
3
2
1
0
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

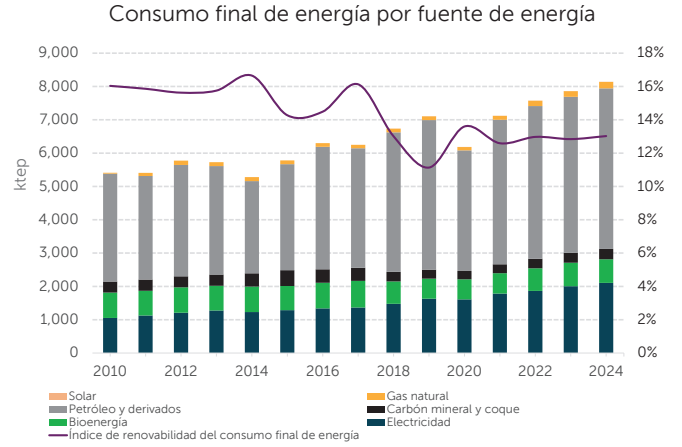

Generación eléctrica por fuente
TWh
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Carbón mineral
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

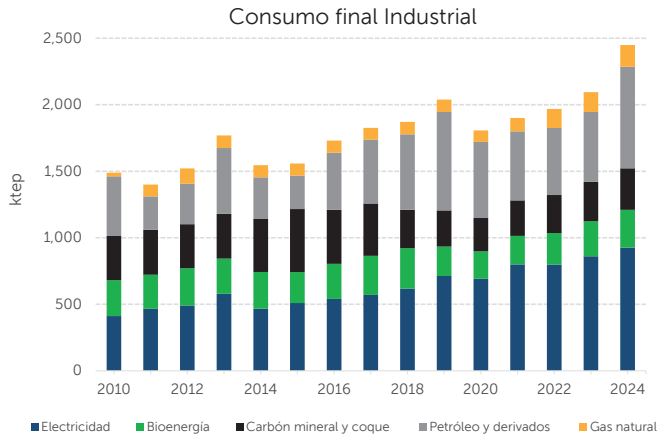

Generación eléctrica
TWh
25
20
15
10
5
0
18%
16%
14%
12%
10%
8%
6%
4%
2%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

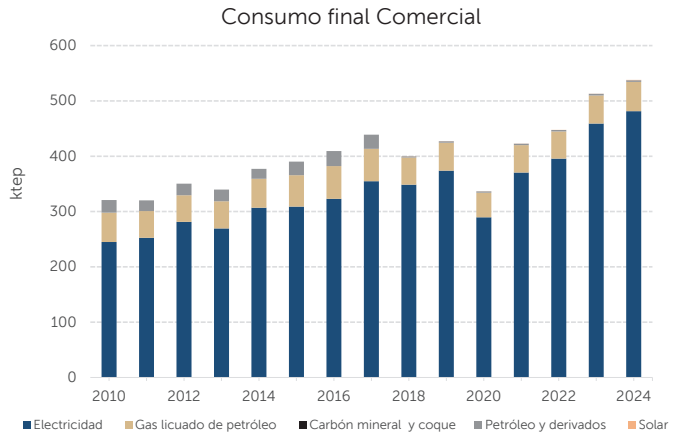

Demanda interna de electricidad
GWh
30,000
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

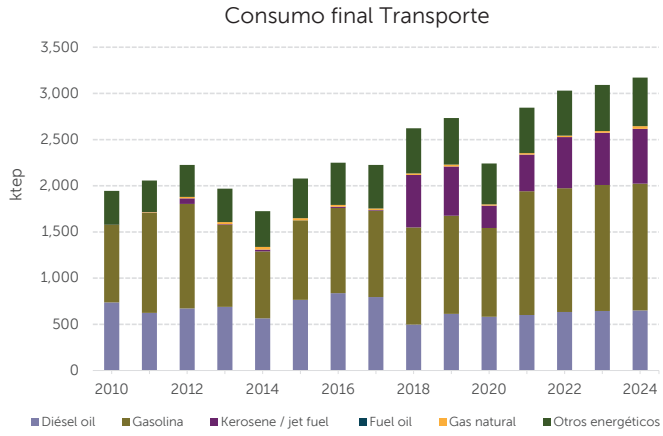

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
100%
99%
98%
97%
96%
95%
94%
93%
miles de habitantes
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

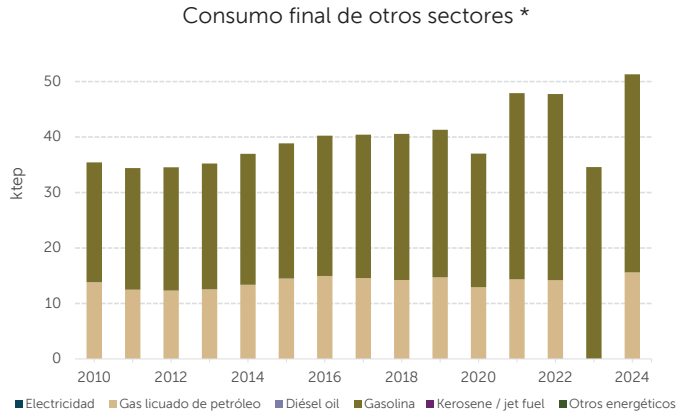

Producción de biomasa
ktep
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa *
*Corresponde a cáscara de arroz, aceites residuales, jícara de coco, fibra de palma y cartón. (ENCUESTA MEM/CNE 2018 (2O19))


Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
9,000
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
18%
16%
14%
12%
10%
8%
6%
4%
2%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Solar
Gas natural
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

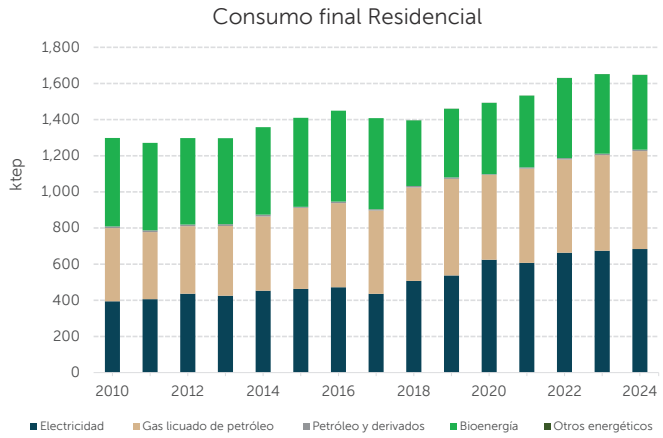


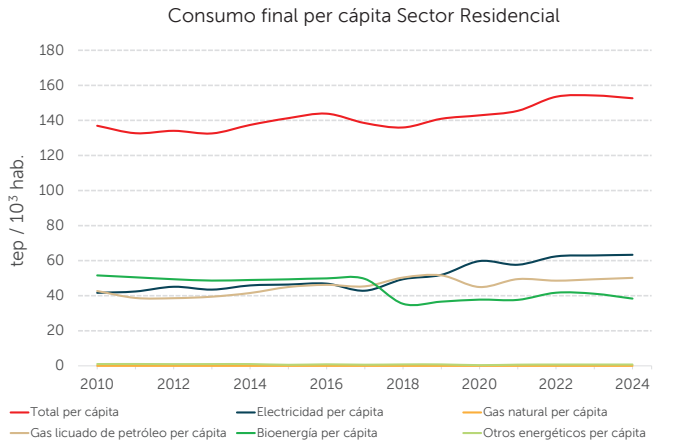




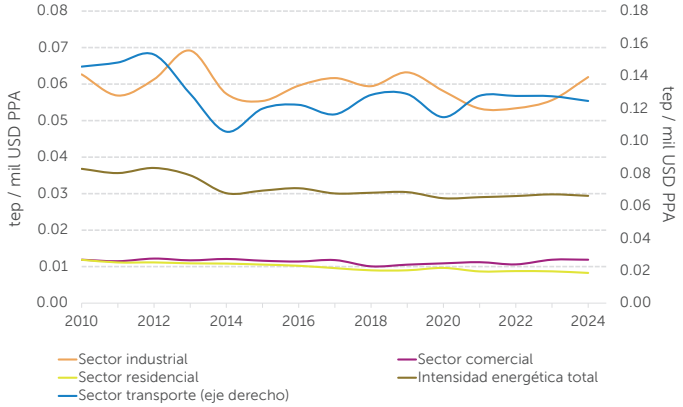


(*):Incluye los consumos de los sectores Agro, Pesca, Minería, Construcción y Otros.

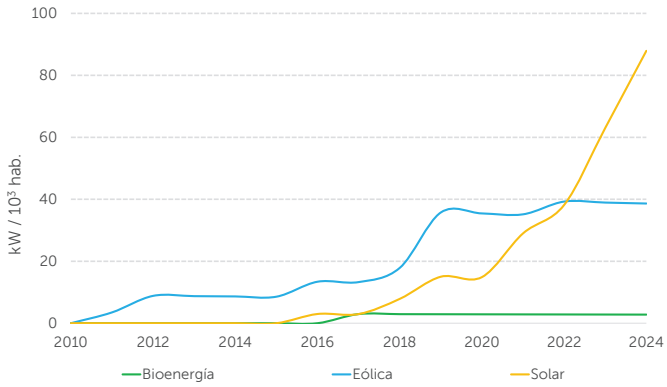




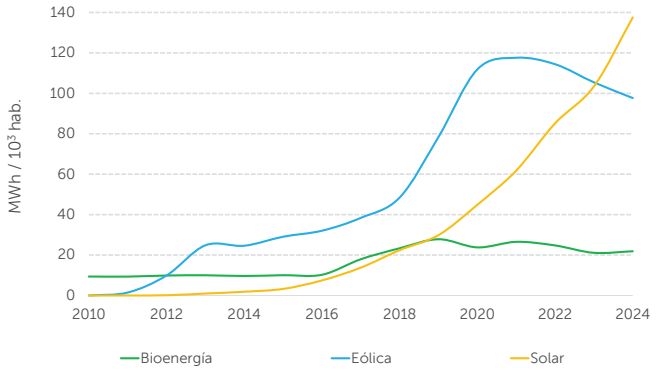
Intensidades energéticas sectoriales



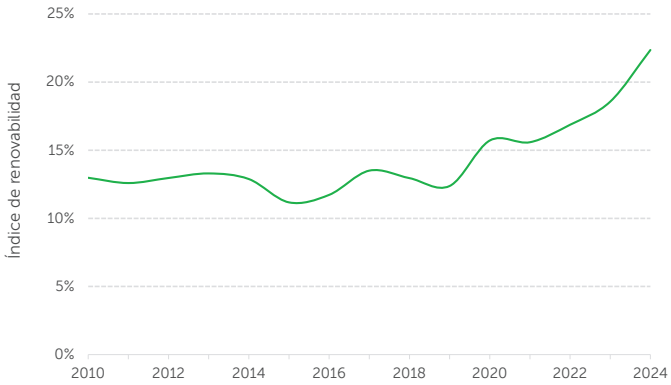
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



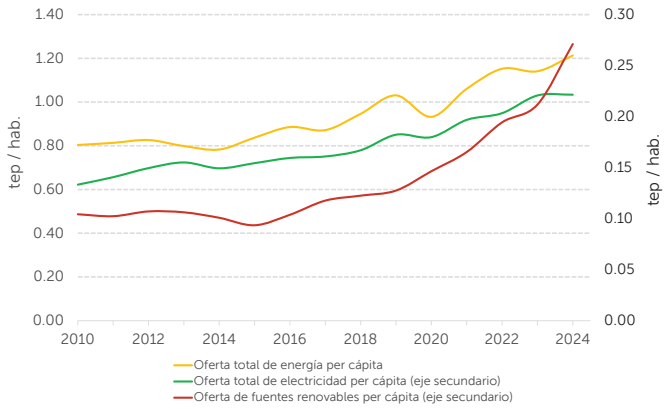
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



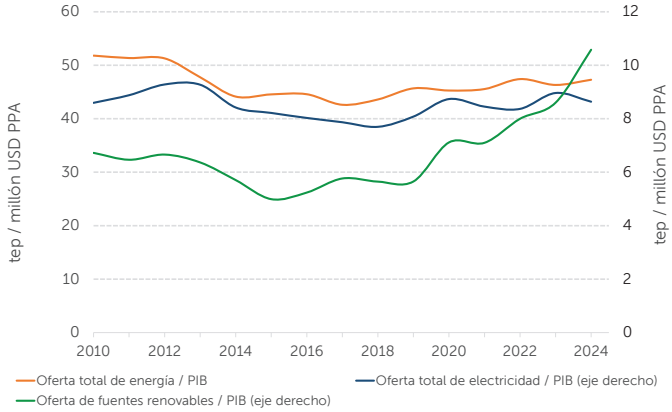
Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

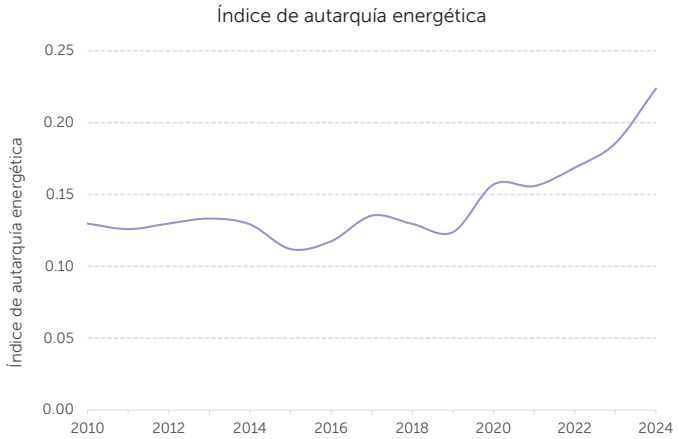


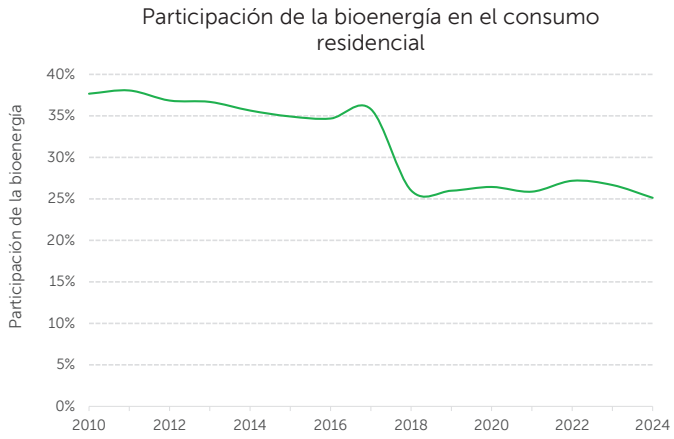
Oferta total de energía per cápita

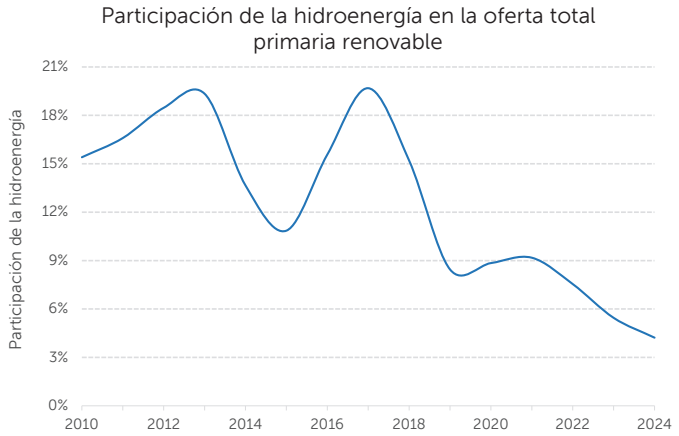


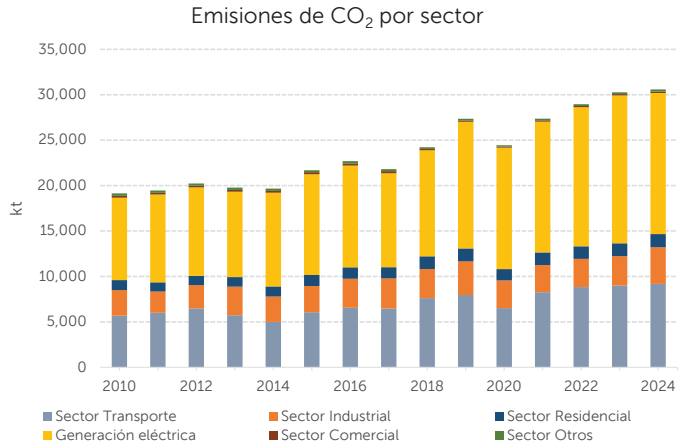
Oferta total de energía por unidad de PIB

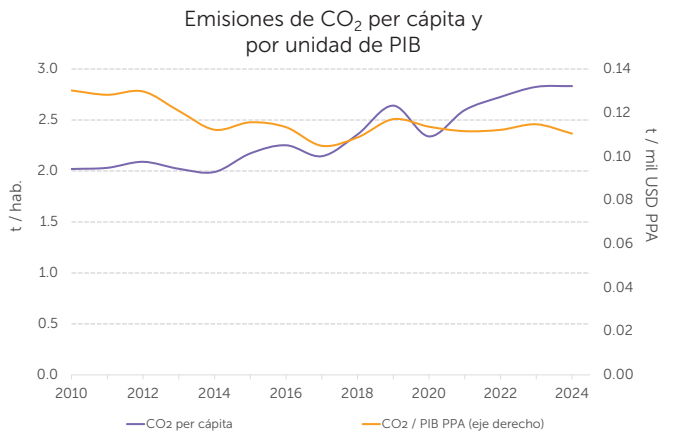


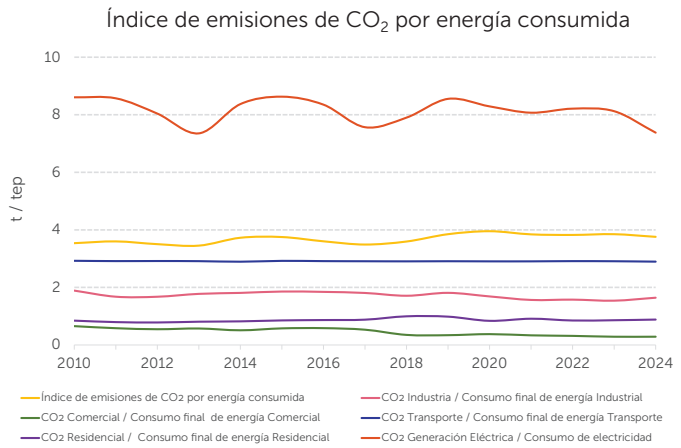

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

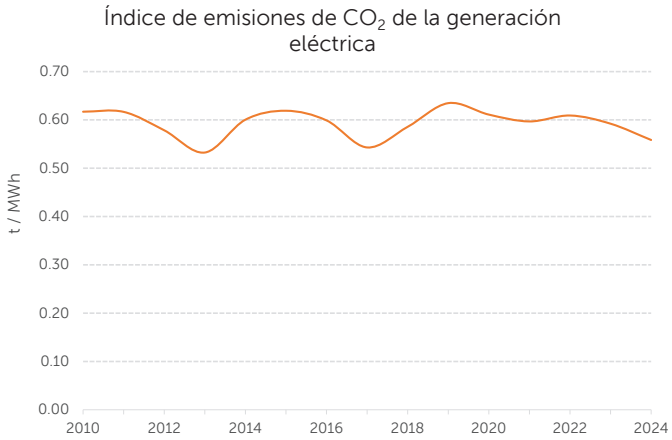

Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
40%
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
21%
18%
15%
12%
9%
6%
3%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emissiones de CO_2 por sector
kt
35,000
30,000
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emissiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
3.0
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
0.14
0.12
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emissiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
10
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emissiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.10
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

SURINAME

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	634 [1]
Superficie (km²)	163,820
Densidad de población (hab. / km²)	4
Población urbana (%)	67
PIB USD 2010 (MUSD)	3,586 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	12,316 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

Suriname presenta una matriz energética primaria con una gran participación de la producción petrolera. Por otro lado, las importaciones de energía, esencialmente combustibles derivados de petróleo, representan más del 50% de la oferta total de energía en el año 2024, los mismos que se destinan para la generación eléctrica y el consumo en los diversos sectores económicos del país.

En cuanto a la capacidad instalada para generación eléctrica en Suriname, más del 65% se basa en fuentes térmicas no renovables. El restante corresponde principalmente a hidroeléctricas, y en menor proporción a sistemas fotovoltaicos y de bioenergía. En términos de energía eléctrica generada, el 62% provino de fuentes no renovables y el 37% de hidroenergía, mientras que la bioenergía y la solar fotovoltaica tuvieron una participación de únicamente un 1%.

Finalmente, se debe destacar que la tasa de electrificación de Suriname alcanza el 99% al año 2024.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.22
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.11
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.09
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.10

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 89	Años 14	Gm³ n.d.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

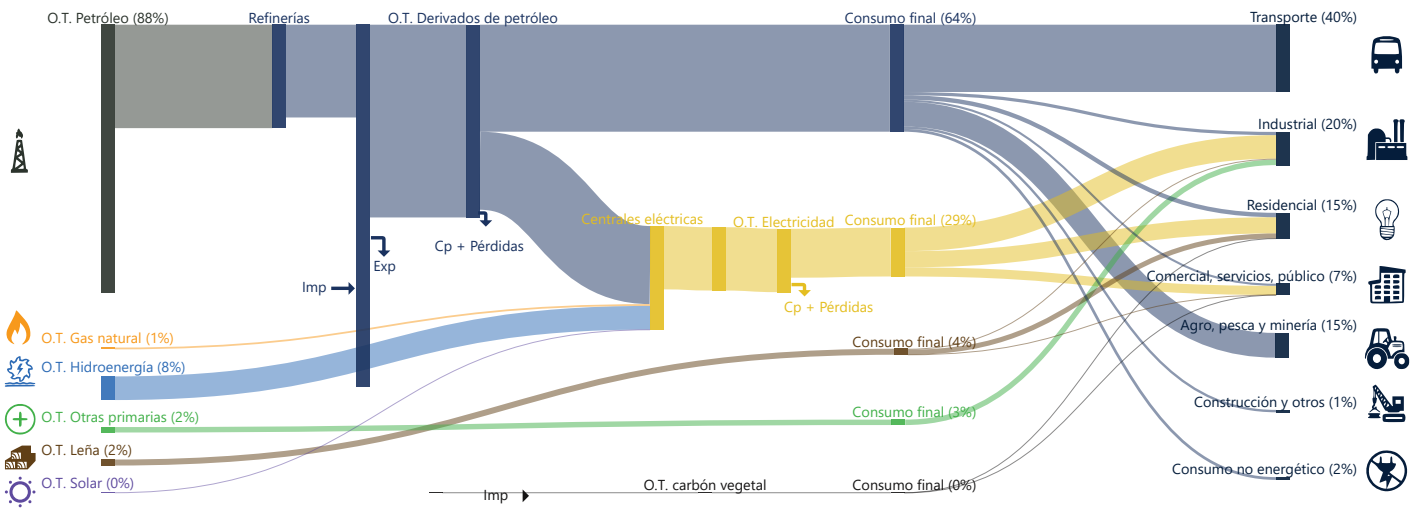
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
2,974	0.88	99.00	0.92	1.02	0.47	0.56

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
0.56	15	0.59	0.05	38.16	18.15	12.86

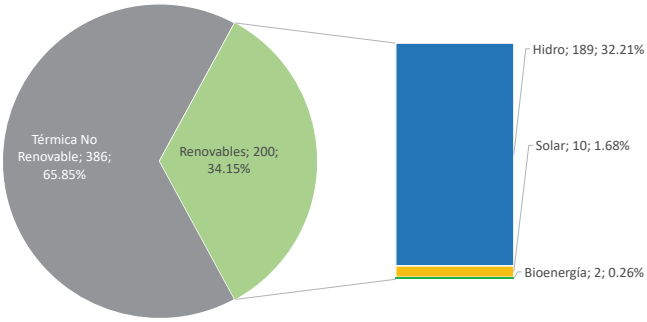
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.

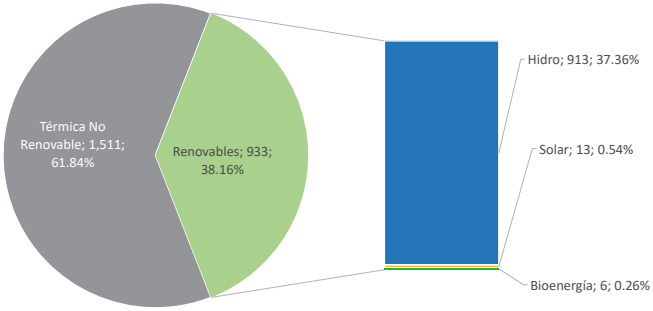
Balance Energético Resumido 2024



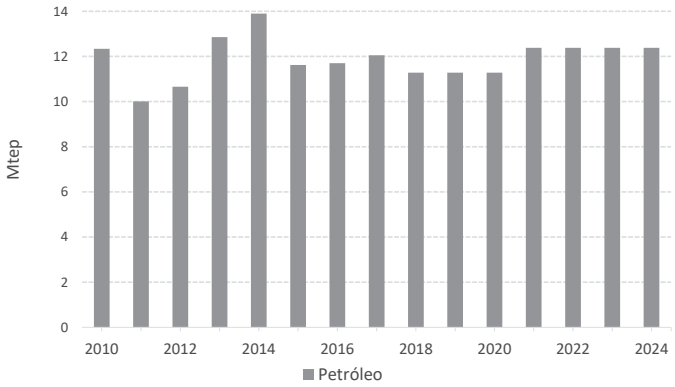
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 587 MW



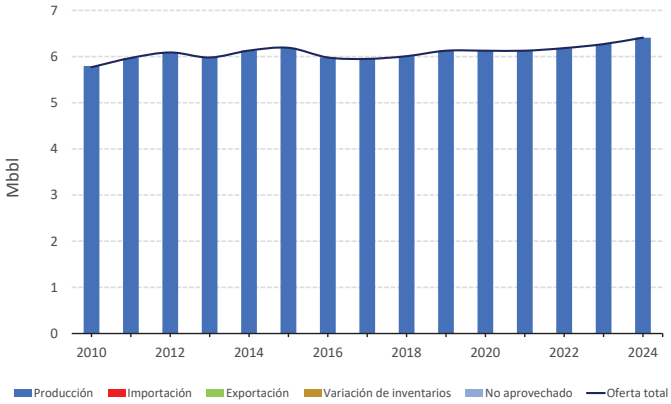
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 2,444 GWh



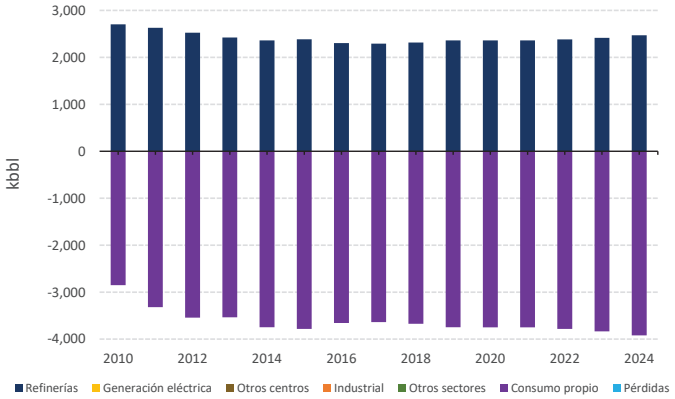
Reservas probadas de petróleo



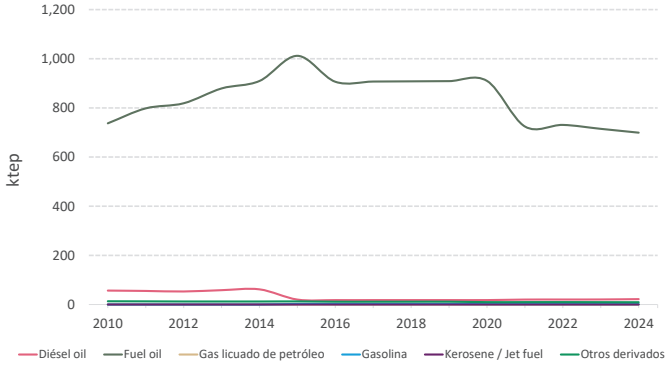
Oferta total de petróleo

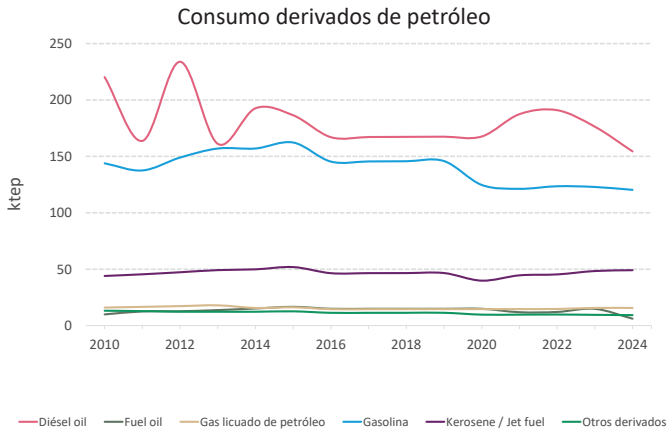


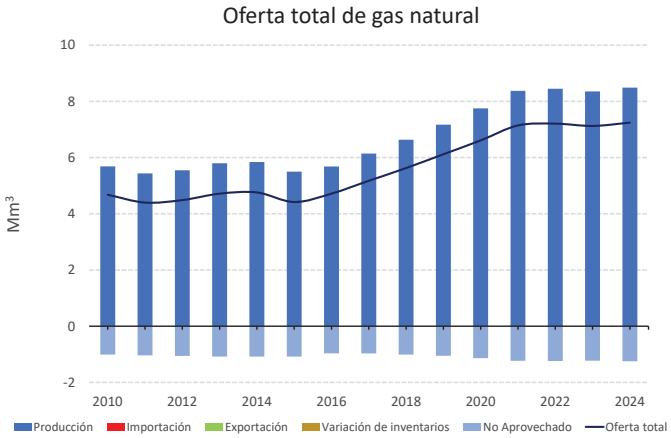
Demanda interna de petróleo

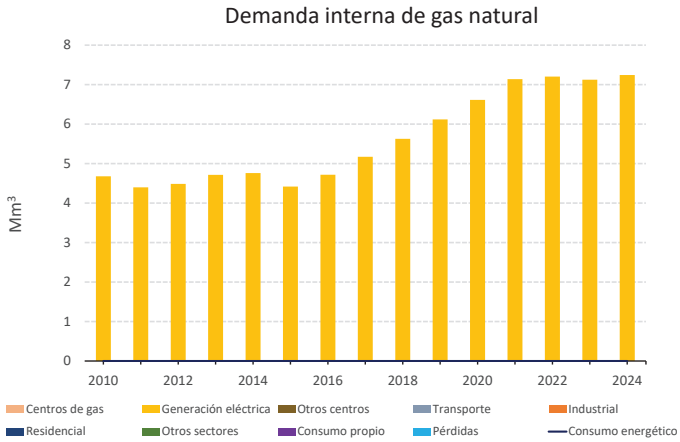


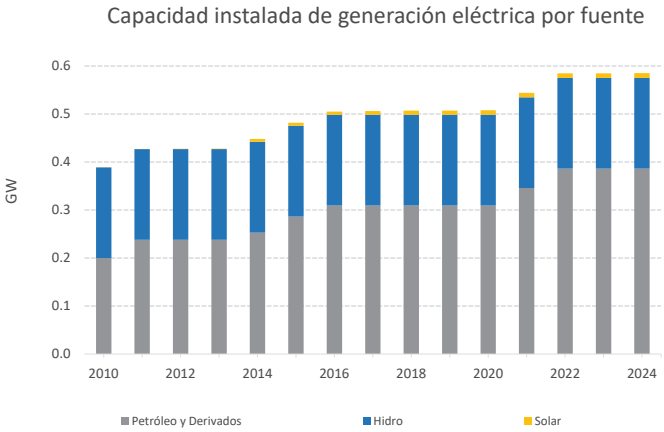
Producción derivados de petróleo

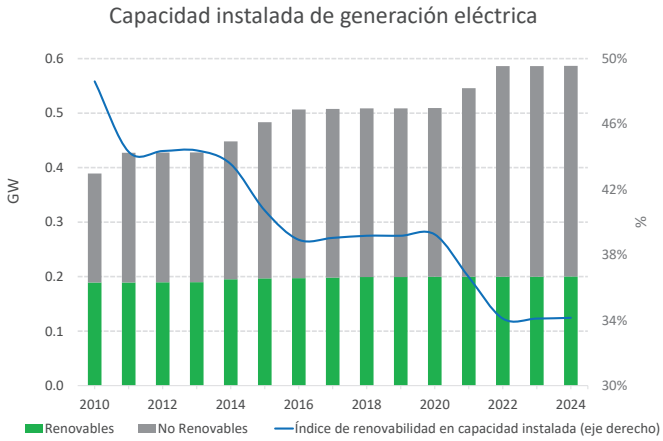


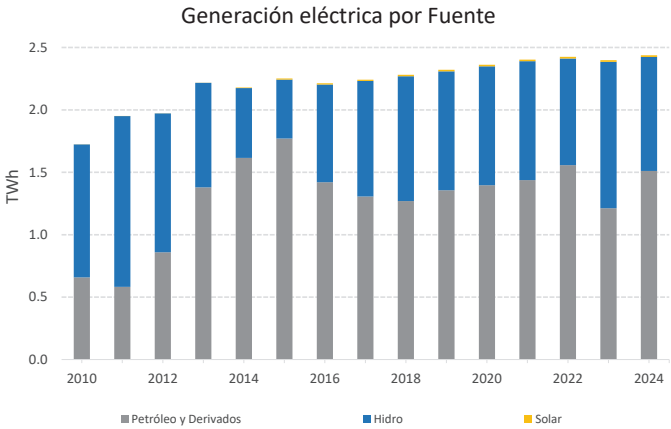

Consumo derivados de petróleo
ktep
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

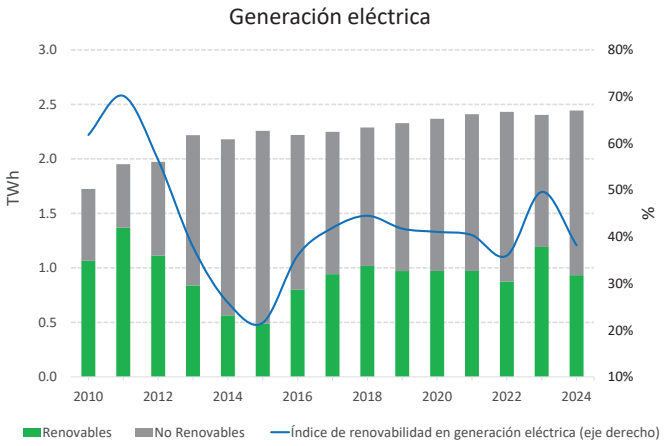

Oferta total de gas natural
Mm³
10
8
6
4
2
0
-2
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No Aprovechado
Oferta total

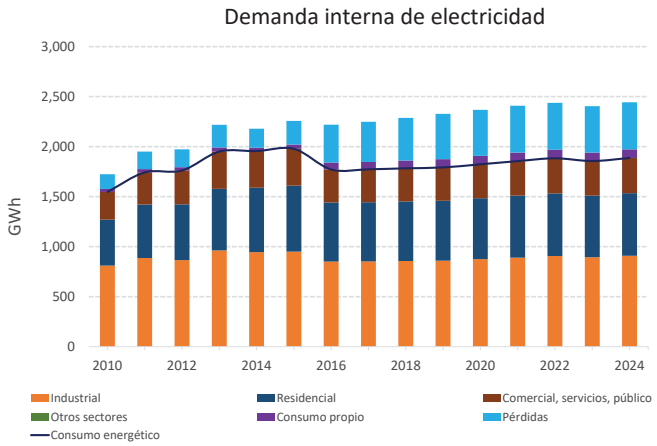

Demanda interna de gas natural
Mm³
8
7
6
5
4
3
2
1
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

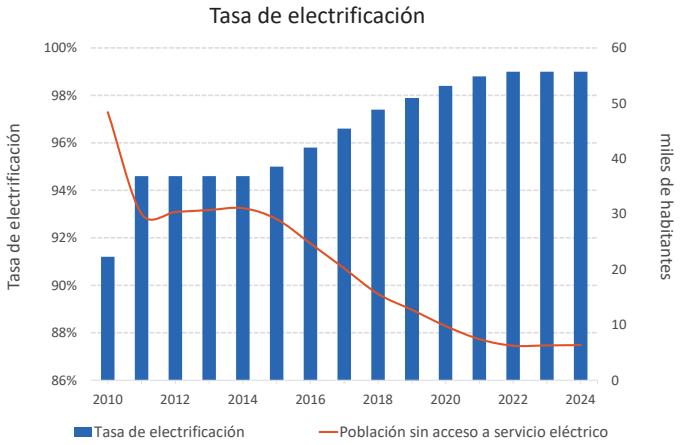

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Hidro
Solar

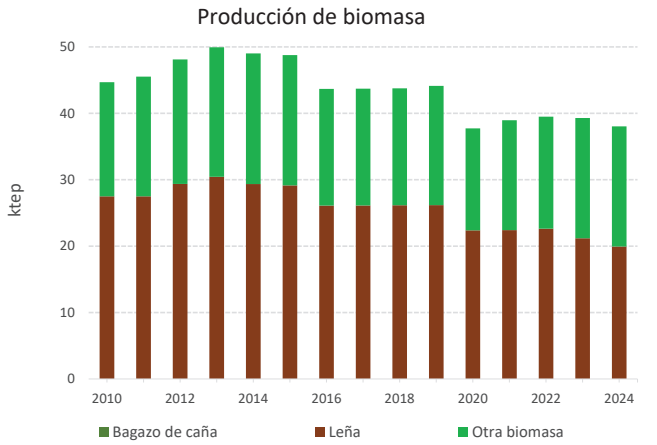

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
%
50%
46%
42%
38%
34%
30%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

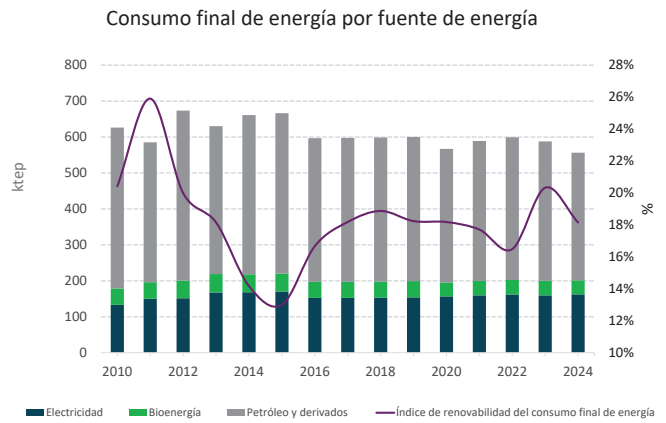

Generación eléctrica por Fuente
TWh
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Hidro
Solar

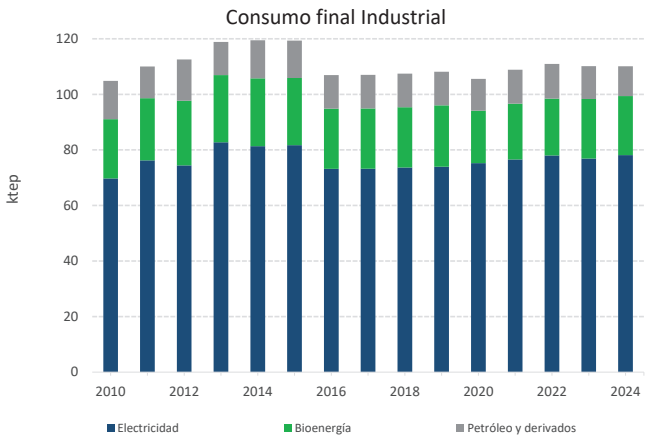

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

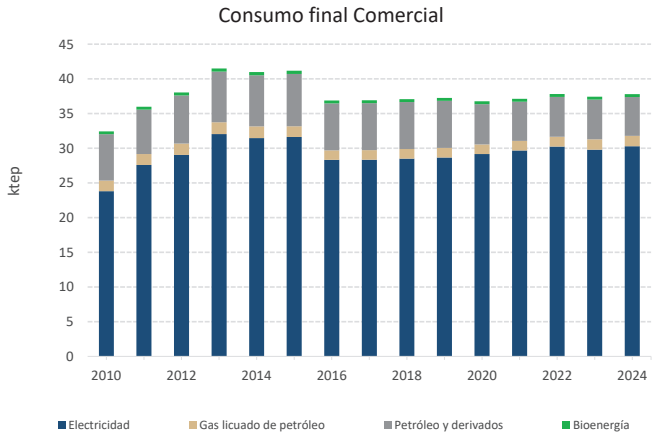

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

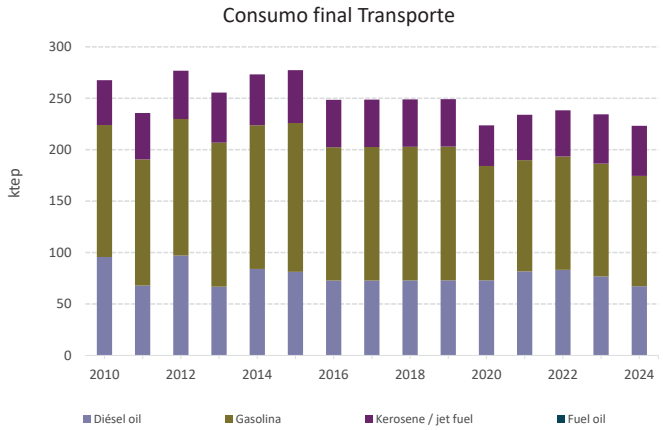

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
Bagazo de caña
Leña
Otra biomasa

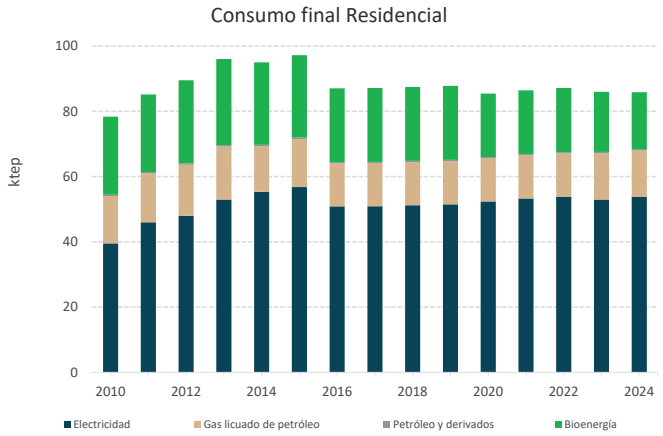

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

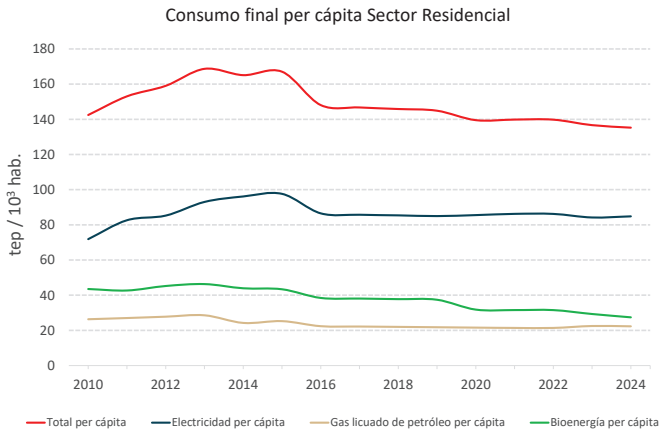

Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Petróleo y derivados

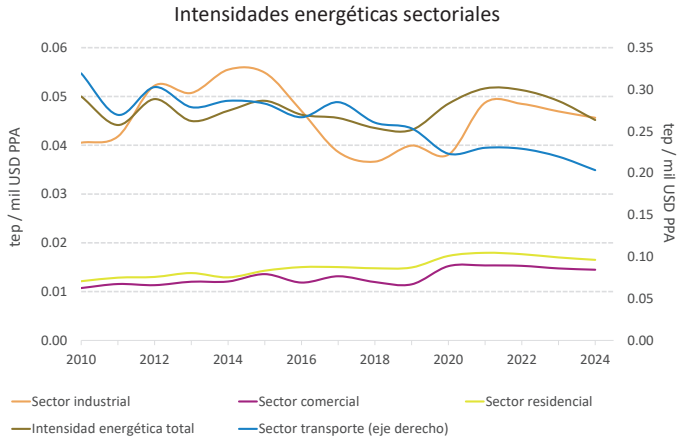

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Fuel oil

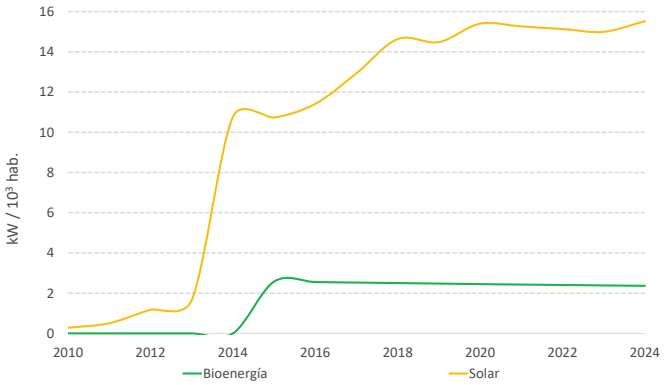
Consumo final de otros sectores
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
Otros energéticos


Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía

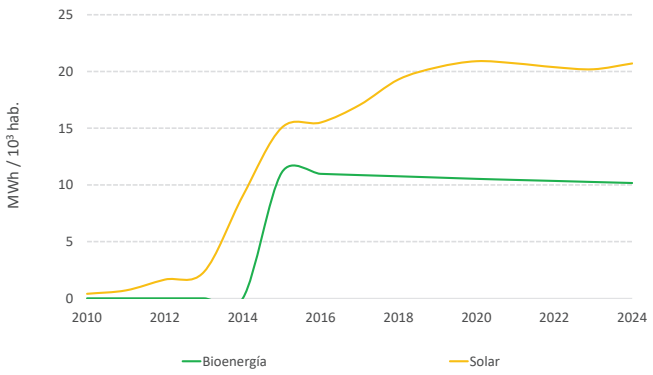

Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita


Intensidades energéticas sectoriales
tep / mil USD PPA
tep / mil USD PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad energética total
Sector transporte (eje derecho)

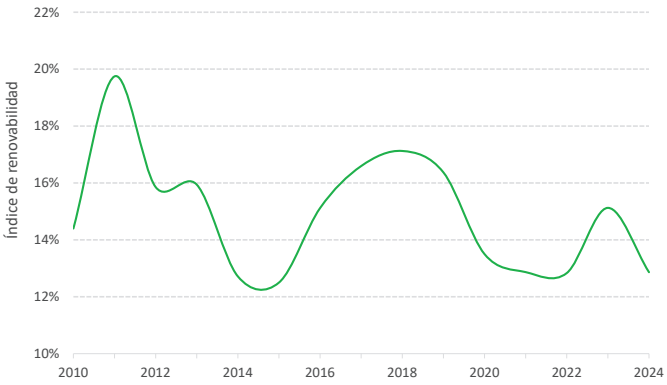
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



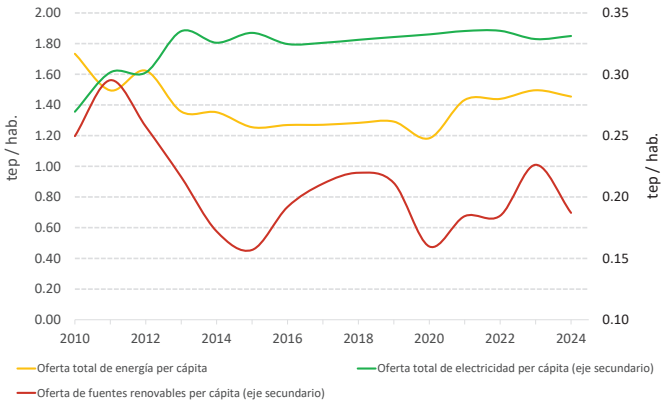
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



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

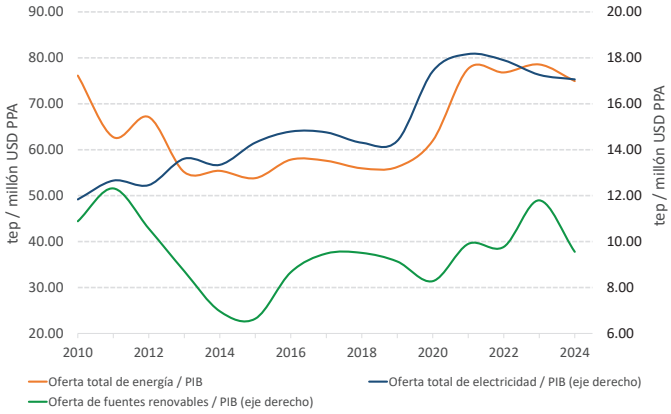


Oferta total de energía per cápita

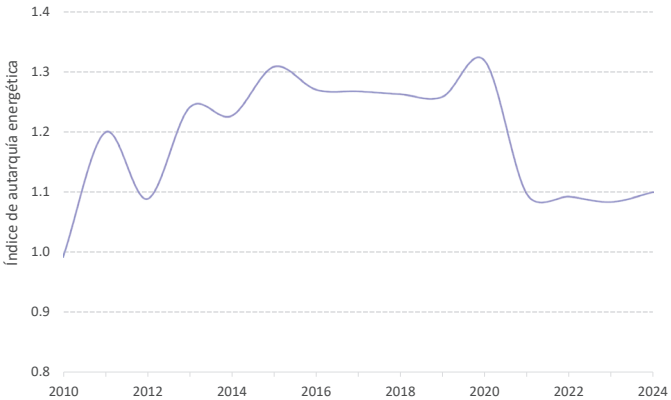


SURINAME

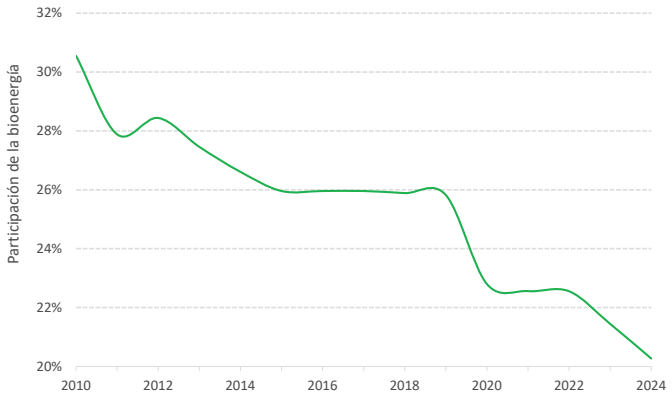
Oferta total de energía por unidad de PIB



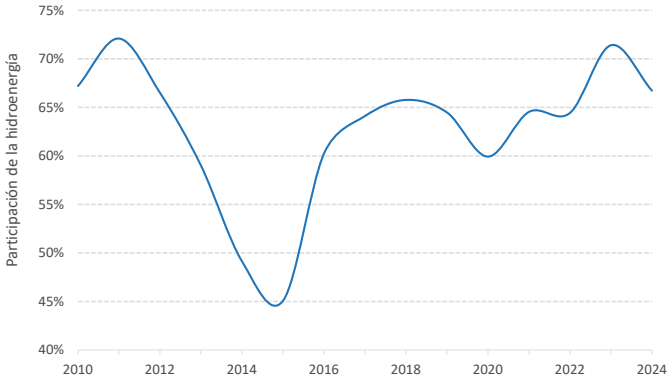
Índice de autarquía energética



Participación de la bioenergía en el consumo residencial

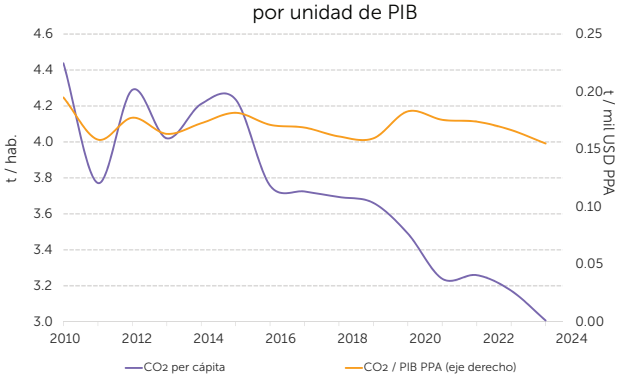


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

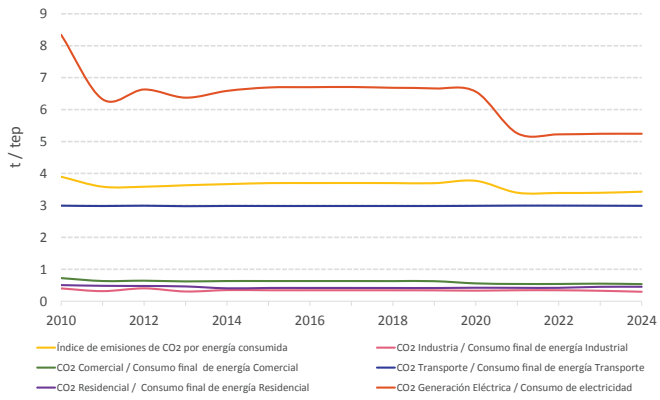


Emisiones de CO_2 por sector

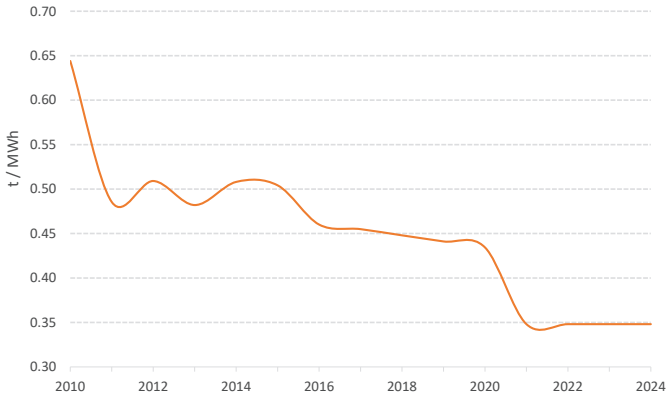
Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



TRINIDAD Y TOBAGO

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	1,368 [1]
Superficie (km²)	5,130
Densidad de población (hab. / km²)	267
Población urbana (%)	54
PIB USD 2010 (MUSD)	22,546 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	43,362 [1]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	32

La matriz energética de Trinidad y Tobago, tiene un predominio del gas natural, producto que es destinado al consumo interno del país así como a la exportación. En cuanto a la demanda interna, al 2024, el gas natural producido es suministrado de manera directa a los sectores económicos 33% y también entregado a procesos de transformación 13% en centros de gas y en centrales eléctricas. El 48% de la producción de gas natural es exportado, lo que genera una balanza energética superavitaria y posiciona a Trinidad y Tobago como el primer país de la región en abastecer al mercado internacional con este energético.

En este mismo sentido, se debe destacar que la demanda de derivados de petróleo en Trinidad y Tobago es abastecida a través de la producción local en los centros de gas, así como con importaciones.

Finalmente, en relación a la capacidad instalada de generación eléctrica en Trinidad y Tobago, ésta se basa totalmente en gas natural. Asimismo, se debe mencionar que la tasa de electrificación del país es cercana al 98% al 2024.

Sector Energético 2024

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.85
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 5.94
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.33
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.09
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 4.16

Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl 220	Años 12	Gm³ 289	Años 8	Mt n.a.	Años n.a.

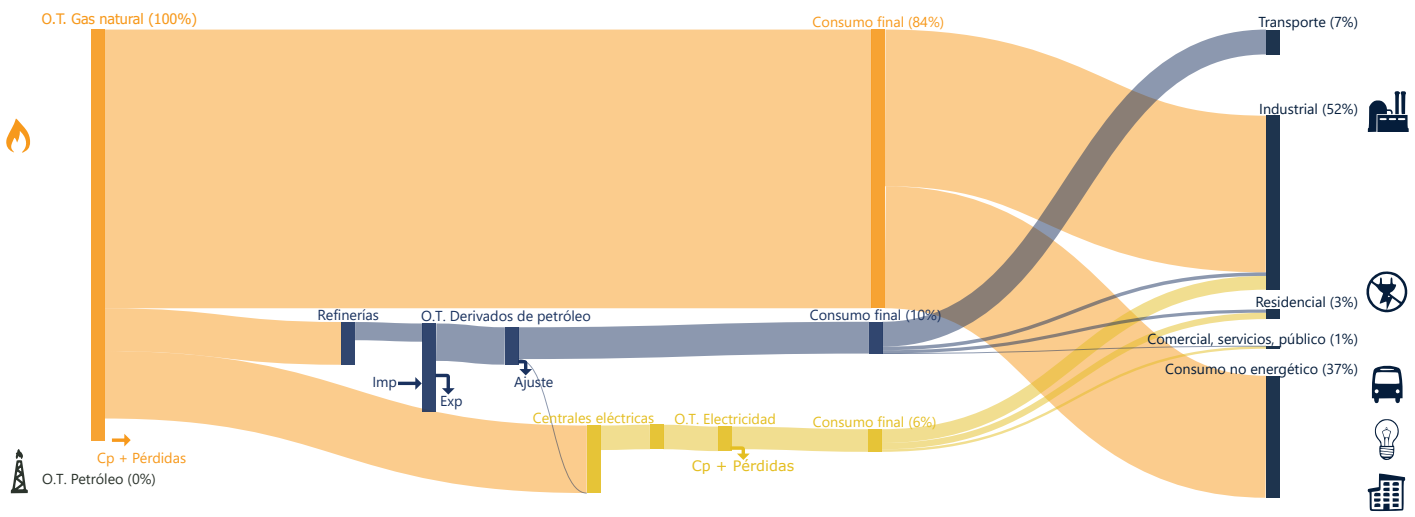
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
6,557	8.30	97.70	14.55	31.44	2.39	18.25

Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
11.36	190	2.03	0.26	0.00	0.00	0.00

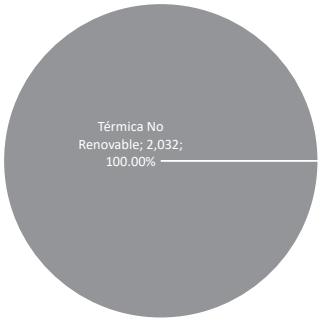
[1] Fuente: Banco Mundial.
[2] Fuente: CEPAL.

Nota:
Los datos de oferta y demanda para el año 2024 corresponden a estimaciones realizadas por OLACDE.

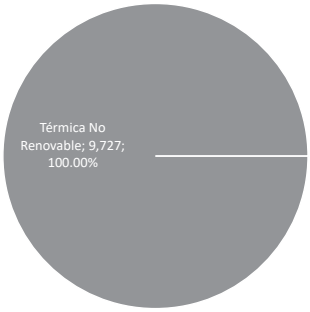
Balance Energético Resumido 2024



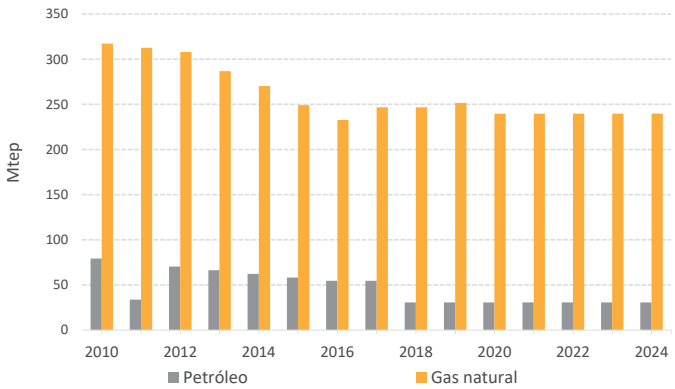
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 2,032 MW



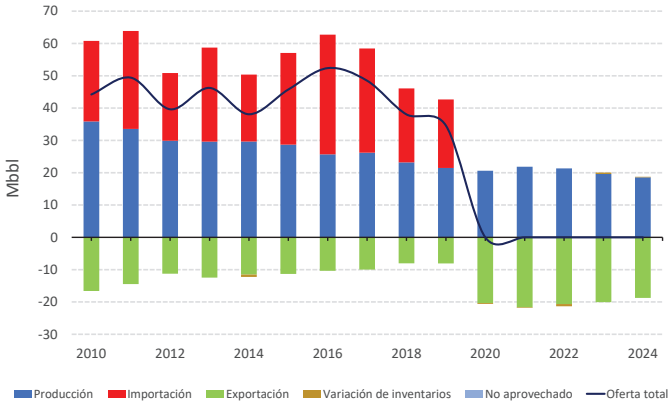
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 9,727 GWh



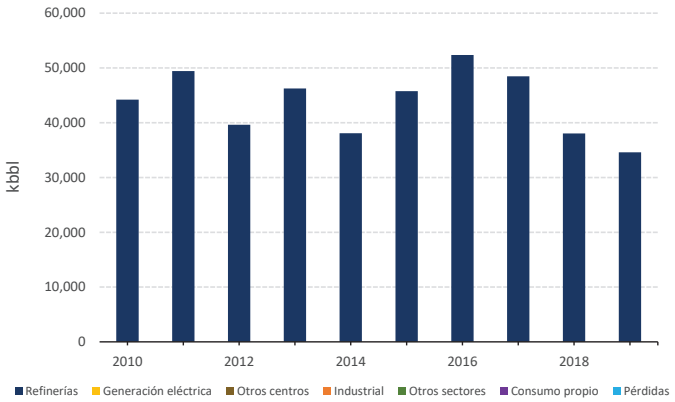
Reservas probadas de petróleo y gas natural



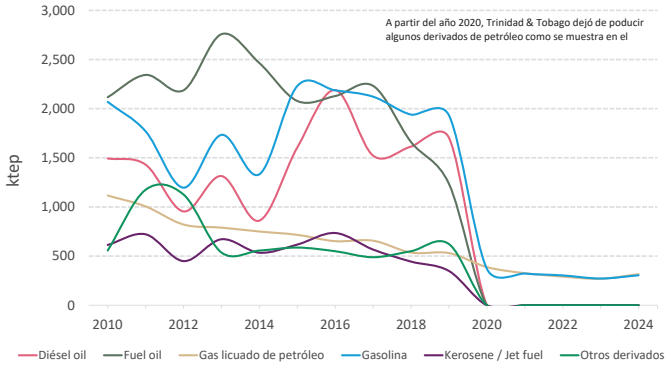
Oferta total de petróleo

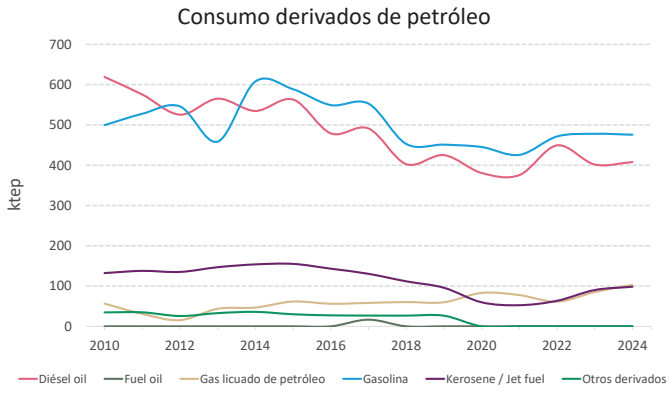


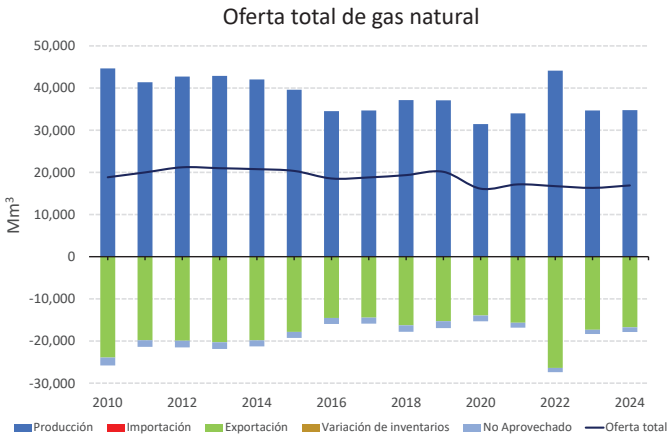
Demanda interna de petróleo

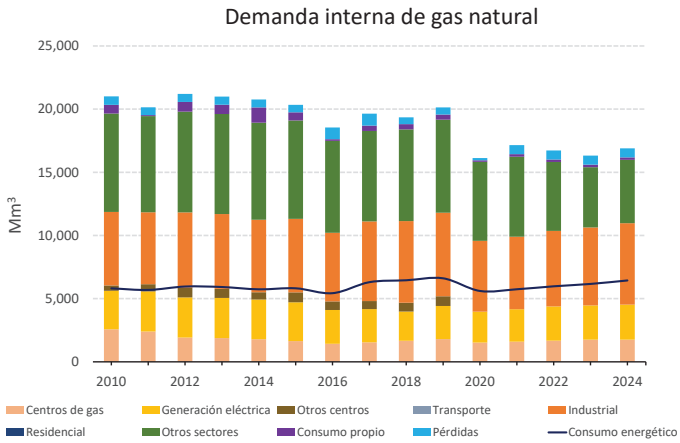


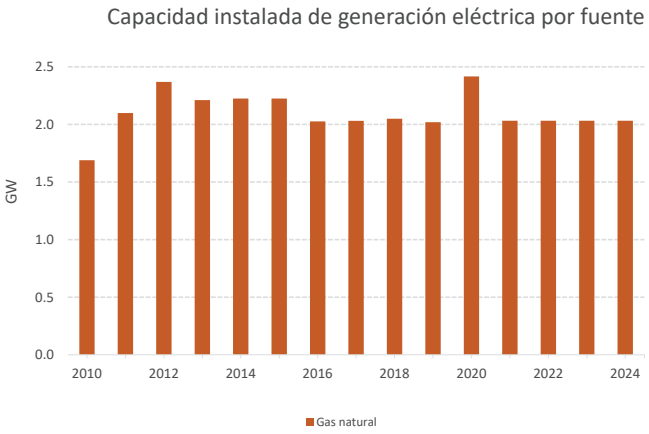
Producción derivados de petróleo

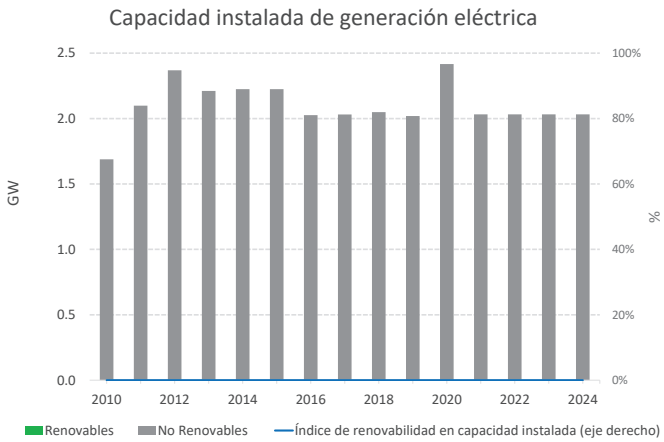


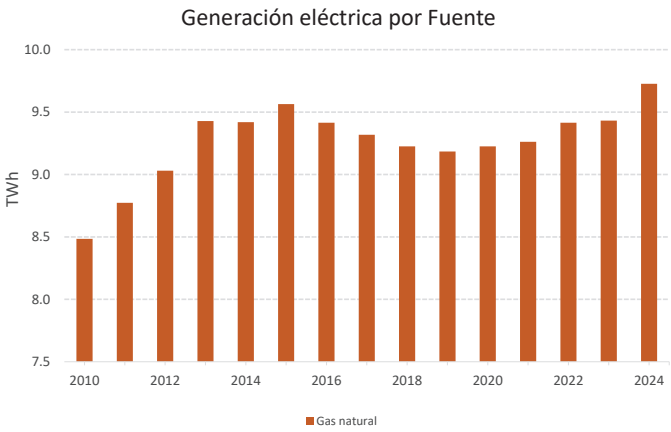

Consumo derivados de petróleo
ktep
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

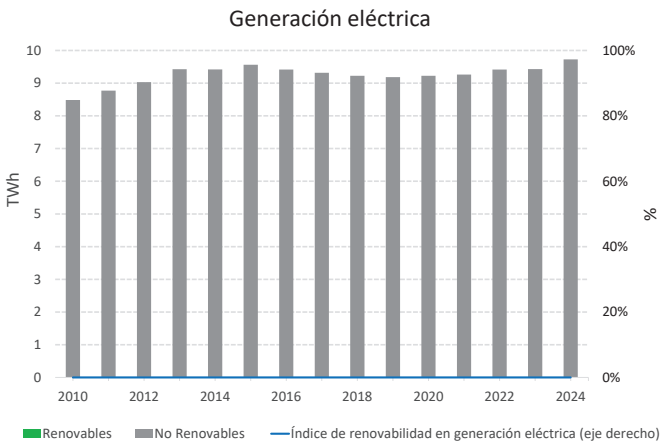

Oferta total de gas natural
Mm³
50,000
40,000
30,000
20,000
10,000
0
-10,000
-20,000
-30,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
No Aprovechado
Oferta total

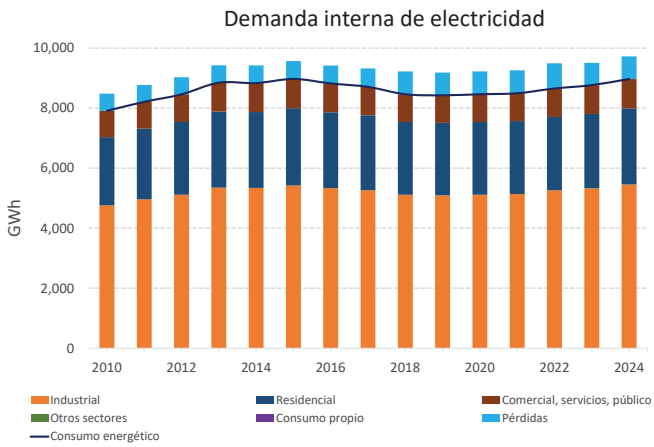

Demanda interna de gas natural
Mm³
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

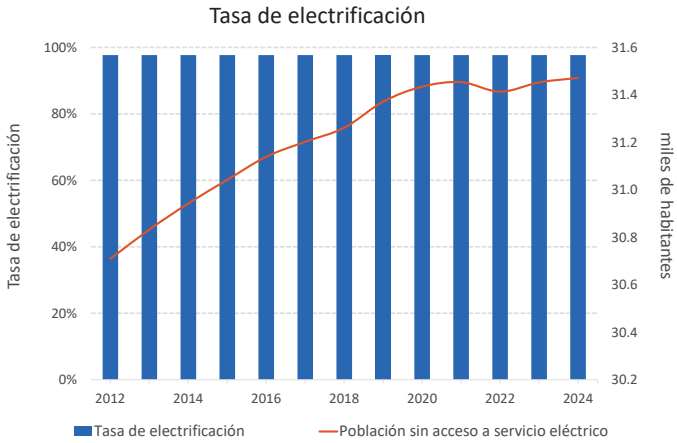

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Gas natural

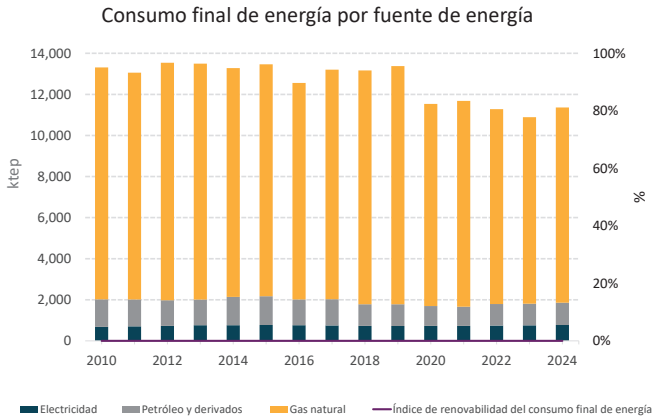

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
%
100%
80%
60%
40%
20%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

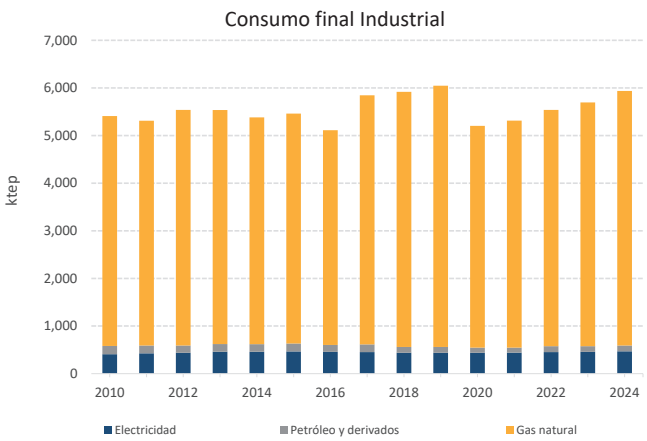

Generación eléctrica por Fuente
TWh
10.0
9.5
9.0
8.5
8.0
7.5
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Gas natural

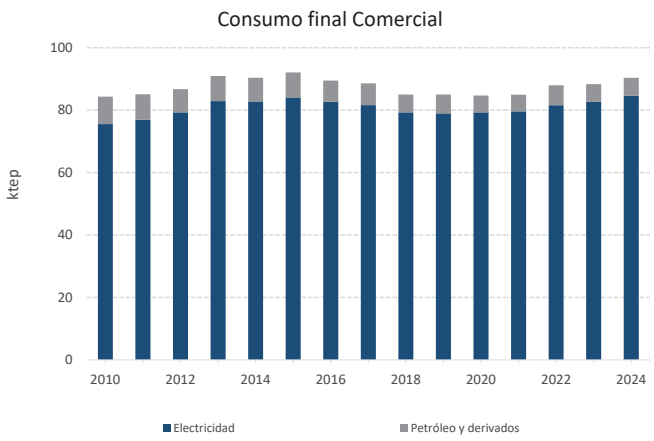

Generación eléctrica
TWh
%
Renovables
No Renovables
Índice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

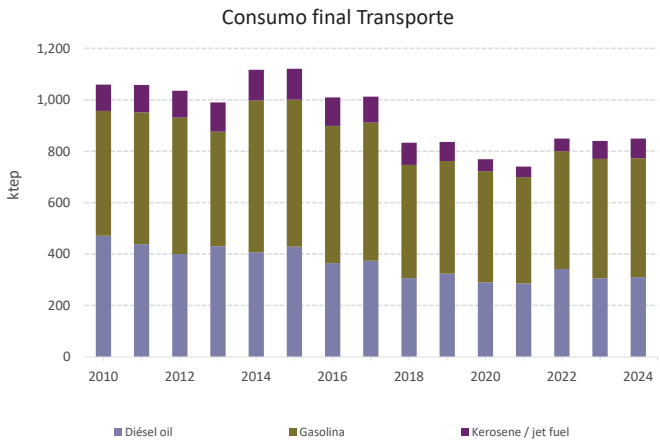

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

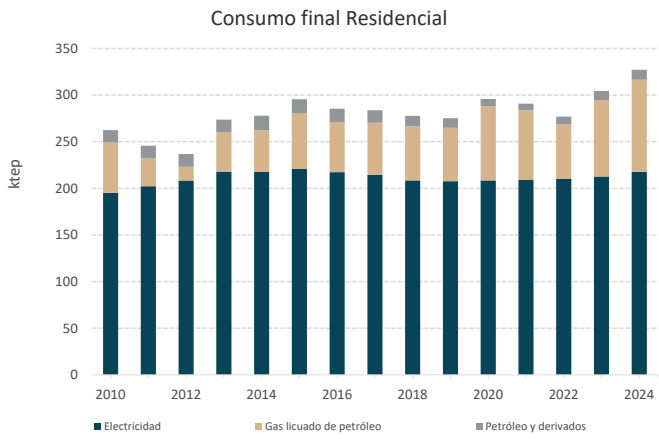

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

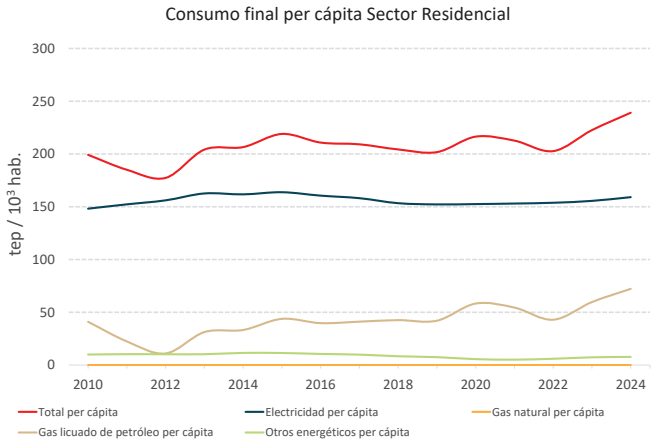

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Electricidad
Petróleo y derivados
Gas natural
Índice de renovabilidad del consumo final de energía

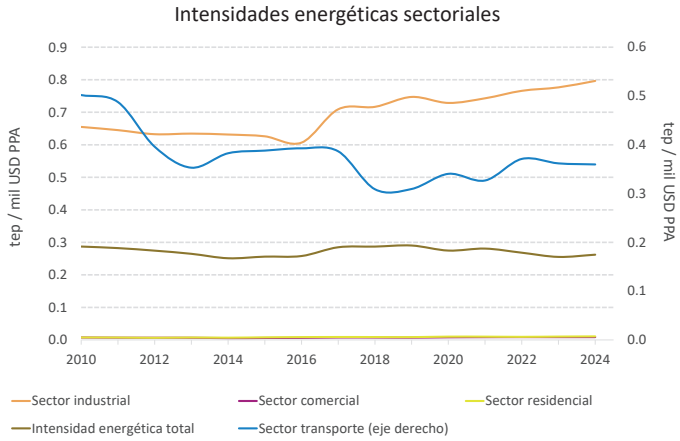

Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Petróleo y derivados
Gas natural

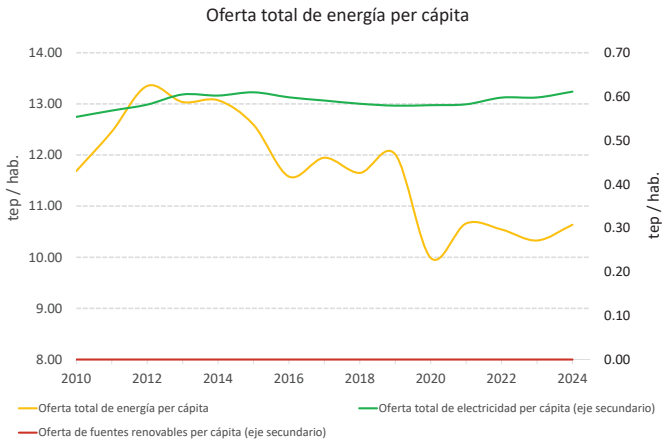

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Petróleo y derivados

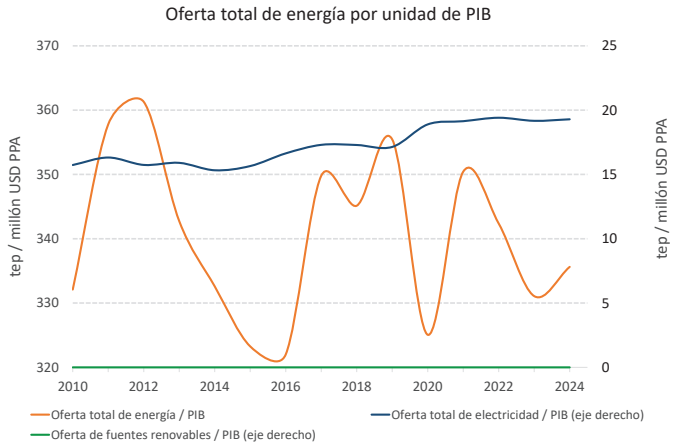

Consumo final Transporte
ktep
1,200
1,000
800
600
400
200
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil
Gasolina
Kerosene / jet fuel

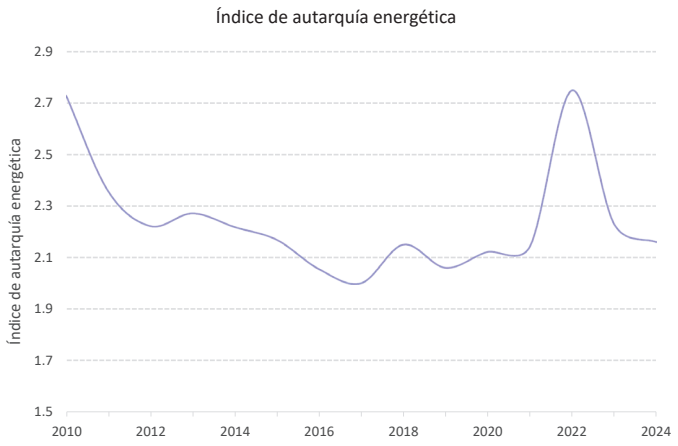

Consumo final Residencial
ktep
350
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados

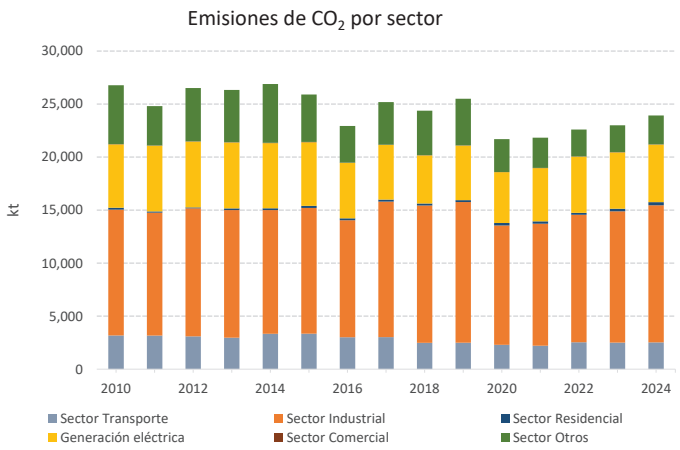

Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
300
250
200
150
100
50
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Otros energéticos per cápita

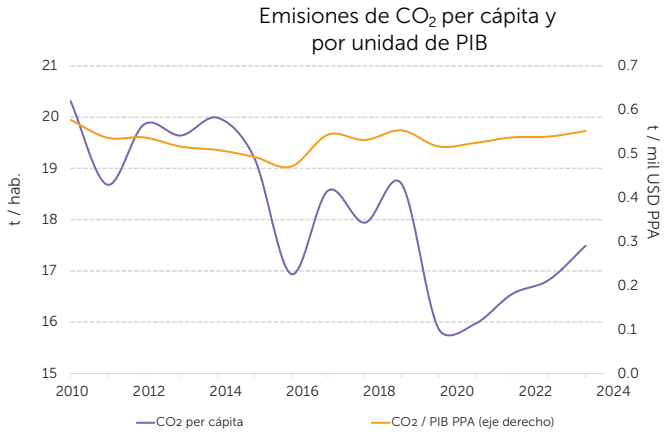

Intensidades energéticas sectoriales
tep / mil USD PPA
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
tep / mil USD PPA
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad energética total
Sector transporte (eje derecho)

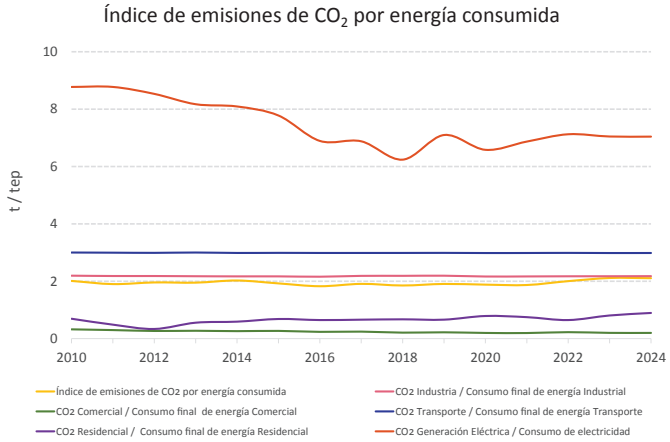

Oferta total de energía per cápita
tep / hab.
14.00
13.00
12.00
11.00
10.00
9.00
8.00
tep / hab.
0.70
0.60
0.50
0.40
0.30
0.20
0.10
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía per cápita
Oferta total de electricidad per cápita (eje secundario)
Oferta de fuentes renovables per cápita (eje secundario)

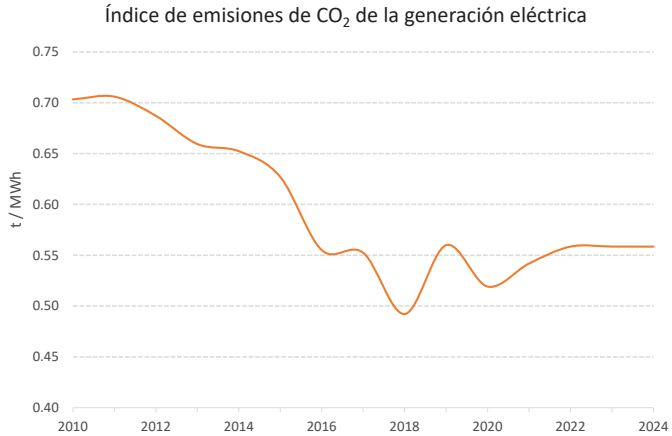

Oferta total de energía por unidad de PIB
tep / millón USD PPA
370
360
350
340
330
320
tep / millón USD PPA
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Oferta total de energía / PIB
Oferta total de electricidad / PIB (eje derecho)
Oferta de fuentes renovables / PIB (eje derecho)


Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
2.9
2.7
2.5
2.3
2.1
1.9
1.7
1.5
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO2 por sector
kt
30,000
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD PPA
21
20
19
18
17
16
15
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
t / tep
10
8
6
4
2
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.75
0.70
0.65
0.60
0.55
0.50
0.45
0.40
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

URUGUAY

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	3,492 [1]
Superficie (km²)	176,215
Densidad de población (hab. / km²)	20
Población urbana (%)	95
PIB USD 2010 (MUSD)	70,305 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	108,502 [3]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	31

En 2024, Uruguay registró un incremento en la participación de fuentes renovables en su matriz eléctrica, alcanzando un 98.93%. La producción de electricidad subió un 34% respecto al 2023, por la incorporación de la segunda planta de celulosa de UPM y el ingreso de la planta fotovoltaica de Punta del Tigre – UTE. Las importaciones de energía caen el 2% por lo que fue mínima la importación de electricidad. Mientras que las exportaciones de energía alcanzaron los 0.18 Mtep. En cuanto a la generación por tipo de fuente, la hidroelectricidad lideró con un 42.6% de participación, seguida de la eólica con un 27.6% y la biomasa con el 25.7%. Por su parte, la electricidad generada a partir de combustibles fósiles y de energía solar representaron el 1.1% y el 3%, respectivamente. El consumo final creció el 14% alcanzando los 6.2 Mtep en el 2024, siendo el sector industrial el más demandante de energía con una participación del 51%, impulsado principalmente por la entrada en operación de la tercera planta de celulosa en el país; seguido del sector transporte con el 24%, residencial con el 14% y los demás sectores con el 11%.

Sector Energético 2024*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.49
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 3.14
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.86
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.36
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.36

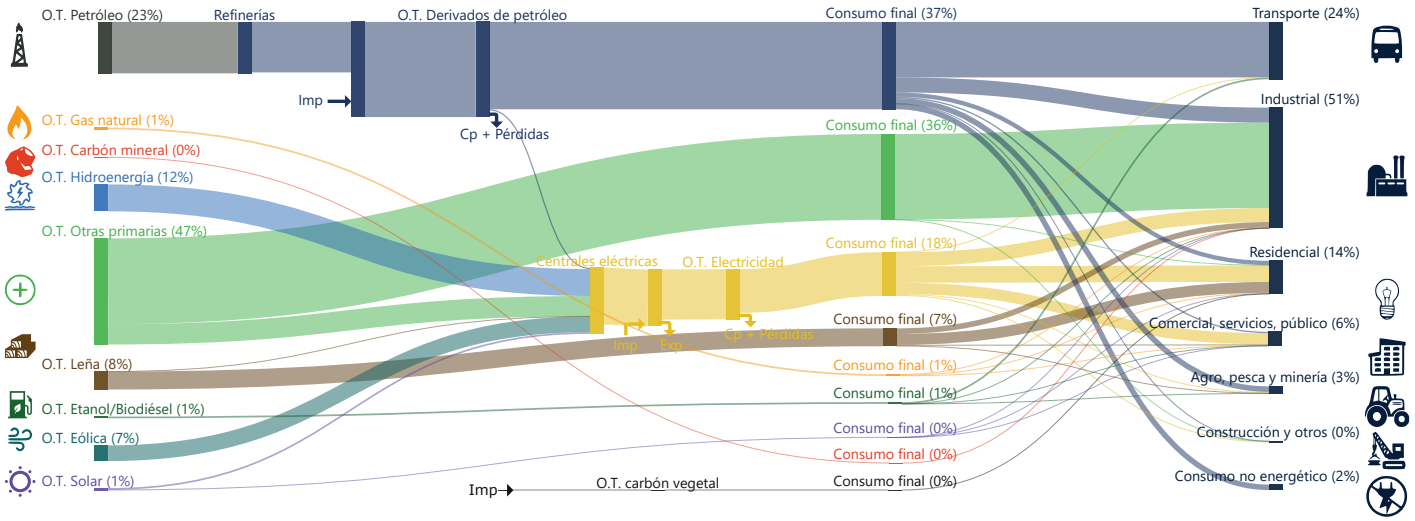
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral
Mbbl n.a.	Años n.a.	Gm³ n.a.	Años n.a.	Mt n.a.	Años n.a.

Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
3,786	1.78	99.97	6.74	4.44 [4]	2.68	0.18

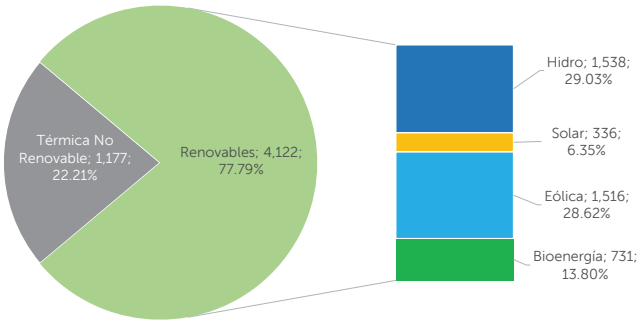
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
6.22	50	5.30	0.06	98.93	62.42	63.29

[1] Instituto Nacional de Estadística (INE)
[2] Fuente: CEPAL.
[3] Fuente: Banco Mundial.
[4] El dato corresponde a producción primaria de energía.

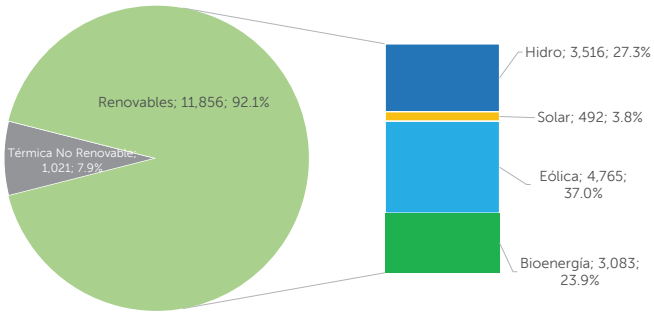
Balance Energético Resumido 2024



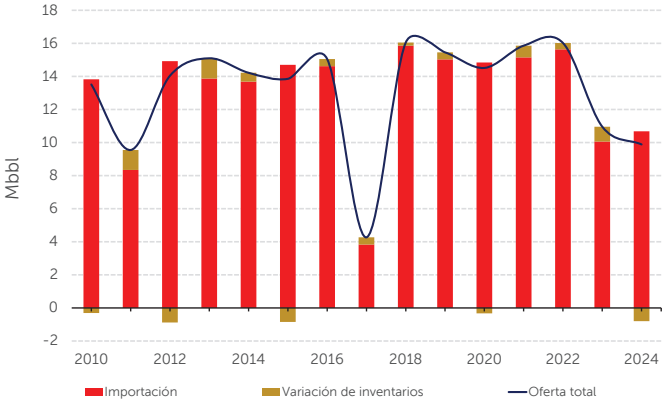
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 5,299 MW



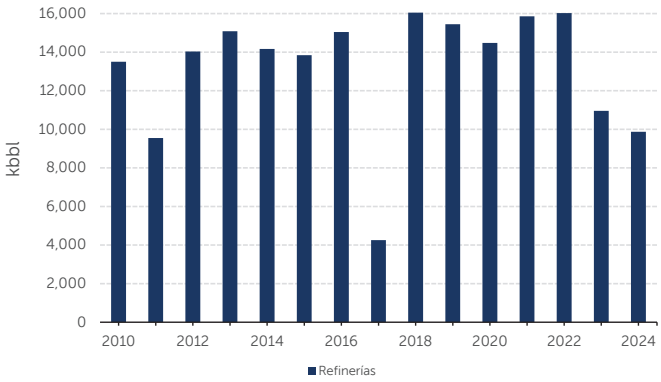
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2023
Total: 12,877 GWh



Oferta total de petróleo

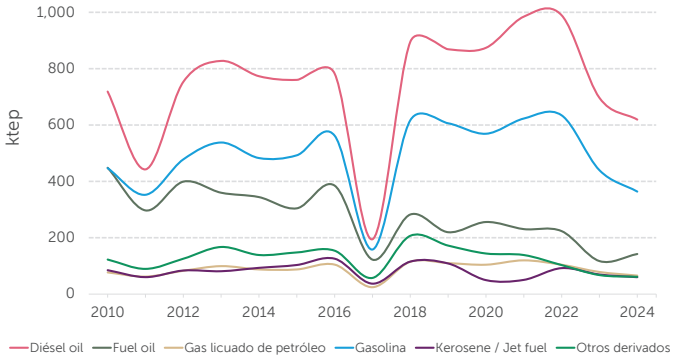


Demanda interna de petróleo

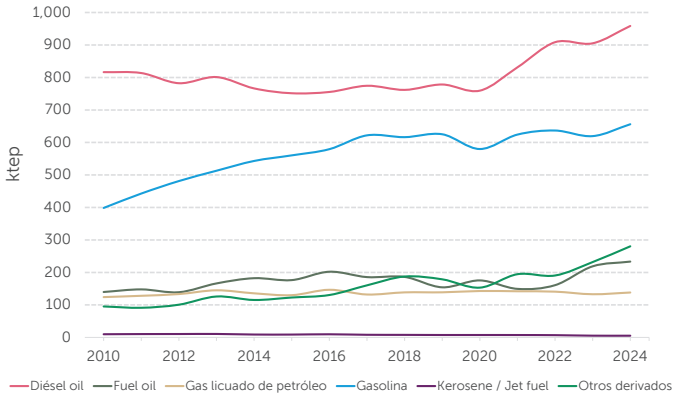


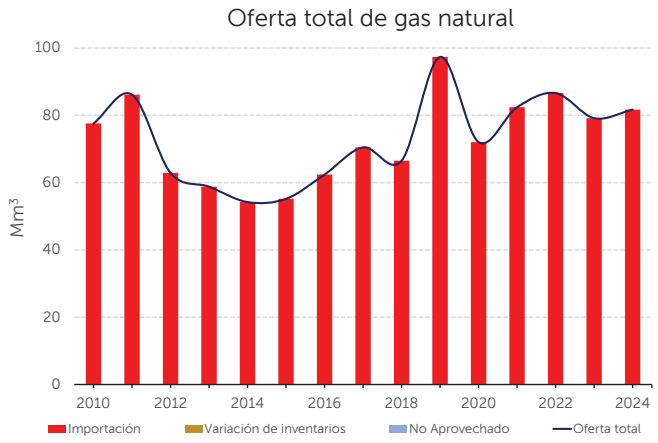
URUGUAY

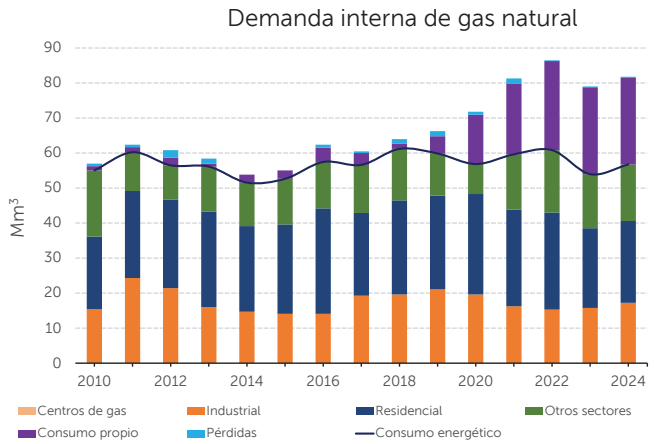
Producción derivados de petróleo

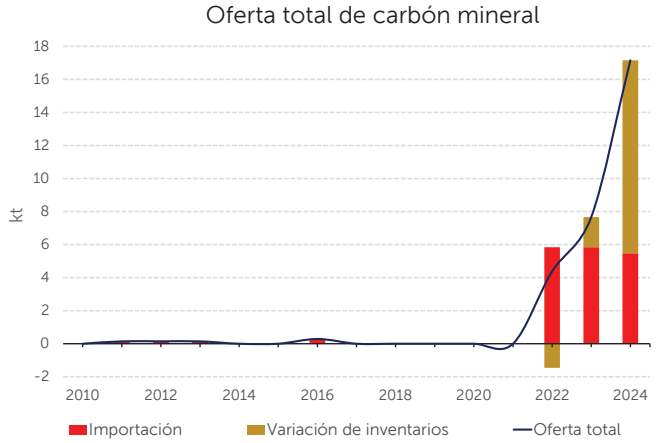


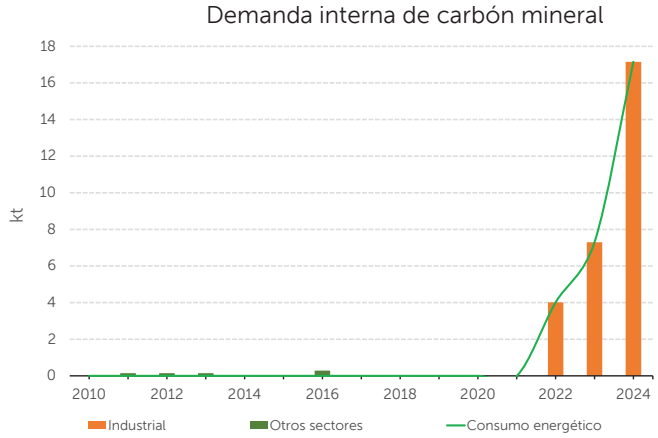
Consumo derivados de petróleo

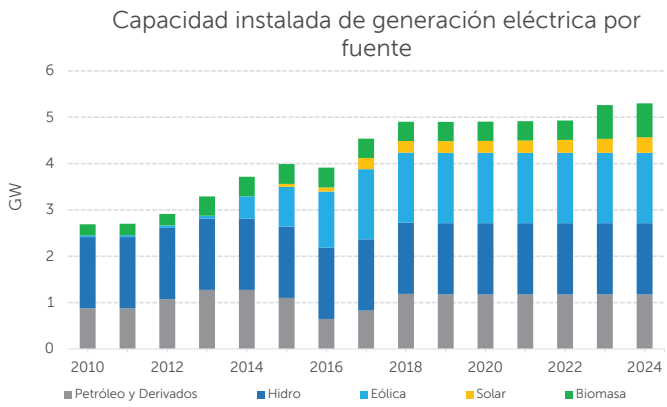




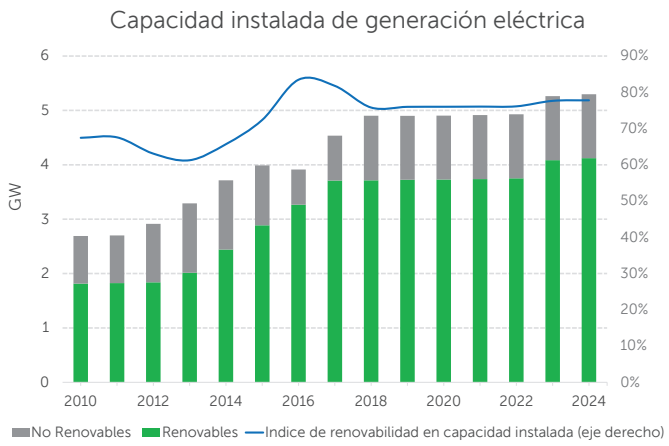




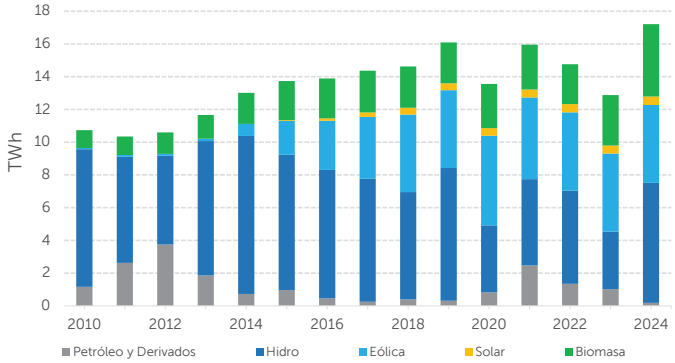




2023, se incorpora la segunda planta de celulosa de UPM.
2024, se incorpora la planta fotovoltaica de Punta del Tigre-UTE.

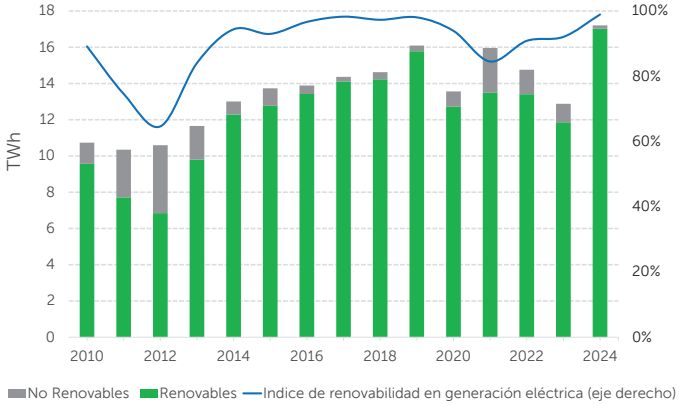


Generación eléctrica por fuente

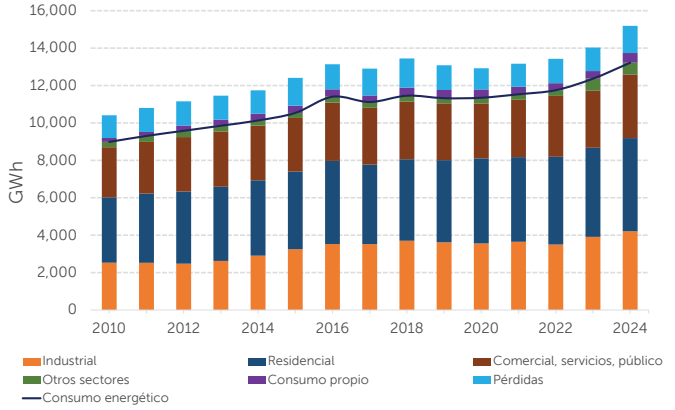


2023, se incorpora la segunda planta de celulosa de UPM.
2024, se incorpora la planta fotovoltaica de Punta del Tigre-UTE.

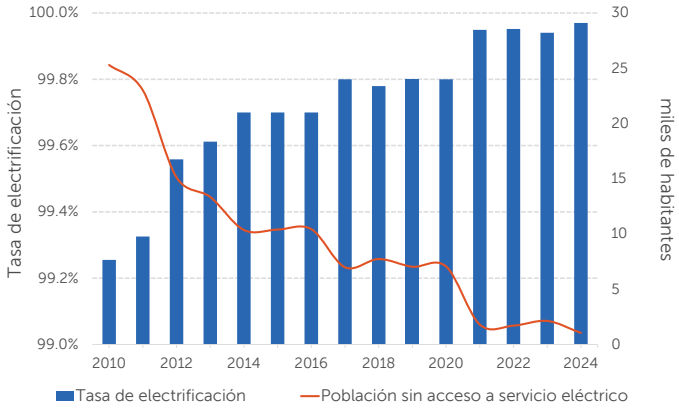
Generación eléctrica



Demanda interna de electricidad

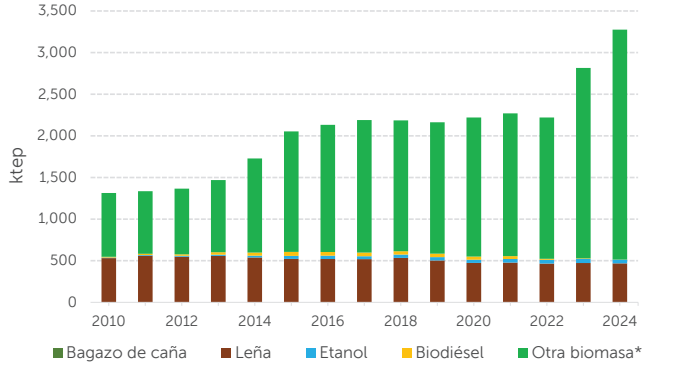


Tasa de electrificación



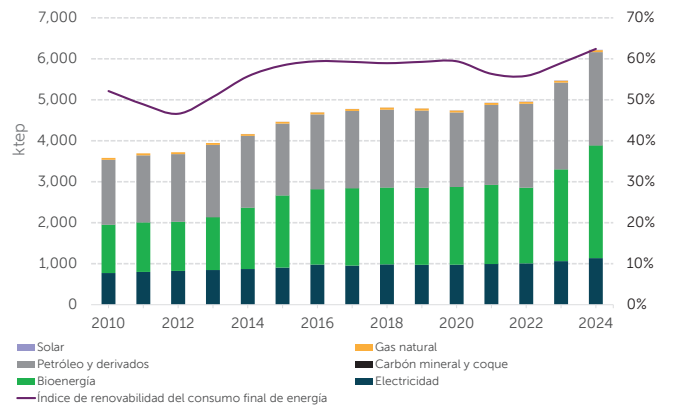
URUGUAY

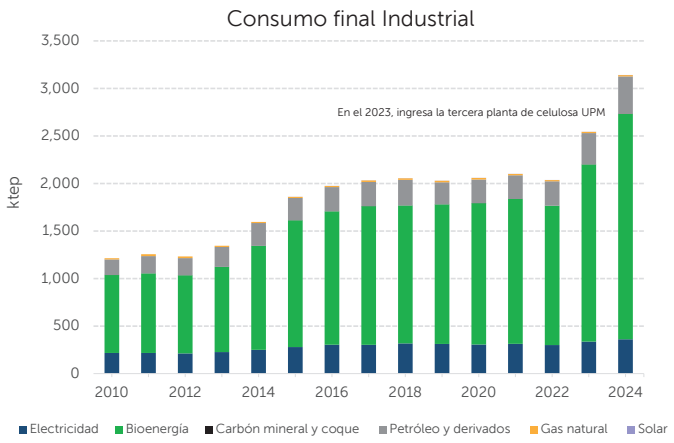
Producción de biomasa y biocombustibles

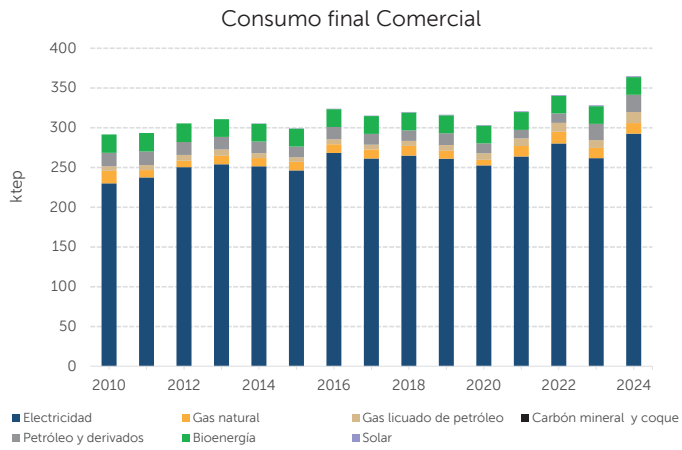


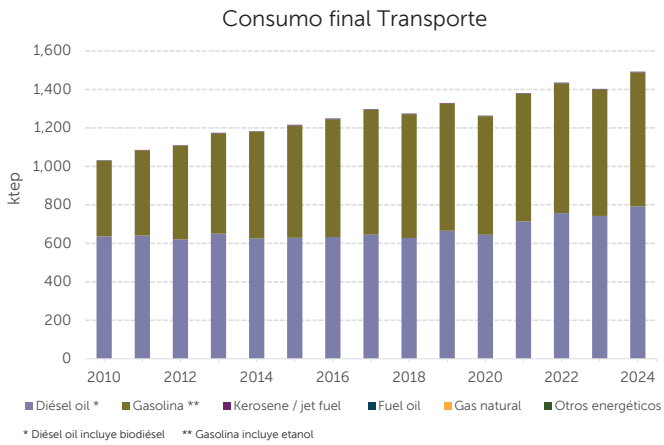
(*):incluye residuos de biomasa (cáscara de arroz, de girasol, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera). En el 2023, ingresa la tercera planta de celulosa.

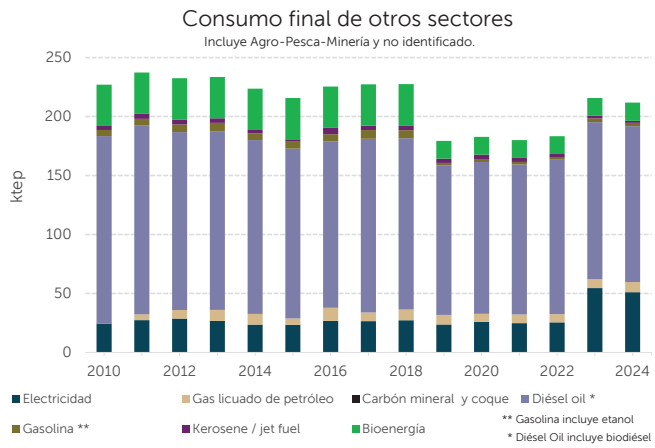
Consumo final de energía por fuente de energía

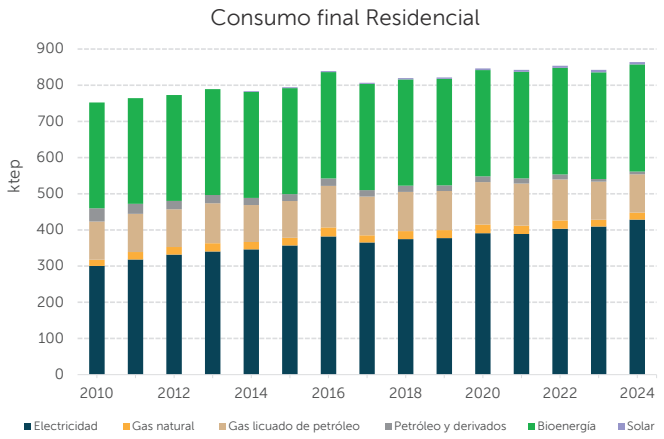


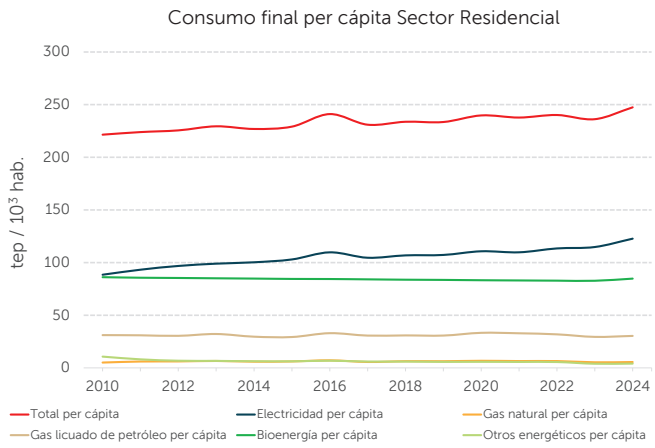

Consumo final Industrial
En el 2023, ingresa la tercera planta de celulosa UPM
ktep
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Solar


Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Solar

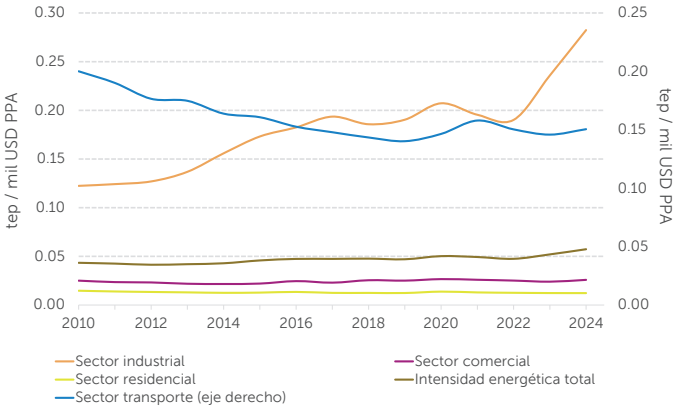

Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos
* Diésel oil incluye biodiésel
** Gasolina incluye etanol


Consumo final de otros sectores
Incluye Agro-Pesca-Minería y no identificado.
ktep
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Bioenergía
** Gasolina incluye etanol
* Diésel Oil incluye biodiésel

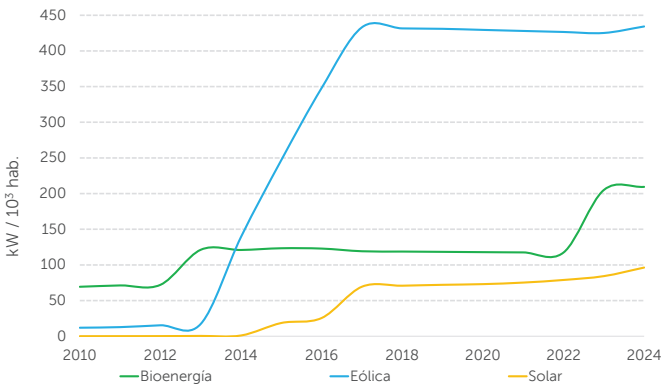

Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Petróleo y derivados
Bioenergía
Solar


Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

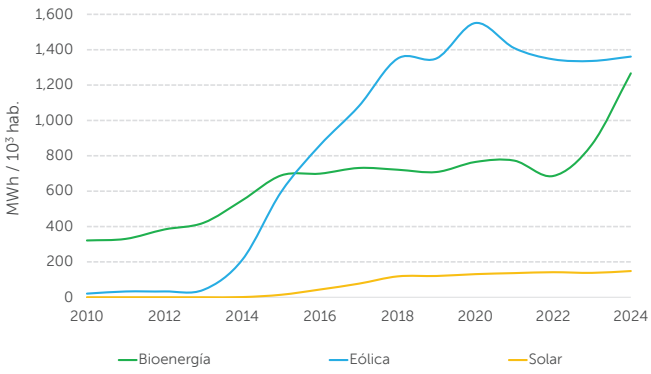
Intensidades energéticas sectoriales



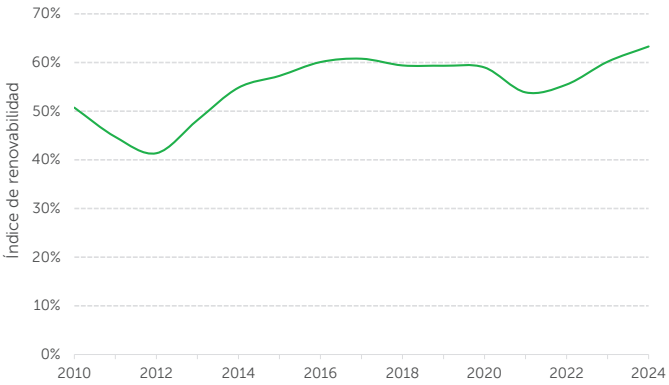
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

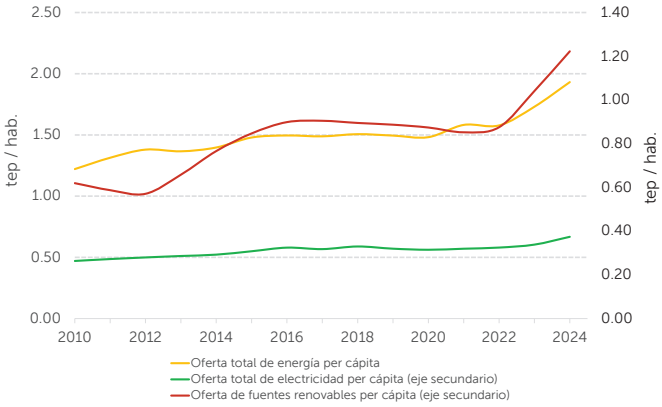


Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

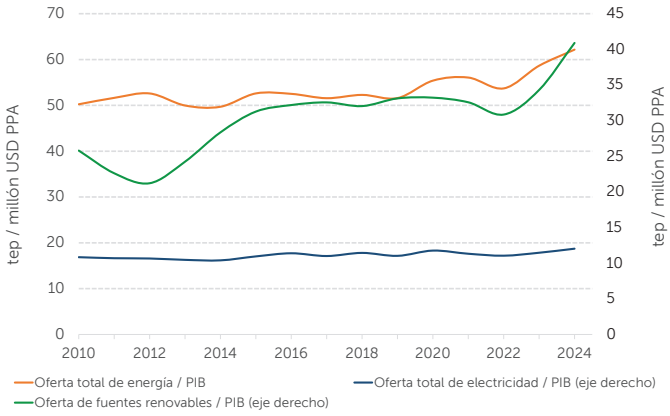


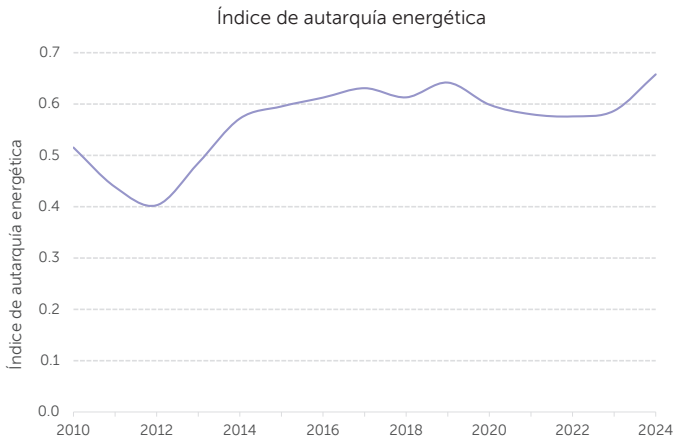
URUGUAY

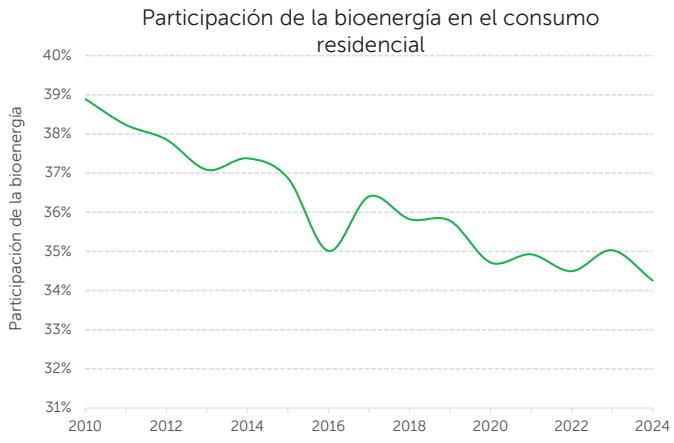
Oferta total de energía per cápita

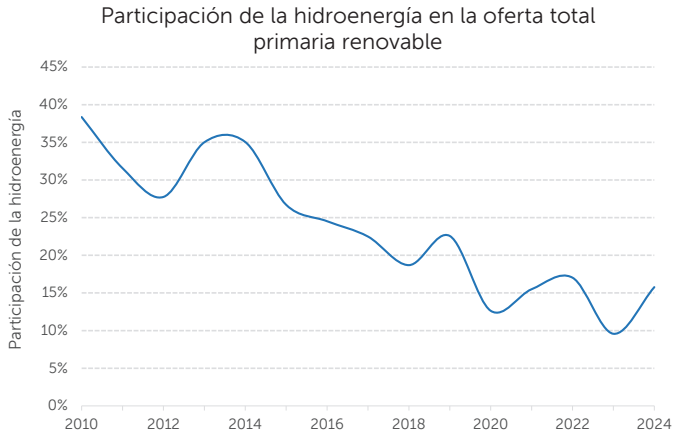


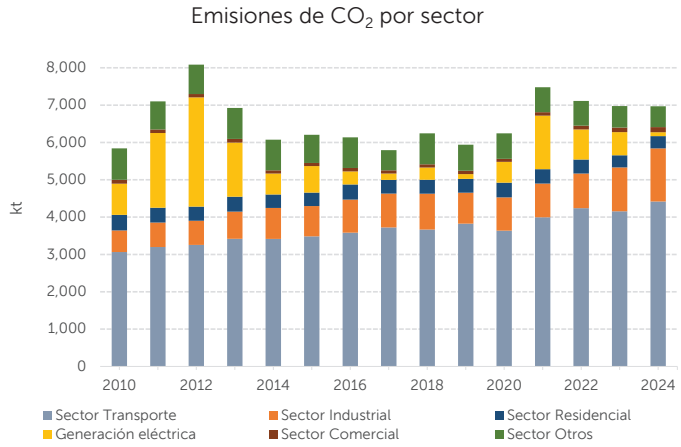
Oferta total de energía por unidad de PIB

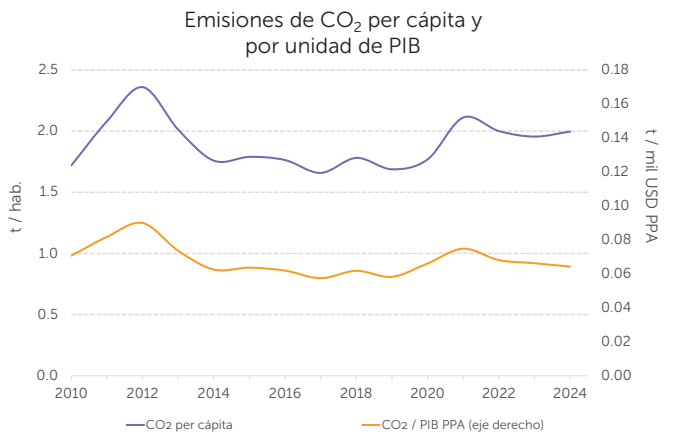


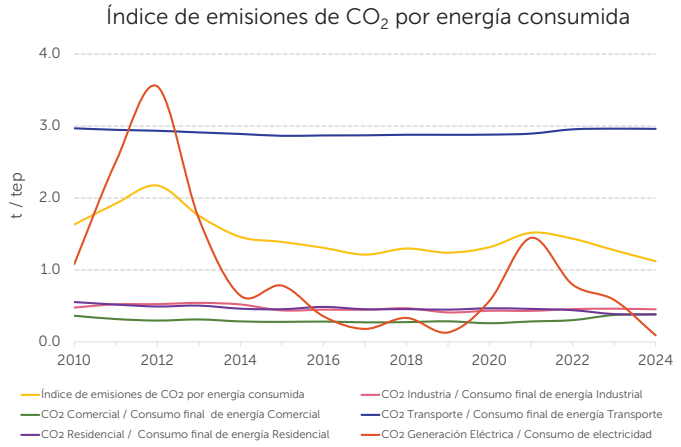

Índice de autarquía energética
Índice de autarquía energética
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Participación de la bioenergía en el consumo residencial
Participación de la bioenergía
40%
39%
38%
37%
36%
35%
34%
33%
32%
31%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

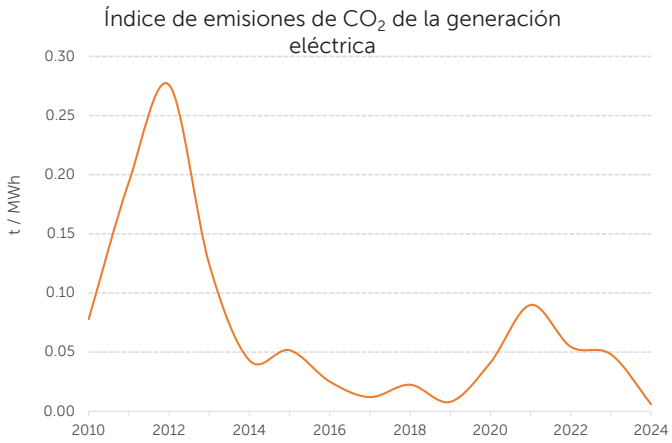

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
45%
40%
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024


Emisiones de CO_2 por sector
kt
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
t / mil USD PPA
0.18
0.16
0.14
0.12
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
CO2 per cápita
CO2 / PIB PPA (eje derecho)


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
4.0
3.0
2.0
1.0
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad

URUGUAY


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

VENEZUELA

Datos Generales 2024

Población (mil hab.)	34,091
Superficie (km²)	912,050
Densidad de población (hab. / km²)	37
Población urbana (%)	89
PIB USD 2010 (MUSD)	81,233 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	315,851 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

La producción de petróleo de Venezuela este 2024, no han afectado en forma considerable sus reservas, lo que le permiten mantener la categoría del país con las mayores reservas de petróleo en América Latina y el Caribe, con un 88.6% del total de la región, que este año alcanzaron los 341.6 Gbbls. En cuanto a la oferta interna primaria, el petróleo y el gas natural son las fuentes predominantes, con un acumulado del 78% del total de la oferta primaria. En cuanto a la exportación de petróleo, la misma se mantiene sobre el 75% de la producción, consolidando al Venezuela como un exportador de este recurso. En el 2024, la generación eléctrica con hidroenergía sobre sale sobre el uso de otras fuentes, permitiendo mantener un índice de renovabilidad en la generación eléctrica sobre el 80%.

Sector Energético 2024*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 6.79
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 8.97
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 4.58
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.78
Consumo final en el Sector Agricultura, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.21

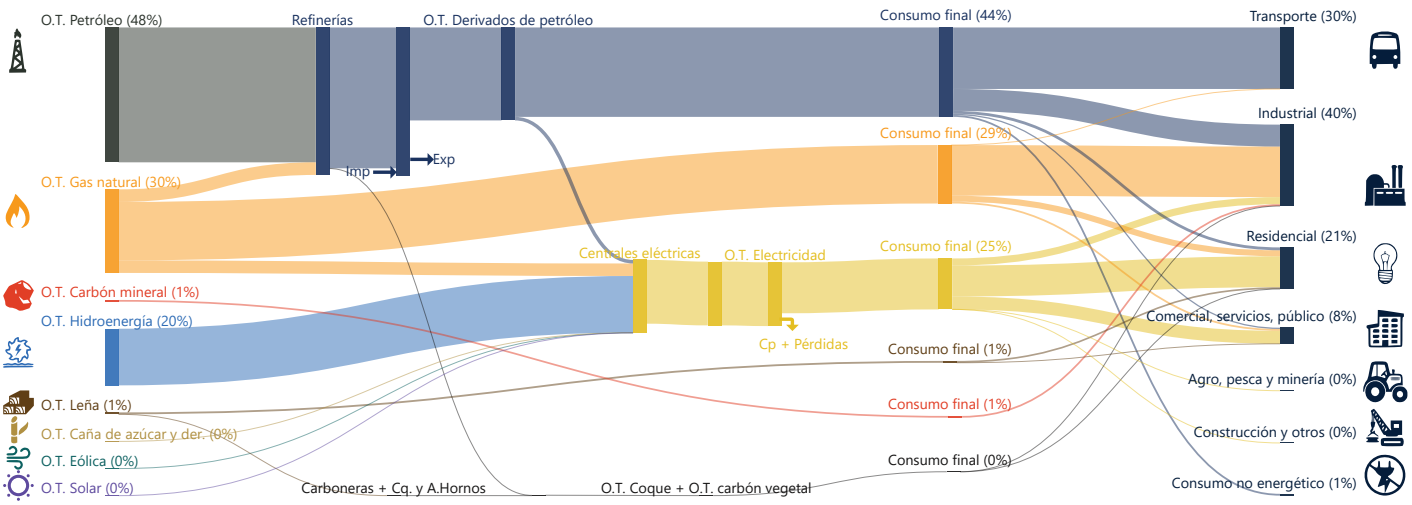
Mbbl	Años	Gm³	Años	Mt	Años
302,677	915	5,442	159	1,595	6,164
Reservas de petróleo	Alcance de reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Alcance de reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral	Alcance de reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep
1,957	0.66	99.00	25.46	89.28	3.93	43.12
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía

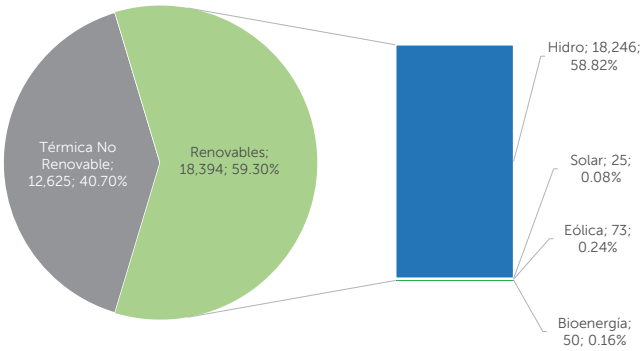
Mtep	kbbl / día	GW	tep/mil USD 201 PPA	%	%	%
22.34	1,303	31.02	0.07	89.26	25.51	23.41
Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética final	Índice de renovabilidad de la generación eléctrica	Índice de renovabilidad del consumo final	Índice de renovabilidad de la oferta total

* Cifras preliminares y estimaciones para el periodo 2014 - 2024.
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.

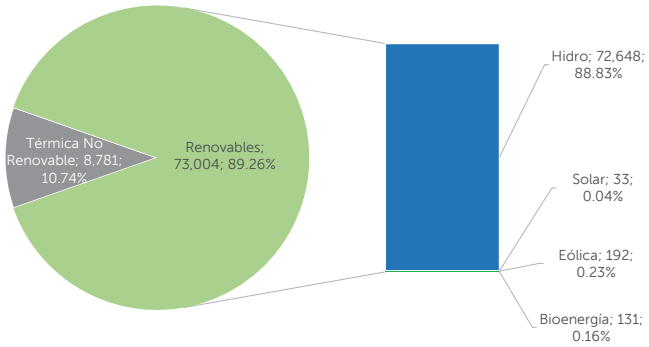
Balance Energético Resumido 2024



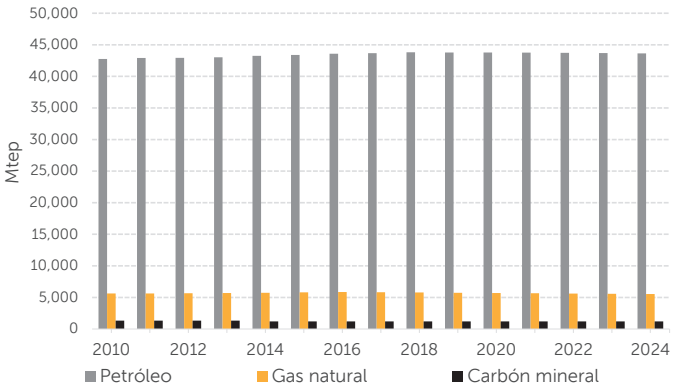
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2024
Total: 31,019 MW



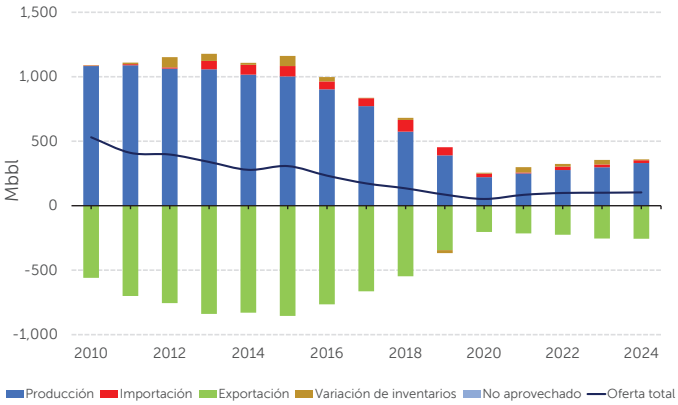
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2024
Total: 81,785 GWh



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

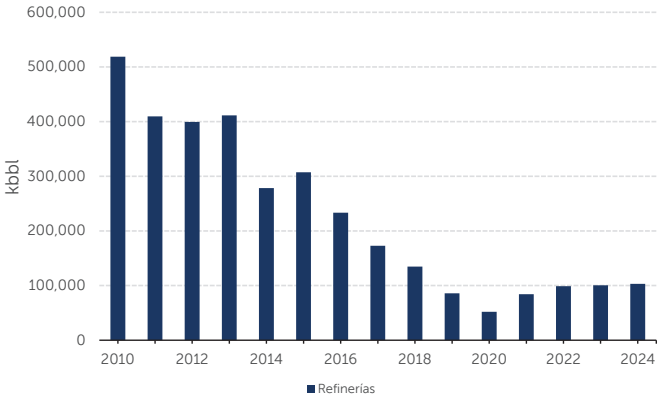


Oferta total de petróleo

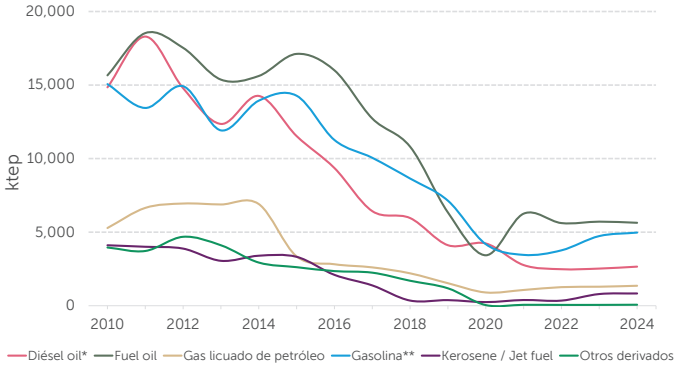


VENEZUELA

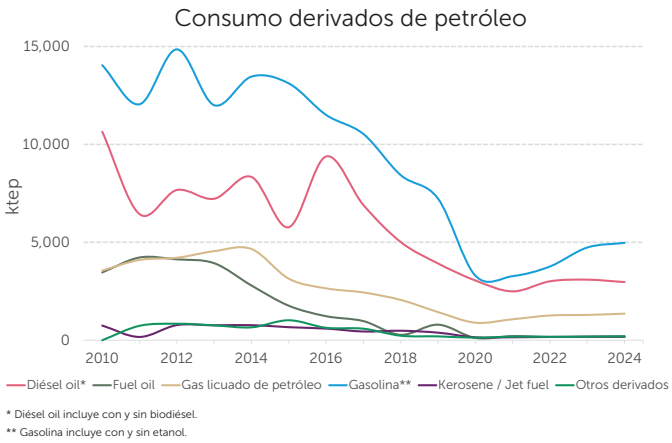
Demanda interna de petróleo

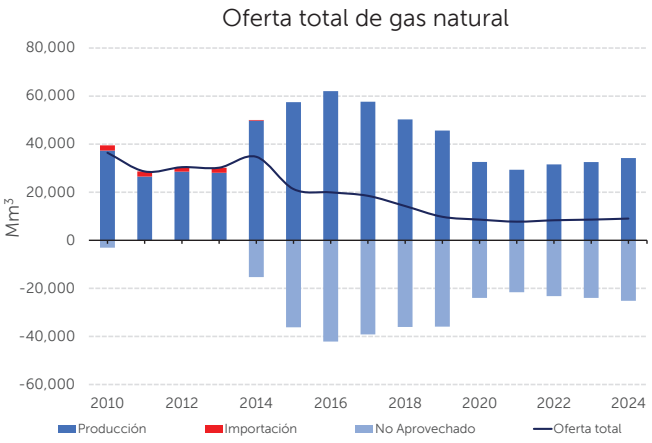


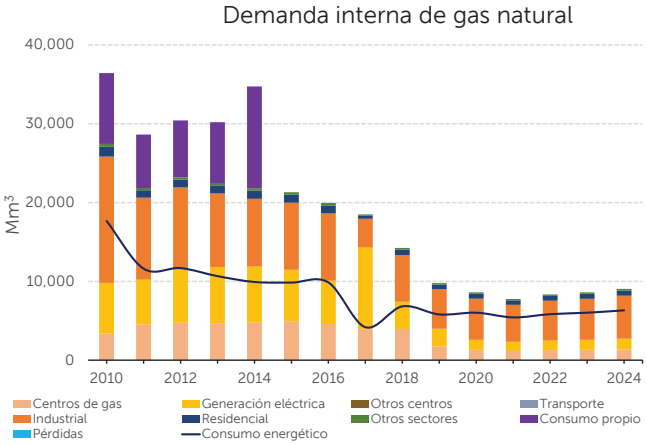
Producción derivados de petróleo

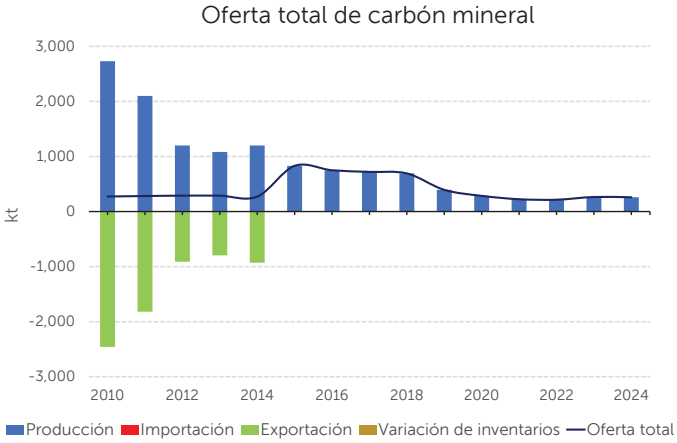


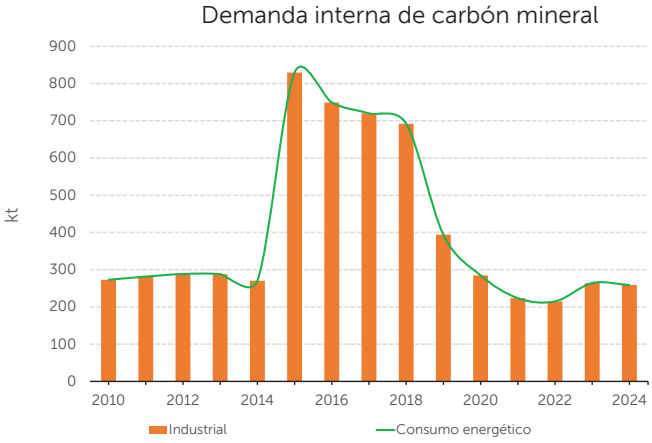
* Diesel oil incluye con y sin biodiesel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

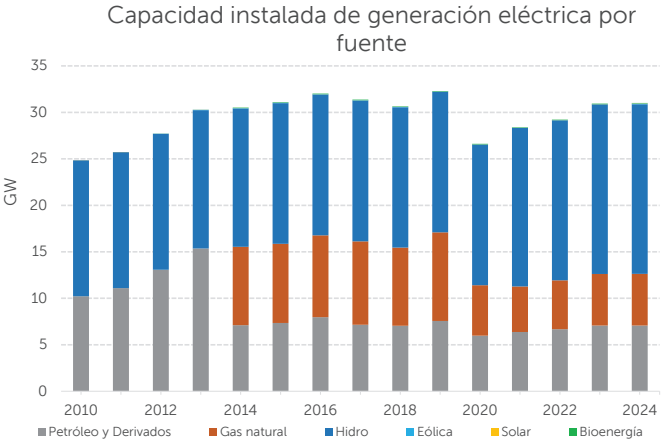

Consumo derivados de petróleo
ktep
15,000
10,000
5,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Diésel oil*
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina**
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

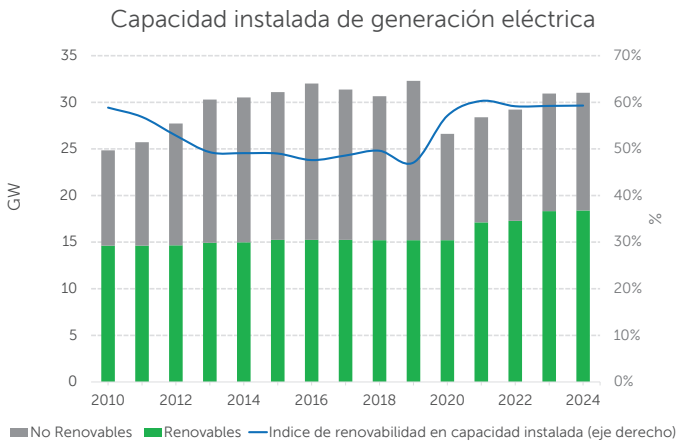

Oferta total de gas natural
Mm³
80,000
60,000
40,000
20,000
0
-20,000
-40,000
-60,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
No Aprovechado
Oferta total

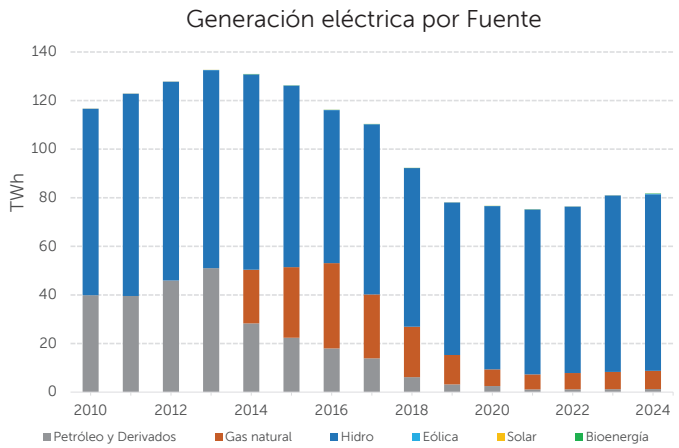

Demanda interna de gas natural
Mm³
40,000
30,000
20,000
10,000
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Centros de gas
Generación eléctrica
Otros centros
Transporte
Industrial
Residencial
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

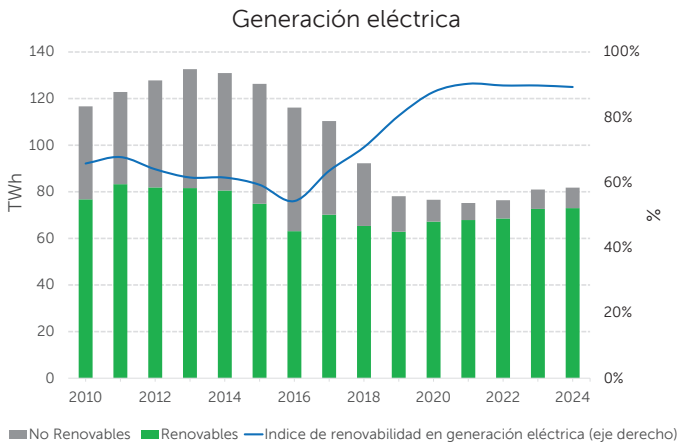

Oferta total de carbón mineral
kt
3,000
2,000
1,000
0
-1,000
-2,000
-3,000
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Producción
Importación
Exportación
Variación de inventarios
Oferta total

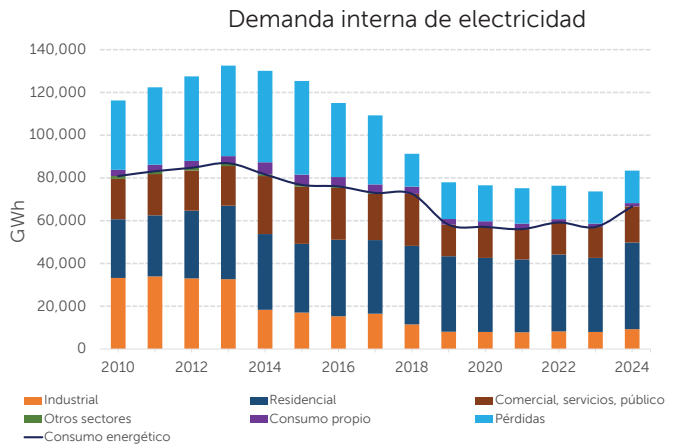

Demanda interna de carbón mineral
kt
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Industrial
Consumo energético

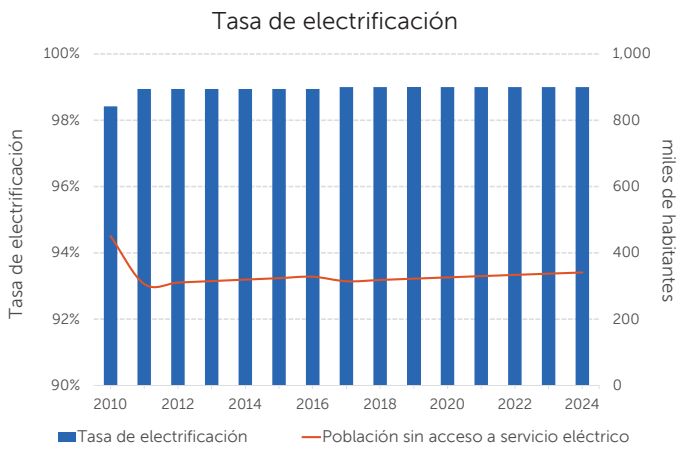

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente
GW
35
30
25
20
15
10
5
0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

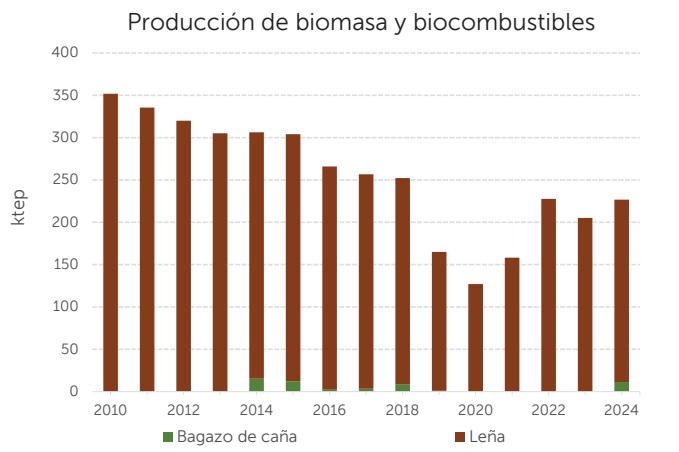

Capacidad instalada de generación eléctrica
GW
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en capacidad instalada (eje derecho)

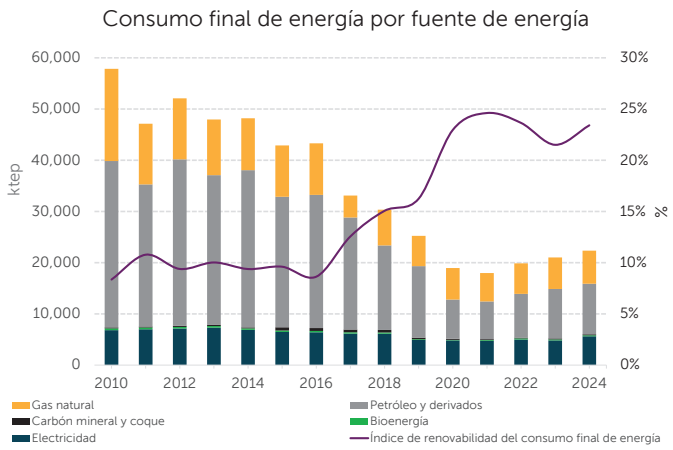

Generación eléctrica por Fuente
TWh
Petróleo y Derivados
Gas natural
Hidro
Eólica
Solar
Bioenergía

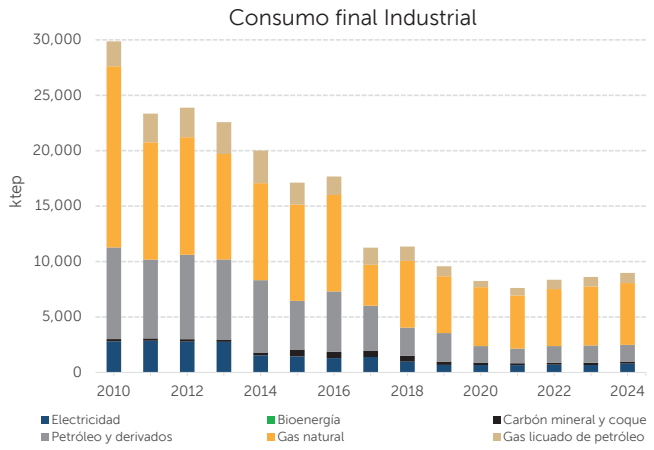

Generación eléctrica
TWh
%
No Renovables
Renovables
Indice de renovabilidad en generación eléctrica (eje derecho)

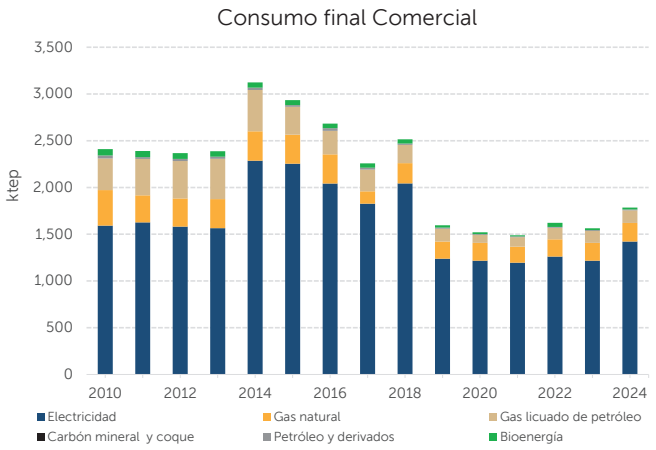

Demanda interna de electricidad
GWh
Industrial
Residencial
Comercial, servicios, público
Otros sectores
Consumo propio
Pérdidas
Consumo energético

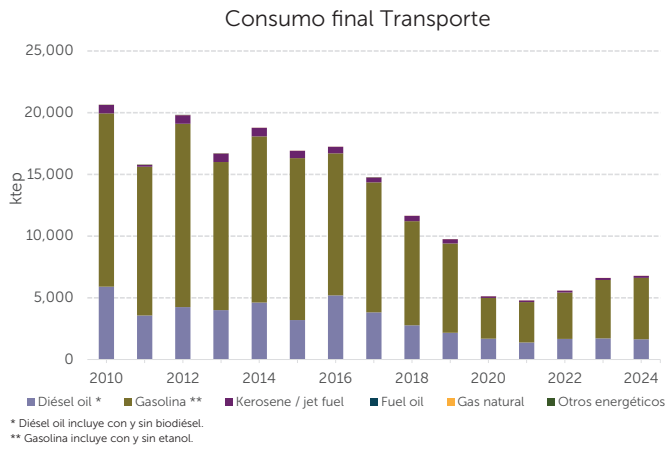

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

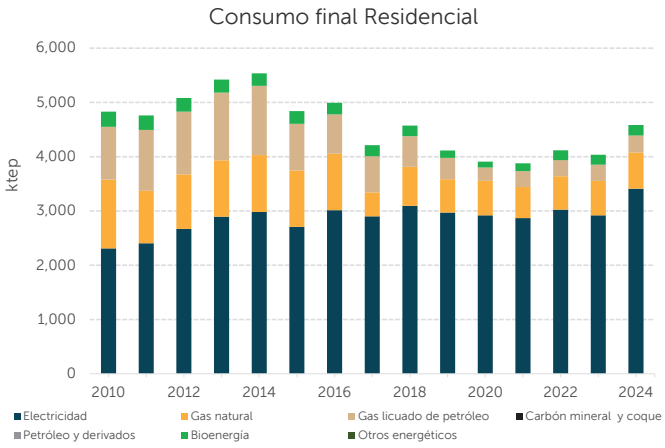

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Bagazo de caña
Leña

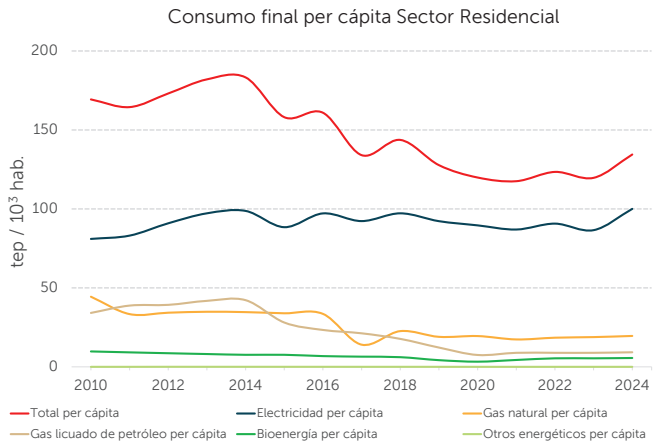

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
%
Gas natural
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Bioenergía
Electricidad
Índice de renovabilidad del consumo final de energía


Consumo final Industrial
ktep
Electricidad
Bioenergía
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Gas licuado de petróleo

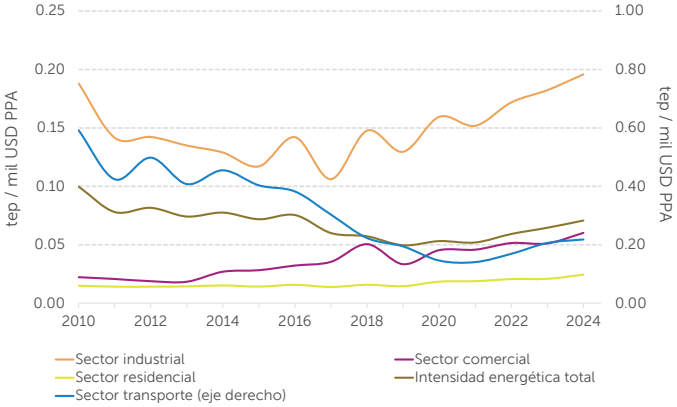

Consumo final Comercial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía


Consumo final Transporte
ktep
Diésel oil *
Gasolina **
Kerosene / jet fuel
Fuel oil
Gas natural
Otros energéticos
* Diésel oil incluye con y sin biodiésel.
** Gasolina incluye con y sin etanol.

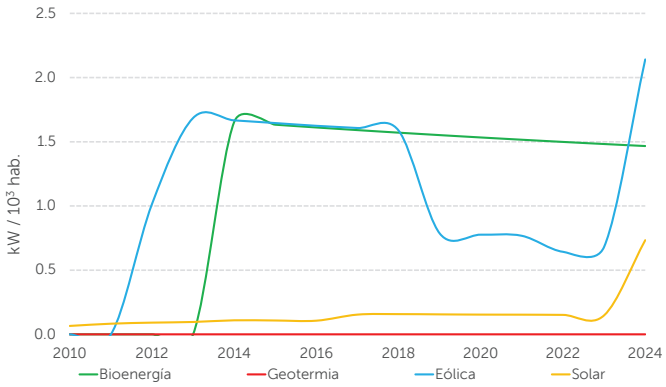

Consumo final Residencial
ktep
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Bioenergía
Otros energéticos


Consumo final per cápita Sector Residencial
tep / 10³ hab.
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Bioenergía per cápita
Otros energéticos per cápita

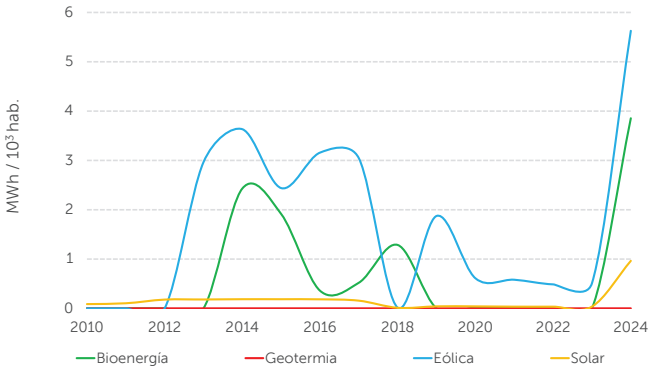
Intensidades energéticas sectoriales



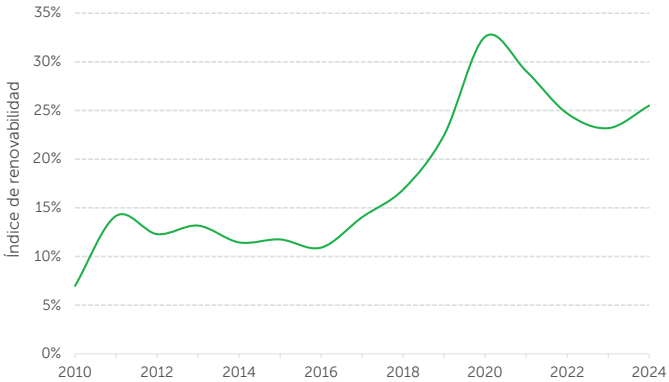
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

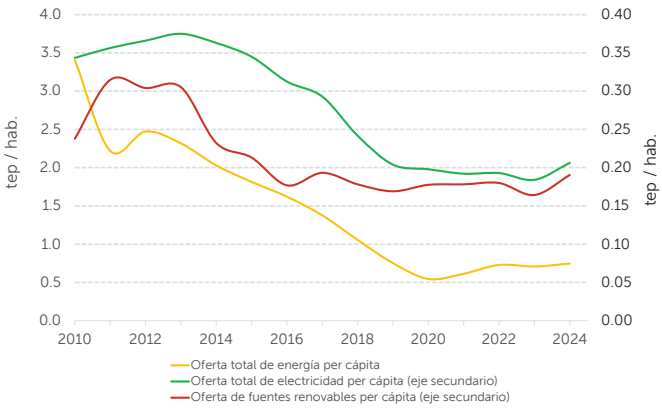


Indice de renovabilidad de la oferta total de energía (IROTE)

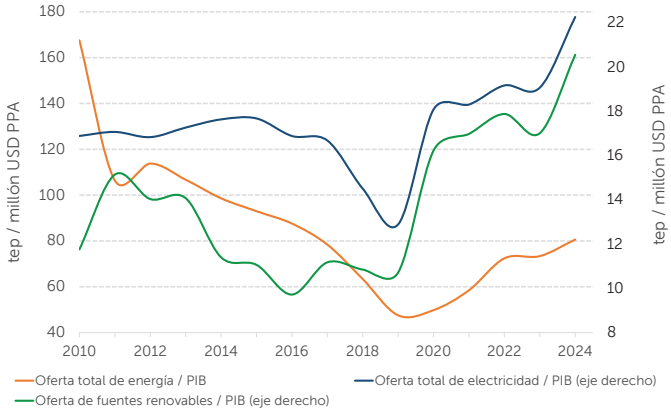


VENEZUELA

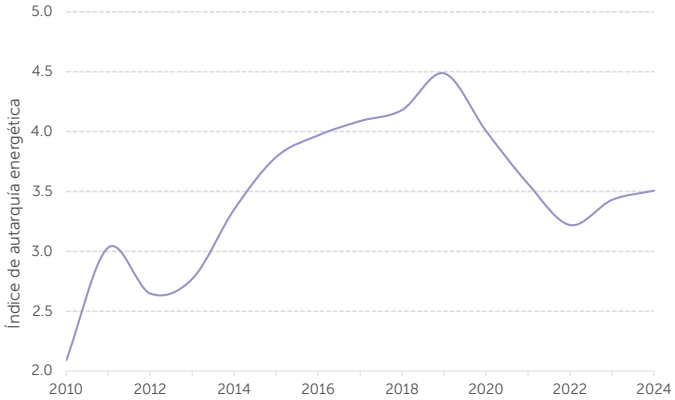
Oferta total de energía per cápita



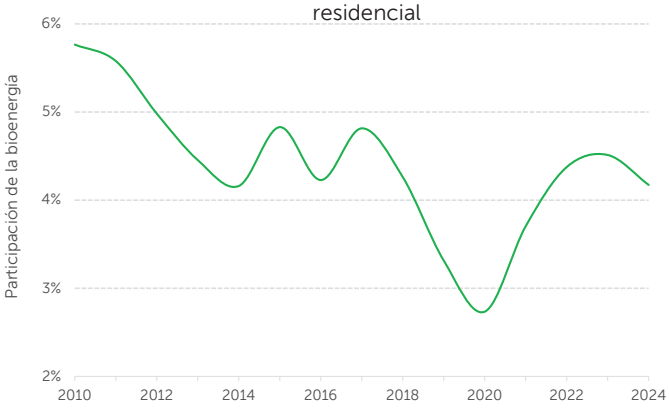
Oferta total de energía por unidad de PIB



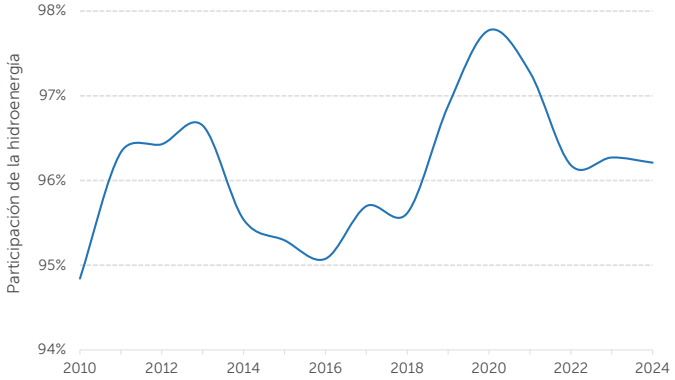
Índice de autarquía energética



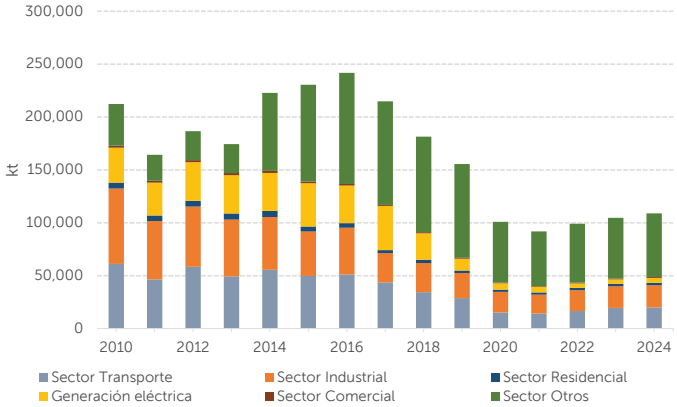
Participación de la bioenergía en el consumo residencial



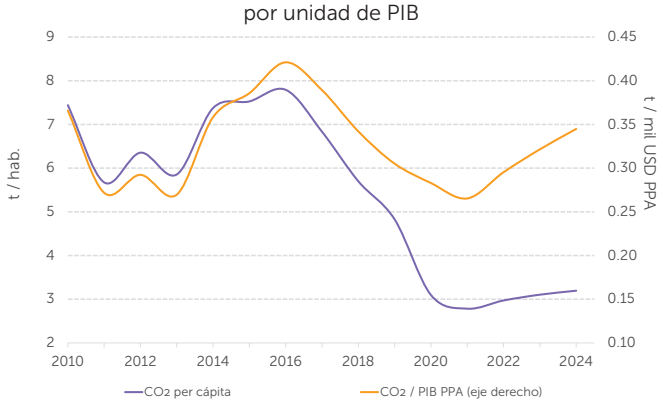
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



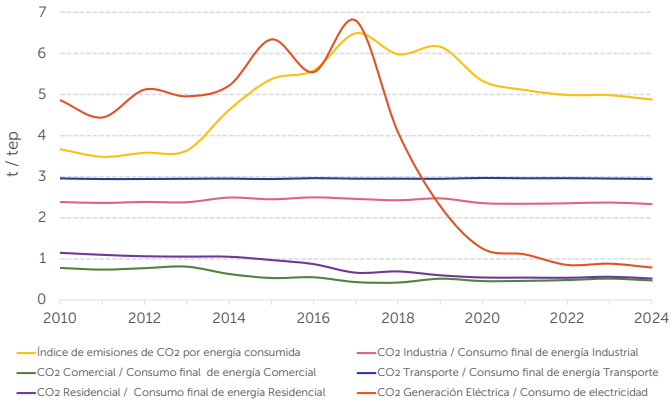
Emisiones de CO_2 por sector

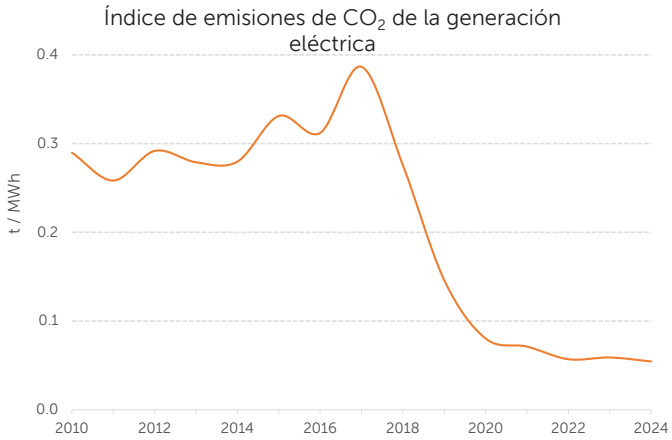


Emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida




Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / MWh
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2010
2012
2014
2016
2018
2020
2022
2024

6. LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA (segundo semestre de 2024)

Legislación, regulación y política energética 2024

1. INSTITUCIONAL

Como parte del reordenamiento estructural del sector energético y la transformación empresarial pública, focalizada en la transferencia de activos estatales al sector privado, en el marco del cumplimiento de lo establecido en la denominada Ley de bases, que autoriza que ciertas empresas estatales sean declaradas como sujetas a privatización, entró en vigencia en **Argentina** la reforma de diversos artículos del Decreto, que regula el régimen de concesiones hidroeléctricas de jurisdicción nacional, en especial lo relativo a la venta del paquete accionario de ciertas sociedades hidroeléctricas estatales. A tenor de las reformas se dispone que la Agencia de Transformación de Empresas Públicas, en coordinación con la Secretaría de Energía, llame a un concurso público nacional e internacional, competitivo y expeditivo, con el fin de vender el paquete accionario mayoritario o controlante de las siguientes sociedades: Alicurá Hidroeléctrica Argentina S.A., Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A., Cerros Colorados Hidroeléctrica Argentina S.A. y Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A. En este contexto, también se exige que ENARSA (Energía Argentina) y NASA (Nucleoeléctrica Argentina) transfieran las acciones que mantienen en estas sociedades a la Secretaría de Energía, para habilitar el proceso de transferencia al sector privado. Adicionalmente se incorpora a la Agencia de Transformación de Empresas Públicas como actor central para la ejecución del proceso de venta y transformación de las empresas públicas involucradas.

Entró en vigor en **Brasil** la Ley que instituye el Programa de Desarrollo de Hidrogeno de Bajas Emisiones de Carbono (PHBC) dirigido a constituir una fuente de recursos para apoyar la transición energética que involucra el hidrógeno de baja emisión de carbono mediante incentivos fiscales, financieros y regulatorios. El referido Programa incluye entre sus objetivos específicos el desarrollo del hidrógeno de baja emisión, el soporte a acciones de transición energética, la fijación de metas para el mercado interno, el incentivo a la descarbonización en industrias difíciles, y la promoción al uso del hidrógeno en transporte pesado. Se estipula que el PHBC concederá crédito fiscal para la comercialización de hidrógeno de baja emisión y sus derivados producidos en territorio nacional, sujeto a directrices y reglamentos. Adicionalmente se definen criterios de elegibilidad para esos créditos fiscales, procedimientos competitivos para su concesión, límites anuales del total de créditos fiscales entre 2028 y 2032, sanciones por incumplimiento, garantías, etc. También se determina que esos créditos fiscales corresponderán a crédito de la CSLL (Contribución Social sobre el Lucro Líquido). Se establece además un mecanismo de monitoreo anual: el Poder Ejecutivo deberá publicar un informe con la evaluación del PHBC, del Sistema Brasileño de Certificación del Hidrógeno ("SBCH2") y del régimen Rehidro, referido a proyectos habilitados, acciones de fiscalización y sanciones administrativas. Por otra parte, en el marco de la aprobación de la ley que dispone sobre la promoción de la movilidad sostenible con bajas emisiones de carbono y la captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono, se ampliaron las competencias de la ANP, incluyendo la regulación y autorización de las actividades relacionadas con la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono y la supervisión de los combustibles sintéticos, biocombustibles y actividades correlacionadas. Asimismo, se autorizó a Petrobras a incluir en su objeto social las actividades ligadas a la transición energética, circulación y almacenamiento de CO_2, y economía baja en carbono. A tenor de la entrada en vigencia de esta ley se incluyeron nuevos conceptos como los de combustible sintético, combustible sustentable de aviación (SAF), biometano, entre otros. Por otra parte, vía decreto, se aprobó la reorganización de la estructura del Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (IBAMA), a efectos de compatibilizarla con las normas legales vigentes, optimizar la organización administrativa y ajustar cargos y funciones de confianza de modo coherente con las nuevas disposiciones. En este contexto, se publicó una ordenanza que regula los procedimientos para clasificar proyectos como prioritarios en el sector energético, abarcando gas natural, biocombustibles, biogás, combustibles sintéticos de baja emisión de carbono y ductos para transporte de combustibles. La medida busca agilizar la

captación de recursos mediante títulos de deuda emitidos por empresas para financiar proyectos de infraestructura prioritarios con beneficios fiscales para los inversores. Asimismo, se aprobó la ordenanza que establece el Comité de Monitoreo del Sector de Gas Natural (CMSGN), creado para asesorar, coordinar y supervisar las políticas públicas del sector, asegurando la continuidad y seguridad del suministro de gas en todo Brasil.

Con el propósito de garantizar la destinación efectiva de las transferencias del sector eléctrico a comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, reconociendo su derecho a la participación en la gobernanza de los recursos y su vinculación con planes de vida y proyectos de etnodesarrollo, **Colombia** aprobó una reglamentación parcial a la ley del régimen para el servicio público de energía eléctrica, que determina la asignación de los recursos a proyectos de infraestructura y servicios públicos, la obligación de participación étnica en la toma de decisiones, la armonización de los proyectos con planes de vida comunitarios, y la implementación de mecanismos de seguimiento y control para garantizar la transparencia y la rendición de cuentas en la ejecución de los fondos.

Se promulgó la Ley de Creación del Organismo para la Implementación del Programa de Energía Nuclear en **El Salvador**, que prevé entre las atribuciones del organismo creado la de formular, dirigir y ejecutar los planes y políticas nacionales para la introducción de la energía nuclear como una fuente de generación de energía eléctrica.

En el contexto de expansión energética de **Guyana** marcado por grandes descubrimientos de petróleo y gas costa afuera (offshore), a más del desarrollo de proyectos para infraestructura eléctrica, energías renovables y gas natural en tierra firme, que implican la adquisición de terrenos privados o comunitarios, se aprobó una modificación a la ley vigente sobre adquisición de terrenos para fines públicos mediante la cual se determina que cuando el Estado adquiera tierras privadas para proyectos declarados de interés público, debe realizar una compensación rápida y adecuada a los propietarios afectados. La reforma facilita y agiliza la adquisición de terrenos necesarios para proyectos energéticos declarados de utilidad pública, reduce la conflictividad con las comunidades locales, al asegurar pagos más rápidos y justos y aporta seguridad jurídica a los inversionistas (locales y extranjeros) al demostrar que el Estado puede obtener los terrenos necesarios dentro de plazos razonables y conforme a Derecho.

México realizó una reforma constitucional en materia de administración pública dirigida a modernizar y simplificar la estructura del Poder Ejecutivo Federal, eliminando duplicidades y optimizando el uso de recursos públicos. En este contexto, se suprimen los órganos reguladores autónomos —la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)—, cuyas funciones se integran a la Secretaría de Energía (SENER) como órganos desconcentrados de consulta técnica. La SENER asume la planificación energética nacional a mediano y largo plazo, definiendo las directrices económicas, sociales y ambientales del sector conforme a criterios de soberanía, seguridad energética, eficiencia, diversificación de fuentes y transición hacia energías limpias, en coordinación con la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación para impulsar el desarrollo tecnológico. Adicionalmente, la reforma dispone que Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) dejen de ser "empresas productivas del Estado" para convertirse en "empresas públicas del Estado", modificando su régimen jurídico y operativo. En conjunto, las reformas en materia de simplificación orgánica implican la extinción de siete órganos autónomos y la recentralización de funciones estratégicas dentro de la Administración Pública Federal, con el objetivo de fortalecer la soberanía energética, garantizar la transparencia en la gestión de los recursos y consolidar una política energética unificada, eficiente y sustentable.

Se produjo en **Panamá** el lanzamiento de la Política Nacional de Energía, enfocada en la transformación del sector energético hacia uno más competitivo en precio y calidad; generación de energía limpia más barata; inversiones para robustecer el sistema de transmisión y generación de empleo. El Plan de la Política Nacional de Energía para el período 2024-2029 contempla, el fortalecimiento del mercado de energía, los proyectos energéticos, las licitaciones para el año 2025, el fomento de las energías renovables, combustibles, hidrogeno verde, además, del impulso de la movilidad eléctrica, el acceso universal a la energía, las capacitaciones y la integración centroamericana.

Paraguay aprobó la nueva Política Energética Nacional al 2050, reemplazando a la anterior aprobada en 2016. Esta reforma busca diversificar la matriz energética del país, promoviendo el uso de fuentes renovables como la solar, eólica, biomasa y biogás, además de optimizar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica. La política establece más de 300 objetivos distribuidos en tres fases: corto plazo (hasta 2028), mediano plazo (hasta 2035) y largo plazo (hasta 2050). Los ejes estratégicos incluyen la seguridad energética, la sostenibilidad ambiental, la eficiencia energética y la integración regional, con el fin de garantizar una energía accesible, asequible y sostenible para la población.

En el marco de la Resolución que establece nuevas condiciones para la tramitación de concesiones de proyectos de generación eléctrica en régimen especial que integren sistemas de almacenamiento (BESS) a partir de fuentes de energías renovables variables (ERV), **República Dominicana** otorgó a la Comisión Nacional de Energía CNE la facultad de rechazar solicitudes o exigir la presentación conjunta de proyectos que provengan de empresas vinculadas que pretendan utilizar un mismo punto de inyección de energía. Esta medida busca evitar la concentración excesiva en determinados puntos de la red eléctrica, promoviendo una distribución más equitativa y eficiente de la generación energética.

2. ELECTRICIDAD

2.1 Generación, transmisión y distribución

Chile introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en materia de transmisión, dirigidas a fortalecer la infraestructura del sistema eléctrico nacional, acelerar su expansión, y posicionar la transmisión como un pilar clave para la transición energética hacia la carbono-neutralidad. Entre sus principales disposiciones se destaca la incorporación de los sistemas de almacenamiento conectados directamente como parte del sistema de transmisión; el establecimiento de criterios diferenciados para la planificación y ejecución de la expansión de los sistemas zonales de transmisión, atendiendo a su impacto sistémico, capacidad, ubicación geográfica, presencia de clientes, medios de generación o almacenamiento conectados, u otros factores técnicos y económicos relevantes.; la habilitación de un procedimiento especial para la ejecución de obras necesarias y urgentes mediante decreto del Ministerio de Energía, excluidas del proceso ordinario de planificación; y la exigencia de competitividad, transparencia y sujeción a bases de licitación para las obras de expansión que se realicen.

Colombia publicó una Resolución dirigida a reducir las tarifas de energía eléctrica para los usuarios regulados, especialmente de los estratos 1, 2 y 3, mediante medidas como la renegociación de contratos de suministro, la titularización de deudas derivadas de la opción tarifaria y la revisión de la fórmula tarifaria. La norma ordena a la CREG ajustar la regulación para reflejar esas reducciones en las facturas, priorizando los beneficios en zonas especiales del país. También permite que las empresas que reciban créditos o alivios financieros del Gobierno trasladen directamente esos beneficios a los usuarios, buscando aliviar el costo de la energía y estabilizar las tarifas a nivel nacional.

El Salvador realizó reformas a la Ley General de Electricidad dirigidas a: asegurar que los usuarios finales del servicio de energía eléctrica no sean objeto de tarifas superiores a las debidamente autorizadas a las empresas distribuidoras; garantizar la eficiencia, transparencia y seguridad del sistema eléctrico; y dotar al ente regulador y administrador del mercado de energía de facultades reforzadas ante eventualidades técnicas, climáticas o de mercado. A tales efectos se faculta expresamente a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) a participar en el cálculo, determinación y aprobación de los cargos por uso de sistemas de distribución, así como en la aprobación de los mismos hasta el año 2027, se prohíbe a las comercializadores o generadores a trasladar costos no autorizados, y se refuerza la supervisión, transparencia y defensa de la competencia en el sector eléctrico, atribuyendo a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) facultades para vigilar prácticas anticompetitivas en el mercado eléctrico.

Se aprobó en **Honduras** una norma técnica de cogeneración y modificaciones asociadas a los costos variables de generación que establece los requisitos, responsabilidades aplicables, así como procedimientos de programación, operación y liquidación de las transacciones asociadas a Empresas Generadoras con equipos de cogeneración. Adicionalmente la norma implica modificaciones al Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica en lo referente a la organización del Mercado Eléctrico Nacional.

Vía Decreto **México** realizó reformas a su Constitución Política dirigidas a fortalecer la soberanía energética del Estado mediante la redefinición de las áreas estratégicas y el rol de las empresas públicas en la generación, transmisión y suministro de energía. A tenor de las reformas se establece que el Estado ejercerá funciones exclusivas en la industria eléctrica, asegurando que la prestación de los servicios energéticos estratégicos estará bajo su rectoría, garantizando así la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico nacional. Entre las disposiciones más relevantes en materia energética, cabe destacar que las leyes secundarias deberán regular la participación de los particulares en actividades del sector eléctrico y de otras áreas estratégicas, siempre en subordinación a la rectoría del Estado. Se reafirma que las funciones del Estado en generación, transmisión y distribución de electricidad no constituyen monopolio, sino una atribución estratégica para la seguridad energética nacional. Además, las reformas fortalecen la autonomía de las empresas públicas del Estado, como la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para planear, ejecutar y controlar proyectos de infraestructura eléctrica, garantizando que el servicio eléctrico llegue de manera universal y eficiente a la población, alineado con los principios de soberanía y desarrollo sostenible.

Paraguay aprobó reformas a la Ley de la producción y transporte independiente de energía eléctrica (PTIEE) con el objetivo de modernizar el marco jurídico del sector eléctrico y facilitar la participación privada en la generación y transporte independiente de energía, especialmente en pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 50 MW) y fuentes renovables. Las modificaciones están dirigidas a atraer inversiones, diversificar la matriz energética y garantizar seguridad jurídica, ajustando definiciones, procedimientos de licencias y atribuciones del Viceministerio de Minas y Energía. Entre los principales cambios se destacan la nueva clasificación por potencia de proyectos hidroeléctricos, la obligatoriedad de licitaciones públicas para plantas mayores a 50 MW, la creación de tasas y cánones ambientales y fiscales, y el refuerzo de garantías legales y contractuales para los inversores.

2.2 Comercialización, consumo y subsidios

Honduras aprobó una reforma parcial del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP), dirigida a actualizar la metodología aplicable al Costo Base de Generación (CBG). La medida se fundamenta en la necesidad de garantizar que la estructura tarifaria refleje los costos reales y actuales del sistema eléctrico nacional, conforme a los principios de sostenibilidad financiera, eficiencia económica y transparencia establecidos en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Entre sus principales disposiciones, se establece que el Operador del Sistema Eléctrico Nacional calculará el CBG en dólares estadounidenses con base en la planificación operativa de largo plazo y los contratos vigentes de la ENEE, introduciendo además ajustes trimestrales para corregir desviaciones derivadas de la variabilidad de los precios de los combustibles y de las condiciones del mercado. En consecuencia, las modificaciones están dirigidas a fortalecer la estabilidad del régimen tarifario, reducir los desajustes entre los costos de generación y los ingresos del sistema, y dotar a la regulación de un mecanismo más dinámico y técnicamente alineado con las condiciones reales de operación del sector eléctrico hondureño.

En cumplimiento de la Ley que establece la verificación y control de la calidad y seguridad de los productos y servicios en las instalaciones eléctricas y con el objetivo de prevenir accidentes eléctricos, proteger vidas humanas y salvaguardar bienes materiales, **Paraguay** estableció la obligatoriedad de la inspección de instalaciones eléctricas de espacios públicos y privados de concurrencia masiva, como supermercados, centros comerciales, escuelas, hospitales, hoteles y demás establecimientos donde se concentran personas. Por otra parte, y en aras de fomentar un uso más eficiente y sostenible de la

energía eléctrica, incentivando a los usuarios a desplazar su consumo hacia horarios de menor demanda y reducir la carga en las horas punta, vía resolución se aprobaron tarifas monómicas por tramos horarios en baja y media tensión. Cabe destacar la creación de la modalidad "Consumo Inteligente", con tarifas diferenciadas según horarios: los periodos de mayor demanda tienen un costo aproximadamente 60% más alto, mientras que los horarios de menor demanda son 34% más baratos; se aplican a clientes residenciales, industriales y gubernamentales de baja y media tensión, siendo opcional su adopción, y los horarios se ajustan estacionalmente para optimizar el uso de la red eléctrica.

2.3 Movilidad Sostenible

Se publicó en **Brasil** la ley que dispone sobre la promoción de la movilidad sostenible con bajas emisiones de carbono y la captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono; instituye el Programa Nacional de Combustible Sostenible para la Aviación (ProBioQAV), que obliga a las aerolíneas a reducir sus emisiones de carbono a partir de 2027, comenzando con un 1% y aumentando gradualmente hasta el 10% en 2037, priorizando el uso de combustible de aviación sostenible (SAF); aprueba el Programa Nacional de Diésel Verde (PNDV) que establece metas anuales para la mezcla obligatoria de diésel verde con el diésel fósil, las que comenzarán con al menos el 3%; y el Programa Nacional de Descarbonización del Productor e Importador de Gas Natural e Incentivo al Biometano que incentiva el uso de biometano en la red de gas natural, con el objetivo de reducir las emisiones del sector, lo que implica la modificación de varias leyes.

México aprobó la Agenda Nacional de Movilidad 2024-2030 instrumento estratégico que establece un plan integral para garantizar un transporte público eficiente, seguro y sostenible, mediante la colaboración entre gobierno federal, estados, municipios, el sector privado, la academia y la sociedad civil. La referida agenda está estructura en cinco ejes estratégicos: Fortalecimiento institucional, mediante la creación de una instancia federal dedicada a la planificación, gestión y coordinación de movilidad y transporte público a nivel nacional, que apoye técnica y financieramente a estados y municipios, y promueva la colaboración intergubernamental y público-privada; Financiamiento para infraestructura y renovación de flota con la propuesta de renovar aproximadamente 40,000 unidades de transporte público de pasajeros en seis años, reduciendo la antigüedad promedio de la flota de 18 años a 10 años, utilizando esquemas de bonos de chatarrización, subsidios, y garantías para vehículos de bajas emisiones; Reducción de emisiones / descarbonización a través de la implementación de una "Estrategia Nacional de Transporte Público Limpio", fomentando tecnologías de bajas emisiones, incentivos fiscales y normativos; Formalización y profesionalización del sector del transporte público y Seguridad vial, inclusión social e intermodalidad.

2.4 Universalización de la electricidad

Vía Decreto Ejecutivo **Panamá** reorganizó la gestión de los programas de electrificación rural, trasladando la Oficina de Electrificación Rural (OER) del Ministerio de Obras Públicas al Ministerio de la Presidencia. Con esta medida, el Gobierno busca agilizar la ejecución de proyectos eléctricos en comunidades apartadas, fortalecer la coordinación interinstitucional y optimizar el uso de los fondos destinados al acceso universal a la energía.

A efectos de fortalecer la política pública de universalización del servicio eléctrico **Perú** modificó la Ley General de Electrificación Rural. Las reformas están dirigidas a acelerar la ejecución de proyectos que permitan reducir la brecha social de acceso a la electricidad en zonas rurales, aisladas y de frontera mediante la ampliación eficiente, sostenible y equitativa de la cobertura energética. En términos sustantivos, el decreto incorpora el enfoque de usos productivos de la electricidad como criterio de priorización para proyectos; simplifica el régimen procedimental de aprobación y transferencia de obras hacia empresas públicas vinculadas al FONAFE o a ADINELSA; adecua el tratamiento tarifario y de subsidios del FOSE a los sistemas eléctricos rurales no convencionales; y establece lineamientos para la evaluación ambiental proporcional a la magnitud e impacto del proyecto. A diferencia del texto original de 2006, la norma de 2024 traslada el énfasis desde la simple expansión de infraestructura

hacia la sostenibilidad económica y social del servicio, incorporando instrumentos de fomento productivo y de eficiencia administrativa que buscan dinamizar el desarrollo rural a través de la energía eléctrica.

2.5 Energía nuclear

En cumplimiento de lo dispuesto en la resolución vinculante emitida por la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN), órgano colegiado del Gobierno Federal competente para la regulación, fiscalización y control del uso seguro de la energía nuclear en el territorio nacional, el Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** dictó la autorización administrativa que permite la prolongación de la operación de la central nuclear Angra 1, ubicada en el estado de Río de Janeiro, por un período adicional de veinte (20) años, bajo los parámetros técnicos y normativos de seguridad nuclear, asegurando así el cumplimiento de los estándares legales y regulatorios aplicables y reafirmando la soberanía energética y la planificación estratégica de la matriz energética nacional.

Con el objetivo de diversificar la matriz energética, garantizar un suministro eléctrico sostenible, reducir la dependencia de combustibles fósiles/importados, y alinear al país con estándares internacionales de seguridad nuclear, **El Salvador** aprobó la Ley de Energía Nuclear que regula todas las actividades, instalaciones y prácticas relacionadas con el ciclo de vida del combustible nuclear para la generación de energía para su uso pacífico. La referida ley regula todo el ciclo de vida de las instalaciones nucleares y radiactivas: selección de sitios, diseño, construcción, operación, clausura y desmantelamiento. La ley, cuya entrada en vigencia se prevé para el 28 de junio de 2026, determina que toda persona natural o jurídica interesada en realizar actividades nucleares deberá solicitar a la autoridad competente la licencia para el diseño, construcción, operación, transporte, gestión de residuos, exportación e importación de material y cualquier otra actividad, práctica o instalación conexa con materiales radiactivos. Se establecen sanciones por incumplimientos: multas, revocación de licencias, responsabilidad civil (por ejemplo, daños al medio ambiente o a personas) en eventos de incidentes o accidentes y se crea una estructura institucional en la que la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas funcionará como autoridad rectora. También se conforman dependencias como la Dirección de Regulación de Energía Nuclear y la Dirección de Control y Supervisión de Energía Nuclear para permisos, supervisión e inspección. Adicionalmente se estipula que, en caso de emergencia nuclear o incidente, se active un comité de emergencia que incluye múltiples instituciones nacionales (Protección Civil, Salud, Bomberos, Defensa, etc.).

Argentina y **El Salvador** suscribieron un Memorándum sobre Cooperación en materia de Formación de Recursos Humanos entre la Comisión Nacional de Energía Atómica argentina y el Organismo para la Implementación del Programa de Energía Nuclear de El Salvador. El acuerdo plantea que Argentina aporte su experiencia para apoyar a El Salvador en el desarrollo de capacidades locales en energía nuclear, especialmente en la formación de personal técnico y científico. El referido instrumento comprende intercambio de información, visitas científicas y técnicas, misiones de expertos, capacitación, formación y entrenamiento.

3. HIDROCARBUROS

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

A efectos de facilitar la operatividad de la Ley de Bases en lo que respecta al sector energético, adecuando el marco regulatorio existente a las directrices legislativas recientes, **Argentina** publicó el Decreto que reglamenta los artículos relativos al régimen jurídico del sector energético, en particular lo

vinculado a hidrocarburos, gas natural y normativa ambiental conexa. En líneas generales, el referidos decreto está dirigido a: flexibilizar las fases regulatorias de las actividades de exploración, explotación y exportación de hidrocarburos para atraer inversiones y promover la competitividad, determinando que tanto en la explotación como en el procesamiento, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización de hidrocarburos se deben respetar los principios de libre mercado, competencia, transparencia y alineación de precios internos con las paridades de importación/exportación; aportar mayor seguridad jurídica a las inversiones, mediante el establecimiento de criterios objetivos y previsibles, limitando la discrecionalidad estatal; equilibrar el desarrollo energético con la seguridad de abastecimiento interno, para que la exportación no comprometa el suministro nacional; incorporar estándares ambientales armonizados aplicables al sector hidrocarburífero; y derogar normas incompatibles con las reformas energéticas aprobadas por la Ley de Bases.

Dada la necesidad de modernizar el proceso de definición y gestión de las áreas de interés hidrocarburífero, asegurando una gestión eficiente y transparente de los recursos naturales del país, en línea con la política estatal de hidrocarburos **Bolivia** promulgó el Decreto que establece que las áreas de interés hidrocarburífero reservadas a favor de YPFB se definirán mediante una Resolución Ministerial. Adicionalmente se ajusta el procedimiento para la continuidad de las operaciones petroleras en las áreas reservadas devueltas. También se aprobaron modificaciones al Decreto que establece los requisitos técnicos y legales y el procedimiento administrativo para obtener la autorización de importación de hidrocarburos y sus productos refinados, regulados y no regulados. A tenor de las reformas se agiliza la emisión de autorizaciones mediante la simplificación de los procedimientos administrativos, reduciendo los plazos de tramitación y eliminando requisitos burocráticos, con el propósito de facilitar el acceso del sector productivo a los combustibles necesarios para sus actividades, contribuyendo así a la optimización de los recursos energéticos nacionales.

Con el objetivo de dotar a la política de contenido local de flexibilidad y mayor eficiencia, entró en vigencia en **Brasil** la ley que permite que los sectores de la industria nacional con capacidad de sobredemanda puedan trasladar ese incentivo a otros proyectos que lo requieran, mediante la transferencia en valores monetarios de excedentes de contenido local mínimo certificado entre contratos de exploración y producción de petróleo y gas natural. Esta disposición está dirigida a fomentar la inversión en bienes y servicios producidos en Brasil, y a alinear la regulación con las demandas actuales del sector petrolero, manteniendo al mismo tiempo el estímulo a la industria brasileña, fortaleciendo la cadena nacional del sector de petróleo y gas. La referida ley también introduce mecanismos de control, registro y certificación a cargo de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) en lo que respecta a la supervisión de esas transferencias. Adicionalmente se amplía el concepto de contenido local para incluir navíos-tanques y embarcaciones de apoyo marítimo fabricados en Brasil, exigiendo índices mínimos también para estos equipos. Asimismo, se introducen incentivos fiscales como la depreciación acelerada para esos navíos construidos en Brasil y usados en cabotaje de petróleo y derivados. También se aprobó una resolución que establece nuevas directrices para la comercialización del petróleo y gas natural de la Unión, con el objetivo de optimizar el uso de insumos de los contratos de participación en la producción, impulsar la industrialización y fortalecer la seguridad del abastecimiento nacional de energía, fertilizantes y productos químicos. La medida permite que la PPSA, estatal vinculada al MME, pueda contratar el transporte, procesamiento y comercialización directa de gas natural, GLP y líquidos asociados, buscando aumentar la disponibilidad, moderar precios y reducir la dependencia externa de energéticos. Además, se prevé un estudio para evaluar la viabilidad de subastas de contratos a largo plazo para el refinado de petróleo nacional, ampliando la cadena de refino y petroquímica y generando oportunidades económicas.

Colombia vía Resolución estableció medidas técnicas y operativas para optimizar la exploración y producción de hidrocarburos. Su objetivo central es maximizar la recuperación final de los recursos, evitando su desperdicio y garantizando una explotación eficiente y sostenible. A tales efectos se implementan estrategias para mejorar la eficiencia en la extracción y producción de hidrocarburos, priorizando proyectos que aumenten la recuperación en campos existentes, se determina la necesidad de calcular y aplicar la Tasa Máxima Eficiente de Producción (MER): MER para cada campo, asegurando que la producción se mantenga dentro de niveles óptimos sin comprometer la integridad

del yacimiento, se requiere la realización de estudios que analicen la viabilidad técnica y económica de los proyectos de recobro, facilitando la toma de decisiones informadas, se agilizan los procesos de licenciamiento para incorporar nuevas reservas y facilitar su posterior explotación, entre otras medidas dirigidas a asegurar una gestión eficiente y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país, contribuyendo a la seguridad energética y al desarrollo económico.

Dada la necesidad de actualizar la normativa vigente a las nuevas condiciones logísticas y ambientales del mercado de combustibles, **Costa Rica** publicó el Reglamento del servicio público de transporte de combustibles y del servicio público de distribución de combustibles sin punto fijo de venta, en el que se establecen las condiciones para la concesión, operación, supervisión, renovación y cambio de titularidad de estos servicios. Entre sus disposiciones fundamentales se encuentran la definición de los requisitos para la autorización de las unidades de transporte y los concesionarios, el régimen de fiscalización por parte de la Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles (DGTCC), la imposición de sanciones, la caducidad de concesiones en caso de incumplimiento, la renovación de las concesiones por plazos definidos y el procedimiento para el cambio de titular.

3.2 Gas Natural

Mediante la reglamentación de la Ley de Bases, particularmente en lo vinculado a gas natural, a fines de atraer inversiones y promover la competitividad, **Argentina** en materia de proyectos de Gas Natural Licuado (GNL), determinó que los permisos de exportación pueden tener carácter firme por hasta treinta (30) años, con exigencias técnicas y económicas, siempre que se garantice el abastecimiento nacional; asimismo estableció la certificación y actualización periódica (cada tres años, al menos) de reservas técnicas o recursos prospectivos, como sustento de las operaciones; y en cuanto al transporte y distribución de gas natural se flexibilizaron las importaciones y exportaciones, eliminando restricciones anteriores y promoviendo la producción de GNL y el almacenamiento subterráneo de gas. A tales efectos se eliminó el artículo 3° del Anexo I del Decreto 1738/92, que regulaba las autorizaciones de exportación de gas, por resultar incompatible con las modificaciones introducidas por la Ley de Bases.

Con el objetivo de adaptar la normativa nacional a las exigencias del comercio internacional de gas natural, en particular en el contexto del transporte de gas en tránsito hacia otros países, **Bolivia** realizó adiciones al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos dirigidas a instrumentar sus acuerdos internacionales en un marco legal que permita la gestión eficiente y segura de este tipo de transporte, asegurando el cumplimiento de los compromisos asumidos y la optimización del sistema de transporte de gas natural en el país. El Decreto incorpora definiciones clave como: Agregador del Gas en Tránsito, Carga en Línea Gas en Tránsito (Line Pack GT), y además otorga facultades a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para negociar y suscribir contratos de compra y venta de gas natural proveniente de terceros países, estableciendo a YPFB como Agregador del Gas en Tránsito. También se establece que YPFB deberá constituir una garantía global anual para las operaciones de transporte internacional de gas en tránsito, asegurando el cumplimiento de las obligaciones derivadas de estos contratos. Por otra parte, se modificaron los lineamientos para la determinación del precio interno del gas natural destinado a la producción de Gas Natural Licuado (GNL) en la planta de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El fundamento de estas reformas radica en la necesidad de dotar de un marco jurídico-técnico y económico transparente al proceso de fijación de precios del gas natural utilizado en la industrialización y licuefacción, asegurando sostenibilidad financiera, eficiencia operativa, soberanía energética y el fortalecimiento del control estatal sobre la cadena de valor del gas natural y la producción de GNL en concordancia con la Ley de Hidrocarburos.

Con el objetivo de adaptar la regulación para mejorar la competitividad, transparencia, seguridad del suministro y garantizar un entorno regulatorio más claro para todos los agentes del mercado del gas natural, **Brasil** vía Decreto introdujo modificaciones al reglamento de la Ley que dispone sobre las actividades relativas al transporte, tratamiento, procesamiento, almacenamiento subterráneo, acondicionamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural. A tenor de las reformas se hace constar de manera expresa que la aplicación de la Ley deberá armonizar las regulaciones

federales, distritales y estatales relativas a la industria del gas natural. Asimismo, se crea una sección especializada para el tratamiento regulatorio de las infraestructuras nacionales, se determina que el acceso a la infraestructura de transporte por ductos queda sujeto a tarifa regulada, mientras que el acceso a otras infraestructuras seguirá bajo modalidad negociada, y se crea un capítulo específico para regular el abastecimiento nacional de gas natural, el biometano y equivalentes energéticos. Por otra parte, se otorgan competencias a la ANP para la protección del interés del consumidor en materia de precios de gas natural, sus derivados y biometano, observando la viabilidad técnica-económica, y adoptando medidas reguladoras sobre los eslabones de la cadena, transparencia, reglas claras para cada actividad, incentivo a la producción nacional y autorización de operaciones del sector. También se autoriza a la Empresa de Investigación Energética (EPE) a realizar convocatorias públicas para estimar la demanda efectiva de servicios en las infraestructuras del sector de gas natural, con regulación y supervisión de la ANP, plazos, estándares de negociación, requisitos de información, sanciones contractuales, metodología de remuneración razonable, riesgos compartidos, etc. Se realizan ajustes al régimen regulatorio de tarifas, base de activos y transición tarifaria. Finalmente se crea el Comité de Monitoreo del Sector de Gas Natural, con funciones de asesoramiento, articulación, monitoreo de políticas, proposición y deliberaciones. Adicionalmente vía Decreto con el objetivo de acelerar la apertura y expansión del mercado de gas natural, biometano y sus derivados, reduciendo el coste para el consumidor final, impulsando el desarrollo industrial y la generación de empleo mediante un marco regulatorio más predecible, se creó el Plan Nacional Integrado de las Infraestructuras de Gas Natural y Biometano (PNIIGB), que organiza la implementación de infraestructura para garantizar que el gas llegue de manera eficiente a los centros de consumo, se reforzaron las competencias regulatorias de la Agencia Nacional do Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), se autorizó el acceso negociado y no discriminatorio de terceros a infraestructuras de transporte, procesamiento y almacenamiento de gas, y se adaptó el marco normativo del sector para integrar la producción, tratamiento, transporte, estocaje, licuación/regasificación y comercialización de gas natural.

A efectos de asegurar el suministro de gas natural, mediante la adaptación del marco normativo a las condiciones del mercado energético actual **Colombia** introdujo reformas al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía con el propósito de adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación, con el fin de garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado nacional. A tenor de las modificaciones se establece que la infraestructura de regasificación, en caso de ser adoptada por el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, será considerada como una extensión de los activos del Sistema Nacional de Transporte (SNT), se define a la Conexión de Fuentes Costa Afuera como gasoducto o grupo de gasoductos dedicados exclusivamente a la evacuación de gas natural explotado costa afuera, comprendido desde el punto físico de medición oficial hasta su conexión con el SNT, y se adoptan nuevas disposiciones relacionadas con el abastecimiento de gas natural.

3.3 GLP

El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) de **Brasil** aprobó una resolución dirigida a actualizar las directrices estratégicas del mercado de combustibles, biocombustibles y derivados de petróleo en Brasil, con el objetivo de fortalecer la capacidad de procesamiento nacional, reducir la dependencia de importaciones y promover la transición energética. La medida incluye la creación de un Grupo de Trabajo (GT) coordinado por el Ministerio de Minas y Energía, compuesto por 17 instituciones, para estudiar combustibles marítimos, de aviación y GLP, y proponer políticas que impulsen la producción de biocombustibles y la descarbonización del transporte, contribuyendo a una transición energética justa e inclusiva.

A fines de asegurar la disponibilidad y continuidad en el suministro de combustibles líquidos y GLP en el país, especialmente en áreas críticas, fortaleciendo la seguridad energética y la resiliencia del sistema, mediante la regulación de la infraestructura de almacenamiento estratégico, **Colombia** aprobó modificaciones al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía para establecer lineamientos de política pública en relación con el almacenamiento estratégico de

combustibles líquidos, sus mezclas con biocombustibles y Gas Licuado de Petróleo (GLP). Entre las principales disposiciones se incorpora la definición de almacenamiento estratégico y se determinan sus requisitos y reglamentos técnicos y de seguridad aplicables, se exige la autorización de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía antes de la entrada en operación de los almacenamientos estratégicos, se prioriza la construcción, operatividad y mantenimiento de infraestructura de almacenamiento estratégico en zonas de frontera, con el fin de garantizar el abastecimiento continuo en estas regiones y se determina que los proyectos de almacenamiento estratégico serán remunerados mediante el reconocimiento de cargos como parte del margen aplicable en la estructura de precios definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Con el objetivo de proteger a los sectores más vulnerables de la población, especialmente durante los meses de bajas temperaturas, cuando el consumo de supergás para calefacción y cocina aumenta considerablemente, **Uruguay** vía decreto exhortó a la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (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, en las condiciones previstas en junio de 2024, lo que se extenderá hasta el 30 de abril de 2025.

4. FUENTES RENOVABLES

Colombia, vía Decreto actualizó el marco normativo de la geotermia fortaleciendo su desarrollo como fuente no convencional de energía renovable. Su objetivo está dirigido a promover la exploración y explotación responsable del recurso geotérmico para generación eléctrica y otros usos térmicos, estableciendo definiciones técnicas, un registro geotérmico nacional, y reglas claras para permisos, licencias ambientales y coordinación institucional entre el Ministerio de Minas y Energía, el Servicio Geológico Colombiano y las autoridades ambientales. De esta forma se busca impulsar la inversión, diversificar la matriz energética y avanzar en la transición hacia energías limpias.

Con el fin de facilitar el desarrollo de proyectos de aprovechamiento somero de energía geotérmica **Chile** aprobó modificaciones al régimen concesional vigente, incorporando un nuevo esquema regulatorio para los usos térmicos directos de la energía geotérmica. En el marco de las reformas se define el concepto de "aprovechamiento somero de energía geotérmica" como aquel que utiliza el calor natural de la tierra entre la superficie y hasta 400 metros de profundidad con temperaturas promedio, se incorporan los aprovechamientos someros que hacen uso directo de la energía geotérmica sin transformación a energía eléctrica como una modalidad que no requiere concesión; se crea un Registro Nacional de Aprovechamientos Someros de Energía Geotérmica, a cargo del Ministerio de Energía, donde deberán inscribirse estos proyectos antes de su operación; y se refuerza el control y fiscalización por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), así como la obligación de dictar un reglamento para las condiciones de seguridad de estos proyectos.

Se promulgó en **Ecuador** la Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías, calificada como urgente en materia económica y dirigida a promover soluciones económicas y de generación de energía renovable para superar la crisis energética, optimizando el uso de recursos públicos en el sector eléctrico e incentivando la inversión privada en todo el país. Entre sus disposiciones clave, la ley establece incentivos como la exención de la obligación de reversión de bienes al Estado para autogeneradores, cogeneradores y generadores de energía renovable no convencional de hasta 10 MW al final del plazo de concesión. Además, se implementan mecanismos de garantías estatales y fideicomisos para asegurar el pago del precio de la energía generada. La referida ley también implica reformas a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, ampliando el límite de capacidad para la generación de energía renovable desarrollada por empresas privadas, con el fin de facilitar la inversión privada en el sector energético.

República Dominicana emitió una Resolución que establece nuevas condiciones para la tramitación

de concesiones de proyectos de generación eléctrica en régimen especial que integren sistemas de almacenamiento (BESS) a partir de fuentes de energías renovables variables (ERV). Esta medida responde a la creciente necesidad de fortalecer la infraestructura de almacenamiento energético, en línea con la transición hacia un futuro más sostenible y una matriz eléctrica más robusta. La nueva regulación tiene como principal objetivo asegurar que los proyectos de energía renovable con capacidades instaladas entre 20 MWac y 200 MWac deberán integrar al menos el 50% de su capacidad en sistemas de almacenamiento con baterías (BESS), con una duración mínima de cuatro horas. Para los proyectos con una capacidad instalada superior a 200 MWac, la CNE realizará evaluaciones técnicas previas. Estas evaluaciones se llevarán a cabo con el fin de garantizar la viabilidad y el impacto positivo de estos grandes proyectos en la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Esto asegura que solo los proyectos técnicamente idóneos puedan desarrollarse, manteniendo la integridad y estabilidad del sistema eléctrico.

4.1 Generación distribuida

Con el objetivo de incentivar la eficiencia energética y sumar más energía al sistema vía Resolución **Argentina** amplió el tope para la Generación Distribuida de 2 MW a 12 MW, de esta forma los usuarios podrán instalar hasta 12 MW de fuentes renovables para abastecer su demanda e inyectar los excedentes a la red de distribución. Esta medida complementa a la nueva categorización de los tipos de Usuario Generador incorporados al esquema normativo, a la vez que da cuenta de la solicitud realizada por numerosas jurisdicciones adheridas para ampliar el volumen previsto como límite para el Punto de Suministro. A los efectos de la Resolución los tres tipos de usuarios que pueden vender sus excedentes al sistema (Generadores Individuales, Generadores Comunitarios y Comunitarios Virtuales) pasan a subdividirse por la potencia instalada de los equipos que conecten a la red Usuarios-Generadores pequeños (UGpe): los usuarios que instalen un equipo de Generación Distribuida en baja tensión cuya potencia no supere los 3 kW; Usuarios-Generadores medianos (UGme): los usuarios que instalen un equipo de Generación Distribuida en baja o media tensión de una potencia mayor a 3 kW y de hasta 300 kW; Usuarios-Generadores mayores (UGma): los usuarios que instalen un equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a 300 kW y hasta 12 MW.

Con el objetivo de promover la eficiencia energética en el sector eléctrico nacional, facilitando la participación de autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes a la red, **Colombia** realizó modificaciones al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía para establecer lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal de energía eléctrica. A tales efectos se establece que los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes a la red no requerirán autorización para la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) ni a las Redes en las Zonas No Interconectadas (ZNI), sin distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad, se exoneran de tarifas por uso de la red a los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes a la red, promoviendo la eficiencia en el consumo de energía y la sostenibilidad en el sector eléctrico nacional.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) de **Ecuador** emitió una regulación que tiene como objetivo principal establecer el marco técnico y administrativo para la instalación, conexión, operación y mantenimiento de equipos de generación eléctrica, especialmente en sistemas de autogeneración y generación distribuida. Esta normativa busca garantizar la seguridad, eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico, así como una adecuada integración de las fuentes de energía renovable al Sistema Nacional Interconectado. Entre sus disposiciones fundamentales, regula los procedimientos de medición, facturación y compensación de energía, define los requisitos técnicos para la interconexión de los sistemas de generación propios de los usuarios, y establece las obligaciones de los consumidores y distribuidoras para asegurar una gestión transparente y sostenible del servicio eléctrico en el país.

Con el propósito de armonizar la participación de los autoproductores en el mercado y fomentar la inversión en energías limpias **República Dominicana** aprobó el Reglamento que fija el mecanismo

de venta de excedentes en el mercado mayorista para las instalaciones de autoproducción de energía renovable en el régimen especial mediante el cual puedan vender sus excedentes de energía al mercado eléctrico mayorista, garantizando de esta manera la integración técnica y económica de esas instalaciones al sistema eléctrico nacional y promoviendo la generación renovable. La referida reglamentación establece los requisitos de medición, interconexión y comercialización de los excedentes; el reconocimiento de una retribución por la energía vertida que difiere de la tarifa aplicable a instalaciones de producción comercial convencional, la imposición de límites al porcentaje de energía producida que puede considerarse excedente para su venta, la obligación de celebrar contratos o acuerdos para la compra-venta de los excedentes, junto con su registro y liquidación conforme al mercado mayorista, así como la previsión de condiciones técnicas, operativas y de reporte para la supervisión por la SIE del cumplimiento de este mecanismo regulador.

4.2 Hidrógeno

Con el objetivo de garantizar la inserción competitiva del hidrogeno de bajas emisiones de carbono en la matriz energética y contribuir así a su descarbonización **Brasil** publicó la Ley que: instituye el marco legal del hidrógeno de bajas emisiones de carbono, dispone sobre la Política Nacional del Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono, introduce incentivos para la industria del hidrógeno de bajas emisiones de carbono, instituye el Régimen Especial de Incentivos para la Producción de Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono (Rehidro); crea el Programa de Desarrollo del Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono (PHBC); establece que la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) podrá recibir contribuciones para regular la autorización de la actividad de producción de hidrógeno de baja emisión de carbono realizada por empresas o consorcios constituidos bajo ley brasileña, con sede y administración en Brasil, respetando los límites de actuación que establezca el reglamento; modifica la Ley de Política Energética Nacional (ANP) mediante la introducción de nuevos objetivos vinculados a: la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes en los sectores de energía y transportes, incluyendo el uso de biocombustibles y de hidrógeno de baja emisión de carbono y sus derivados; la promoción y el incentivo de la producción y fomento de la competitividad en el país y en el mercado internacional, mediante la atracción de inversiones en infraestructura ligada a la industria del hidrógeno de baja emisión de carbono y sus derivados; el establecimiento de directrices para el desarrollo de la industria del hidrógeno de baja emisión de carbono; y la revisión de las funciones de la ANP a fines de incluir la regulación, autorización, y fiscalización de las actividades relacionadas con el hidrógeno (y biocombustibles), en lo que le compete conforme a la ley, incluyendo producción, procesamiento, transporte, importación/exportación, calidad, certificación, etc.

Con el objetivo de impulsar el desarrollo de una economía del hidrógeno sostenible, alineada con los compromisos del país en materia de transición energética y carbono neutralidad para 2050, **Colombia** introdujo adiciones al Decreto que establece los lineamientos de política pública enfocados en la gestión y promoción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Entre las principales disposiciones, se destacan la creación de un marco normativo para la producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno, así como el fomento de la investigación y la innovación tecnológica y la promoción de la participación del sector privado mediante incentivos y mecanismos que faciliten la inversión en este sector estratégico y la cooperación internacional para fortalecer el ecosistema del hidrógeno a nivel nacional. Adicionalmente se implementa un sistema de certificación para garantizar la trazabilidad y sostenibilidad del hidrógeno, permitiendo a los consumidores conocer la procedencia y calidad del producto. También se crea un comité interinstitucional encargado de la gobernanza de toda la cadena de valor del hidrógeno, promoviendo la coordinación entre diferentes entidades del Estado.

Vía resolución el Ministerio de Industria, Energía y Minería aprobó la "Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y Derivados en el **Uruguay**", instrumento que define la producción de hidrógeno verde como un vector energético de gran relevancia en la agenda global y nacional, y prevé el estudio del potencial de este recurso en el espacio marino, para la prospección y evaluación de producción de hidrógeno verde. Adicionalmente a efectos de definir las áreas offshore que se pondrán a disposición para la evaluación de factibilidad y potencial producción de hidrógeno y/o derivados, a partir de energías renovables generadas en esas áreas, y que se adjudicarán a través del mecanismo que el Poder

Ejecutivo establezca; se publicó el Decreto que autoriza a la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) al uso, por sí o a través de terceros, de las áreas costa afuera (offshore), en la Zona Contigua y Zona Económica Exclusiva de la República Oriental del Uruguay, según coordenadas determinadas, a los efectos de definir áreas o bloques a ofrecer para el otorgamiento de contratos a riesgo de terceros para la evaluación de factibilidad y potencial producción de hidrógeno verde.

4.3 Biomasa, biocombustibles y biocarburantes

Bolivia vía Decreto autorizó el reintegro del costo del flete de transporte para estaciones de servicio que cumplan con la condición de distancia (> 35 km) y que distribuyan combustibles mezclados con aditivos de origen vegetal, con el objetivo de corregir el desequilibrio económico generado por el costo adicional de transporte de estas estaciones de servicio alejadas de las plantas de almacenaje, lo que encarecía su distribución y desincentivaba su venta. Adicionalmente con el objetivo de promover la producción de biodiésel en el marco de la política de sustitución gradual de las importaciones de diésel oil se establecieron incentivos dirigidos tanto a la producción como a la infraestructura (plantas industriales, maquinaria) y materias primas nacionales, lo que apunta a fortalecer la cadena agroindustrial del biodiésel, entre los que se incluyen: exención del Impuesto al Valor Agregado (IVA) para quienes implementen plantas industriales de biodiésel, alícuota del Gravamen Arancelario del 0 % para la importación de máquinas y aparatos mecánicos para la producción de biodiésel y acceso a los recursos de los Fideicomisos para la Reactivación y Desarrollo de la Industria Nacional para las personas naturales o jurídicas que implementen nuevas plantas industriales de biodiésel utilizando materias primas nacionales como soya, cusi, totai u otras especies de origen nacional, amplíen la producción de soya, incrementen su productividad como materia prima destinada a biodiésel o aprovechen de manera sustentable materias primas nacionales (cusi, totai, etc.) para biodiésel. Se determina que la producción de biodiésel obtenida bajo este Decreto será destinada exclusiva y únicamente a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), para su uso y/o comercialización. Por otra parte, dada la necesidad de impulsar la transición hacia el uso de combustibles más sostenibles y diversificados, integrando aditivos de origen vegetal (como el etanol o el biodiésel) en la matriz energética nacional, Bolivia vía Decreto incorporó a los combustibles con mezcla de aditivos de origen vegetal en la comercialización a los Grandes Consumidores de Productos Regulados en plantas de almacenaje. A tales efectos la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) comercializará diésel oil y/o gasolina especial a GCPR titulados con certificado correspondiente, a un precio inferior al Precio Final máximo publicado por el Ente Regulador y, además, comercializará combustibles con mezcla de aditivos de origen vegetal al precio fijado por ese mismo ente regulador. Asimismo, se determina que YPFB comercializará a Clientes Directos gasolinas y/o diésel con y sin mezcla de aditivos de origen vegetal de manera directa en plantas de almacenaje, entendiéndose que los Clientes Directos son personas naturales o jurídicas registradas para la adquisición y el transporte de gasolinas y/o diésel con y sin mezcla de aditivos de origen vegetal, en volúmenes mayores a 5,000 litros hasta los 19,999 litros de manera mensual para consumo propio, autorizadas mediante reglamentación por el Ente Regulador.

Con el objetivo de expandir de manera equitativa los beneficios de la cadena de biocombustibles, incentivar la producción de biomasa, y fortalecer la gobernanza del sistema de créditos de descarbonización, **Brasil** modificó el marco legal de la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio) para ampliar la participación en los beneficios derivados de los créditos de descarbonización (CBios), incluyendo a los productores independientes de materia prima (caña de azúcar y otras biomasas) entre los sujetos elegibles para recibir parte de los ingresos de los CBios, previamente reservados a las plantas productoras de biocombustibles. La referida ley refuerza los mecanismos de regulación, sanción y control para asegurar que los distribuidores cumplan sus metas de adquisición de CBios, con penalidades ante incumplimientos; y modifica la Ley de Petróleo para ajustar las reglas relativas al sector energético y de combustibles en conexión con las modificaciones aprobadas. Por otra parte, con el objetivo de incentivar e internalizar en el régimen de control vehicular los beneficios ambientales derivados del uso de biocombustibles, vía legislativa se modificaron los límites máximos y mínimos del contenido de mezcla de etanol anidro en la gasolina C comercializada al consumidor

final y del contenido de mezcla de biodiésel en el diésel comercializado al consumidor final. A tales efectos el porcentaje obligatorio de adición de etanol anidro a la gasolina pasa a fijarse en un 27 % en todo el territorio nacional; se permite al Poder Ejecutivo, mediante reglamentación y basándose en la viabilidad técnica, elevar este porcentaje hasta el 35 % o reducirlo hasta el 22 %; se determina que el Poder Ejecutivo establecerá criterios para que el porcentaje de adición de etanol vigente se tenga en cuenta en el cálculo del rendimiento energético publicado en el Programa Brasileño de Etiquetado de Vehículos (PBEV). Con la denominada ley del combustible del futuro también se adiciona una disposición que determina que los límites de emisiones vehiculares (en el ámbito del Proconve) reconozcan e incorporen el efecto ambiental del uso de biocombustibles dentro del concepto del pozo a la rueda, en armonía con la política de expansión del uso de estos combustibles. Asimismo con el objetivo de otorgar una mayor previsibilidad, control e incentivo a la ampliación del uso del biodiesel en el país, se establecieron metas escalonadas de porcentajes obligatorios de adición de biodiesel (procesos dedicados) al gasóleo para los próximos años en las siguientes proporciones: 15% a partir de 1º de marzo de 2025, 16% a partir de 1º de marzo de 2026, 17% a partir de 1º de marzo de 2027, 18% a partir de 1º de marzo de 2028, 19% a partir de 1º de marzo de 2029 y 20% a partir de 1º de marzo de 2030. En tal sentido se determina que la CNPE evaluará la viabilidad de los objetivos y fijará el porcentaje obligatorio dentro de los límites del 13% al 25% y permitirá que se fije un porcentaje obligatorio superior a 15%, desde que haya viabilidad técnica. La referida Ley instituye un sistema de rastreo para combustibles de ciclo diésel, con registro integral de las transacciones en la cadena de producción para garantizar la calidad; y aprueba una modificación para tipificar como facultativa la adición voluntaria de biodiesel en cantidades superiores al porcentaje obligatorio en diversos medios de transporte (transporte público, ferroviario, navegación, flotas cautivas, tractores, etc.), siempre que se comunique a la ANP. Por otra parte, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) aprobó una resolución que promueve el uso de aceites y grasas residuales en la producción de biocombustibles, como biodiésel, combustible de aviación sostenible (SAF) y diésel verde. La medida busca aprovechar residuos urbanos como insumos de bajo carbono, reduciendo impactos ambientales y costos asociados al manejo de estos desechos, al mismo tiempo que impulsa la producción de energía limpia y contribuye a los objetivos de descarbonización y movilidad sostenible del país, en línea con la Ley del Combustible del Futuro.

Con el objetivo de llenar vacíos normativos y aportar seguridad jurídica y técnica a las empresas y productores considerando que el biogás y el biometano se han convertido en fuentes clave dentro de la transición energética nacional, se publicó en **Costa Rica** el Reglamento para la regulación del almacenamiento, transporte y comercialización del biogás y biometano, estrictamente para escalas semi-industriales e industriales. En el marco de la referida reglamentación se incorporan las definiciones de biogás, biometano, biomasa, producción semi-industrial/industrial y se establecen las competencias del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y de la Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles (DGTCC) para el registro, autorización, fiscalización y control de los tanques, instalaciones y transporte. Asimismo, se determinan las disposiciones técnicas aplicables, incluyendo normativas de seguridad para almacenamiento, transporte y posibles quemas controladas de excedentes.

Con el objetivo de reforzar la utilización de etanol como componente de los combustibles en el país, priorizando el alcohol de caña de azúcar producido internamente, y obligando a que las gasolinas de menos de 97 octanos se mezclen con etanol anhidro, **Paraguay** aprobó modificaciones a la Ley de fomento del consumo de alcohol absoluto y alcohol carburante. Entre los principales cambios se destacan los siguientes: la imposición de un mínimo del 50% de etanol de caña de azúcar en la mezcla para ciertas categorías de combustible, la obligación para que las entidades del Estado incorporen vehículos "flex fuel" hasta que al menos el 50% de su parque automotor sea de esa tecnología, y la regulación más estricta sobre los volúmenes y origen del etanol utilizado en las mezclas de combustible.

En función de la Política Energética vigente, valorando 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; y considerando 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; en **Uruguay** vía decreto ejecutivo se exhortó 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 en el territorio nacional, incluyendo a las centrales generadoras de biomasa autónomas, por el plazo máximo de 24 (veinticuatro) meses o hasta el momento en que se proceda a la adjudicación del nuevo procedimiento competitivo según realización prevista en 2022.

5. ENERGIA Y AMBIENTE

En el marco de la reglamentación ambiental de la Ley de Bases específicamente en lo que respecta a los artículos relativos al régimen jurídico del sector energético, y con el objetivo de compatibilizar la coordinación entre Nación y provincias para uniformar estándares regulatorios en el sector hidrocarburífero, **Argentina** facultó al Poder Ejecutivo, con acuerdo de las provincias, a establecer un marco ambiental armonizado aplicable a las actividades de exploración, explotación, transporte de hidrocarburos, con el objeto de aplicar las mejores prácticas internacionales en materia ambiental. El referido marco normativo ambiental podrá incluir criterios sobre abandono de pozos, pasivos ambientales, emisiones de gases de efecto invernadero, gestión de residuos y estándares de prevención ambiental.

El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) de **Brasil** aprobó metas obligatorias de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para los combustibles, dentro del programa RenovaBio, para el período 2025-2034, buscando una disminución del 11.37% de la intensidad de carbono en 2034 respecto a 2018. Para 2025, la meta será de 40.39 millones de Créditos de Descarbonización (CBIOs), equivalente a reducir 40.39 millones de toneladas de CO_2, fortaleciendo la descarbonización del transporte y promoviendo la seguridad energética y el uso estratégico de biocombustibles en Brasil.

Se publicó en **Ecuador** la resolución que dispuso el cierre del pozo Ishpingo B-56 en cumplimiento de la consulta popular de agosto de 2023, en la que el pueblo ecuatoriano decidió cesar la explotación petrolera en el Bloque 43-ITT, ubicado dentro del Parque Nacional Yasuní, una de las zonas de mayor biodiversidad del planeta. Su objetivo principal es proteger el ecosistema amazónico y los territorios de pueblos indígenas en aislamiento voluntario, reduciendo los impactos ambientales derivados de la actividad extractiva. Entre sus disposiciones fundamentales, establece el cierre progresivo de los pozos petroleros del bloque, el retiro ordenado de la infraestructura existente, la rehabilitación ambiental de las áreas intervenidas y la implementación de mecanismos de transición energética y económica que aseguren el cumplimiento del mandato ciudadano sin afectar la seguridad energética nacional.

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Chile vía Decreto aprobó el reglamento que regula el procedimiento para la fijación de estándares de eficiencia energética vehicular y las normas necesarias para su aplicación. Su objetivo central es promover la eficiencia energética en el sector transporte, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de los compromisos climáticos del país. Entre sus principales disposiciones se incluyen la definición de los estándares de eficiencia energética que deben cumplir los vehículos nuevos motorizados livianos, medianos y pesados, la identificación de los responsables del cumplimiento de estos estándares, y la implementación de mecanismos de fiscalización y sanciones en caso de incumplimiento. Además, se establece un proceso transparente y participativo para la fijación de los estándares, incluyendo la consulta pública y la coordinación con organismos del Estado.

Colombia publicó la Ley por medio de 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 construcciones sostenibles. Entre sus principales disposiciones,

destaca la obligación para las entidades públicas de designar al menos un gestor energético responsable de optimizar los consumos energéticos. Además, se establece la implementación de auditorías energéticas con metas de ahorro anuales y el reporte de su cumplimiento. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la encargada del seguimiento y monitoreo de los planes de gestión energética. También se promueve la adopción de certificaciones sostenibles en la construcción de edificaciones, con un plan cuatrienal de socialización y promoción. Asimismo, se fomenta la implementación de infraestructura de medición avanzada en los sistemas de gestión energética. Adicionalmente vía resolución, se aprobó el reglamento que establece las directrices para que las entidades públicas realicen auditorías energéticas en sus edificaciones. Las administraciones públicas, tanto a nivel nacional como territorial, deberán adoptar planes de gestión para el uso eficiente de la energía en sus edificios y equipos consumidores, incluyendo el uso de fuentes no convencionales de energía.

7. TRANSICIONES ENERGÉTICAS

Brasil aprobó la Política Nacional de Transición Energética (PNTE), dirigida a reducir emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar una economía verde sostenible. La política busca integrar energías renovables como eólica, solar, hidráulica y biocombustibles, promoviendo la generación de empleo y la inclusión social. Su implementación se apoyará en dos instrumentos: el Foro Nacional de Transición Energética (FONTE), para participación social y construcción colectiva, y el Plan Nacional de Transición Energética (PLANTE), que definirá acciones sectoriales y transversales, articuladas con otras iniciativas gubernamentales. Se estima que la política pueda atraer hasta 400 mil millones de dólares y generar 3 millones de empleos, contribuyendo a una transición energética justa, inclusiva y equilibrada.

Chile promulgó la Ley de Transición Energética enfocada en acelerar la construcción de infraestructura de transmisión eléctrica y facilitar la incorporación de energías renovables, con el fin de alcanzar el 100% de electricidad limpia para 2050. La referida ley establece mecanismos dirigidos a superar las demoras en obras, incentiva la inversión en energías limpias y el desarrollo de proyectos de transmisión, e incorpora el concepto de resiliencia a la infraestructura eléctrica a efectos de garantizar que esta pueda adaptarse y recuperarse de forma expedita ante eventos adversos. Adicionalmente se establecen plazos para la emisión de resoluciones reglamentarias transitorias por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE), con consultas públicas.

Cuba publicó la Estrategia Nacional para la transición energética dirigida a lograr, con la participación de toda la sociedad, una rápida transformación del sector que garantice, al menor costo posible y con un positivo impacto ambiental, la suficiencia, soberanía y seguridad del suministro de energía que se requiere para el desarrollo sostenible del país. La referida Estrategia está integrada por tres etapas de corto, mediano y largo plazo: en la primera, se prevé cumplir al 2030 las metas programadas para alcanzar el 24 % de participación de las fuentes renovables de energía en la matriz de generación eléctrica; la segunda, se plantea lograr en 2035 la independencia eléctrica (combustible nacional más fuentes renovables); y la tercera, se propone materializar en 2050, la visión del 100% de generación con fuentes renovables. En correspondencia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible la Estrategia está estructurada a partir de 4 ejes de alcance (matriz eléctrica, sector industrial y de servicios, sector agroindustrial y de producción de alimentos, sector residencial y gestión local) en los que se enmarcan 9 objetivos específicos y 22 resultados; y 5 ejes habilitantes (gestión y eficiencia energética, soporte económico y financiero, ciencia e innovación, educación y sensibilización, coordinación y gobernanza), con 8 objetivos específicos y 22 resultados.

8. MINERALES CRÍTICOS Y TIERRAS RARAS

En 2024, el Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil** consolidó una agenda estratégica para fortalecer el sector mineral brasileño, que aporta un 4% al PIB del país, mediante el lanzamiento del

Plan Decenal de Mapeo Geológico y Levantamiento de Recursos Minerales (PlanGEO), diseñado para ampliar el conocimiento geológico, identificar nuevos depósitos y guiar inversiones nacionales e internacionales, con participación del sector productivo, la academia y la sociedad civil. En este contexto se promovió la modernización del marco regulatorio, el uso de tecnologías innovadoras y el desarrollo de minerales estratégicos como litio, níquel, cobre y cobalto, clave para baterías y tecnologías de baja emisión de carbono, fortaleciendo la competitividad, la sostenibilidad y la inserción de Brasil en los mercados internacionales.

Se crea en **República Dominicana** la Empresa Minera Dominicana S.A. (EMIDOM) para potenciar la extracción sostenible de recursos estratégicos del país, con un enfoque especial en las tierras raras clave en la fabricación de tecnologías avanzadas, energías renovables y dispositivos electrónicos. La República Dominicana posee un potencial significativo en estos recursos, cuyo aprovechamiento sostenible puede fortalecer la soberanía tecnológica y energética, así como promover el desarrollo económico, científico y tecnológico del país. EMIDOM estará adscrita al Ministerio de Energía y Minas y se encargará de liderar la exploración y extracción de recursos mineros estratégicos. También evaluará la viabilidad económica de proyectos mineros a través de estudios y consultorías y establecerá contratos y alianzas con empresas globales para asegurar la explotación eficiente y sostenible de estos recursos.

9. CONVENIOS INTERNACIONALES, COOPERACIÓN, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES

Con el objetivo de fomentar el desarrollo de la integración eléctrica, a través de la implementación de interconexiones de alta capacidad en localidades de las regiones fronterizas, **Bolivia** y **Brasil** suscribieron un Memorándum de Entendimiento para la Modificación de la Operación de la Central Hidroeléctrica Jirau a Cota 90 M; y un Memorando de Entendimiento en Materia de Integración Eléctrica entre los Sistemas Interconectados de ambos países.

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) del Estado Plurinacional de **Bolivia** y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) de la República del **Paraguay** suscribieron un acuerdo interinstitucional de cooperación y asistencia recíproca para fortalecer la integración energética. En el marco del referido acuerdo, ENDE y ANDE han previsto analizar el potencial de intercambio eléctrico entre ambos países, promoviendo la eficiencia y resiliencia de sus respectivos sistemas eléctricos; y desarrollar estudios conjuntos para evaluar la interconexión eléctrica. El acuerdo también impulsa la asistencia técnica mutua y el intercambio de experiencias en toda la cadena de valor de la industria eléctrica, incluyendo generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Brasil publicó una ordenanza que facilita la participación de comercializadores y optimiza los procedimientos en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), permitiendo que parte de los ingresos de las exportaciones se devuelvan a los consumidores brasileños a través de la Cuenta Bandeiras, reduciendo así las tarifas de energía. Estas medidas fortalecen la posición de Brasil como exportador de electricidad, garantizan beneficios directos para la población y contribuyen a un mercado eléctrico más eficiente, sostenible y estable. Estas medidas inciden en la simplificación de procedimientos para los intercambios internacionales de electricidad, fundamentalmente en la exportación hacia Argentina y Uruguay.

Con el propósito de garantizar la correcta implementación de la norma técnica regional centroamericana que establece las especificaciones mínimas de eficiencia energética, **Costa Rica** aprobó el Reglamento Complemento para la Aplicación del RTCA Productos Eléctricos. Refrigeradores y Congeladores Electrodomésticos. Especificaciones de Eficiencia Energética, que determina el ámbito de aplicación (refrigeradores, refrigerador-congelador hasta 1,104 L y congeladores hasta 850 L operados por motocompresor hermético) y la identificación de la clasificación arancelaria correspondiente; fija el proceso de evaluación de conformidad y etiquetado de acuerdo a estándares de eficiencia energética;

y exige que los productos objeto cumplan con los requisitos técnicos del RTCA para su fabricación, importación o comercialización en el territorio nacional.

Paraguay y **Brasil** lograron un avance histórico en la integración energética regional gracias a una ordenanza del Ministerio de Minas y Energía de Brasil que permite por primera vez la importación de energía eléctrica paraguaya al Ambiente de Contratación Libre (ACL) del mercado brasileño, ampliando las oportunidades comerciales y fortaleciendo el vínculo energético entre ambos países.

República Dominicana y **El Salvador**, en el marco de la IX Semana de la Energía de OLACDE en Asunción, suscribieron un acuerdo dirigido a fortalecer la colaboración bilateral en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. El alcance de este instrumento abarca el intercambio de conocimientos, experiencias y buenas prácticas sobre la planificación y ejecución de rondas de licitación para la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la realización de talleres de trabajo para la formulación de propuestas de documentos asociados a las gestiones de permisos y autorizaciones pertinentes al proceso exploratorio de hidrocarburos. Adicionalmente el Acuerdo prevé la generación y promoción de sinergias estratégicas, para crear oportunidades para el apoyo y desarrollo en el área de la geotermia.

7. GÉNERO Y ENERGÍA EN ALC

Los países de América Latina y el Caribe enfrentan un momento clave para transformar su sector energético y cumplir con los compromisos de reducción de emisiones y desarrollo sostenible. Sin embargo, esta transición no será efectiva si no se aborda la desigualdad de género que persiste en la región. Actualmente, los hombres representan cerca del 74% del empleo en el sector energético, especialmente en áreas técnicas y de liderazgo, lo que refleja barreras en el acceso de las mujeres a la formación, la participación profesional y la toma de decisiones estratégicas.

La pobreza energética continúa afectando a millones de personas en la región y recae de manera desproporcionada sobre las mujeres, quienes suelen encargarse del uso y gestión de la energía en los hogares. A su vez, este impacto desigual en la experiencia social de la energía se encuentra mediado por raza, etnicidad, territorio y la multiplicidad de identidades que dialogan en el rol de usuarias y gestoras de energía. La falta de acceso a energía moderna no sólo restringe las posibilidades de cocción limpia, climatización, refrigeración e iluminación, sino que también limita oportunidades educativas, productivas y de emprendimiento, perpetuando desigualdades estructurales.

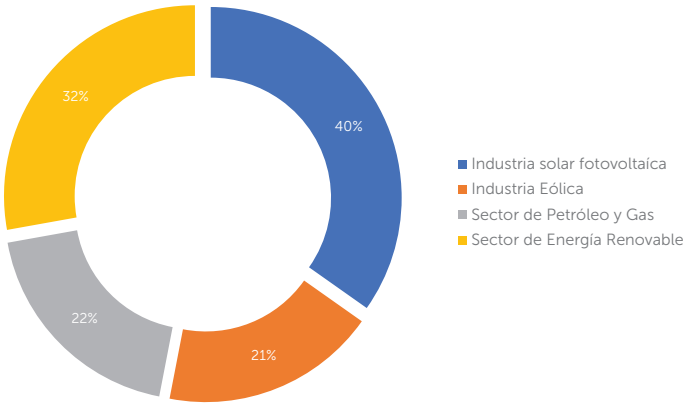
La transición energética abre oportunidades para revertir estas brechas, pero requiere integrar un enfoque de género en las políticas y programas sectoriales. Las principales acciones necesarias incluyen fortalecer la educación y capacitación en áreas STEM, promover liderazgo femenino, generar redes de mentoría y recopilar datos desagregados por género que permitan evaluar avances e impactos.

Implementar políticas con perspectiva de género no solo favorece la igualdad, sino que mejora la eficacia y sostenibilidad de las iniciativas energéticas, impulsa la innovación y maximiza los beneficios sociales y económicos. Crear un sector energético inclusivo permitirá aprovechar plenamente el talento disponible en la región, combatir la pobreza energética con mayor efectividad y consolidar un desarrollo sostenible e igualitario para ALC.

A pesar de los avances alcanzados en materia de igualdad social, el sector energético en América Latina y el Caribe continúa reflejando brechas profundas que limitan la participación plena de las mujeres. La industria sigue siendo un espacio donde la presencia femenina es menor, especialmente en funciones técnicas, operativas y posiciones de liderazgo, lo que revela una estructura históricamente masculinizada que condiciona el acceso a oportunidades estratégicas.

Una de las manifestaciones más evidentes de esta desigualdad es la baja representación de mujeres en la fuerza laboral energética. Mientras que el ámbito de energías renovables muestra una participación cercana al 32%, en los segmentos tradicionales de petróleo y gas esta cifra desciende hasta alrededor del 22%, como se puede apreciar en la Figura 1, lo que evidencia que la transición energética abre más puertas, pero aún no logra superar los sesgos estructurales arraigados.

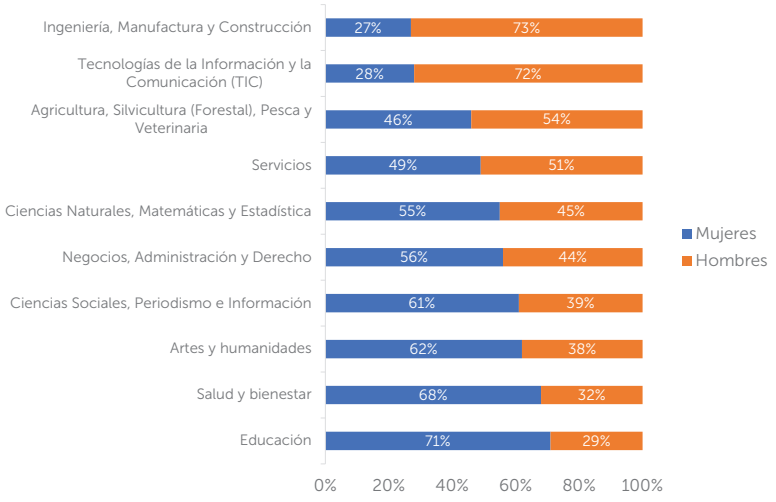
Figura 1. Participación de mujeres en diferentes industrias



Fuente: Elaboración propia en base a información de Renewable Energy: A Gender Perspective (IRENA, Renewable Energy: A Gender Perspective, 2019)

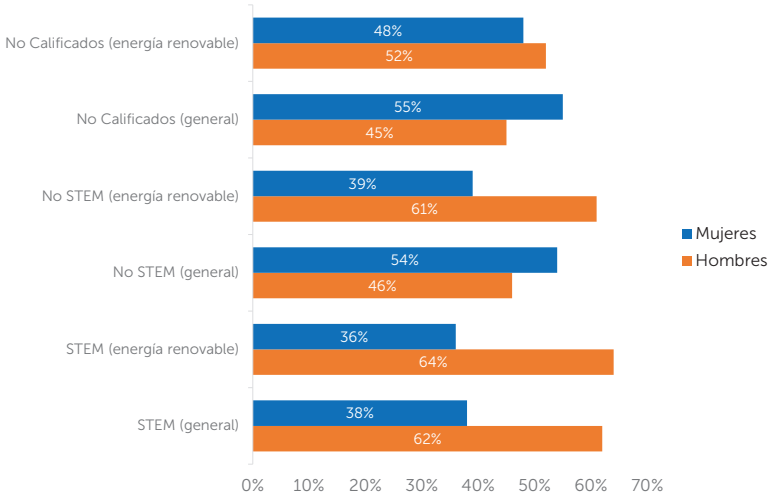
El acceso a la educación técnica y especializada constituye un tercer factor decisivo. Si bien las mujeres representan cerca del 60% de las graduadas universitarias en la región, únicamente alrededor de un 27% opta por carreras STEM, un conjunto disciplinar directamente vinculado a los empleos de mayor valor dentro del sector energético. Esta baja representación limita la inserción femenina en áreas estratégicas y científicas, reproduciendo desigualdades salariales y restringiendo el acceso a posiciones con mayor capacidad de decisión. Sin embargo, estudios recientes también muestran señales positivas: en empresas de generación renovable se ha observado que las mujeres con formación STEM representan el 36% en posiciones que exigen especialización técnica, un porcentaje superior al promedio regional, lo que evidencia un tránsito lento, pero relevante, hacia una mayor presencia femenina en el sector.

Figura 2. Proporción de estudiantes mujeres y hombres inscritos en la educación superior, por campo de estudio, promedio mundial



Fuente: Elaboración propia en base a información de Descifrar el código: La educación de las niñas y las mujeres en ciencias, tecnología, ingeniería y matemáticas (STEM) (UNESCO, 2019)

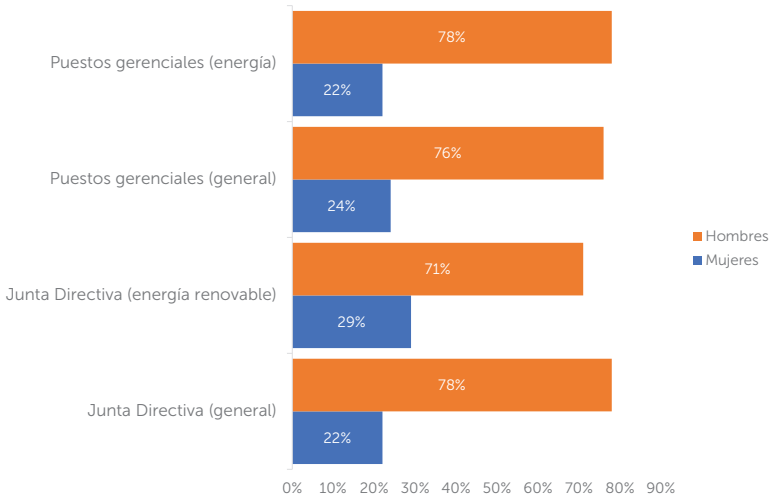
Figura 3. Formación académica de los empleados



Fuente: Elaboración propia en base a información de Transición verde y sesgo de género (BID, 2022)

Incluso con estos avances, la desigualdad se acentúa en los espacios donde se toman decisiones estratégicas. La participación de las mujeres en juntas directivas se ubica en torno al 22%, mientras que su presencia gerencial no supera el 29%, cifras que aún disminuyen cuando se observa exclusivamente el subsector renovable. Este comportamiento indica que, pese a la inserción creciente en el mercado laboral energético, el ascenso hacia posiciones ejecutivas sigue condicionado por barreras invisibles que frenan el liderazgo femenino.

Figura 4. Ocupación en la junta directiva y cargos gerenciales



Fuente: Elaboración propia en base a información de Transición verde y sesgo de género (BID, 2022)

En consecuencia, el mercado laboral requiere de un desarrollo activo de competencias habilitantes y pertinentes para los desafíos dinámicos del sector energético, desplegando iniciativas de formación y fortalecimiento de capacidades dirigidas a mujeres que permitan mejorar sus oportunidades para acceder a empleos verdes y disminuir exclusión y la segmentación ocupacional. Asimismo, en el escenario de reconversión productiva, se debe tomar en consideración a quiénes perderían sus empleos, ya sea de forma directa o indirecta.

Una estrategia que ha sido recogida por algunos países consiste en la promoción de Políticas Activas del Mercado de Trabajo (PAMT), las que buscan incluir, formar y emporar a quienes se encuentran fuera o han estado históricamente en desventaja en el mercado laboral. En este sentido, la Organización Internacional del Trabajo destaca el programa "Mujeres+Natura" de Costa Rica en 2020, diseñado para facilitar la inserción laboral de las mujeres en sectores verdes emergentes, articulando capacitación, financiamiento y vinculación (Valenzuela Ponce de León, 2025).

Más allá de los factores institucionales o educativos, las barreras socioculturales se erigen como uno de los obstáculos más arraigados. Los roles de género tradicionales asignan a las mujeres la mayor parte del trabajo doméstico y de cuidados, un trabajo que permanece invisibilizado en términos económicos y que reduce el tiempo disponible para dedicarse a empleos con jornadas extensas, procesos de especialización o ascenso profesional. Este fenómeno explica en gran medida por qué, incluso cuando las mujeres logran acceder al empleo remunerado, su capacidad para competir en igualdad de condiciones permanece limitada.

El concepto de Tiempo Total de Trabajo ha permitido visibilizar esta desigualdad material. Este indicador combina el tiempo dedicado tanto al trabajo remunerado como al no remunerado, revelando que, en todos los países de la región que reportan datos comparables, las mujeres dedican significativamente más horas al trabajo doméstico y de cuidado. Aunque la participación femenina en el mercado laboral

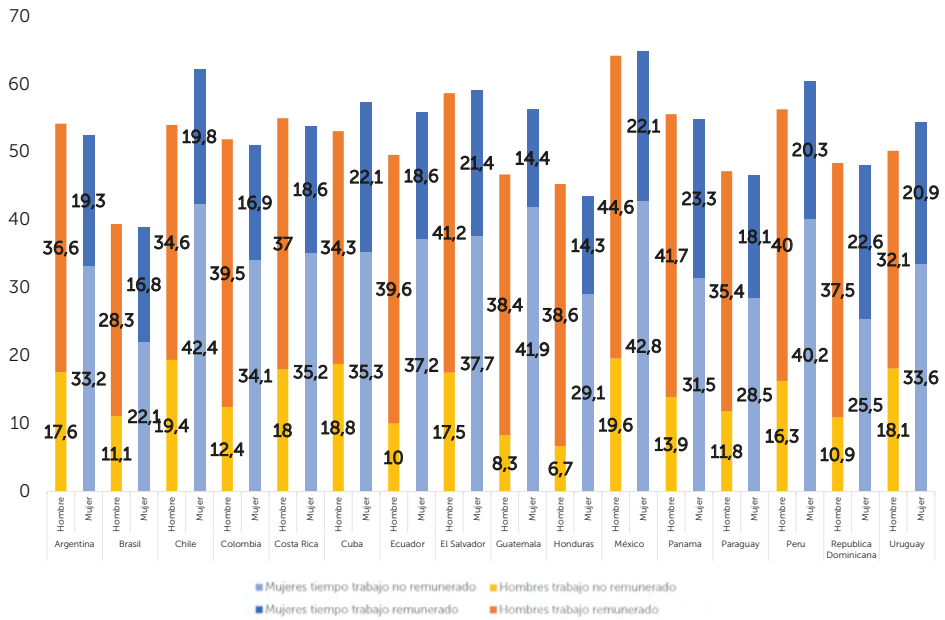
ha incrementado en las últimas décadas, este avance no ha sido acompañado por una redistribución corresponsable de las tareas del hogar, generando una sobrecarga que profundiza las desigualdades. Como resultado, la dualidad entre empleo remunerado y responsabilidades no remuneradas crea trayectorias laborales más fragmentadas, frena el acceso a procesos formativos avanzados y limita la disponibilidad para asumir responsabilidades gerenciales.

Esta dinámica impacta de manera directa en el bienestar, el crecimiento profesional y la autonomía económica de las mujeres. Al mismo tiempo, perpetúa índices de segregación ocupacional y desigualdad salarial, pues las empresas tienden a asociar disponibilidad temporal con potencial de liderazgo, sin considerar que los condicionantes estructurales asociados al género restringen dicha disponibilidad. En virtud de esto, el desarrollo de políticas de conciliación vida laboral-personal y servicios de cuidado es una estrategia directa que permite reducir la alta demanda horaria (Ministerio de Energía de Chile, 2025). Esto incluye incorporar el principio de corresponsabilidad en las actividades del sector, impulsar la flexibilidad laboral para atender responsabilidades familiares y complementar beneficios legales de maternidad y paternidad, promoviendo la mayor participación de hombres en el cuidado.

Comprender estas brechas requiere observar la energía como un sector no solo tecnológico, sino profundamente social. El desafío de la transición energética implica no únicamente reemplazar combustibles fósiles, sino transformar sistemas institucionales, laborales y culturales que han reproducido la desigualdad. La integración plena de las mujeres no es únicamente un principio de justicia social, sino una condición estratégica para el fortalecimiento de capacidades, la innovación y el aprovechamiento del talento humano.

El indicador de Tiempo Total de Trabajo, expresado en horas semanales y desagregado por sexo, permite precisamente dimensionar esta realidad y evidencia que la transición energética no tendrá éxito pleno si no se acompaña de reformas estructurales que reconozcan y redistribuyan el trabajo de cuidados, faciliten la conciliación familiar y generen mecanismos de incorporación equitativa a posiciones estratégicas en la industria. La energía, en tanto motor de desarrollo, refleja las desigualdades que la atraviesan; por ello, cualquier intento serio por transformar el sector debe abordar la desigualdad de género como una cuestión central y no como una dimensión secundaria o meramente declarativa. Ver Figura 5.

Figura 5. Tiempo total de trabajo



Fuente: Elaboración propia en base a información del CEPAL, sobre la base del Repositorio de información sobre uso del tiempo de América Latina y el Caribe (CEPAL, Observatorio de Igualdad de Género de América Latina y el Caribe, 2025)

En los últimos años se han registrado avances significativos para promover la igualdad de género dentro del sector energético, avances que responden a una recomposición progresiva en la percepción del papel de la mujer en la industria y a un interés creciente por generar condiciones laborales más justas y diversas. La transición energética ha abierto espacios para nuevas profesiones, nuevas capacidades técnicas y nuevos modelos de gestión, y en ese marco la inclusión femenina ha comenzado a adquirir una centralidad estratégica.

Uno de los desarrollos más notorios ha sido el incremento de la participación femenina en energías renovables. Este segmento ha mostrado un dinamismo mayor en comparación con las ramas tradicionales del sector, alcanzando alrededor del 32% de representación femenina en la fuerza laboral, lo que sugiere que los cambios estructurales vinculados a la transición energética pueden impulsar también transformaciones sociales sustantivas. Este crecimiento no es casual; responde a políticas de contratación más inclusivas, a programas de formación técnica dirigidos específicamente a mujeres y a la eliminación progresiva de barreras históricas que antes limitaban el acceso a empleos especializados. La expansión de oportunidades se ha visto acompañada por un discurso institucional que reconoce el valor que aporta la diversidad de perfiles en la innovación, la operación y la gestión del sector.

En el plano de las políticas públicas, diversos países de América Latina y el Caribe han incorporado estrategias para transversalizar la perspectiva de género en sus marcos regulatorios y planes energéticos nacionales. Esta transversalización implica que la igualdad de género se convierta en un criterio explícito y verificable para la formulación, ejecución y evaluación de proyectos energéticos. Existen experiencias sobresalientes, como programas de electrificación rural que priorizan a mujeres jefas de hogar, iniciativas que no solo atienden la brecha de acceso a la energía, sino que también favorecen la autonomía económica y la mejora en las condiciones de bienestar. Asimismo, se han implementado incentivos orientados a empresas que generan oportunidades de empleo y desarrollo profesional para mujeres en áreas técnicas y de liderazgo, señal inequívoca de que comienza a consolidarse un enfoque estructural y sostenible para superar desigualdades de larga data.

Uno de los avances más relevantes ha sido el crecimiento de redes de liderazgo y mentoría dirigidas a mujeres en el sector energético. La Asociación de Mujeres en Energía de Chile constituye un referente destacado en este sentido, gracias a la implementación de programas dedicados a fortalecer capacidades, promover la visibilidad femenina y facilitar el acceso a cargos de toma de decisiones. Las mentorías se han consolidado como una herramienta poderosa, pues permiten el intercambio de conocimientos entre profesionales experimentadas y jóvenes recién incorporadas al sector, generando vínculos que impulsan trayectorias laborales ascendentes y reducen el aislamiento que muchas mujeres experimentan en contextos masculinizados. Adicionalmente, AME Chile ha consolidado el posicionamiento de especialistas del sector en medios de prensa asociados, como Revista Electricidad, a través de la generación de alianzas estratégicas, así como en espacios de divulgación de conocimiento entre pares, como en seminarios y conversatorios temáticos liderados por mujeres del sector.

La capacitación técnica especializada también ha adquirido un protagonismo creciente. En el caso chileno, las iniciativas promovidas por esta asociación han fortalecido las competencias de mujeres en diversas áreas de la industria, desde la planificación energética hasta la operación de infraestructuras renovables. Estas acciones encuentran eco en programas similares que empiezan a surgir en otros países de la región, como Guyana, donde iniciativas de formación para la instalación y reparación de sistemas solares han permitido que mujeres se integren de manera activa a la cadena de valor de la energía limpia. Más allá de su efecto inmediato en la empleabilidad, estos programas contribuyen a transformar las percepciones sociales en torno a qué roles pueden ocupar las mujeres dentro del sector, y evidencian que la transición energética solo será justa si incorpora un enfoque inclusivo y equitativo.

La consolidación de redes regionales de mujeres profesionales en energía ha empezado a ganar visibilidad como una estrategia clave. Estas redes funcionan como plataformas de intercambio de

conocimiento, espacios de articulación y mecanismos para impulsar agendas comunes que favorezcan la igualdad de oportunidades. Representan, además, una base valiosa para documentar experiencias, sistematizar buenas prácticas y generar recomendaciones que nutran las políticas públicas y los marcos empresariales. De este modo, la construcción de comunidades femeninas no solo fortalece el capital humano del sector, sino que orienta una transformación cultural paulatina en un campo históricamente dominado por visiones y liderazgos masculinos.

La evidencia disponible permite afirmar que los avances recientes, aunque aún insuficientes para cerrar completamente las brechas, marcan una tendencia positiva hacia la inclusión. La presencia de mujeres en empleos técnicos, programas de formación especializados y redes de liderazgo constituye un punto de partida esencial para garantizar una transición energética que no reproduzca ni agrave desigualdades estructurales. La Tabla 1, que recoge diversas redes y organizaciones de mujeres en el sector energético, permite visualizar con mayor claridad la magnitud de este movimiento y el potencial que posee para impulsar un cambio sostenido y sostenible.

Tabla 1. Redes de Mujeres en el sector energético

País	Redes de Mujeres en el Sector Energético
Argentina	Asociación de Mujeres en Energías Sostenibles; WiN Argentina
Bolivia	WiN Bolivia; Asociación de Mujeres en Energía de Bolivia (AMEB)
Brasil	Red Brasileña de Mujeres en Energía Solar (MESol); WiN Brasil
Chile	Asociación de Mujeres en Energía Chile; Red de Mujeres en Hidrógeno Verde de Chile; WiN Chile; WING Chile
Colombia	Consejo Colombiano de Mujeres en Energía; WiN Colombia
Costa Rica	WiN Costa Rica
Cuba	WiN Cuba
Ecuador	WiN Ecuador; WING Ecuador
México	Red Mujeres en Energía Renovable y Eficiencia Energética (REDMEREE) A.C.; Mujeres en Energía Renovable México (MERM); Mujeres en Energías Renovables en Latinoamérica (MERLATAM); WiN México; Women's Energy Network – Capítulo México
Nicaragua	Red Centroamericana de Mujeres Ejecutivas en Energía (RECME)
Perú	WiN Perú
República Dominicana	Mujeres en Energías Renovables República Dominicana (MER RD)
Uruguay	Asociación Uruguaya de Mujeres en Energía (AUME); WiN Uruguay
Venezuela	WiN Venezuela

Fuente: Elaboración propia

Otro avance significativo en materia de igualdad de género ha sido la ampliación de programas de formación y capacitación técnica específicamente diseñados para mujeres. Tal como se evidencia en la tabla anterior, estos proyectos han adquirido mayor relevancia en distintos países de la región, consolidándose como estrategias clave para reducir las brechas de acceso y participación en áreas técnicas del sector energético. En varios países, se han implementado planes de educación en energías renovables, eficiencia energética y tecnologías emergentes, dirigidos tanto a mujeres jóvenes como a profesionales en ejercicio. Uno de los casos más emblemáticos es el programa "Mujeres en la Energía Solar" de Solar Energy International, desarrollado en Guyana, el cual ha permitido a numerosas mujeres adquirir competencias técnicas en instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos,

fortaleciendo su perfil laboral y facilitando su incorporación a la industria energética. Este tipo de iniciativas demuestra que la capacitación dirigida y la generación de oportunidades concretas son herramientas fundamentales para impulsar la participación femenina en la transición energética y garantizar un sector más inclusivo, innovador y competitivo.

Tabla 2. Principales proyectos que apoyan la igualdad de género en el sector energético

País	Proyectos que promueven la igualdad de género en el sector energético
Argentina	• De África a Argentina, la energía de las "Femmes d'Avenir" (Mujeres del Futuro) apoyado por Eramet
Bolivia	• Fondo Energía de Mujer
Brasil	• Escuela de Electricistas de Neoenergia
Chile	• Energía +Mujer • Sello "Las Mujeres Suman"
Colombia	• AES Colombia – #MujeresConEnergía • Mujeres Electrificadoras • Energía solar e inclusión laboral femenina • Desafiando alturas: mujeres que iluminan Colombia • Sello Oro Equipares
Costa Rica	• INAMU – Capacitación en sostenibilidad económica y ambiental
Cuba	• Estrategia de Género del Proyecto FRE Local
Ecuador	• Programas de capacitación en electricidad básica para mujeres de Durán (UBE)
El Salvador	• Redes de mujeres profesionales en energía • Proyecto Mujer y Energía
Guatemala	• Plan de Acción de Género y Cambio Climático (PAGcc) • Programa Energizando el poder de las mujeres en Centroamérica
Guyana	• Capacitación técnica para mujeres en instalación y reparación de paneles solares • Promoción del uso de energía fotovoltaica para reducir combustibles fósiles • Desarrollo de proyectos renovables en comunidades vulnerables
Nicaragua	• Proyecto Mujeres y Energía Solar
Panamá	• Proyecto Mujer y Energía
Paraguay	• Mesa de Trabajo "Mujeres en Energía Paraguay"
Perú	• Mujeres con Energía • eMujer
República Dominicana	• Plan estratégico para la inclusión de la mujer en el sector renovable
Uruguay	• Mujeres en Energía: Alianzas que transforman el futuro del sector energético • Programa Género y Energía

Fuente: Elaboración propia

La revisión regional permitió identificar múltiples iniciativas que están promoviendo la igualdad de género en el sector energético mediante formación técnica, fortalecimiento del liderazgo y generación de políticas públicas inclusivas. Destacan experiencias como Energía +Mujer en Chile; Mujeres Electrificadoras en Colombia; la Escuela de Electricistas de Neoenergia en Brasil; y los programas de capacitación para mujeres de Durán en Ecuador, que han abierto nuevas oportunidades laborales en áreas técnicas y operativas. En el Caribe, Guyana lidera esfuerzos en energías renovables con proyectos de formación en instalación y mantenimiento de paneles solares, impulsando la participación femenina en tecnologías limpias.

Varios países han incorporado estrategias para promover el liderazgo femenino y la toma de decisiones en el sector, como el Plan estratégico para la inclusión de la mujer en República Dominicana, la Asociación Uruguaya de Mujeres en Energía y la Mesa de Trabajo Mujeres en Energía en Paraguay. Iniciativas

regionales como el Plan de Acción de Género y Cambio Climático en Guatemala buscan transversalizar la perspectiva de género en las políticas energéticas nacionales. Asimismo, el fortalecimiento de los sistemas de información y la recopilación de datos desagregados por género comienzan a consolidarse como herramientas esenciales para medir avances, orientar decisiones y asegurar la sostenibilidad de las acciones implementadas, aunque todavía persisten desafíos en este ámbito.

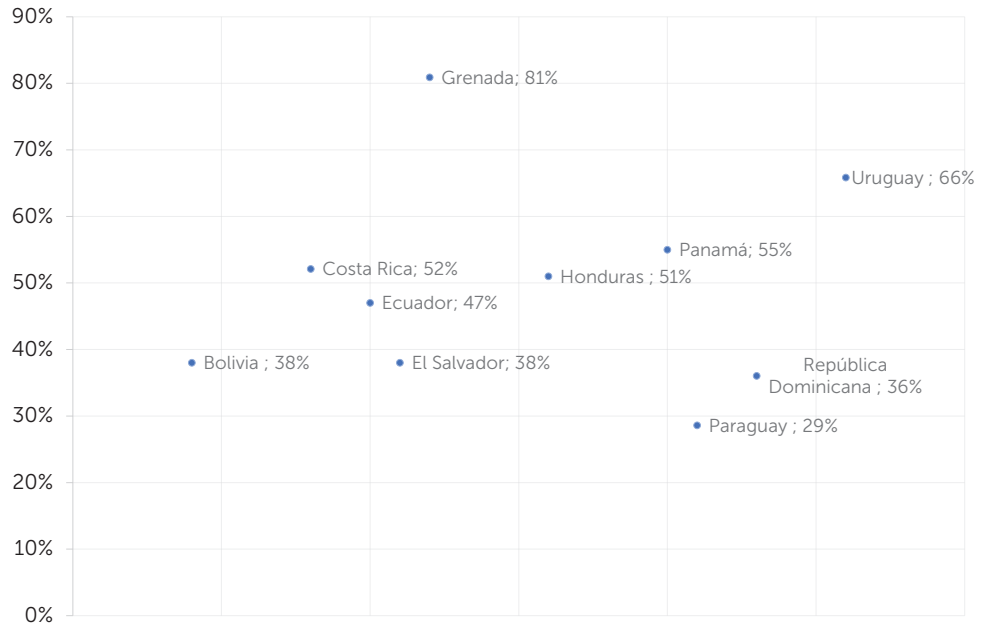
Participación de mujeres en Ministerios y Secretarias de Energía en ALC

El análisis de la participación de mujeres en Ministerios y Secretarías de Energía en América Latina y el Caribe muestra un panorama heterogéneo, fragmentado y marcado por profundas brechas entre países en términos de incorporación femenina, acceso a cargos técnicos vinculados a áreas STEM y presencia en puestos de dirección. Los datos disponibles permiten observar patrones regionales importantes: aunque existen países con avances significativos en representación femenina, la mayoría aún evidencia una presencia desigual de mujeres, especialmente en niveles estratégicos y de toma de decisión.

La participación total de mujeres en instituciones públicas del sector energía presenta valores contrastantes. Países como Grenada, Costa Rica, Uruguay, Panamá y Honduras muestran porcentajes elevados, reflejando una incorporación más sólida de mujeres en el sector. Grenada alcanza un 81% de participación femenina, el valor más alto registrado, lo que sugiere políticas de inclusión activa o estructuras institucionales donde las mujeres han logrado una presencia relevante. Uruguay registra una participación del 66%, mientras que Panamá y Honduras alcanzan 55% y 51% respectivamente. Estos porcentajes, superiores al 50%, indican en principio una distribución más equitativa de género en entidades energéticas nacionales, lo cual puede tener efectos positivos en la transversalización del enfoque de género a nivel institucional.

En contraste, países como Paraguay (29%) y República Dominicana (36%) evidencian una presencia significativamente inferior de mujeres. Estos porcentajes sugieren barreras de acceso que pueden estar vinculadas a factores como menor disponibilidad de programas de formación técnica, baja representación histórica femenina en áreas de infraestructura y energía.

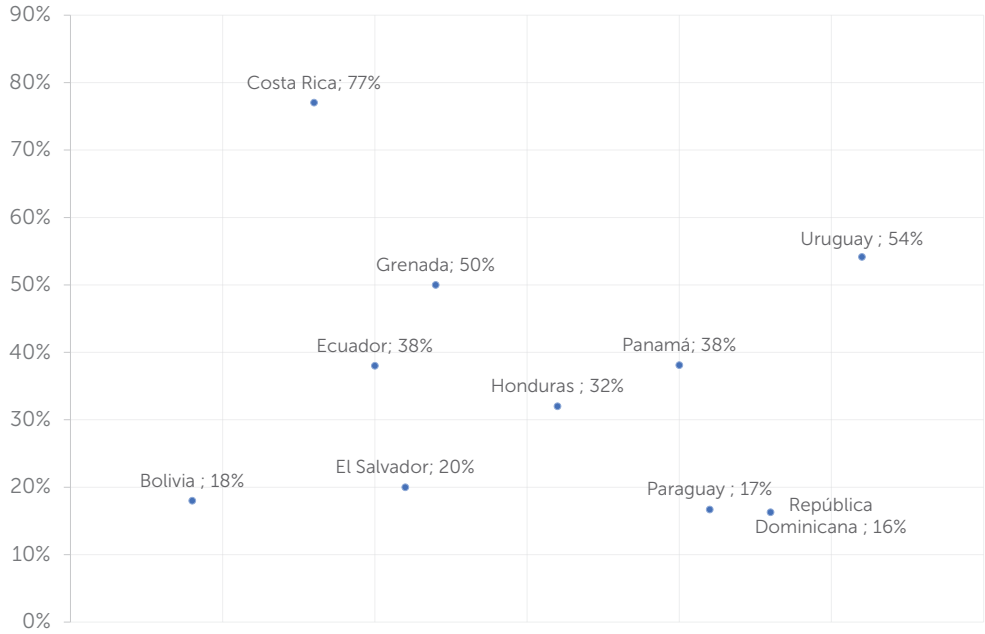
Figura 6. Participación total de mujeres en los Ministerios/Secretarías de Energía en la región



Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de participación en carreras y cargos relacionados con áreas STEM dentro de ministerios y secretarías de energía, permite observar con mayor detalle la profundidad de la brecha estructural. Aunque algunos países registran cifras alentadoras, como Costa Rica con un 77% y Uruguay con un 54%, el promedio regional se mantiene muy por debajo de la paridad. Esto es crucial porque la transición energética, especialmente en energía renovable, redes inteligentes y tecnologías de descarbonización, depende de perfiles profesionales especializados. La presencia femenina en STEM no solo implica participación laboral, sino capacidad de influir en procesos técnicos, normativos y tecnológicos. En países como Bolivia y Ecuador, donde los porcentajes alcanzan 18% y 38% respectivamente, se evidencia la dificultad que tienen las mujeres para acceder a cargos vinculados directamente con ingeniería o energías renovables.

Figura 7. Porcentaje de participación en los Ministerios/Secretarías de Energía, porcentaje de mujeres en cargos relacionados a carreras STEM



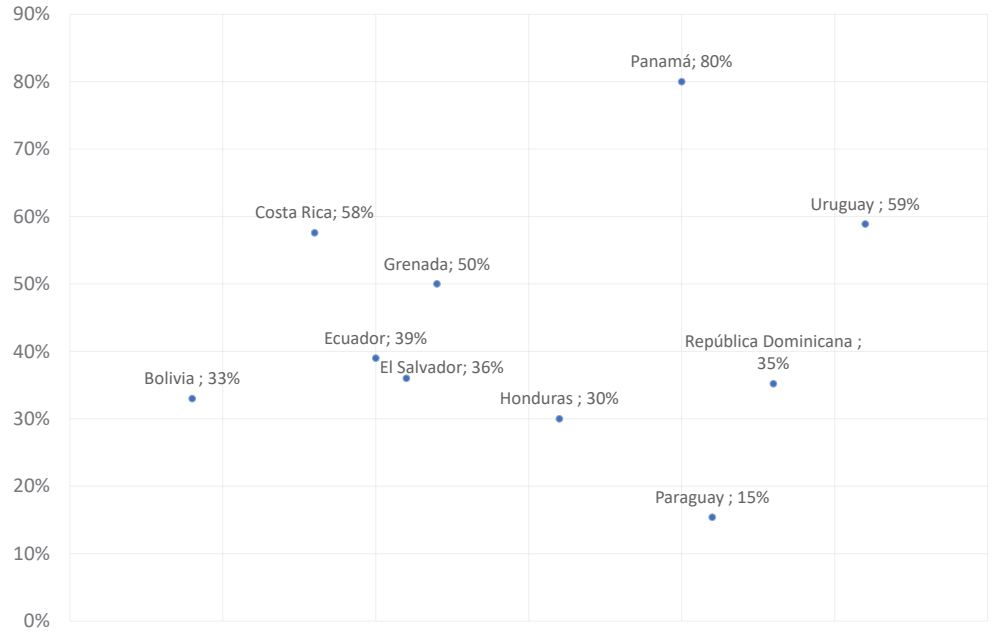
Fuente: Elaboración propia

Los cargos directivos constituyen probablemente el indicador más crítico para evaluar la igualdad de género institucional. La representación de mujeres en jefaturas, coordinaciones, gerencias y direcciones evidencia cuántas mujeres tienen capacidad de toma de decisión dentro del sector energético. Los datos disponibles muestran resultados también divergentes. Panamá lidera con un 80% de mujeres en cargos de dirección, un dato excepcional que demuestra que, cuando existen condiciones adecuadas, es posible revertir la tradicional masculinización del liderazgo energético. Uruguay y Costa Rica también registran porcentajes elevados, con 59% y 58% respectivamente, lo que confirma la existencia de estructuras institucionales donde las mujeres han logrado ascender a niveles de decisión estratégica. Sin embargo, otros países muestran cifras preocupantemente bajas. Paraguay aparece nuevamente como el de menor participación, con apenas 15% de mujeres en cargos directivos, seguido por República Dominicana con 35% y Honduras con 30%. Estas cifras, inferiores al 40%, reflejan limitaciones estructurales que pueden estar asociadas a desigualdades históricas en acceso a redes profesionales, mentoría, promoción institucional o sistemas de selección y ascenso.

Un aspecto relevante es la coherencia interna entre indicadores. En ciertos países se observa una correlación positiva: donde hay alta participación total, existen también altos niveles en STEM y cargos directivos. Este es el caso emblemático de Costa Rica, Uruguay y Panamá, cuyos datos sugieren una

estructura institucional más equilibrada y con mejores oportunidades para las mujeres. Por el contrario, existen países donde la presencia femenina parece concentrarse en puestos administrativos o de bajo nivel técnico, lo que se evidencia en disparidades marcadas entre columnas. Honduras presenta un ejemplo claro: 51% de participación total, pero solo 32% en STEM y 30% en cargos directivos. Este tipo de brecha indica un acceso general al sector, pero sin posibilidades reales de promoción hacia niveles técnicos o de liderazgo.

Figura 8. Porcentaje de mujeres en cargos de dirección (jefaturas, coordinación, gerencia, dirección, etc.) con relación al número total de estos cargos



Fuente: Elaboración propia

Estos datos permiten inferir que la región muestra avances, pero todavía lejos de una distribución igualitaria sostenida. Aunque algunos países presentan cifras alentadoras, la ausencia de datos en varias naciones refleja un problema fundamental: la falta de información sistemática y desagregada por género, lo cual limita la capacidad de diseñar políticas efectivas. Donde hay indicadores confiables, se puede observar que el acceso femenino al sector energía sigue condicionado por factores estructurales como acceso limitado a carreras STEM, brechas salariales, desigual distribución del trabajo de cuidado y sesgos institucionales. El análisis comparativo sugiere que fortalecer programas de formación técnica para mujeres, impulsar prácticas de mentoría y garantizar sistemas de promoción transparentes son aspectos clave para avanzar hacia una mayor igualdad en el sector energético.

Acciones de género y energía para la región

La igualdad de género en el sector energético ha pasado, en menos de una década, de ser una aspiración a constituirse en un componente estratégico para la planificación, la toma de decisiones y el diseño de políticas públicas. OLACDE, a través de la Dirección de Integración, Acceso y Seguridad Energética (DIN) y de su plataforma de capacitación energética virtual (CapevLAC), ha desempeñado un rol determinante en este proceso, impulsando la generación de conocimiento especializado, promoviendo redes regionales de mujeres en energía y fortaleciendo las capacidades técnicas, institucionales y sociales de los países miembros. De cara al año 2025, el enfoque de género ya no se entiende como un complemento, sino como una condición necesaria para construir un sector

energético inclusivo, competitivo y sostenible, en línea con las metas de desarrollo humano, transición energética y justicia social en toda la región.

El fortalecimiento de capacidades con perspectiva de género ha sido otro pilar importante. A través de CapevLAC, OLACDE ha consolidado un espacio regional que no solo facilita el acceso a conocimiento técnico, sino que ha incorporado de forma explícita el enfoque de género como criterio estructural para el diseño de sus cursos, programas de formación y actividades especializadas. Esta plataforma ha permitido ampliar la participación de mujeres profesionales y técnicas en áreas críticas para la transición energética, como eficiencia energética, energías renovables, diseño de sistemas energéticos y construcción sostenible. El curso "Género y Pobreza Energética" constituye un ejemplo notable de esta estrategia. En él se analiza la relación entre roles de género, normas socioculturales y acceso a servicios energéticos modernos, destacando cómo la distribución desigual de responsabilidades en los hogares, especialmente en zonas rurales, limita la adopción de tecnologías más eficientes y restringe oportunidades sociales, educativas y económicas para las mujeres. El curso ofrece herramientas analíticas para comprender cómo la pobreza energética se intersecta con dinámicas culturales y estructuras sociales, y propone estrategias para promover soluciones inclusivas desde políticas públicas, programas comunitarios, tecnologías modernas y financiamiento adaptado a poblaciones vulnerables.

La discusión acerca de la pobreza energética también ha sido abordada desde enfoques interseccionales, en actividades como el webinar "Género y Pobreza Energética: análisis interseccional de las brechas de acceso y gestión de la energía en Latinoamérica". Estas instancias resultan fundamentales para comprender la complejidad del fenómeno energético cuando involucra factores como ruralidad, edad, etnicidad, nivel educativo, distribución del trabajo de cuidado y acceso a infraestructura. El análisis interseccional evidencia que no todas las mujeres enfrentan las mismas barreras, y que las políticas deben diferenciarse según contextos específicos. La capacitación adquiere así un carácter estratégico para diseñar proyectos con impacto real en la vida cotidiana de los hogares y comunidades, lo que permite avanzar hacia soluciones que integren tanto la equidad social como los criterios técnicos y económicos propios del sector.

En esta misma línea, el ciclo "Soluciones de edificación y energía sostenible con enfoque de género en Latinoamérica" ha reforzado el vínculo entre construcción, transición energética y diversidad. La edificación sustentable ofrece beneficios concretos, como confort adaptativo, ahorro energético y reducción de huella de carbono; sin embargo, su impacto solo será verdaderamente transformador si incorpora mecanismos que reduzcan desigualdades estructurales. En muchos países de la región, las mujeres aún enfrentan segregación ocupacional en el ámbito de la construcción y la energía, con acceso limitado a capacitación técnica, redes profesionales y financiamiento. El ciclo busca convertir el enfoque de género e inclusión social en una práctica cotidiana, articulando formación certificada, mentorías y acompañamiento para la implementación de proyectos concretos. Este tipo de iniciativas promueve el liderazgo femenino en la adopción de tecnologías solares, eficiencia energética en viviendas y soluciones comunitarias, generando modelos replicables a nivel regional.

La generación de conocimiento especializado ha sido, igualmente, una prioridad para OLACDE. Con el fin de contribuir al levantamiento de información actualizada y ofrecer insumos técnicos para el diseño de políticas públicas, se publicó la Nota Técnica No. 6, titulada "Hacia un Sector Energético Inclusivo e Igualitario: Perspectivas de género en América Latina y el Caribe". El documento identifica las principales tendencias en política pública, iniciativas privadas y proyectos que han promovido la asociatividad entre mujeres del sector energético. La nota no solo permite dimensionar el estado actual de la participación femenina, sino que también visibiliza rutas de innovación institucional, alianzas emergentes y mecanismos que han permitido a países de la región acelerar la incorporación del enfoque de género. Las publicaciones de este tipo fortalecen el debate regional y generan condiciones para replicar buenas prácticas, impulsar el intercambio de experiencias y consolidar espacios de reflexión estratégica en torno a la igualdad de género en energía.
Las alianzas estratégicas y los mecanismos de cooperación internacional han desempeñado un papel determinante en la consolidación de una agenda regional. En este marco, la Red Latinoamericana y Caribeña de Mujeres en Energía (RedLACME) ha sido una plataforma clave para fortalecer el liderazgo, la asociatividad y la visibilidad de mujeres profesionales y técnicas del sector energético. OLACDE ha

promovido la realización de Talleres Nacionales de Construcción de Redes de Mujeres en Energía, en colaboración con ministerios, instituciones nacionales y asociaciones de mujeres en energía como la Asociación de Mujeres en Energía de Chile, la Asociación Uruguaya de Mujeres en Energía y la Asociación de Mujeres en Energías Sostenibles de Argentina. Estos espacios han permitido la articulación de redes nacionales con RedLACME, fortaleciendo una estructura regional que facilita la transferencia de conocimiento, la identificación de desafíos comunes y la generación de compromisos de trabajo conjunto. A través de estas iniciativas se han visibilizado experiencias exitosas y se han diseñado estrategias para potenciar la participación femenina en proyectos innovadores, procesos de transición energética y toma de decisiones institucionales.

De cara al año 2025, uno de los desafíos prioritarios será la promoción activa de mujeres en espacios de liderazgo, especialmente en áreas relacionadas con las carreras y profesiones STEM. Con este propósito, OLACDE desarrollará una sesión magistral durante la próxima Semana de la Energía titulada "Impulsando el acceso de mujeres a STEM en energía en América Latina y el Caribe". Este encuentro se plantea como un espacio de visibilización regional, intercambio de experiencias, derribo de estereotipos y fortalecimiento de redes de apoyo y mentoría. El propósito no es únicamente aumentar las cifras de participación, sino transformar las condiciones culturales e institucionales que condicionan el desarrollo profesional femenino en energía. Incorporar a más mujeres en áreas STEM no solo tiene un impacto positivo en la equidad, sino que también mejora la calidad de las decisiones técnicas, promueve la diversidad de pensamiento y fomenta la innovación en ámbitos críticos de la transición energética.

La construcción de un sector energético más inclusivo no puede limitarse a la población adulta o a la intervención en instituciones gubernamentales y privadas. La transformación cultural comienza desde etapas tempranas. Por ello, durante la X Semana de la Energía en Chile, se desarrollará una actividad de inmersión liderada por la ONG Ingeniosas y la Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile, destinada a niñas estudiantes de educación básica. Mediante el uso de tecnología de realidad virtual y actividades creativas, las participantes podrán acercarse a procesos científicos y tecnológicos vinculados al sector energético, promoviendo vocaciones STEM desde edades tempranas. Este tipo de experiencias constituye una herramienta fundamental para romper imaginarios sociales y culturales que limitan el interés de niñas y jóvenes por carreras científicas, al tiempo que contribuye a la construcción de futuros perfiles profesionales acordes con los desafíos presentes y futuros de la sostenibilidad energética.

La agenda de género en energía se ha consolidado como un eje estratégico para América Latina y el Caribe. Los avances logrados hasta ahora evidencian que el enfoque de género no solo responde a principios de igualdad y justicia social, sino que también aporta beneficios sustantivos al diseño e implementación de políticas públicas y proyectos energéticos. La inclusión de mujeres en procesos de decisión, investigación, innovación tecnológica, gestión comunitaria y monitoreo de políticas ofrece perspectivas, experiencias y habilidades que enriquecen el sector, amplían sus capacidades y generan soluciones más pertinentes para diversas realidades sociales y territoriales. De cara a los próximos años, el desafío será profundizar el trabajo conjunto entre instituciones públicas, sector privado, academia, organizaciones de la sociedad civil y redes de mujeres, fortaleciendo mecanismos de acompañamiento, financiamiento, formación y cooperación regional.

Construir un sector energético inclusivo implica reconocer que la transición energética solo será sostenible si integra la diversidad como principio y si promueve condiciones equitativas para el desarrollo de las capacidades de todas las personas. OLACDE reafirma su compromiso de continuar liderando esta agenda mediante la generación de información, la capacitación técnica especializada, la construcción de alianzas estratégicas, el impulso a la participación en espacios de liderazgo y el acompañamiento a niñas y jóvenes que serán las futuras protagonistas del cambio energético en la región. El panorama energético 2025 se perfila, así como una oportunidad decisiva para consolidar avances, transformar estructuras y construir una matriz energética más justa, diversa y representativa para América Latina y el Caribe.

Uno de los avances más significativos ha sido la generación sistemática de información estadística desagregada por género, con el objetivo de visibilizar brechas y diseñar intervenciones basadas en

evidencia. OLACDE ha trabajado de manera continua en la recopilación y análisis de datos provenientes de Ministerios y Secretarías de Energía, lo que permite estimar la participación total de mujeres en estas instituciones, identificar su presencia en cargos asociados a carreras STEM y medir el acceso femenino a posiciones de liderazgo y toma de decisiones. Comprender cuántas mujeres trabajan en el sector energético, y especialmente cuántas ocupan roles estratégicos, es un paso fundamental para transformar realidades históricas de desigualdad. La información levantada también revela patrones que son recurrentes en los países de la región: participación limitada en áreas técnicas, presencia mayoritaria en funciones administrativas y brechas significativas en cargos directivos. Esta evidencia abre el camino para generar programas específicos de fortalecimiento institucional y para impulsar marcos normativos y políticas públicas orientadas a la igualdad en energía.

En conjunto, los datos analizados muestran que la igualdad de género en el sector energético de América Latina y el Caribe continúa siendo un desafío estructural y profundo, marcado por brechas significativas en el acceso a cargos técnicos y de liderazgo. Aunque algunos países presentan avances claros, especialmente aquellos con políticas institucionales sólidas y mecanismos de formación específicos para mujeres, la mayoría evidencia disparidades que reflejan patrones históricos de exclusión y segregación ocupacional. En varios casos, la presencia de mujeres se concentra en puestos administrativos o de apoyo, mientras que su participación disminuye notablemente en roles STEM y, con mayor énfasis, en posiciones estratégicas de decisión. Esta brecha evidencia que garantizar la presencia femenina en el sector no es suficiente si no va acompañada de oportunidades reales para incidir en la transformación energética de la región.

El panorama regional confirma que la transición energética requiere un enfoque transversal de género para ser verdaderamente inclusiva, sostenible y efectiva. La promoción de políticas públicas que fortalezcan la formación técnica, el desarrollo profesional y el liderazgo femenino resulta fundamental para cerrar las brechas y generar cambios duraderos. Asimismo, la recopilación sistemática de datos desagregados por género permitirá un seguimiento real del impacto de las iniciativas implementadas, facilitando la toma de decisiones basada en evidencia.

Referencias

Ministerio de Energía de Chile (2025). Guía Metodológica para la Elaboración de Políticas de Género en grandes y medianas empresas del sector energético. Primera versión.

Valenzuela Ponce de León, M.E. (2025). Una aproximación a las directrices para la transición justa en América Latina con enfoque de género. Primera versión. Organización Internacional del Trabajo, Ginebra.

IRENA. (2019). *Renewable energy: A gender perspective.* International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2022). Solar PV: A gender perspective. International Renewable Energy Agency.

UNESCO, Oficina de Diversidad y Género. (2019). *Descifrar el código: La educación de las niñas y las mujeres en ciencias, tecnología, ingeniería y matemáticas (STEM).* UNESCO.

BID. (2022). *Transición verde y sesgo de género: Un análisis de las empresas generadoras de energía renovable en América Latina.* Banco Interamericano de Desarrollo.

CEPAL. (2025, febrero). *Observatorio de Igualdad de Género de América Latina y el Caribe.* Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Recuperado de https://oig.cepal.org/es/indicadores/tiempo-total-trabajo

8. AVANCES 2025 ALC Y PAÍSES MIEMBROS

Resumen
Panorama Energético 2025

1. SINOPSIS DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ALC DEL AÑO 2025 (PRELIMINAR)

1.1 Datos comparativos de ALC y el mundo

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

DATOS GENERALES 2025

	Unidad	ALC	Mundo
Población	millones hab.	667	8,232
Participación población ALC respecto al mundo		8.1%	
PIB USD PPA	MUSD	13,139,332	177,145,338
Participación PIB USD respecto al mundo		7.42%	

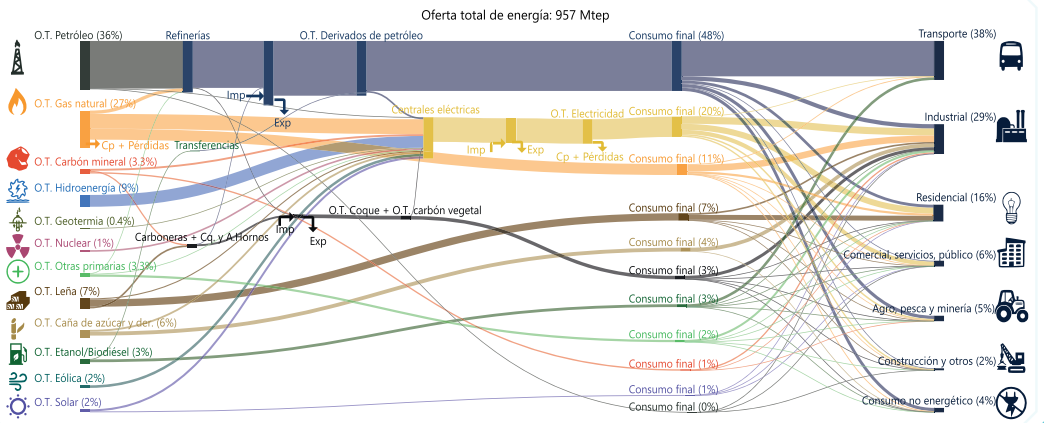
SECTOR ENERGÉTICO 2025

	Unidad	ALC	Mundo
Participación de renovables en la matriz de energía primaria		32.7%	14.5%
Participación de fuentes renovables en la generación eléctrica		67.2%	31.5%
Hidroenergía		43.6%	14.2%
Solar		8.5%	6.8%
Eólica		10.5%	8.0%
Biomasa		4.1%	2.1%
Geotérmica		0.5%	0.3%
Participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica		32.8%	68.5%
Gas natural		24.6%	23.8%
Carbón		2.4%	33.5%
Petróleo y derivados		3.9%	2.3%
Nuclear		1.9%	9.0%
Participación de ALC en las emisiones totales mundial de CO_2e		8.2%	
Participación del sector energético de ALC en las emisiones totales mundiales de CO_2e		5.0%	
Consumo final (Demanda)	Mtep	698	15,205
Participación del consumo final respecto al mundo		4.6%	
Consumo per capita de electricidad	kWh / hab.	2,394.42	3,609.12
Intensidad energética	(tep / mil USD PPA)	0.053	0.086
Tasa de electrificación		97.41%	92.40%
Población sin acceso a electricidad	millones hab.	17.3	626
Reservas probadas petróleo	Mbbl	337,462	1,740,396
Participación de reservas probadas petróleo respecto al mundo		19.4%	
Reservas probadas gas natural	Gm^3	7,621	180,006
Participación de reservas probadas gas natural respecto al mundo		4.2%	
Reservas probadas carbón mineral	Mt	10,473	1,069,681
Participación de reservas probadas carbón mineral respecto al mundo		0.98%	

1.2 Balance energético resumido de ALC 2025 (preliminar)

Se proyecta que en el año 2025 la matriz energética de ALC mantiene una tendencia similar a la de los años anteriores, tanto en términos de energía primaria, transformación y consumo de energía. La participación de los hidrocarburos (petróleo y gas natural) en la oferta total de energía primaria sería del 63%, con el petróleo como el principal producto 36%. Las energías renovables directas (hidráulica, eólica y solar) tienen una participación del 13%, mientras que el carbón y la nuclear alcanzan el 3.3% y 1%, respectivamente. Debe destacarse también que el transporte continuaría siendo el principal sector de consumo 38%, seguido por el industrial 29% y residencial 16%. Ver Figura 1.

Figura 1. Balance energético resumido de ALC, año 2025 (preliminar)



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

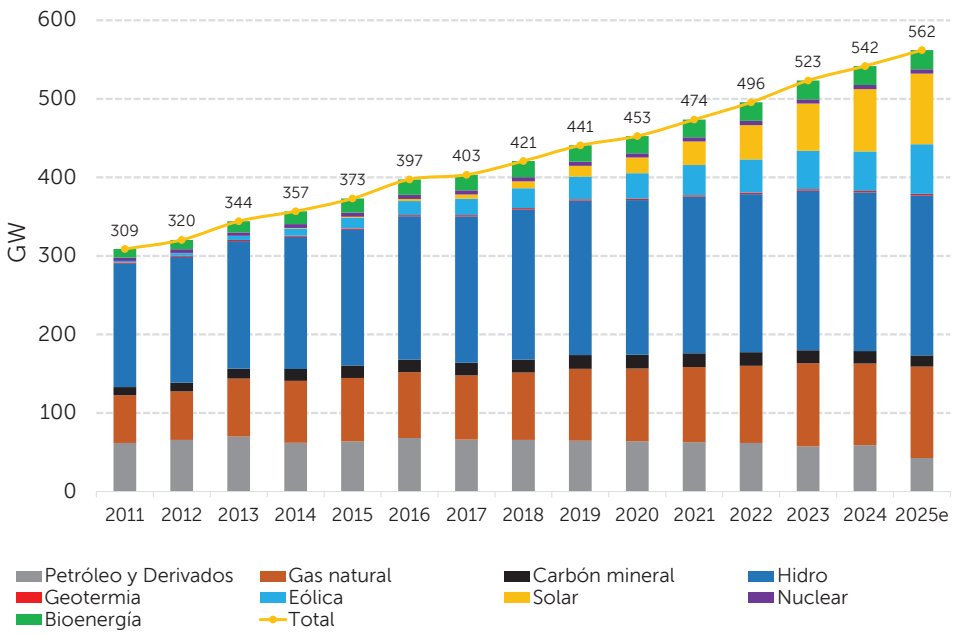
2. PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ALC

2.1 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

La capacidad instalada de generación eléctrica en ALC se incrementa en un 4% este año, alcanzando un total de 562 GW. Lo anterior, principalmente por la entrada en operación de centrales renovables con tecnología eólica y solar fotovoltaica, así como de termoeléctricas a base de gas natural, lo cual compensará una reducción importante en la capacidad instalada de centrales fósiles de petróleo y derivados.

En el año 2025 se instalan 13 GW de centrales eólicas, 12 GW de termoeléctricas a gas natural, 11 GW de plantas fotovoltaicas, 2 GW de hidroeléctricas y 1 GW de centrales a bioenergía. En contraparte, las centrales térmicas a base de petróleo y derivados se reducen en 16 GW y las carboeléctricas en 2 GW. En cuanto a las geotérmicas y nucleares, se mantiene constante su capacidad instalada. Ver Figura 2.

Figura 2. Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente

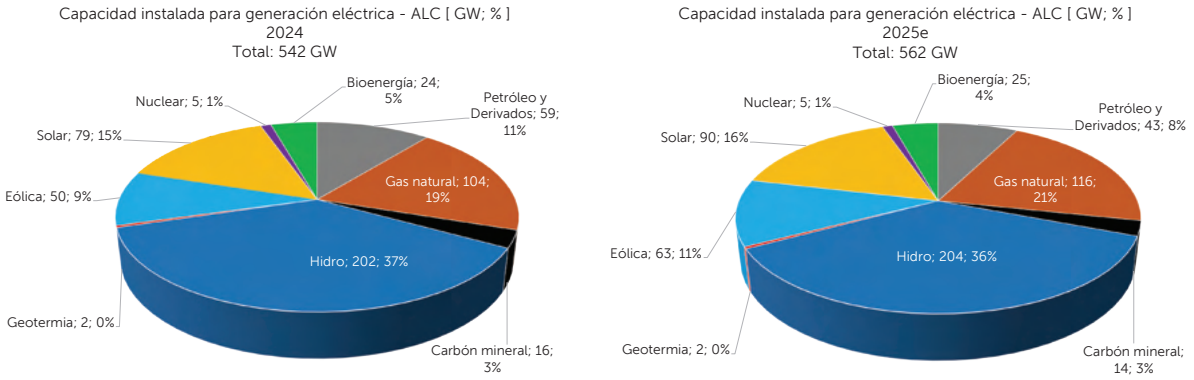


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.2 Estructura de la capacidad instalada generación eléctrica por fuente, 2024 y 2025

El año 2025 las tecnologías más limpias como las renovables y las centrales a base de gas natural incrementan su participación en la capacidad instalada del parque generador total de ALC, desplazando consecuentemente a las termoeléctricas operadas con petróleo y derivados. Ver Figura 3.

Figura 3. Estructura de la capacidad instalada de generacióneléctrica por fuente, 2024 y 2025



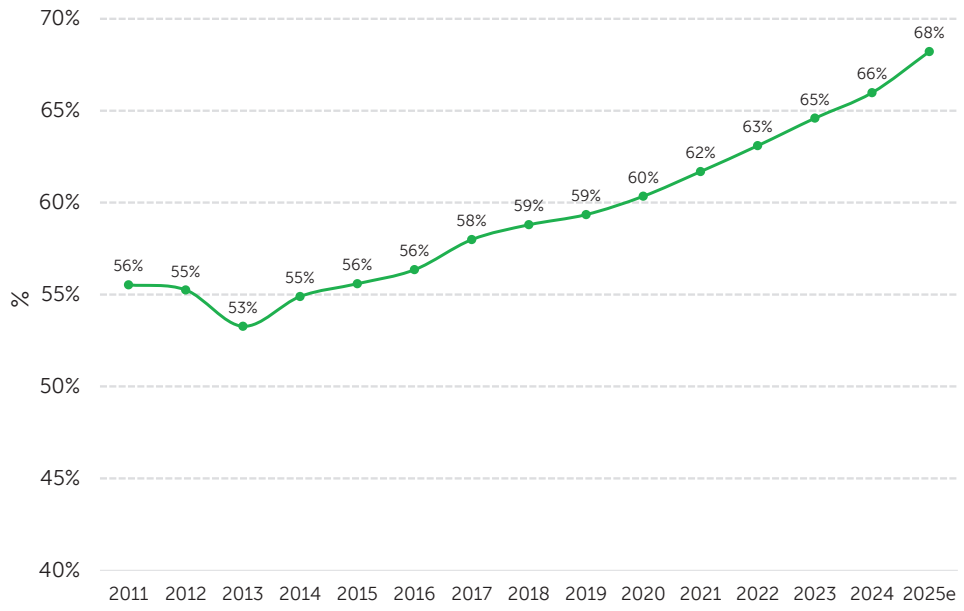
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

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

Considerando la tendencia mostrada anteriormente, y tomando en cuenta el despliegue sostenido de políticas de transición energética en la región, el índice de renovabilidad del parque generador de ALC

se incrementa en 2 puntos porcentuales el 2025, llegando hasta el 68% en este año. Se debe destacar que es el valor más alto en el período analizado. Ver Figura 4.

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

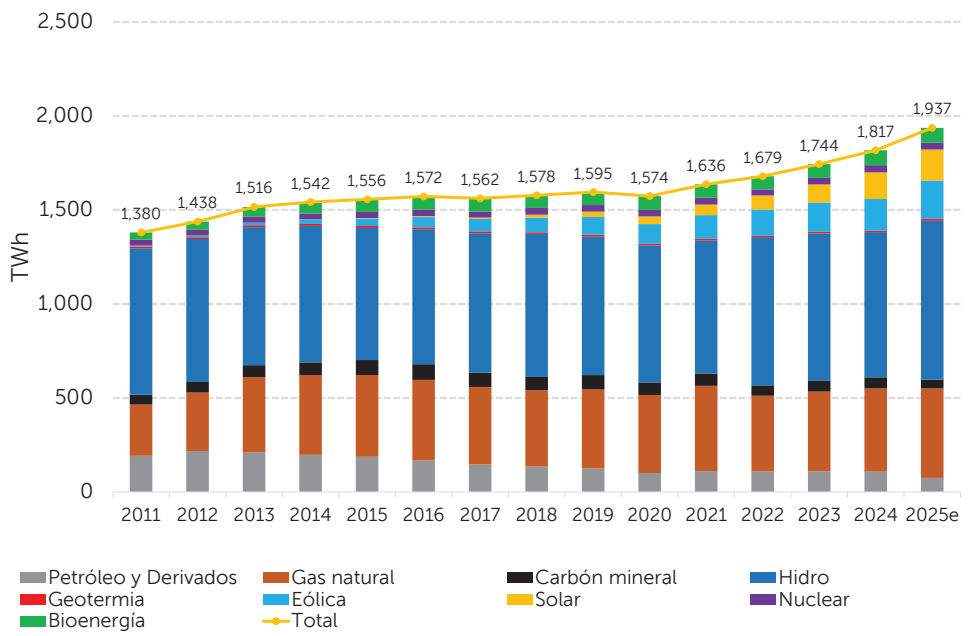


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.4 Evolución de la generación eléctrica por fuente

Se estima que la generación eléctrica en 2025 alcanza los 1,937 TWh en ALC, lo que representa un 6.6% más que en el 2024. Concordante con la evolución de la capacidad instalada, la participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica de la región también se incrementa, destacándose un mayor aporte proveniente de tecnologías como hidraúlica, fotovoltaica y eólica, así como la reducción en el uso de petróleo y derivados para este fin. Ver Figura 5.

Figura 5. Generación eléctrica por fuente

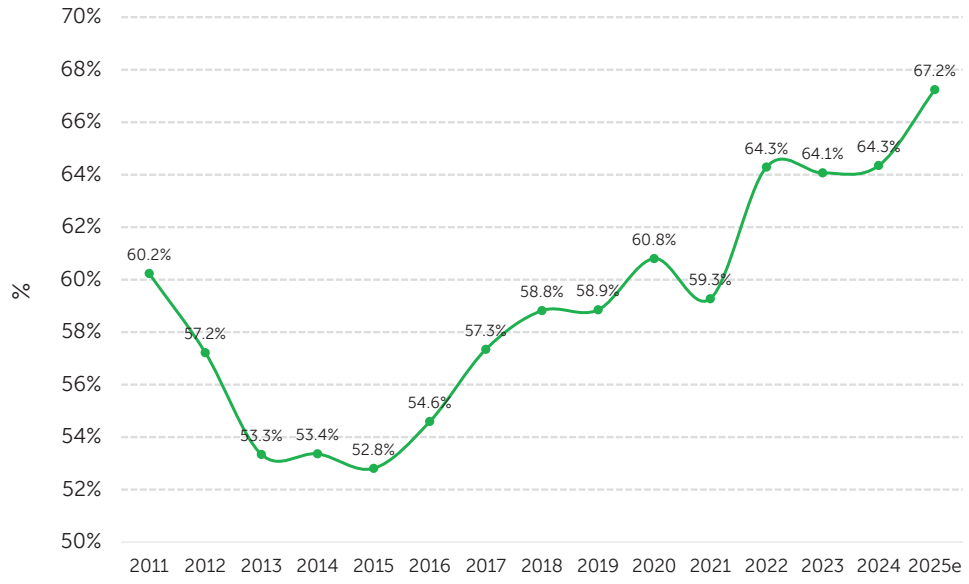


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.5 Evolución del índice de renovabilidad de la generación eléctrica

El índice de renovabilidad de la generación eléctrica en ALC alcanza más del 67% en 2025, casi tres puntos porcentuales más que en 2024. Esto concuerda con la tendencia de participación de las fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica de la región, destacándose el mayor aporte de fuentes como hidraúlica, fotovoltaica y eólica. Ver Figura 6.

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



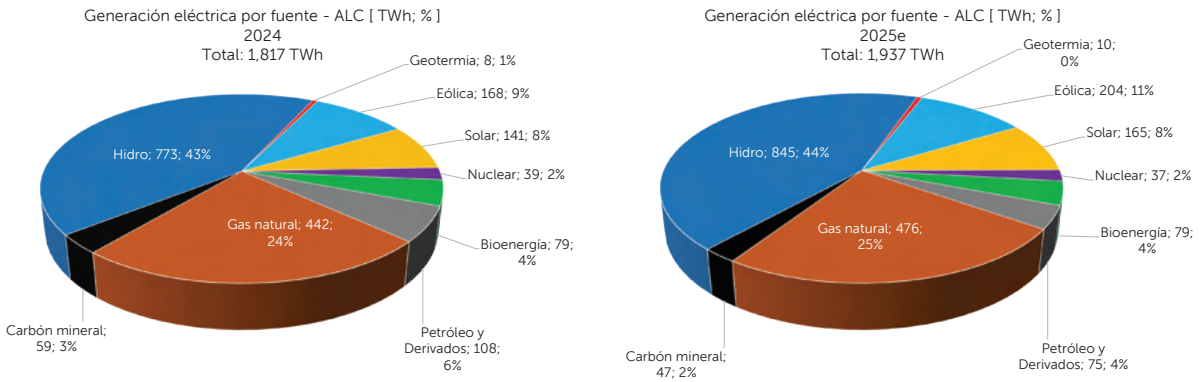
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.6 Estructura de la generación eléctrica por fuente, 2024 y 2025

En 2025, la generación eléctrica se incrementa en un 6.6% respecto al año anterior, destacándose una mayor participación del gas natural, en tanto que los derivados de petróleo disminuyen su participación en dos puntos porcentuales como se observa en la Figura 7.

En cuanto a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, en el año 2025, el 67.2% es abastecido a partir de la hidroenergía, eólica, solar y bioenergía, las cuales siguen incrementando su producción en valor absoluto a pesar que su participación se mantenga dentro de la matriz de generación total.

Figura 7. Estructura de la generación eléctrica por fuente, 2024 y 2025

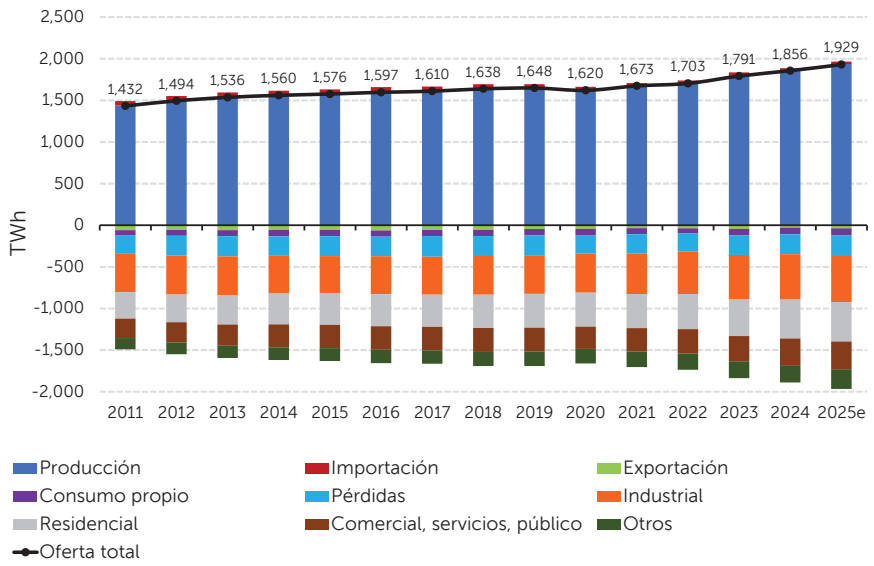


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.7 Evolución del balance de electricidad

La producción de electricidad durante el período 2011 - 2024 se incrementa paulatinamente a excepción del año 2020 por la pandemia. En 2025, la oferta total de esta fuente de energía aumenta en un 4% respecto al año anterior; en tanto que el consumo final en 3.7%. Los sectores industrial, residencial y comercial son los de mayor consumo eléctrico con una participación en conjunto del 85.2% del consumo total de electricidad. Ver Figura 8.

Figura 8. Balance de electricidad

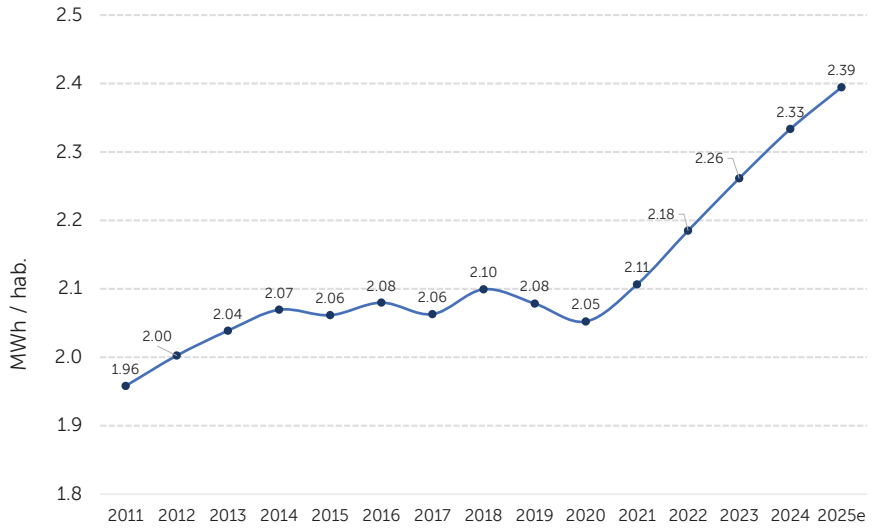


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.8 Evolución del consumo de electricidad per cápita

El consumo de electricidad per cápita en ALC muestra una tendencia creciente durante los últimos 15 años, siendo más acelerado a partir del 2020, año de la pandemia. Se estima que, en 2025, este indicador es 2.6% superior al del año anterior, como se observa en la Figura 9, debido a la mayor electrificación de algunos usos finales y a la mejora en la cobertura eléctrica de la región.

Figura 9. Consumo de electricidad per cápita

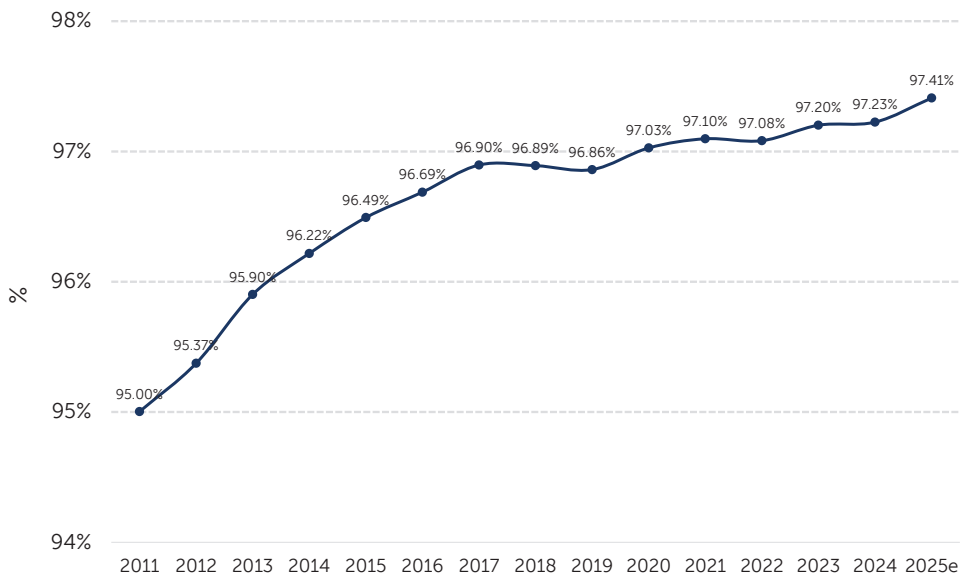


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

2.9 Evolución de la cobertura eléctrica

Durante los últimos 15 años la región ha realizado importantes avances en cuanto a la cobertura eléctrica, proporcionando acceso al servicio a casi 12 millones más de habitantes. Se estima que en este 2025 la cobertura total alcance 97.41%. Es decir, todavía 17.3 millones de personas no tendrían acceso a este servicio básico. Ver Figura 10.

Figura 10. Índice de cobertura eléctrica



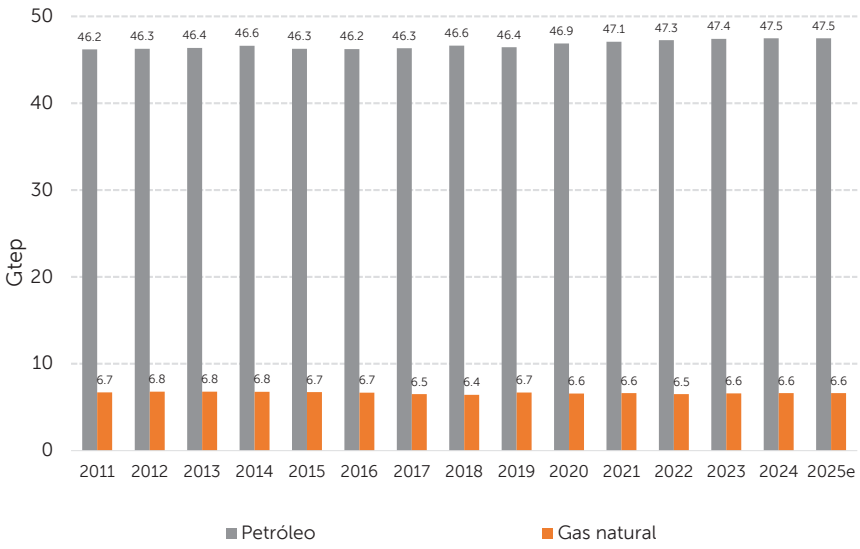
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

3. PANORAMA DEL SECTOR HIDROCARBUROS DE ALC

3.1 Evolución de las reservas de petróleo y gas natural

América Latina y el Caribe representa el 19.4% de las reservas probadas totales mundiales de petróleo y el 4.2% de las reservas totales probadas de gas en este año. La región mantiene una posición estratégica en cuanto a la disponibilidad de estos recursos, principalmente porque Venezuela continúa siendo el país con las mayores reservas de petróleo y gas natural de la región, concentrando aproximadamente el 90% de ambos recursos en conjunto. Ver Figura 11.

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



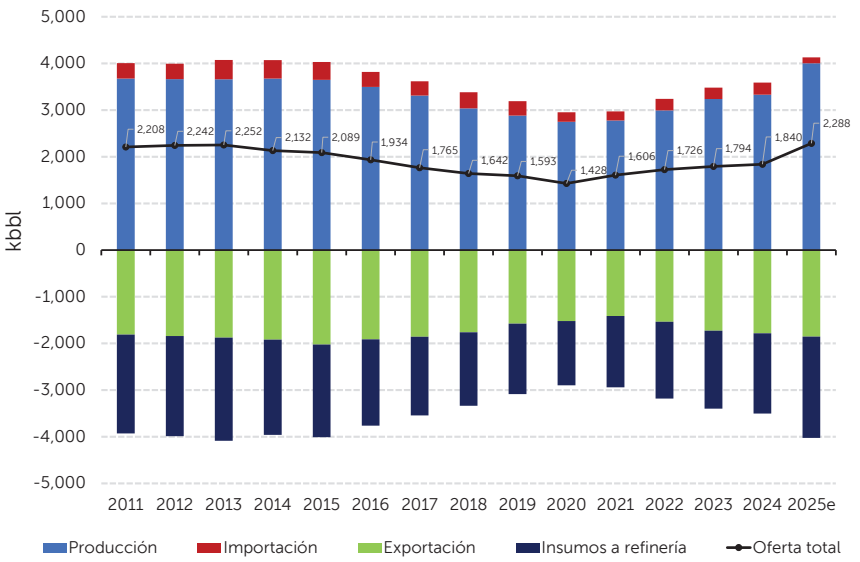
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

3.2 Evolución del balance de petróleo y gas natural

La producción de petróleo crudo en la región muestra un incremento los últimos cuatro años, especialmente por el aumento de la producción de países como Argentina, Brasil, México y especialmente Guyana que inició su explotación petrolera en el 2020, convirtiéndose en uno de los productores más dinámicos de la región. En 2025 la producción de este energético crecería en un 20%, respecto al año anterior.

La región se caracteriza por tener una balanza comercial positiva en sus exportaciones de petróleo, donde aproximadamente el 46.3% de lo que se produce se destina a este fin. De la oferta interna de petróleo el 95% se emplea como insumo a refinerías para la obtención de derivados, como se muestra en la Figura 12.

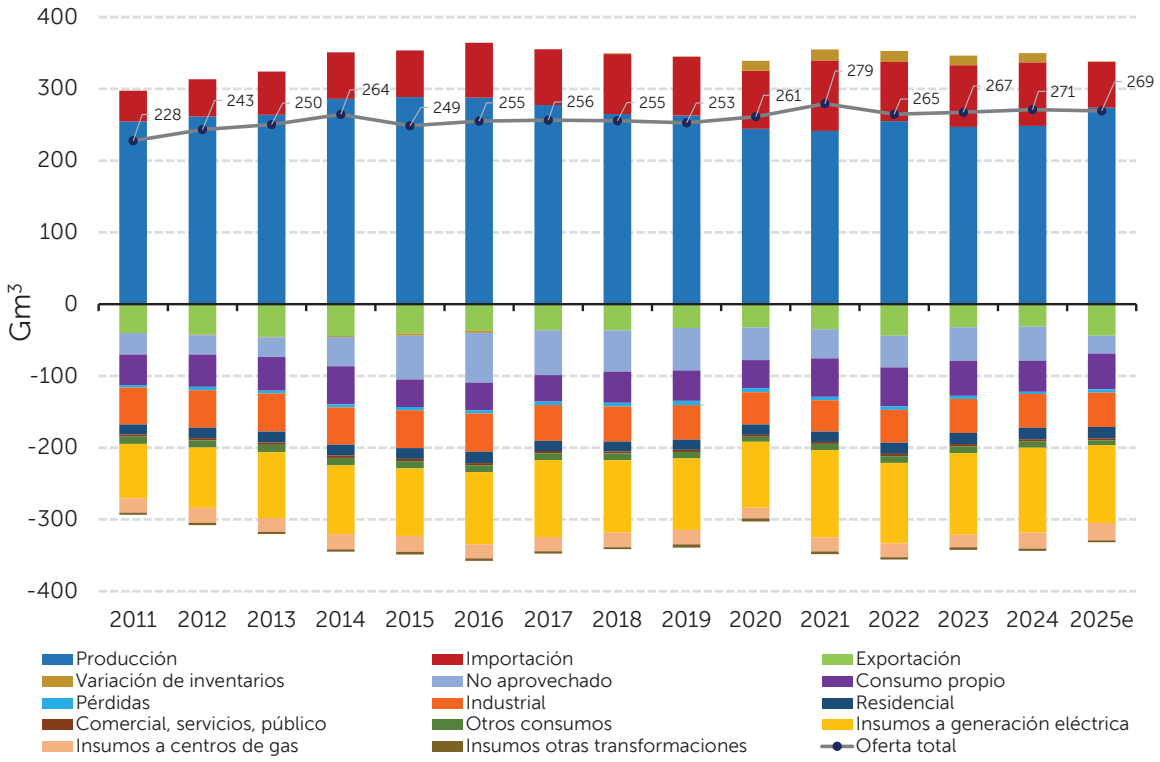
Figura 12. Balance de petróleo



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

La oferta interna de gas natural ha presentado variaciones mínimas en los últimos 15 años, con un leve crecimiento en el período 2011 - 2020, año en el que alcanza los 261 Gm^3. En el 2021, en plena etapa de recuperación de la pandemia y gracias al aumento del uso de gas natural para generación eléctrica, experimentó su valor más alto de 279 Gm^3, para luego estabilizarse en los últimos años, comportamiento que se estima se mantiene en 2025, como se aprecia en la Figura 13.

Figura 13. Balance de gas natural



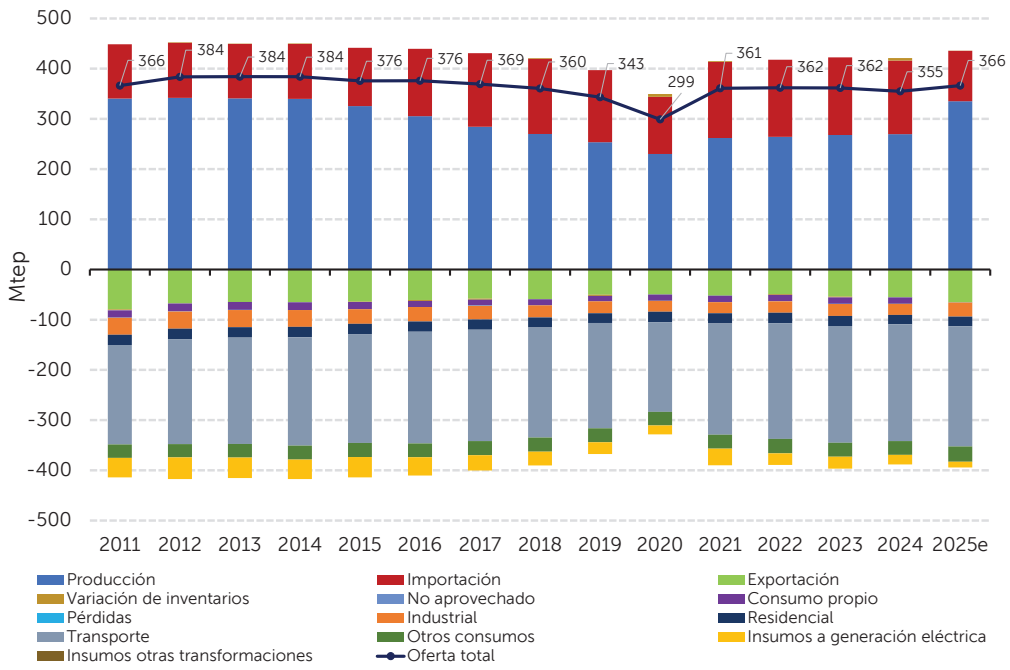
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

3.3 Evolución del balance de derivados de petróleo

La oferta interna de derivados de petróleo hasta el 2017 presentó un comportamiento estable sin mayores variaciones, alcanzando entre 2012 y 2014 un máximo de 384 Mtep; luego del declive a causa de la pandemia en el 2020, cuando cayó a un mínimo de 299 Mtep, se recuperó, pero sin alcanzar los niveles prepandemia, llegando al 2025 con un valor de 366 Mtep.

En ALC la producción de derivados se ha constituido en el mayor aporte a la oferta interna de energía con una participación superior al 73% de dicha oferta, concentrándose su uso principalmente en el transporte, sector que explica más del 70% del consumo total de derivados de petróleo en la región. Ver Figura 14.

Figura 14. Balance de derivados de petróleo

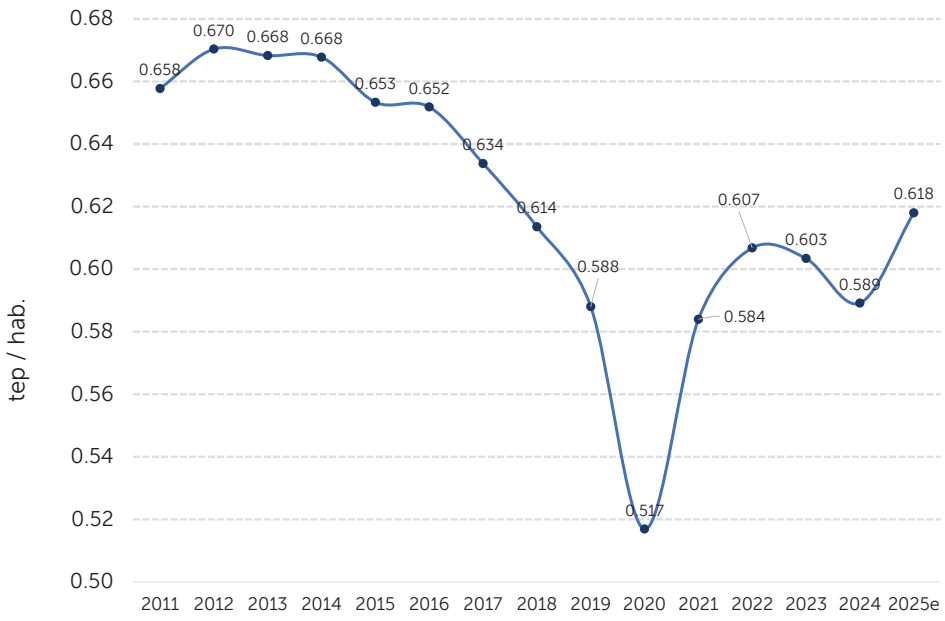


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

3.4 Evolución del consumo de hidrocarburos per cápita

El consumo de hidrocarburos per cápita, luego de la caída experimentada en el 2020 por el efecto de la pandemia, presenta cierta estabilidad en los 4 años siguientes, con variaciones mínimas, similares a los años previos a la pandemia. Para el 2025 se estima un valor de 0.618 tep / hab., que es el más alto alcanzado desde 2018, como se muestra en la Figura 15.

Figura 15. Consumo de hidrocarburos per cápita



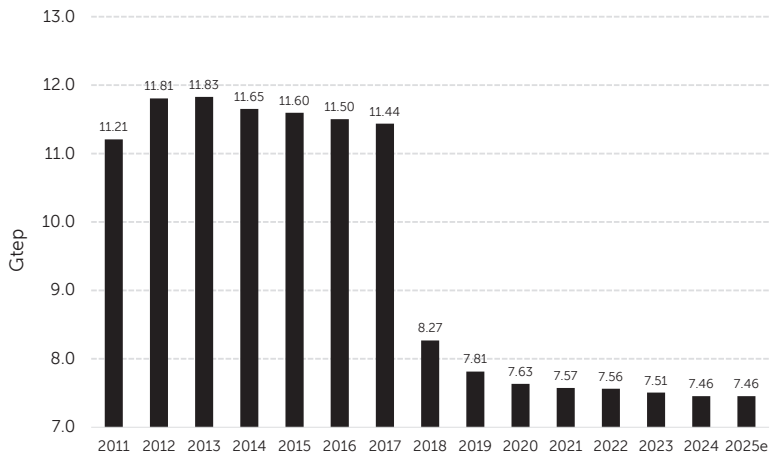
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

4. PANORAMA DEL CARBÓN MINERAL DE ALC

4.1 Evolución de las reservas de carbón mineral

Brasil dispone de las mayores reservas de carbón mineral de ALC, con un 63% del total, seguida de Venezuela con el 15%, México con el 12%; Argentina, Chile y Colombia en conjunto con el 10% restante. A partir de 2018 se aprecia un descenso de las reservas, debido a una actualización de las reservas probadas de parte de Colombia. Ver Figura 16.

Figura 16. Reservas de carbón mineral

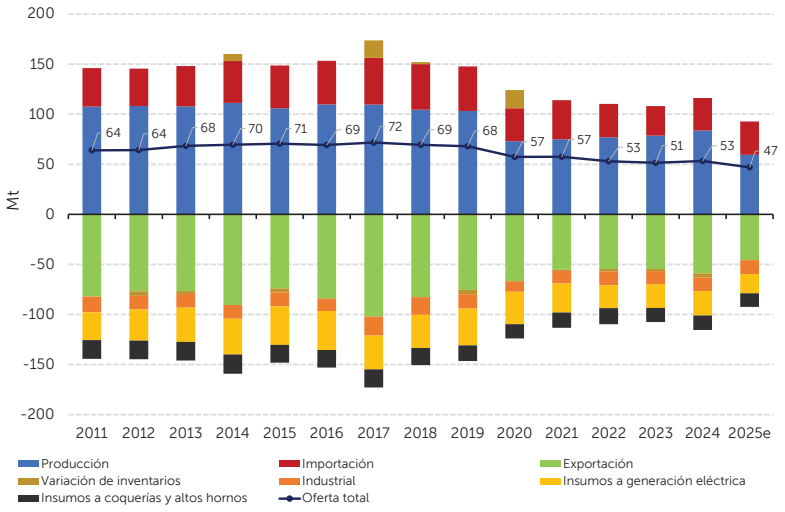


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

4.2 Evolución del balance de carbón mineral

La oferta interna de carbón mineral en ALC presenta una tendencia descendente desde el 2018, influenciado principalmente por la menor demanda en la generación eléctrica, así como de un descenso en las exportaciones. El destino principal del carbón mineral es la exportación, que presenta cifras superiores al 70% de la producción; mientras que la mayor demanda es la generación eléctrica con cifras del orden del 50% de la oferta total interna, seguido del uso en coquerías y altos hornos con un 24%; y la industria con un 22%. Ver Figura 17.

Figura 17. Balance de carbón mineral



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

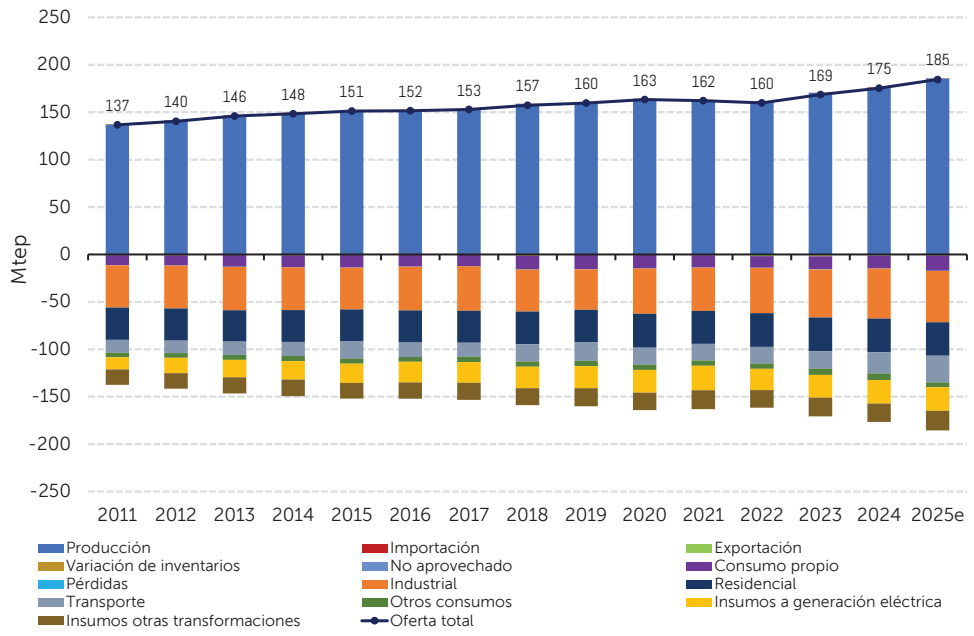
5. PANORAMA DE LA BIOENERGÍA DE ALC

5.1 Evolución del balance de bioenergía

ALC registra un elevado nivel de producción y consumo de bioenergía, que incluye fuentes de energía como leña, bagazo de caña, biogás, carbón vegetal, biocombustibles líquidos y residuos de origen orgánico. Entre estas fuentes destacan la leña y el bagazo de caña, ampliamente utilizados en los sectores residencial e industrial de varios países de la región. En cuanto a los biocombustibles líquidos como el etanol y el biodiesel, su producción y consumo está concentrada principalmente en Brasil, Argentina y Colombia, con un uso mayoritario 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.

Se estima que en 2025, la oferta total de bioenergía se incrementa en 6% respecto al año anterior, correspondiendo este aumento principalmente a biocombustibles modernos como el etanol y el biodiesel. Mientras que la participación de la bioenergía como insumo para generación eléctrica se mantendrá constante. Ver Figura 18.

Figura 18. Balance de bioenergía

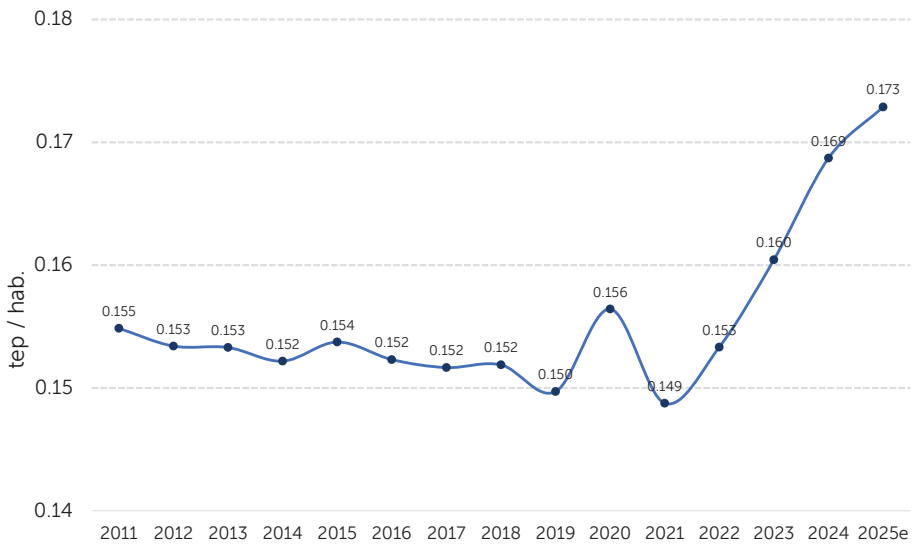


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

5.2 Evolución del consumo de bioenergía per cápita

La región muestra un crecimiento continuo en el consumo de bioenergía per cápita, debido a la persistencia del uso tradicional de biomasa principalmente leña y carbón vegetal en los hogares rurales y en comunidades con limitado acceso a energías modernas, así como por la creciente demanda de biocombustibles líquidos en el sector transporte y el mayor aprovechamiento de la biomasa en la industria. Ver Figura 19.

Figura 19. Consumo de bioenergía per cápita



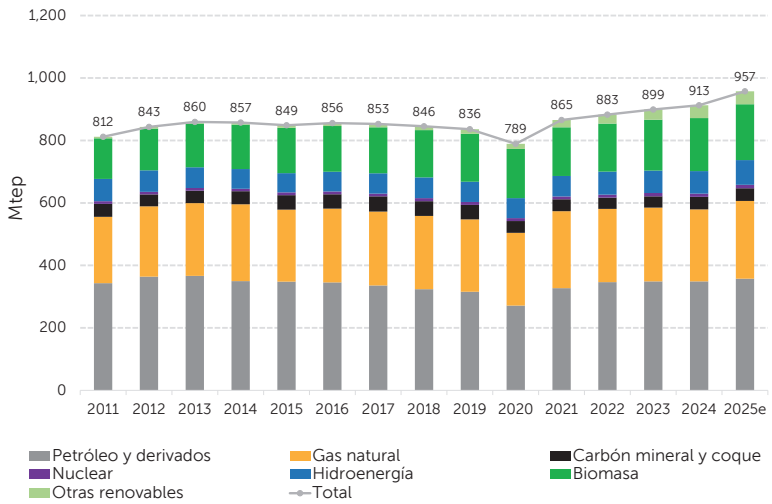
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

6. EVOLUCIÓN DE LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA DE ALC

6.1 Evolución de la oferta total por fuente

En la evolución de la oferta total de energía de ALC durante los últimos 15 años, se destaca el incremento del gas natural, las fuentes de energía renovable y la persistencia de la participación del petróleo y derivados. Paralelamente, se observa la creciente incorporación de energías renovables no convencionales como la eólica y la solar, en las matrices energéticas de varios países de la región. Se estima que en 2025, la oferta total de energía de ALC experimenta un crecimiento de 4.7% respecto al año anterior. Ver Figura 20.

Figura 20. Oferta total de energía por fuente

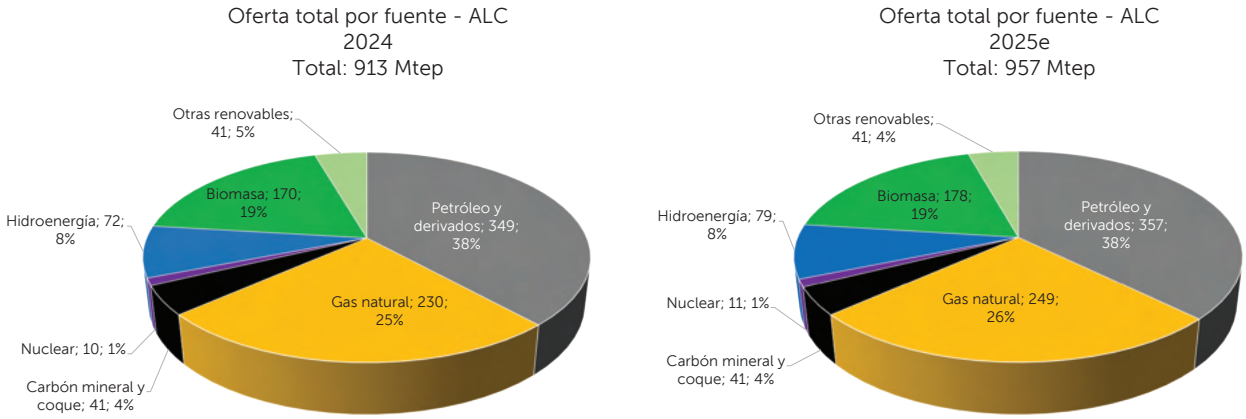


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

6.2 Estructura de la oferta total de energía, 2024 y 2025

En el 2025, a pesar de un incremento en valores absolutos, el petróleo y derivados, la hidroenergía, la biomasa y el carbón mineral, mantendrán su participación porcentual en la oferta total de energía, mientras que eólica, solar, geotermia, gas natural y nuclear, reportarán un ligero incremento de un punto porcentual, cada una de estas categorías, en su participación dentro de la matriz. Ver Figura 21.

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

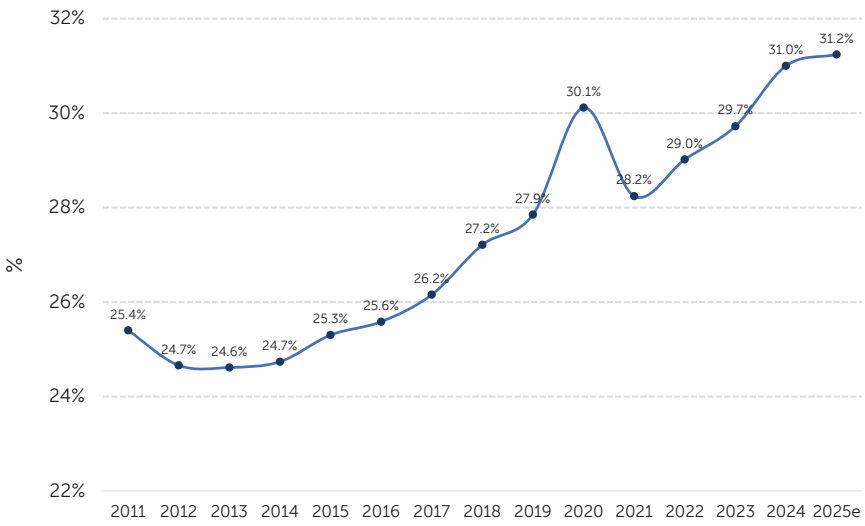


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

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

Este indicador muestra la relación entre la oferta de fuentes renovables de energía y la oferta total de energía, lo que permite medir el grado de participación de las fuentes de energía renovable en la matriz energética. En ALC, este índice ha mantenido una tendencia creciente durante los últimos cinco años, impulsado principalmente por el aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica, aunque el 2025 el aumento es marginal. Ver Figura 22.

Figura 22. Índice de renovabilidad de la oferta total de energía



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

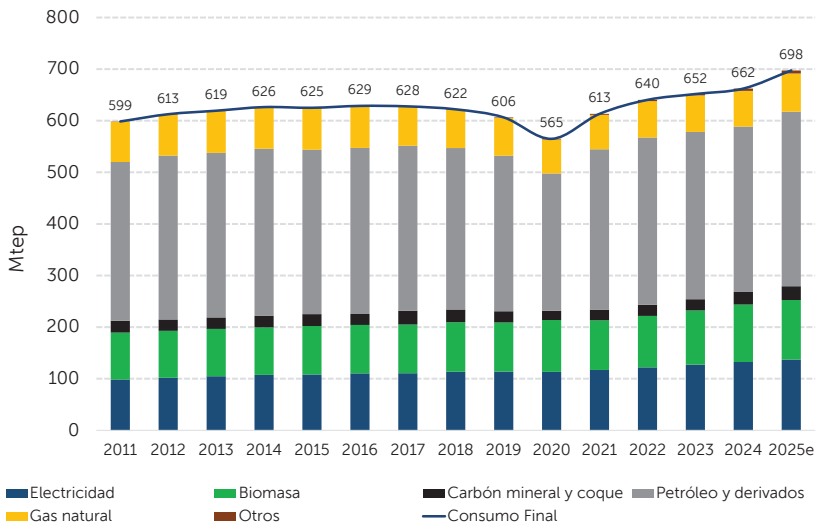
7. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE DE ALC

7.1 Evolución del consumo final de energía por fuente

Durante los últimos 15 años, el consumo final total de energía en ALC, ha venido creciendo con una tasa promedio anual del 1.1%, acelerándose este crecimiento en el período post pandemia.

Para el 2025, el consumo energético se incrementa en 5.3% respecto al año anterior, con un aumento importante en el consumo del gas natural 6.5% y de los derivados de petróleo 5.8%, principalmente por su uso en la industria y el transporte. La electricidad y la biomasa tendrían crecimientos más moderados del 3.7% y 3.6% respectivamente, lo que hace suponer que la predominancia de los combustibles fósiles en la matriz de consumo final de energía de la región se mantendrá en el mediano plazo. Ver Figura 23.

Figura 23. Consumo final de energía por fuente

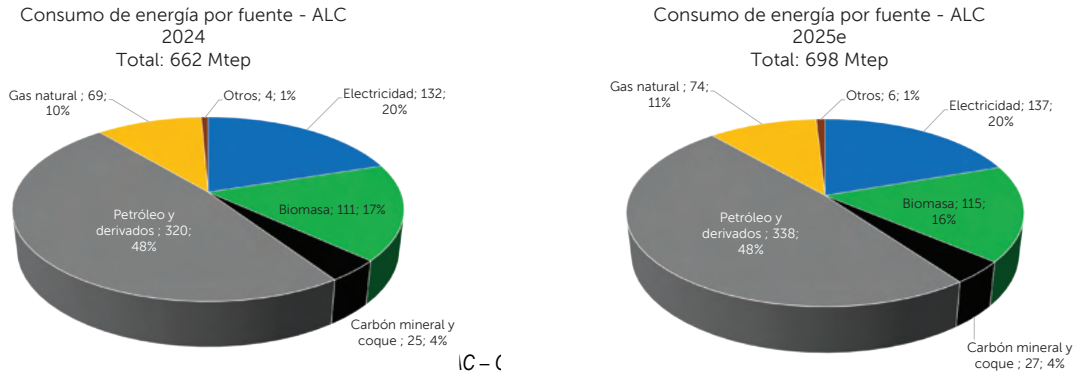


Fuente: SIELAC – OLADE, 2025

7.2 Estructura del consumo final de energía, 2024 y 2025

En cuanto a la estructura de la matriz de consumo energético por fuente, se observa poca variación entre 2024 y 2025. Los derivados de petróleo mantienen su participación mayoritaria del 48%, el gas natural gana un punto porcentual, mientras que la biomasa lo pierde y la electricidad se mantiene con un 20% de participación. Ver Figura 24.

Figura 24. Estructura del consumo final de energía, 2024 y 2025

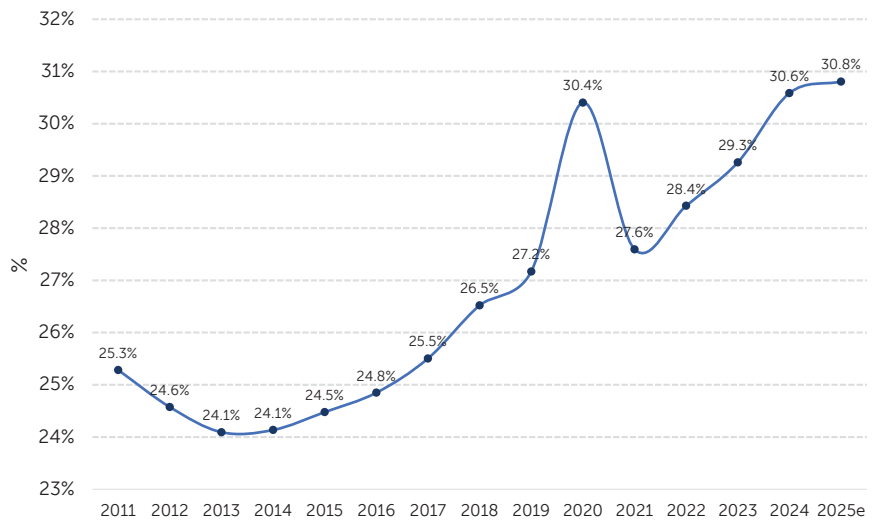


7.3 Evolución del índice de renovabilidad del consumo final de energía

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 con respecto al consumo total de energía[2].

Debido a la contracción del consumo de hidrocarburos en el transporte por causa del confinamiento durante la pandemia, este indicador presentó un repunte en 2020, decayendo inmediatamente después en el año 2021 y tomando a partir de allí un camino ascendente principalmente debido al incremento de la renovabilidad en la generación de electricidad. Ver Figura 25.

Figura 25. Índice de renovabilidad del consumo final de energía



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

8. OTROS INDICADORES DE ALC

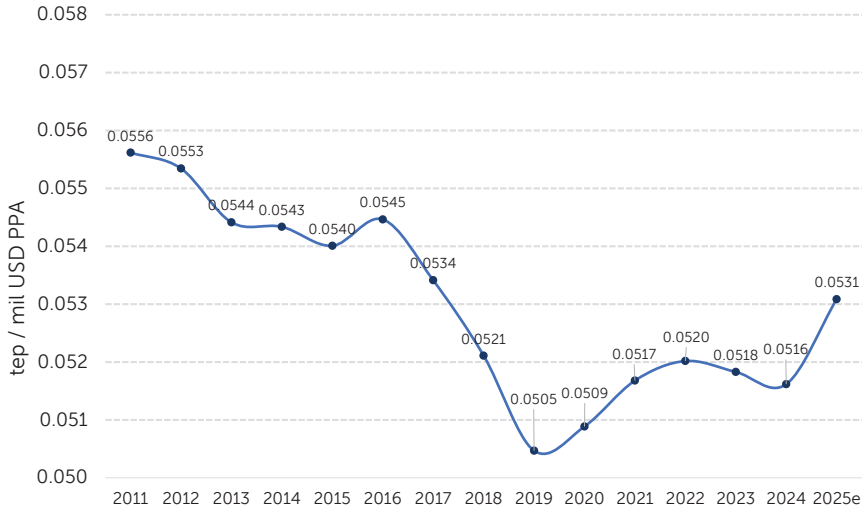
8.1 Evolución de la intensidad energética

La intensidad energética es el valor que resulta al dividir el consumo final de energía con el PIB PPA de un país o una región y se lo considera un indicador de eficiencia energética, debido a que entre menor sea su valor, significa mayor producción económica con menor gasto de energía.

Entre 2011 y 2019, este indicador para ALC, ha presentado una marcada tendencia a la baja, lo que aparenta una mejora en la eficiencia energética, debido a la mayor electrificación de algunos usos finales, pero también a la proliferación de actividades poco energo-intensivas como el comercio y los servicios. Sin embargo, a partir de 2020 esta tendencia se revierte, en parte por la recuperación de los consumos post pandemia y también por el incremento en actividades más energo-intensivas como la industria, la minería y la explotación petrolera y gasífera, en algunos países de la región. Ver Figura 26.

[2] 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.

Figura 26. Intensidad energética



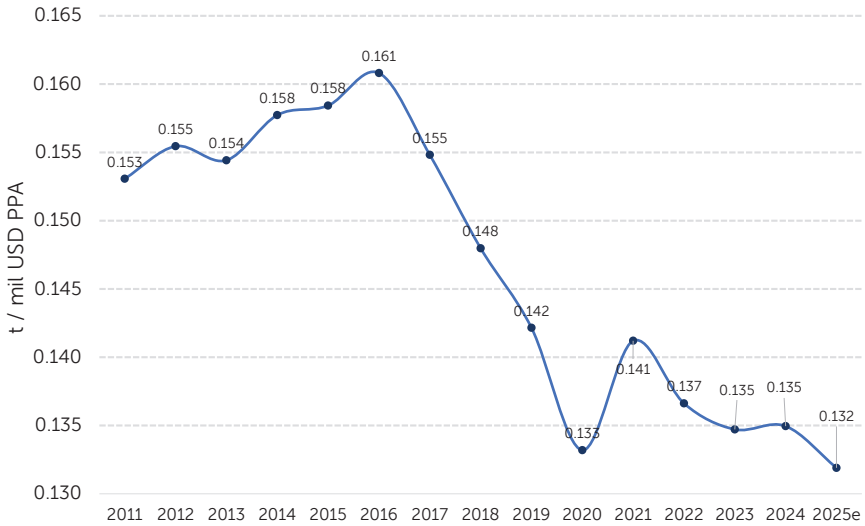
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

8.2 Evolución de la intensidad de emisiones de CO_2 del sector energético

El indicador de intensidad de emisiones de CO_2 del sector energético, se calcula dividiendo la cantidad total de emisiones producidas por todas las actividades de dicho sector con el PIB PPA de un país o una región.

Durante el período de 15 años se puede observar que entre 2011 y 2016 la intensidad de emisiones se incrementa, mientras que, a partir de ese año, el cual coincide con la entrada en vigor del Acuerdo de París, el indicador tiene una tendencia a la baja, con una breve oscilación luego de la pandemia. Este comportamiento es resultado del incremento en los índices de renovabilidad del consumo final de energía, de la matriz de generación eléctrica y de la oferta total de energía. De acuerdo a esta tendencia, se estima que al 2025, la intensidad de emisiones de CO_2 del sector energético, es 2.2% menor al valor registrado en 2024. Ver Figura 27.

Figura 27. Intensidad de emisiones de CO_2

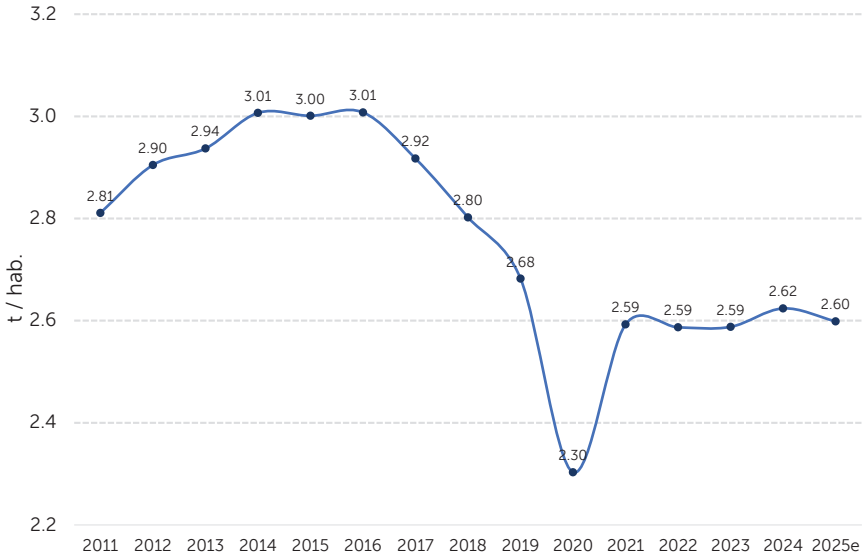


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

8.3 Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita del sector energético

Este indicador se obtiene al dividir las emisiones totales de CO_2 del sector energético con la población de un país o región. Como se observa en la Figura 28, su evolución en los últimos 15 años para ALC, es muy similar al indicador anterior, donde el Acuerdo de París marca un hito y un punto de inflexión en su trayectoria, por la misma razón de una mayor penetración de fuentes de energía renovable o de bajas emisiones en la matriz energética de la región. El comportamiento casi plano del indicador, en el período post pandemia, significa que si bien la intensidad de emisiones muestra un comportamiento decreciente, al trasladar las emisiones totales a valor per cápita, se evidencia que la región no muestra un decrecimiento como era de esperarse.

Figura 28. Emisiones de CO_2 per cápita



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

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

La Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE), desde mayo de 2024, presenta el indicador de Inflación Energética para América Latina y el Caribe (IE-LAC), que permite medir la variación mensual de los Índices de Precios al Consumidor (IPC) de la canasta energética a nivel regional. Este indicador se publica mensualmente y ofrece una visión actualizada y detallada de la dinámica de los precios energéticos en la región.

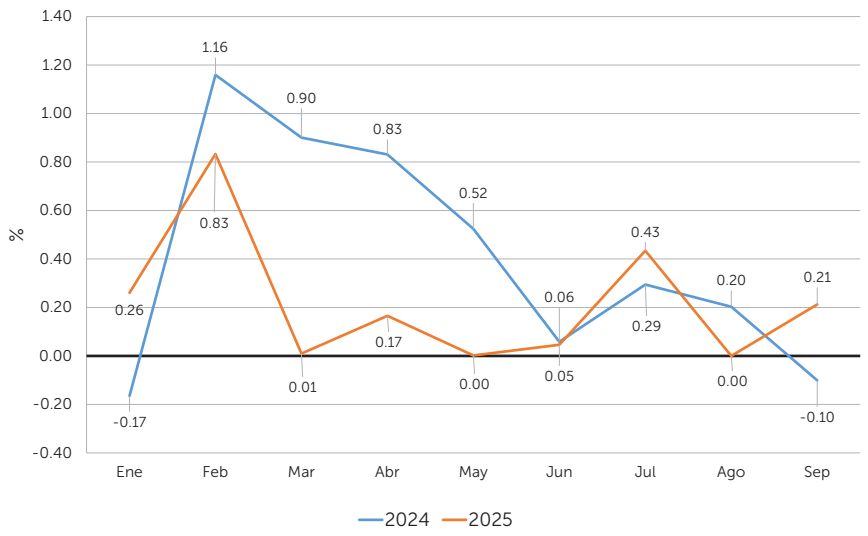
En la gráfica se muestra la evolución de la inflación energética mensual para el período enero – septiembre de los años 2024 y 2025. En enero de 2024, la inflación energética registró un valor negativo de -0.17%, debido principalmente a una disminución de precios en electricidad y combustibles fósiles en varios países de la región. En febrero se presentó el pico más alto del año, con 1.16%; y partir de marzo se observa una disminución progresiva manteniéndose la tendencia a la baja hasta alcanzar nuevamente valores negativos en septiembre 2024 de -0.10%.

Por otra parte, en enero 2025, la inflación energética registró un valor positivo de 0.26%, superior al de enero 2024. El valor máximo se alcanzó en febrero de 0.83%, aunque menor al presentado en febrero 2024. Desde marzo hasta junio, la inflación se mantuvo casi plana, con variaciones entre 0.01% y 0.05%, destacando el valor 0.00% en mayo de este año. Desde julio se observó un comportamiento irregular con repunte en julio de 0.43%, una caída a 0.00% en agosto y una escalada en septiembre

de 0.21%. En comparación con el año 2024, el 2025 mostró menor volatilidad, atribuida principalmente a la aplicación de políticas de control de precios, menor fluctuación en los mercados energéticos y condiciones macroeconómicas más favorables.

En resumen, durante el primer semestre de ambos años el índice de inflación energética mantuvo una tendencia a la baja, aunque con diferencias marcadas en magnitud y estabilidad; el año 2024 presentó mayor volatilidad impulsada por ajustes en los precios de la electricidad y combustibles, variaciones en los precios internacionales del petróleo y gas natural. En contraste, el primer semestre de 2025 mostró mayor estabilidad, favorecida por políticas de control de precios las cuales provocaron que no existan mayores variaciones en los precios de los diferentes energéticos que conforman la canasta energética. Para el segundo semestre, el comportamiento fue más irregular en ambos años, aunque con menor intensidad en el año 2025, donde los repuntes se asociaron a ajustes puntuales en los precios de algunos combustibles como la gasolina. Esta comparativa evidencia que factores como la dinámica de los mercados internacionales, la política tarifaria y la estabilidad macroeconómica han sido determinantes en la evolución del IE-LAC en cada período. Ver Figura 29.

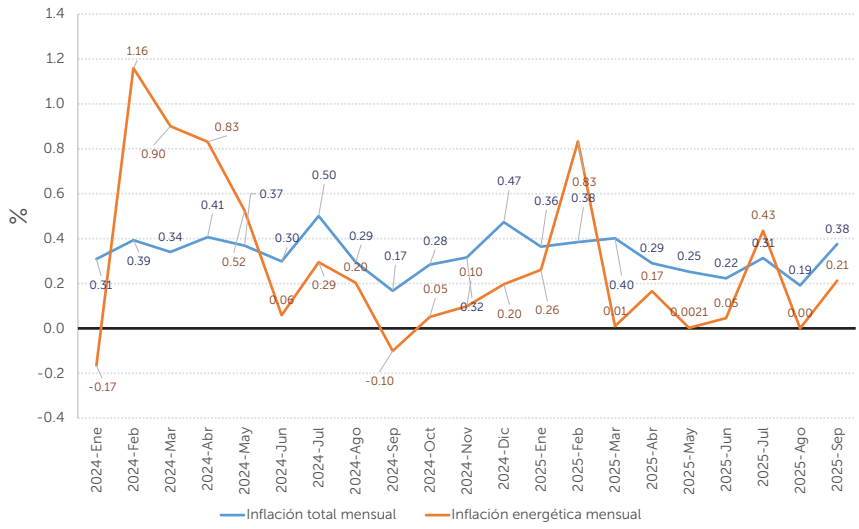
Figura 29. Evolución de la inflación energética mensual en ALC



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Al comparar la inflación total y la inflación energética en los años 2024 y 2025, se evidencia que la inflación energética ha mostrado una mayor variación y magnitud, caracterizada por episodios de alta volatilidad y valores negativos en algunos meses, como se observa en la Figura 30. En contraste, la inflación total se ha mantenido más estable, sin registrar valores negativos durante el período analizado, lo que refleja una menor sensibilidad frente a fluctuaciones específicas del sector energético. Esta diferencia se explica por el peso relativo de la canasta energética dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que es significativamente menor frente a otros componentes como alimentos y servicios, los cuales tienen una incidencia más determinante en la inflación general. En consecuencia, aunque los precios energéticos pueden actuar como un factor determinante en determinados meses —especialmente cuando se presentan ajustes en combustibles, tarifas eléctricas o variaciones en los mercados internacionales—, su impacto sobre la inflación total es limitada en comparación con rubros de mayor ponderación. Este comportamiento indica que la dinámica inflacionaria regional depende en mayor medida de factores estructurales asociados a la oferta y demanda de alimentos, servicios y bienes esenciales, mientras que la energía, aunque relevante, opera como un componente más volátil y de efecto transitorio sobre el indicador.

Figura 30. Evolución de la inflación energética mensual e inflación energética total en ALC



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Eventos relevantes (primer semestre de 2025)

INTRODUCCIÓN

Durante el último año América Latina y el Caribe ha continuado consolidando avances en uno de los procesos de transformación energética más significativos de su historia reciente y así lo demuestran los principales eventos registrados en el sector energético regional.

En un escenario marcado por los retos inherentes a una fase avanzada de transición energética, las estadísticas evidencian un incremento sostenido de la participación de las fuentes renovables en las matrices energéticas nacionales. Sin embargo, en paralelo persisten, y en algunos casos se profundizan, decisiones orientadas a ampliar la frontera de explotación de combustibles fósiles. Esta coexistencia expone los desafíos y ciertas tensiones estructurales entre las metas de crecimiento económico, la disposición de recursos, la búsqueda de soberanía energética, los compromisos de sostenibilidad ambiental y las metas definidas a nivel global en materia de transición hacia un nuevo modelo de producción y consumo de energía.

Esta dualidad concuerda con los resultados de las dos últimas Conferencias de las Partes: en la COP29 de 2024 se acordó triplicar la capacidad global de energías renovables y duplicar la eficiencia energética para 2030, y por primera vez se incluyó en el texto final del encuentro la necesidad de "transicionar de los combustibles fósiles" hacia sistemas energéticos limpios. Sin embargo, la COP30 de 2025 cerró con una perspectiva metodológicamente más objetiva que aun cuando expandió los compromisos de financiación y estableció mecanismos de "transición justa" para comunidades y trabajadores, no hizo una referencia expresa a determinación de hojas de ruta para materializar la progresiva reducción de la dependencia de los combustibles fósiles.

Con estos antecedentes cabe destacar que durante este periodo varios países de América Latina y el Caribe se han consolidado como actores emergentes relevantes en la industria hidrocarburífera internacional y otros han reforzado su perfil como productores y exportadores de hidrocarburos y derivados: **Guyana** se destacó como el ejemplo más representativo de los últimos tiempos debido al acelerado crecimiento de su industria petrolera producto del desarrollo de proyectos en el bloque offshore Stabroek Block. Asimismo, **Suriname** demostró su potencial emergente, gracias a recientes descubrimientos offshore. Por su parte **Brasil** ha seguido consolidándose como potencia petrolera regional, especialmente por sus campos pre-sal (offshore profundas). En materia gasífera **Argentina** experimentó un fuerte crecimiento de su producción impulsada fundamentalmente por la expansión de gas no convencional en Vaca Muerta, lo que le permitió alcanzar altos niveles de producción de gas natural que no se habían observado en décadas.

En lo que respecta a la complementariedad e interconexión como pilares fundamentales de la integración se destacan los avances alcanzados por **Uruguay** que, durante el 2024, exportó aproximadamente USD 104 millones en electricidad de origen renovable (hidráulica, eólica, biomasa y solar) fundamentalmente a Argentina y a Brasil, consolidándose como un proveedor confiable de energía limpia en la región con una matriz eléctrica estable frente a variaciones de demanda interna y condiciones climáticas.

También es importante resaltar que en el marco del compromiso nacional de retirar todas las centrales a carbón antes de 2030, en línea con su meta de carbono neutralidad para 2050 y reforzando su liderazgo en la transición energética de América Latina y el Caribe, en junio de 2024, **Chile** anunció el cierre definitivo de sus últimas unidades termoeléctricas a carbón, completando así su retiro total de esta fuente de generación y marcando un hito en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico nacional.

En cuanto a fuentes renovables América Latina y el Caribe sigue siendo un actor referencial en lo que respecta a la generación de electricidad a partir de energía limpia, en este contexto destacan varios récords de generación con renovables como el alcanzado por **Brasil** en noviembre de 2024 con 50 GW de capacidad operativa en energía solar, incluyendo micro y minigeneración distribuida y generación centralizada, consolidando al país en el 6º lugar del ranking mundial.

Del análisis de la información aportada se evidencia que **Brasil** continúa consolidando su protagonismo en la producción de biocombustibles, en este contexto es importante destacar que la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) aprobó una recomendación técnica que reconoce la producción de etanol a partir del maíz de segunda cosecha (la "safrinha") de Brasil como materia prima viable para la fabricación de combustibles sostenibles de aviación (SAF, por sus siglas en inglés), avalando el modelo agrícola brasileño de "culturas múltiples" (dos o más cosechas por año en la misma área) sin expandir la frontera agrícola ni alterar el uso del suelo. También se destaca el aumento de la mezcla obligatoria de etanol en la gasolina del 27% al 30%, conocida como E30, y de biodiésel en el diésel del 14% al 15%, la B15 medida que permitirá a Brasil avanzar en la autosuficiencia y la reducción del precio de los combustibles; y la inauguración de una nueva planta de producción del combustible renovable "Be8 BeVant", elaborado con las mismas materias primas que el biodiésel (aceite de soja, grasas animales y aceite de cocina usado), que tiene la capacidad de reemplazar por completo al diésel en los motores convencionales.

También se reportaron datos que dan cuenta de avances en materia de electromovilidad como un registro del consumo de electricidad de vehículos eléctricos en **Brasil**, que informa el alcance de 309 GWh para 215,300 unidades; la presentación oficial de Olinia, la primera armadora mexicana de mini vehículos eléctricos desarrollados íntegramente en **México**; y los 440 vehículos 100% eléctricos vendidos en los primeros seis meses del 2025 en **Panamá** que iguala el total de ventas de vehículos eléctricos registrado durante todo el año 2023.

En lo que respecta a almacenamiento **Chile** se destacó con el proyecto BESS Chaca (Proyecto Celda Solar), con una inversión de USD 260 millones, una potencia de 228 MW neto y una capacidad de almacenamiento de 912 MWh, cuya interconexión estaba prevista para noviembre de 2025.

En cuanto a iniciativas de alcance global diseñadas en América Latina y el Caribe cabe hacer referencia al lanzamiento oficial de la Coalición Global para la Planificación Energética (GCEP), que constituye un resultado directo de la presidencia de **Brasil** en el G20 en 2024 y representa un hito en la cooperación internacional para acelerar la transición hacia una matriz energética limpia, segura y asequible, ya que está dirigida a fortalecer la transición energética en los países en desarrollo, centrándose en la inversión y la sostenibilidad.

A manera de conclusión se aprecia que el verdadero reto, además de tecnológico o financiero, es también estructural y político, lo que indica que se requerirá seguir avanzando en materia de coordinación regional, inversiones de largo plazo, regulación ambiental robusta y una visión de desarrollo que armonice crecimiento, equidad social y conservación ambiental en aras de garantizar que la región se integre en torno a la transición energética.

1. INSTITUCIONAL

En el marco del Plan Zafra, **Brasil** incorporó un programa de energía limpia para la agricultura familiar que destina recursos para beneficiar al sector, combinando el uso de energías renovables y el riego de bajo impacto para promover la inclusión productiva. La iniciativa tiene como objetivo fomentar el riego eficiente y de bajo impacto ambiental, combinando el uso de tecnologías como el goteo y la microaspersión con la generación de energía renovable (especialmente solar) y el manejo agroecológico. El Plan se centra en los agricultores familiares, los colonos de la reforma agraria y los pueblos tradicionales, especialmente en las regiones con mayor escasez de agua e infraestructura energética precaria. Por otra parte, se creó el Comité Técnico del Programa de Aceleración de la Transición Energética (CT-Paten), a cargo de impulsar el mayor programa de financiamiento a bajo interés para la transición energética en la historia de Brasil, con una movilización estimada de USD 111,600 millones destinados a proyectos sostenibles, descarbonización del transporte y sustitución de fuentes fósiles.

El Gobierno del **Ecuador** presentó el Plan de Inversiones del Sector de Hidrocarburos 2025 - 2029, una hoja de ruta que impulsará la producción petrolera, el gas natural y la infraestructura energética del país con una inversión total de USD 41,879 millones. El referido plan se plantea: aumentar la producción petrolera con proyectos clave como los Bloques Intracampos y Offshore, que podrían sumar más de 336,670 barriles diarios de producción adicional, desarrollar infraestructura estratégica, incluyendo oleoductos, gasoductos y la Refinería de Alta Conversión La Libertad, que incrementará su capacidad en 75,000 barriles diarios, fomentar el uso de tecnologías limpias para reducir el impacto ambiental y promover la eficiencia energética, generar empleo y dinamizar la economía, con nuevas oportunidades laborales en el sector. En este contexto la empresa pública EP Petroecuador presentó su estrategia para expandir la exploración, explotación, refinación y transporte de hidrocarburos.

En mayo de 2025, el Banco de Desarrollo del Caribe (CDB) culminó la elaboración del documento "Marco Mínimo de Regulación", parte del informe técnico titulado "Revisión Rápida del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico". Este trabajo tiene como objetivo establecer las directrices básicas de regulación, transparencia y eficiencia para modernizar el sistema eléctrico de **Haití** y promover un entorno favorable a la inversión en energías renovables. El informe propone normas técnicas actualizadas, estructuras tarifarias equilibradas, incentivos para la generación limpia y mecanismos institucionales de control y supervisión. Con esta iniciativa, Haití avanza hacia una reforma energética integral, orientada a garantizar un suministro más seguro, sostenible y competitivo, en consonancia con los estándares regulatorios de la región del Caribe. Por otra parte, en junio de 2025, el Instituto Haitiano de Estadísticas e Información (IHSI) puso en marcha el Proyecto de Fortalecimiento de la Adquisición de Datos, una iniciativa destinada a mejorar la recolección, gestión y análisis de información socioeconómica en el país. Este proyecto busca modernizar las herramientas tecnológicas y los métodos de captura de datos, fortalecer las capacidades técnicas del personal y garantizar una mayor precisión, transparencia y accesibilidad de la información oficial. Con el apoyo de socios internacionales, el IHSI implementará sistemas digitales de monitoreo y almacenamiento, facilitando la toma de decisiones basadas en evidencia en áreas clave como desarrollo económico, energía, educación y salud. Esta acción representa un paso estratégico hacia una gestión pública más eficiente y orientada a resultados en Haití.

Con el objetivo de mejorar la salud y el bienestar de la población vulnerable y reducir emisiones de gases de efecto invernadero el Gobierno de **México** inició la implementación del Programa de Estufas Eficientes de Leña para el Bienestar, dirigido a sustituir los fogones tradicionales de leña por estufas más eficientes, duraderas y económicas. El referido programa beneficiará a hogares de 146 comunidades indígenas y rurales, mejorando las condiciones de vida de la población. Entre 2025 y 2030 se prevé reemplazar alrededor de un millón de fogones en todo el país, contribuyendo a reducir el consumo de leña y la pobreza energética, en especial en los hogares encabezados por mujeres. También se inició la implementación del Programa Techos Solares para el Bienestar, enfocado en la instalación de sistemas fotovoltaicos en hogares vulnerables y en situación de pobreza energética, con el fin de reducir el gasto en electricidad, mejorar el confort térmico y promover el uso de energías limpias. Su primera fase contempla la adquisición, instalación e interconexión de sistemas fotovoltaicos en los techos de al

menos 5,500 viviendas de familias de grupos vulnerables que se encuentran en situación de pobreza energética en la ciudad de Mexicali, Baja California.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de **Uruguay** presentó oficialmente el "Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica 2024-2043", un estudio estratégico que analiza distintos escenarios de demanda y generación eléctrica para las próximas dos décadas. El plan proyecta que la demanda eléctrica nacional podría alcanzar los 14,000 GWh anuales hacia 2035, impulsada por el crecimiento de la industria, la electrificación del transporte y el incremento de la adopción de tecnologías limpias en los hogares. El documento contempla la incorporación de nuevas plantas solares y eólicas, la modernización de la infraestructura hidroeléctrica existente y la potencial instalación de plantas de generación a base de hidrógeno verde. Además, incluye estrategias de interconexión regional y la optimización de la red de transmisión para garantizar confiabilidad y resiliencia frente a cambios climáticos y picos de demanda. Este plan busca consolidar a Uruguay como un referente en energía 100% renovable, manteniendo su capacidad de exportar electricidad limpia a países vecinos

2. HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y explotación, petróleo y derivados

Argentina informó que en abril de 2025 su balanza comercial energética registró un saldo positivo de 573 millones de dólares y alcanzó los 2,684 millones de dólares en el primer cuatrimestre del año gracias al crecimiento sostenido de la producción de hidrocarburos en Vaca Muerta. Durante el mes de abril, las exportaciones de combustibles y energía alcanzaron los 851 millones de dólares, mientras que las importaciones se ubicaron en 278 millones. En este escenario, la producción de petróleo de Vaca Muerta alcanzó los 442.2 mil barriles diarios, lo que representa un incremento interanual del 21.7%. En tanto, la producción de gas natural llegó a los 69.3 millones de metros cúbicos por día, con un crecimiento del 7.3% en comparación con abril del año anterior. A su vez, en la producción global de abril, el petróleo alcanzó los 739.7 kbbl / día, mientras que la producción de gas fue de 136.7 Mm^3 / día.

El 26 de junio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía celebró el éxito de la 5.ª Subasta de Petróleo de la Unión, organizada por la estatal Pré-Sal Petróleo (PPSA). Realizada en la Bolsa de Valores de **Brasil** (B3) en São Paulo, la subasta alcanzó un récord histórico de USD 5.2 mil millones y contó con la participación de las principales empresas del sector energético internacional. Este resultado refuerza el protagonismo del presal brasileño y demuestra el atractivo del país para inversión extranjera en el sector petrolero, consolidando su posición estratégica en el mercado global de energía. En esta subasta se ofrecieron 74.5 millones de barriles de petróleo de la Unión, procedentes de los yacimientos pre-sal de Mero, Búzios, Itapu y Sépia, divididos en siete lotes. El presal brasileño alcanzó un nuevo récord de producción de petróleo y gas natural, con 3.7 millones de barriles diarios, representando el 79.7 % de la producción total de Brasil (4.68 millones de barriles diarios), con un crecimiento del 0.5 % respecto a marzo y del 18.3 % respecto a abril de 2024. Solo en petróleo se produjeron 3,632 millones de barriles diarios (+0.3% respecto a marzo y +13.7% respecto al mismo mes del año anterior), y la producción de gas natural fue de 168.01 millones de metros cúbicos diarios (+1.5% mensual y +22.9% anual). La utilización del gas alcanzó el 97.1%, con 55.36 Mm^3 / día destinados al mercado y 4.98 millones de metros cúbicos diarios quemados en antorcha, un 13.6% menos que en marzo gracias a la puesta en marcha de compresores en la FPSO Almirante Tamandaré. Petrobras, individualmente o en consorcio, representó el 89.76% de la producción total. El campo Tupi, en la Cuenca de Santos, fue el mayor productor, con 783,910 barriles de petróleo y 39.81 Mm^3 / día, mientras que la FPSO Guanabara, en el campo Mero, lideró en producción individual con 184,000 barriles de petróleo y 12.10 Mm^3 / día. Además, en el campo Búzios de la cuenca de Santos se iniciaron las operaciones de la FPSO Almirante Tamandaré, la mayor plataforma petrolífera del país con capacidad de 225,000 barriles de petróleo y 12 millones de m^3 de gas natural por día. La unidad fortalece la producción nacional y la expansión de la industria offshore.

Ecuador informó que, tras seis años de trabajo conjunto entre el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) y las empresas privadas, los siete bloques adjudicados en la Ronda Intracampos I culminaron su fase de exploración en 24 pozos en producción que actualmente aportan 10,000 barriles diarios de petróleo a la producción nacional. Los bloques, ubicados en las provincias de Sucumbíos y Orellana, han sido desarrollados bajo estándares técnicos, ambientales y sociales. Las empresas operadoras asumieron el 100% de la inversión y los costos de la fase exploratoria, cumpliendo con licencias ambientales y compromisos con las comunidades. Los siete bloques adjudicados (Charapa, Chanangué, Perico, Iguana, Sahino, Arazá Este y Espejo) han cumplido sus metas. El bloque Charapa registra un avance del 66.6% y se completará en 2025 con la perforación de dos pozos adicionales. De 30 pozos perforados: 24 están en producción, tres presentan indicios no comerciales y tres no resultaron exitosos. En conjunto, estos pozos aportan 10,000 barriles diarios a la producción nacional.

En 2025 **Suriname** se destacó en la exploración petrolera con El Walker-1, prospecto situado frente a la costa, que ha sido calificado por S&P Global Commodity Insights como uno de los «pozos de alto impacto» más prometedores del mundo para 2025. El anuncio se realizó durante la Cumbre de Energía, Petróleo y Gas de Surinam (SEOGS), que se celebró este año en Paramaribo. El prospecto Walker-1 figura, junto con perforaciones en los países vecinos de Guyana, Brasil y Perú, en la lista de los proyectos de exploración más importantes de América Latina. Según S&P, esto subraya la creciente importancia estratégica de Suriname como actor emergente en la industria petrolera internacional.

2.2 GLP

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú**, a través del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), alcanzó la entrega del Vale de Descuento GLP número 6 millones en la región Junín, beneficiando directamente a hogares, escuelas, comedores populares y ollas comunes, con el objetivo de mejorar la economía y la salud de la población más vulnerable. Este programa permite sustituir insumos energéticos contaminantes como la leña, promoviendo el uso de gas licuado de petróleo proveniente de los líquidos del gas natural. Hasta febrero de 2025, el FISE había registrado 68,129 beneficiarios en Junín, incluyendo 67,778 viviendas, 228 comedores y 113 ollas comunes, consolidando los esfuerzos del Estado por cerrar brechas de acceso a energía limpia y asequible, y facilitando el desarrollo de futuros proyectos de masificación de gas natural en la región.

El Ministerio de Energía y Minas de **República Dominicana**, lanzó el Proyecto Cocinas Limpias en Yamasá, Monte Plata, entregando 51 kits de estufa y cilindro de gas a familias de la comunidad Los Guineos. La iniciativa busca reemplazar la leña y el carbón por GLP para mejorar la salud, reducir la contaminación del aire y disminuir la deforestación, además de generar ahorro en los hogares y fomentar el cuidado del medioambiente, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible sobre acceso a energía limpia. En el marco de la implementación del proyecto aproximadamente un centenar de familias de El Valle, Hato Mayor, recibieron kits del Proyecto Cocinas Limpias del Ministerio de Energía y Minas, que sustituyen la leña por gas licuado de petróleo para promover energía más limpia y segura. La iniciativa incluye la entrega de estufas, cilindros de gas y conexión.

2.3 Gas natural

En el marco del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025 de Bolivia, que establece como prioridad "profundizar el proceso de industrialización de los recursos naturales", la actividad exploratoria a cargo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), ha alcanzado resultados positivos como el descubrimiento de gas natural en el pozo Mayaya Centro-X1, localizado en el municipio de Alto Beni, departamento de La Paz con un potencial estimado de 1,7 trillones de pies cúbicos (TCF). Este hallazgo marca un hito en la exploración del Subandino Norte y abre nuevas perspectivas para el desarrollo hidrocarburífero en esa región. Por otra parte, la prueba de producción realizada en el pozo Sirari West X1 (SIR-WX1) concluyó con el registró un caudal de 300 barriles de petróleo por día en la arenisca Sara de la formación El Carmen.

En enero de 2025, **Brasil** alcanzó un récord histórico en ventas de gas natural, con 436,000 metros cúbicos diarios, resultado directo de las iniciativas estratégicas del Ministerio de Minas y Energía (MME).

Este volumen representa casi el triple del promedio anual registrado en 2024, que fue de 157,000 metros cúbicos diarios. En este escenario Pré-Sal Petróleo (PPSA), empresa pública vinculada al MME, firmó seis contratos con Petrobras para posibilitar estas transacciones. El significativo incremento se debe principalmente a la mayor participación del gobierno en la producción del yacimiento Sépia y al inicio de operaciones de la Rota 3, la infraestructura que conecta la capa presalina de la Cuenca de Santos con el Complejo Energético Boaventura en Itaboraí. Por otra parte, Petrobrás informó que con la entrada en operación del segundo módulo de la Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN) del Complejo Energético Boaventura en Río de Janeiro, el proyecto Rota 3 alcanzó su capacidad total de 21 Mm^3 / día. Esta expansión refuerza la seguridad energética de Brasil, al aumentar el suministro nacional de gas natural y reducir la dependencia de importaciones. La Rota 3 se consolida como infraestructura clave para el procesamiento del gas del presal de la Cuenca de Santos. Además, el complejo albergará nuevas plantas termoeléctricas y refinerías, orientadas a la producción de combustibles y lubricantes, con planes de participar en futuras subastas del sector eléctrico.

Perú anunció que, mediante el programa Bonogas del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), los hospitales Regional Eleazar Guzmán Barrón de Chimbote (Áncash) y de Ventanilla se beneficiarán con la instalación gratuita del suministro de gas natural, tras la firma de convenios y la culminación del proceso de licitación. Con esta iniciativa, el MINEM avanza hacia su meta de conectar 12 hospitales a nivel nacional, sumando a los ya beneficiados como el Hospital Daniel Alcides Carrión (Callao), Sergio E. Bernales (Comas), San Juan de Lurigancho, Regional Docente de Trujillo, San Juan de Dios de Pisco, Regional de Ica y Santa María del Socorro (Ica). Además, se incluye al Hospital Hipólito Unanue de Tacna como nuevo beneficiario. Gracias a Bonogas, los hospitales que ya cuentan con gas natural reportan ahorros significativos que se reinvierten en la mejora de servicios médicos, impulsando un modelo energético sostenible y eficiente. Por otra parte, se informó que el Programa Ahorro GNV logró la conversión de 400 buses de diésel a GNV. Esta iniciativa financia la instalación de un nuevo motor con tecnología Euro V o superior, permitiendo que los vehículos pesados utilicen una fuente de energía más económica, sostenible y menos contaminante. Adicionalmente se informó que en el marco del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), se inició en Huancavelica el primer proyecto piloto de masificación de gas natural en el centro del Perú, con la construcción de una Planta de Regasificación de GNL en Callqui Grande, distrito de Ascención, junto con 25 km de redes de distribución y la instalación de 1,000 conexiones domiciliarias. Este proyecto permitirá a las familias acceder a energía limpia y económica para calefacción y cocción de alimentos, mejorando su calidad de vida y haciendo a la región más competitiva.

Durante 2025, Oil major BP's, abrió una nueva unidad en **Trinidad y Tobago** y comenzó la producción del proyecto de gas Cypre, uno de los 10 grandes proyectos de BP que iniciará entre 2025 y 2027, se espera que Cypre entregue alrededor de 45,000 barriles de petróleo equivalente por día, o alrededor de 250 Mpcs de gas. Por otra parte, en 2025, el productor de energía Shell tomó una decisión de inversión final positiva en su proyecto de gas Afrodita en la costa de Trinidad y Tobago. Se espera que el proyecto produzca el primer gas en 2027 y tenga una producción máxima de 18,400 barriles de petróleo equivalente por día.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Brasil anunció el inicio de una línea de transmisión de cerca de 1,500 km entre la subestación de Graça Aranha (Maranhão) y la subestación de Silvânia (Goiás), la que se considera una de sus mayores obras de infraestructura energética. La referida línea atraviesa el estado de Tocantins y abarca 42 municipios en tres estados. Esta obra, forma parte del programa Novo PAC, que busca facilitar el transporte de energía renovable generada en el Norte y Nordeste hacia el Centro-Oeste y Sudeste, fortaleciendo la integración energética nacional. Adicionalmente entró en operación en Río de Janeiro una nueva línea de transmisión de 500 kV, integrada al Sistema Nacional Interconectado (SIN). Con 101 km por circuito, el proyecto, parte del Nuevo PAC y adjudicado al Consorcio Neoenergia Guanabara, fortalece el sistema eléctrico regional y optimiza el flujo de energía termoeléctrica y eólica. Esta

nueva infraestructura mejora la interconexión entre el Nordeste y el Sudeste de Brasil, permitiendo transportar con mayor eficiencia la energía eólica generada en el Nordeste hacia los principales centros de consumo del Sudeste, lo que incrementa la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico en el país. También se publicó el Boletín de Monitoreo del Sistema Eléctrico Brasileño – Edición Especial 2024, que muestra importantes avances en confiabilidad, expansión de infraestructura y diversificación de la matriz energética. Durante 2024, la capacidad instalada de generación aumentó un 5% (10.8 GW), impulsada principalmente por fuentes renovables como la energía eólica y solar. Asimismo se registró un incremento del 2.2% (4,100 km) en las líneas de transmisión y del 4.4% (20,000 MVA) en la capacidad instalada de transmisión, junto con mejoras en los indicadores de continuidad del suministro eléctrico (DEC y FEC). El boletín consolida los principales resultados del sistema eléctrico brasileño, ofreciendo una visión integral de la evolución anual del sector energético y de los progresos en su transición hacia una matriz más sostenible y eficiente.

En **Ecuador** con una inversión de más de USD 1.9 millones, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) puso en operación la nueva línea de subtransmisión Santa Elena – Chanduy, a nivel de 69 kV, reemplazando una infraestructura que se mantuvo sin renovación durante 35 años. La obra beneficia a más de 10 mil usuarios en la zona sur de la provincia de Santa Elena. Los trabajos ejecutados incluyeron el tendido de 17 kilómetros de red eléctrica, la instalación de 176 postes de hormigón armado de 23 metros de altura, así como la incorporación de diversos equipos eléctricos. Previo a la energización de la línea se construyó un TAP de derivación a 69 kV, que permitió conectar la nueva línea con la Subestación Santa Elena (CELEC EP) y la Subestación Chanduy (CNEL EP), garantizando una operación continua y confiable del sistema. También se construyeron redes eléctricas y se iluminaron varios sectores en el cantón La Concordia, provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, beneficiando a más de 230 familias. Los proyectos contemplan la construcción de 2 kilómetros de red en media y baja tensión, la instalación de 51 postes, 51 luminarias y 12 medidores, con una inversión que supera los 62,000 dólares. Además 300 familias de las ciudadelas Dios es Amor y Nueva Unida Oeste en Milagro, Guayas fueron beneficiarias de la ampliación del servicio eléctrico. La intervención contempló la instalación de 210 metros de redes eléctricas, 34 postes, 4 transformadores de 75 kVA, 300 medidores y 34 luminarias.

En 2025, el gobierno de **Haití** emprendió la rehabilitación de la central térmica de Tiburón, una planta de generación a partir de combustibles fósiles, con el objetivo de restaurar y mejorar su capacidad de producción eléctrica para garantizar un suministro más estable y confiable en la región suroeste del país. El proyecto contempla la modernización de los equipos de generación térmica, la optimización de los sistemas de distribución y la implementación de mejoras tecnológicas que aumenten la eficiencia energética y reduzcan emisiones contaminantes. Una vez finalizados los trabajos, la central podrá abastecer de electricidad a comunidades locales y sectores productivos, fortaleciendo la resiliencia del sistema eléctrico haitiano y apoyando el desarrollo socioeconómico regional con una energía más segura y eficiente.

Se inauguró en **Honduras** la ampliación de la Subestación Eléctrica San Pedro Sula Sur, ubicada en Villanueva, Cortés, una de las obras más importantes para fortalecer el sistema eléctrico del Valle de Sula, la región industrial más grande del país. El proyecto, ejecutado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) con una inversión aproximada de 12.9 millones de dólares estadounidenses (USD), incrementó la capacidad instalada de la subestación en 300 MW mediante la incorporación de nuevos transformadores de potencia, celdas de media tensión, bahías de 230 kV y 138 kV, y sistemas modernos de protección, control y supervisión SCADA. Esta ampliación permite mejorar la confiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico en los municipios de San Pedro Sula, Villanueva, Choloma y La Lima, beneficiando a más de 500,000 familias y a la industria maquiladora, además de reducir pérdidas técnicas y prevenir sobrecargas en los picos de demanda. La obra forma parte del Plan de Fortalecimiento de la Infraestructura Eléctrica Nacional 2023-2026, orientado a modernizar la red de transmisión y distribución en el norte de Honduras. También se inauguró una planta de 10 MW con inversión de USD 5.8 millones que inyectará electricidad al sistema de distribución en Arada, Santa Bárbara, mejorando el suministro local. Adicionalmente se inauguró una planta generadora de 15 MW en El Progreso, Yoro, que con una inversión de USD 10 millones beneficiará a 22,000 familias. En este contexto se inauguró de manera simultánea la 13.ª subestación eléctrica construida como parte del Programa Nacional de Expansión y Reforzamiento del Sistema Eléctrico de la ENEE, orientado a

modernizar la infraestructura de transmisión y distribución en todo el país. Esta subestación forma parte de un paquete de obras ejecutadas entre 2023 y 2025 que incluyen instalaciones en El Progreso (Yoro), Villanueva (Cortés), Catacamas (Olancho), y La Esperanza (Intibucá). La nueva infraestructura cuenta con equipos de alta tensión de 138 kV, transformadores de potencia de 30/40 MVA, bahías de interconexión, sistemas de protección, control y supervisión SCADA, y tecnología de conmutación en gas SF_6 para mayor confiabilidad y seguridad operativa. Su objetivo es reducir la sobrecarga de las líneas existentes, mejorar la calidad del servicio eléctrico en zonas urbanas y rurales, y garantizar suministro estable para más de 200,000 usuarios adicionales. Con estas 13 subestaciones, la capacidad de transmisión nacional aumentó en más de 1,000 MW, fortaleciendo la red norte y centro del país y permitiendo la integración futura de nuevas plantas de generación renovable.

Se inauguró en **Paraguay** la Subestación Valenzuela de 500 kV, ubicada en el departamento de Cordillera. La referida obra se convierte en un nuevo centro de inyección de potencia para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), e integración de las centrales hidroeléctricas binacionales ITAIPU y YACYRETÁ, permitiendo una distribución de energía más eficiente y segura, para beneficiar a más de 770,000 clientes en Cordillera, Central y Asunción. Además, posibilitará la integración con los países vecinos. La obra fue financiada por el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata (FONPLATA) con una inversión total de USD 83,931,603. El proyecto incluyó la construcción de un patio de 500 kV, 220 kV y 66 kV, junto con el montaje de dos bancos de transformadores de 500/220/23 kV y transformadores adicionales de 220/66 kV (120 MVA) y 220/23 kV (80 MVA), lo que permitirá alcanzar una capacidad operativa de hasta 1,400 MVA. Además, se construyeron nuevas líneas de transmisión en 220 kV y 500 kV, incluyendo el seccionamiento de líneas clave como la LT Coronel Oviedo – San Lorenzo; Coronel Oviedo – Guarambaré; y Ayolas – Villa Hayes.

Se inauguró en **Perú** la Subestación de Transformación Catacaos de 15 MVA en Piura, proyecto que beneficiará a más de 21,200 personas de Buenos Aires de Cumbibira, La Campiña, Mocará y Catacaos, entre otros. La obra busca fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico, impulsar el desarrollo productivo local y mejorar la calidad de vida de la población. Por otra parte, se inauguró en Yurimaguas, Loreto, la Línea de Transmisión 60 kV Pongo de Caynarachi – Yurimaguas, infraestructura eléctrica que garantizará el suministro confiable para la provincia del Alto Amazonas durante los próximos 20 años, beneficiando a más de 160 mil ciudadanos y mejorando su calidad de vida, además de impulsar oportunidades de desarrollo productivo.

3.2 Universalización de la energía

Brasil anunció que, a partir de julio de 2025, los beneficiarios de la Tarifa Social de Energía Eléctrica con una renta mensual per cápita de hasta la mitad del salario mínimo recibirán gratuitamente hasta 80 kWh mensuales. Las familias que consuman más de 80 kWh solo abonarán la diferencia. La medida beneficiará a aproximadamente 60 millones de personas, con el objetivo de garantizar acceso básico a la electricidad, reducir la desigualdad energética y fortalecer la protección social de los hogares de bajos ingresos. También se realizó el lanzamiento del Observatorio Brasileño de Erradicación de la Pobreza Energética (OBEPE). La herramienta tiene como objetivo monitorear el acceso a los servicios energéticos en el país, incorporando indicadores de consumo, elementos socioeconómicos, geográficos y ambientales, tales como: ingresos, educación, composición familiar, características de la vivienda, datos climáticos y datos de desarrollo humano. Al consolidar bases de datos públicas en una plataforma interactiva, OBEPE permite realizar análisis integrados y comparativos entre regiones, estados y grupos sociales. El objetivo es mejorar el desarrollo de políticas basadas en evidencia para erradicar la pobreza energética en el país. Adicionalmente anunció que, desde su reanudación hasta marzo de 2025, el programa "Luz para Todos" ha instalado 7,245 unidades de consumo en tierras indígenas, beneficiando a 30,000 personas en ocho estados de Brasil con Mato Grosso liderando la implementación, seguido de Roraima y Acre. Informó que, para las zonas de difícil acceso, el programa utiliza tecnologías sostenibles, especialmente sistemas solares fotovoltaicos, que ya han beneficiado a más de 20,000 habitantes de comunidades indígenas.

Ecuador, a través del Ministerio de Energía y Minas y la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), entregó tres obras de ampliación de redes y de alumbrado público en zonas rurales de la provincia

de Bolívar, con un monto de inversión de USD 625,000. En el cantón Chimbo, se ejecutaron trabajos de mejoramiento de redes de media y baja tensión, así como el montaje de un transformador trifásico en el Instituto Superior Tecnológico "Tres de Marzo". Esta mejora permitirá que estudiantes y docentes utilicen el laboratorio de maquinarias para las carreras de Tecnología Pecuaria y Tecnología en Procesamiento de Alimentos. En el sector de Pucarapamba de la parroquia Guanujo, se instalaron 4,817 metros de redes y líneas de distribución. Mientras que en la parroquia Salinas se tendieron 21 km de redes de distribución del alimentador Guanujo-Salinas y se instalaron 172 luminarias tipo LED. Adicionalmente 45 familias de las comunidades rurales de Abraham Freire en Babahoyo y Piscano en Palenque, provincia de Los Ríos recibieron por primera vez energía eléctrica. Asimismo, en el sector San Raymundo 2 del cantón Salinas, provincia Santa Elena, se instalaron 17 postes, 14 luminarias, 2 transformadores de distribución y 520 metros de red preensamblada para dotar de servicio eléctrico a 60 familias, como parte de las obras de iluminación y electrificación.

Nicaragua informó que la cobertura eléctrica alcanzó aproximadamente el 99.6% de los hogares, con 69 proyectos de electrificación ejecutados en beneficio de más de 19,490 personas. El plan para el período 2025-2030 incluye una inversión de USD 160 millones para ejecutar 1,983 proyectos que beneficiarán a 141,132 viviendas.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú** informó que, a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), concluyó siete proyectos de electrificación rural en Lambayeque, San Martín, Lima, Cajamarca, Puno, Junín y Cusco, beneficiando a más de 63,000 personas de 715 localidades. Entre las obras más destacadas figura el proyecto en Puno, que lleva electricidad a 23,452 personas en 494 localidades, y el de Cusco, que mejora el servicio para más de 25,000 habitantes en 111 localidades. En Junín, Pichanaqui se beneficiaron 9,820 personas de 83 comunidades, mientras que en Lambayeque y Cajamarca se completaron iniciativas que expanden el acceso al servicio eléctrico en zonas rurales. Adicionalmente anunció que a través del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), el programa "Electricidad al Toque" ha logrado llevar energía eléctrica a 34,674 hogares de bajos recursos en 23 regiones del país. Esta iniciativa, que financia de manera gratuita las conexiones domiciliarias, busca reducir las brechas de acceso a la energía y mejorar la calidad de vida de las familias en situación de vulnerabilidad. Entre las regiones más beneficiadas destacan Lima, con 9,404 familias, Lambayeque con 7,157, y Cusco con 2,667 conexiones, seguidas por Piura (2,576), Apurímac (2,211) y Áncash (2,176).

El Gobierno de la **República Dominicana**, a través del Ministerio de Energía y Minas y su programa "Llevando Luz", inauguró el Proyecto de Rehabilitación y Extensión de Redes Eléctricas en Villa Lobo, Montecristi, beneficiando directamente a 135 hogares y más de 400 personas. La obra incluyó la instalación de postes, transformadores, líneas de media y baja tensión, acometidas domiciliarias y luminarias LED, mejorando tanto el acceso a la electricidad como la seguridad y calidad de vida de la comunidad. Durante la actividad, se anunció la segunda y tercera etapa del proyecto, que ampliará el servicio a 97 hogares adicionales, reafirmando el compromiso del Gobierno con la electrificación rural, la equidad territorial y el desarrollo sostenible de las zonas rurales. También se inauguraron proyectos de extensión y rehabilitación de redes eléctricas en Sánchez Ramírez y Santiago, beneficiando a más de 380 hogares y 1,100 personas en cinco comunidades. Las obras, realizadas por la Dirección de Electrificación Urbana y Suburbana, incluyen instalación de postes, lámparas LED, acometidas y redes de media y baja tensión, mejorando la eficiencia y seguridad del servicio eléctrico. Por otra parte, se electrificó la comunidad El Maniel, en Independencia, tras 50 años de espera, beneficiando a 286 familias mediante un proyecto microhidroeléctrico con 38,056 metros de redes, 190 postes y 150 kVA de potencia. Además, se instalaron 53 paneles solares en el sector Los Mosquitos y se anunció la próxima finalización de la microcentral solar Los Bolos con 240 paneles.

3.3 Energía nuclear

Ecuador suscribió un memorando de entendimiento con el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), con el objetivo de recibir cooperación estratégica, en áreas clave como generación de energía, formación técnica, fortalecimiento de infraestructuras y el uso seguro de fuentes radioactivas. Mediante el referido memorando de entendimiento, se busca apoyar a Ecuador en la exploración y desarrollo de aplicaciones de tecnología nuclear, con miras a la descarbonización de

sistemas energéticos y el fortalecimiento del suministro de energía eléctrica. En este contexto, el OIEA proporcionará su experiencia técnica para la identificación de emplazamientos para el futuro complejo nuclear, asistencia técnica, capacitación de misiones de revisión y asesoría, promoción de la energía nuclear y evaluación de infraestructura.

El Ministerio de Energía y Minas de **República Dominicana**, coordinó con el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) la ampliación de proyectos de cooperación técnica en energía nuclear y exploración minera, incluyendo el uso de tecnologías como la gamografía para la detección de minerales y la futura generación microeléctrica nuclear. Durante el encuentro se destacó la construcción en el país del Laboratorio Secundario de Calibración Dosimétrica (LSCD) y se acordó desarrollar una agenda de reuniones interinstitucionales para fortalecer acuerdos, impulsar proyectos conjuntos y posicionar a República Dominicana como sede de eventos relevantes en energía nuclear.

3.4 Movildad sostenible

Se inauguró en **Brasil** el centro de desarrollo de productos de movilidad híbrida-flex de Stellantis en Betim (Minas Gerais), donde la empresa anunció inversiones de USD 5,580 millones de dólares hasta 2030. Con estos proyectos, Betim se convertirá en el centro global de investigación y desarrollo de Stellantis en tecnología Bio-Híbrida, que combina motores híbridos y flex-fuel, fortaleciendo la descarbonización del sector automotriz brasileño.

Con la entrega de vehículos del Programa "Mi Taxi Eléctrico", la comuna de Talcahuano en **Chile** se posicionó como la primera en la Región del Biobío con más vehículos eléctricos operativos en transporte público menor. Los vehículos entregados corresponden al modelo Chevrolet Bolt, y forman parte de los 299 taxis y colectivos que el Programa Mi Taxi Eléctrico (impulsado por el Ministerio de Energía, financiado por el Gobierno Regional e implementado por la Agencia de Sostenibilidad Energética) busca recambiar en todo el país, reemplazando unidades a combustión por automóviles 100% eléctricos. La Región del Biobío ya cuenta con 14 taxis eléctricos operativos gracias al Programa Mi Taxi Eléctrico.

Se presentó oficialmente Olinia, la primera armadora mexicana de mini vehículos eléctricos desarrollados íntegramente en **México**. El proyecto, impulsado por la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación en coordinación con el Instituto Politécnico Nacional y el Tecnológico Nacional de México, contempla tres modelos distintos, movilidad personal, movilidad de barrio y reparto de última milla, cuya plataforma modular permitirá adaptar carrocerías diversas sobre un mismo tren motriz. La iniciativa busca fomentar el uso de autos eléctricos seguros, accesibles y con componentes mayoritariamente mexicanos, en un claro enfoque hacia la transición energética, la reducción de emisiones y la soberanía tecnológica de la industria automotriz nacional.

La movilidad eléctrica alcanzó un hito importante en **Panamá** durante el primer semestre de 2025 con un total de 440 vehículos 100% eléctricos vendidos en los primeros seis meses del año. Esta cifra es particularmente notable, ya que iguala el total de ventas de vehículos eléctricos registrado durante todo el año 2023. Además, las ventas del primer semestre de 2025 ya representan más del 67% del total de vehículos eléctricos vendidos en 2024. A este ritmo sostenido, se proyecta que Panamá alcanzará la cifra de 880 vehículos 100% eléctricos vendidos para el cierre de 2025, duplicando así las ventas del año anterior.

3.5 Almacenamiento

Barbados lanzó la segunda fase de su proceso de adquisición del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), un paso crítico para abordar la congestión continua de la red que ha estancado el crecimiento del sector de las energías renovables. El proceso de licitación abrirá la puerta para que los desarrolladores pujen por hasta 60 MW de almacenamiento de baterías. Los proyectos deben tener al menos 1 MW de tamaño, y a cada licitador se le pueden adjudicar hasta 30

MW o 120 megavatios-hora en total. Se espera que el despliegue del almacenamiento de baterías ayude a eliminar la acumulación de proyectos renovables a la espera de la conexión a la red y respalde el objetivo de Barbados de alcanzar el 100% de energía renovable para 2035.

Belize Electricity Limited (Bel), en asociación con el Gobierno de **Belice** y con fondos del Banco Mundial, alcanzó importantes avances en el despliegue de un Sistema de Almacenamiento de Energía en Batería (BESS) de 10 MW en Cayo San Pedro Ambergris. El proyecto se desarrollará en la propiedad de BEL detrás de la Subestación BEL en Pescador Drive, San Pedro, y está programado para completarse para 2026, con el objetivo de fortalecer el suministro de energía de la isla, asegurando una mayor confiabilidad y sostenibilidad para la comunidad de San Pedro. El sistema permitirá a BEL almacenar electricidad cuando la demanda es baja y descargar cuando la demanda es alta. Esta iniciativa es parte de los planes más amplios de BEL para desplegar 40 MW de sistemas de almacenamiento de energía de batería en ubicaciones estratégicas en todo el país.

En 2025, el sistema de salud de **Haití** dio un salto significativo con la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y de almacenamiento de baterías en cinco hospitales principales, incluido Cap-Haitien. Los Ministerios de Salud y Obras Públicas han unido esfuerzos para proporcionar acceso a energía limpia a través de un sistema solar fotovoltaico y de almacenamiento de baterías en cinco hospitales principales de Haití, beneficiando a más de 1.5 millones de personas en las regiones sur y norte para mejores servicios de atención médica.

4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

En **Costa Rica**, la Red Frigorífica Nacional (REFRINA) del PIMA y el Hospital Raúl Blanco Cervantes recibieron equipos de iluminación, aire acondicionado y refrigeración más eficientes en el marco del proyecto de cooperación liderado por el MINAE, con apoyo del Banco Centroamericano de Integración Económica, PNUMA y U4E. La iniciativa busca reducir el consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero en instituciones públicas, promoviendo la eficiencia energética y la sostenibilidad. En REFRINA, la instalación de nuevos sistemas de refrigeración permitió disminuir el consumo en 5,507 kWh en solo 9 días, proyectando un ahorro anual superior a 10 millones de colones y una reducción de más de 25 toneladas de CO_2. Además, se capacitó al personal en operación técnica de los equipos, fortaleciendo la eficiencia de los procesos productivos y la sostenibilidad de las actividades agropecuarias. Este proyecto demuestra cómo la modernización de infraestructura pública puede combinar ahorro económico, reducción ambiental y mejoramiento de la calidad del servicio.

Ecuador anunció que en la parroquia Taura, cantón Naranjal, Provincia Guayas se instaló un moderno sistema de alumbrado público con la instalación de 250 luminarias LED, 3,000 metros de red preensamblada y dos transformadores de distribución, obra ejecutada dentro de la primera fase del proyecto de repotenciación eléctrica impulsado por el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas y CNEL EP. El proyecto incluyó 100 luminarias de 150 W y 150 de 200 W, que optimizan el consumo energético y amplían la cobertura lumínica, mejorando la seguridad y calidad de vida de los habitantes. También se inauguró el sistema de alumbrado público en la vía San Cristóbal – Tuzhpo – Sulcay, en la parroquia San Cristóbal del cantón Paute, provincia Azuay. Esta obra fortalece la seguridad ciudadana y mejora la calidad de vida de más de 2,400 habitantes. El proyecto representó una inversión de USD 40,994 e incluyó la instalación de 39 luminarias de 250 W, la implementación de un transformador de 10 kVA, la construcción de 350 metros de línea de media tensión y 1.2 kilómetros de línea de baja tensión. Además, se ejecutó la repotenciación de 4,314 luminarias en principales avenidas y ejes viales de seis cantones estratégicos del país Santo Domingo y La Concordia (Santo Domingo de los Tsáchilas); Puerto Quito (Pichincha); y El Carmen, Pedernales y Jama (Manabí), con la participación de 12 cuadrillas técnicas especializadas, que ejecutaron labores en puntos estratégicos. La inversión realizada supera los USD 259,000 y representa un paso importante en la ampliación de la cobertura de alumbrado público. Además de brindar mayor seguridad, esta obra contribuye a mejorar la estética urbana y facilita la movilidad peatonal y vehicular en sectores clave de cada cantón. Se estima que más de 500.000 personas, entre habitantes y turistas, se benefician directa e indirectamente

de este mejoramiento. También se potenció la infraestructura eléctrica en Manabí, beneficiando a más de 500,000 personas, mediante la sustitución de 7,700 luminarias de sodio por tecnología LED, fortaleciendo la eficiencia energética, el tránsito vehicular, la seguridad ciudadana y la productividad de los cantones: Portoviejo, Santa Ana, Olmedo, 24 de Mayo, Rocafuerte y Pichincha.

En **Panamá** el Ministerio de Salud (MINSA), la Secretaría Nacional de Energía (SNE) y la Oficina de Electrificación Rural (EOR), en colaboración con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) lanzaron una campaña nacional conjunta de sensibilización para promover el uso responsable y eficiente de los sistemas de aire acondicionado y refrigeración. La iniciativa está dirigida a fomentar prácticas más sostenibles y eficientes en los hogares panameños, transmitiendo mensajes que conectan directamente con las decisiones cotidianas de las personas. A través de frases como "Lo que enfría tu hogar, también puede calentar el planeta", se invita a la ciudadanía a adoptar pequeños cambios con gran impacto. Otro de los mensajes destacados, "La compra de equipos eficientes cuida tu dinero y el planeta", promueve la elección de aires acondicionados y refrigeradores con mayor eficiencia energética, incentivando a revisar el porcentaje de ahorro indicado en la etiqueta antes de adquirir nuevos aparatos.

República Dominicana lanzó el Programa Nacional de Eficiencia Energética, que contempla la instalación de 254,000 luminarias LED de última generación y sistemas inteligentes de telegestión, con el objetivo de modernizar el alumbrado público, reducir en más de un 50% el consumo energético y evitar la emisión anual de 34 millones de toneladas de gases contaminantes. La iniciativa, financiada con USD 75 millones por el BID y la JICA, beneficiará zonas urbanas y turísticas de todo el país, mejorando la seguridad ciudadana, optimizando la gestión de las empresas distribuidoras de electricidad y fortaleciendo la eficiencia operativa de los gobiernos locales, al tiempo que promueve un modelo de ciudad sostenible y un impacto positivo en la actividad comercial y la calidad de vida de la población. En este contexto se iniciaron los trabajos de instalación de 500 luminarias en la provincia Sánchez Ramírez, con el objetivo de mejorar el alumbrado público y facilitar el tránsito y las actividades nocturnas con mayor seguridad.

5. FUENTES RENOVABLES

Brasil se ha consolidado como una referencia mundial en energías renovables, con cerca del 50% de la matriz energética y más del 88% de la electricidad proveniente de fuentes limpias, mayoritariamente hidroeléctrica, seguida por eólica, solar y bioenergía. En 2024, la matriz eléctrica brasileña alcanzó un 88.2% de renovabilidad, destacando la generación eólica y solar fotovoltaica, que juntas representaron el 24% de la electricidad total. La matriz energética consolidó un 50% de renovabilidad gracias a la energía hidroeléctrica, biomasa de caña de azúcar, licor negro, biodiésel, eólica y solar. El consumo energético industrial creció 1.4% respecto a 2023, impulsado por un aumento del 4.1% en el uso de electricidad, con un 64.4% proveniente de fuentes renovables. El sector transporte elevó su consumo de energía renovable al 25.7%, con aumentos del 30.1% en etanol hidratado y 19.3% en biodiésel; la producción nacional de etanol subió 2.8%, con el maíz representando el 20% del total. Por primera vez se registró el consumo de electricidad de vehículos eléctricos, alcanzando 309 GWh para 215,300 unidades. Las emisiones totales de la matriz energética fueron de 431.3 millones de toneladas de CO_2 equivalente, de las cuales 214.3 Mt provinieron del transporte, con una emisión per cápita de 2.0 toneladas de CO_2eq y solo 59.9 kg de CO_2eq por MWh en el sector eléctrico, muy por debajo de los niveles de la OCDE, EE. UU. y China. Aproximadamente el 70% de los gases de efecto invernadero de Brasil se concentra en Agricultura, Uso de la Tierra y Silvicultura, mientras que el sector energético aportó el 20.5% del total inventariado en 2022. En este contexto el Supremo Tribunal Federal (STF) de Brasil inauguró una planta solar fotovoltaica que cubrirá el 7.6% del consumo energético de su Anexo II, generando un ahorro anual de USD 35,526 en electricidad. La instalación, con una capacidad de 180.6 kWp, producirá 267.9 MWh al año, y fue complementada con la modernización de 3,678 luminarias LED, lo que reducirá el consumo en 90 MWh / año. Adicionalmente se informó que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Brasil alcanzó el 14 de marzo un nuevo récord de generación solar fotovoltaica, con 37,869 MW producidos a las 11h, lo que representó cerca del 39% de la demanda eléctrica en ese momento.

Chile anunció que, a marzo de 2025, se han invertido un total de USD 266 millones, en energías renovables en la región de Arica y Parinacota. A tales efectos la región contará con una potencia de 233.8 MW neto y una capacidad de almacenamiento de energía de 914.3 MWh. Entre los proyectos destacados se encuentra el Parque Solar Fotovoltaico San Marcos, con una inversión de USD 3 millones y una potencia de 2.9 MW neto, cuya interconexión está prevista para enero de 2026. Además, se desarrollarán importantes proyectos de almacenamiento, como el BESS - PMG San Marcos, con una inversión de USD 3 millones, una potencia de 2.9 MW neto y una capacidad de almacenamiento de 2.3 MWh, también previsto para enero de 2026. El proyecto más significativo es el BESS Chaca (Proyecto Celda Solar), con una inversión de USD 260 millones, una potencia de 228 MW neto y una capacidad de almacenamiento de 912 MWh, cuya interconexión está prevista para noviembre de 2025. Desde este año está en operación el Proyecto Fotovoltaico Taruca, desarrollado por Taruca Solar SpA proyecto solar que contribuye significativamente a la matriz energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con una potencia instalada de 4.5 MW. En este escenario se informó que en el km 25 camino a La Serena, se inauguró el proyecto de Energización e Iluminación Renovable para la Comunidad Indígena Pehuenche Quilaleo, financiado por el Fondo de Acceso a la Energía (FAE 2022). Esta iniciativa, impulsada por el Ministerio de Energía y la Municipalidad de Temuco, beneficia a más de 150 familias, proporcionando suministro eléctrico continuo y sostenible en espacios clave como la Sede Comunitaria, el Nguillatuhue, la Cancha de Palín y los baños de uso público. También se inauguraron tres Proyectos de Energía Solar en la Región de Valparaíso, de los trece ganadores del Fondo de Acceso a la Energía otorgado por el Ministerio de Energía. Se trató de los Sistemas Solar Térmico de la Escuela Básica San José de Calasanz y el Instituto Bicentenario Javiera Carrera Verdugo, ambos ubicados en San Antonio. Cada Sistema Solar Térmico está compuesto por colectores solares que permiten elevar la temperatura del agua de la red, almacenando hasta 600 litros de agua caliente sanitaria. En la Escuela San José de Calasanz, este sistema beneficiará a 250 personas, mientras que en el Instituto Bicentenario se espera que alcance a 569 beneficiarios. También se inauguró un sistema solar fotovoltaico off grid en la oficina administrativa del Cementerio Comunidad de Las Palmas, en Olmué. Este sistema, está compuesto por 2 paneles fotovoltaicos de 550 Wp, un inversor/cargador de 1,600 VA y una batería de litio de 2.4 kWh.

En **Colombia** se inauguró en Cucunubá en el central departamento de Cundinamarca, el parque solar Jeques. Con una capacidad instalada de 9.9 megavatios (MW), la planta está equipada con 19,278 módulos bifaciales y tecnología tracker, lo que optimiza la captación de energía solar durante todo el día. Los paneles bifaciales capturan la radiación solar tanto en su cara frontal como en la posterior, aprovechando la luz reflejada en el suelo para aumentar la eficiencia energética. Por su parte, la tecnología tracker permite que los paneles sigan el movimiento del sol a lo largo del día, maximizando la exposición y mejorando el rendimiento de todo el sistema. Con esta tecnología el parque alcanzará una generación anual de 21.79 GWh, equivalente al consumo energético diario de 145 mil hogares colombianos. Además de impulsar la transición hacia energías limpias, este proyecto evitará la emisión de 10 mil 742 toneladas de dióxido de carbono al año, lo que representa la preservación de 54 mil árboles. También se inauguró el primer hospital 100% alimentado por energía solar. El Hospital San Carlos de Aipe, ubicado en el departamento del Huila cuenta con 400 paneles fotovoltaicos que generan 280 MWh al año, suficientes para cubrir la totalidad de su demanda eléctrica, incluyendo servicios de urgencias, quirófanos y refrigeración de medicamentos. La instalación fue impulsada por el Ministerio de Minas y Energía, el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) y la Gobernación del Huila, con una inversión cercana a los USD 48,200 con esta infraestructura se estima un ahorro anual de alrededor de USD 52,000 en consumo energético y una reducción de 100 toneladas de CO_2 por año, consolidando al hospital como un modelo de sostenibilidad y eficiencia energética en el sistema de salud colombiano.

El 21 de febrero de 2025 se inauguró en **Cuba** el parque fotovoltaico Escuela de Enfermería, ubicado en el consejo popular Cuatro Caminos, municipio de El Cotorro (La Habana), el primero de la serie de 92 parques que conforman el plan cubano de transición energética, tiene una potencia nominal de 21.8 MW y está equipado con 42,588 paneles fotovoltaicos montados sobre 1,638 mesas o estructuras de soporte. Se reportó que durante las pruebas alcanzó 21.7 MW de generación máxima. Se estima que producirá más de 37 GWh al año y permitirá ahorrar más de 8,140 toneladas de diésel en el mismo período. La obra desarrollada con participación de cerca de 20 empresas cubanas y tecnología proveniente de China; forma parte del programa para añadir más de 1,000 MW en 55 instalaciones semejantes durante

2025 y más de 2,000 MW para 2028. También fue inaugurado en el Municipio de Contramaestre (provincia de Santiago de Cuba) el parque solar fotovoltaico Las Guásimas, con capacidad instalada de 21.8 MW. La instalación cuenta con más de 42,000 paneles solares y 7 inversores de tecnología china, y se sincronizó al Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Se estima que con su entrada en operación se ahorrará alrededor de 4.9 millones de dólares al año en combustible fósil, desplazando unas 8,800 toneladas de combustible y evitando la emisión de aproximadamente 31,600 toneladas CO_2 anuales. Además, se inauguró el Parque Solar fotovoltaico Alcalde Mayor ubicado en el Municipio de Abreus de la Provincia de Cienfuegos como parte del programa nacional de transición energética de Cuba. Tiene una capacidad instalada de aproximadamente 21 MW, cuenta con 1,638 estructuras fotovoltaicas, integrando 42,588 paneles solares, a más de sistemas de redes eléctricas y de comunicación, detección de incendios, alumbrado exterior y cercado perimetral. Su puesta en marcha permitirá reducir el uso de diésel en más de 8,500 toneladas anuales, contribuyendo al ahorro de combustibles fósiles y al fortalecimiento de la matriz energética renovable del país. Asimismo, se anunció la construcción de aproximadamente 130.8 MW de capacidad solar fotovoltaica a escala centralizada, correspondiente a 6 parques solares recién puestos en marcha. Cada uno de estos parques tiene una potencia nominal de unos 21.8 MW y están ubicados en 5 provincias: La Sabana (Granma), Remedios (Villa Clara), La Corúa (Holguín), Jovellanos (Matanzas) y Ciego Norte (Ciego de Avila).

En **Ecuador** se inauguró la central hidroeléctrica Alluriquín, de 204 MW, principal aprovechamiento del Complejo Hidroeléctrico Toachi Pilatón, de 254.4 MW. Toachi Pilatón se ubica entre las provincias de Santo Domingo de los Tsáchilas, Pichincha y Cotopaxi, aprovecha la fuerza de los ríos Pilatón, Sarapullo y Toachi, y se ubica en la vertiente occidental, razón por la que su producción es complementaria para el país en los períodos de estiaje. Este complejo está compuesto, además, por la central Sarapullo, de 49 MW; y, mini central Toachi, de 1.4 MW.

El Salvador informó que el Banco Mundial aprobó el proyecto titulado "Proyecto de Energía Geotérmica de El Salvador para un Desarrollo Sostenible e Inclusivo", por un monto de USD 150 millones y un periodo de ejecución estimado en seis años. Este financiamiento, a través del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) bajo garantía soberana del Estado salvadoreño, contempla una amortización a 30 años incluyendo un período de gracia de 6 años. Como parte de los objetivos técnicos, el proyecto apalancará la construcción de una planta geotérmica de hasta 25 MW de capacidad en el campo de Chinameca, que se interconectará al sistema de transmisión eléctrica nacional, junto con labores de exploración para ampliar la generación hasta 40 MW adicionales. Asimismo, se incorpora apoyo a comunidades locales para el aprovechamiento directo del calor geotérmico (por ejemplo, en el secado y procesamiento de alimentos) y la creación de un Centro de Excelencia Geotérmica para formación técnica profesional.

El Gobierno de **Grenada** logró avances significativos en su transición a la energía sostenible con el avance de su proyecto insignia de desarrollo de energía geotérmica, que entró en la fase crítica de exploración. El objetivo a largo plazo es generar hasta 15 MW de energía limpia y renovable de carga base, entregando electricidad confiable a la red nacional y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles importados. Sobre la base de investigaciones geo científicas integrales basadas en la superficie realizadas en 2015, el próximo hito importante está programado para 2026 con la perforación de 2 pozos exploratorios: uno en Plaisance, St. John, y otro en Tricolar, St. Patrick. Estas actividades exploratorias son esenciales para confirmar la viabilidad comercial del recurso geotérmico.

Durante el primer trimestre de 2025, **Guatemala** continuó consolidando su potencial en energía renovable con la puesta en marcha de seis proyectos solares que suman más de 75 MW de potencia instalada. El 30 de enero, inició operaciones el Parque Solar Los Soles en Santo Domingo Suchitepéquez, con 1.95 MW, seguido por el Parque Solar Las Pilas en San José, Escuintla, el 7 de febrero, con 5 MW. El 15 de febrero, destacó la inauguración de Yolanda, el mayor de los proyectos, con una capacidad de 61 MW, también en San José, Escuintla. Posteriormente, el 24 de febrero, se incorporó el Parque Solar "ENA" en Santa Lucía Cotzumalguapa, con 1.03 MW, y el 28 de marzo, el Parque Solar El Reverendo en Guanagazapa, Santa Rosa, con 4.93 MW. Finalmente, el 2 de abril, la Granja Solar Rancho K, en Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa, agregó 2 MW adicionales. Estas inversiones reafirman el impulso del país hacia una matriz energética más limpia, moderna y sostenible.

La Agencia de Energía de **Guyana** informó que el proyecto 30,000 Solar PV Home Energy Systems (SHE) ha alcanzado una capacidad instalada de 4.8 MW en las diez regiones administrativas de Guyana, beneficiando a más de 245 comunidades y más de 136,863 personas. Cada sistema entregado incluye un panel solar de 160 W, controlador de carga, batería de 48 Ah de litio, dos lámparas LED de 9 W cada una, un ventilador independiente de 12 W y un puerto USB para carga de dispositivos móviles. Esta iniciativa fuera de la red (off-grid) está dirigida a comunidades ribereñas y del interior que carecen de conexión a la red eléctrica nacional, y forma parte de la estrategia de acceso equitativo a la energía limpia del gobierno guyanés dentro de su plan de desarrollo bajo en carbono.

En marzo de 2025, el gobierno de **Haití** recibió la transferencia oficial de dos centrales solares fotovoltaicas construidas bajo el Proyecto ERAP (Énergie Renouvelable et Accès Public), ubicadas en las comunas de Capotille y Vallières, en el noreste del país. Cada planta cuenta con una capacidad instalada aproximada de 500 kW, sumando en conjunto 1 MW de generación limpia. Las instalaciones incluyen sistemas modernos de almacenamiento con baterías de litio, infraestructura para distribución local de energía y sistemas de monitoreo remoto, lo que garantiza un suministro eléctrico más estable y sostenible. Estas plantas permitirán abastecer de electricidad a más de 3,000 hogares y servicios públicos esenciales, fortaleciendo la resiliencia energética de las comunidades y reduciendo las emisiones de carbono en la región.

En **México** la Comisión Federal de Electricidad (CFE) reanudó formalmente la operación comercial de la Central Hidroeléctrica Ing. Fernando Hiriart Balderrama "Zimapán", ubicada en la frontera entre los estados de Hidalgo y Querétaro, tras concluir un amplio programa de modernización que incluyó la repotenciación de generadores, la actualización de sistemas auxiliares, controles y protecciones, así como intervenciones en obra civil. La inversión aproximada ascendió a 73.24 millones de dólares, logrando un aumento de 12 MW en su capacidad instalada (hasta unos 304 MW) y una mejora en eficiencia operativa de 96.02% a 98.5%. De esta forma la central refuerza su papel en el sistema eléctrico nacional como fuente de energía renovable, operando con estándares internacionales y proyectando una vida útil extendida por al menos dos décadas.

Nicaragua inició la construcción del proyecto Enersolar-3 ubicado en Nindirí departamento de Masaya, con una capacidad de 70 MW y una inversión de USD 83 millones, se posicionará como la mayor planta solar del país, conectada al sistema nacional, se espera que esta instalación cubra cerca del 40% del consumo eléctrico de la empresa estatal de agua ENACAL. El parque se emplaza sobre unas 140 hectáreas y para su operatividad contará con alrededor de 112 700 módulos FV, unos 200 inversores, 20 transformadores y una nueva subestación de 230 kV que lo conectará al sistema nacional de transmisión.

Se inauguró en **Panamá** el proyecto Santiago Solar, en La Mesa, provincia de Veraguas. El referido proyecto con una inversión de USD70 millones, cuenta con una capacidad instalada de 86,333 MW pico y más de 130,000 paneles solares bifaciales. El proyecto fue desarrollado por el Grupo Naiad Renovables con un contrato de compraventa de energía a largo plazo suscrito con Enel Group (Italia), lo que asegura estabilidad financiera y operativa. Esta entrada en operación fortalece la apuesta de Panamá por las energías renovables que, en 2024, representaron un 12.9 % de la generación eléctrica del país entre solar y eólica.

Paraguay inauguró su primera microred híbrida en la comunidad Yshyr Ybytoso de Puerto Esperanza, Alto Paraguay, compuesta por 700 kWp de paneles fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de 3 MWh con baterías de litio, capaz de abastecer a unas 250 familias de manera confiable. El proyecto, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo con una inversión de aproximadamente USD 2 millones, fue construido por el Consorcio Esperanza 3 y representa un hito en la diversificación de la matriz energética nacional, reduciendo la dependencia de generadores diésel en zonas aisladas y sirviendo como modelo piloto para futuras microredes híbridas en Paraguay.

Perú anunció el inicio de operaciones comerciales de dos importantes centrales de generación con recursos energéticos renovables: la Central Hidroeléctrica San Gabán III, en Puno, y la Central Solar San Martín, en Arequipa, que suman una capacidad instalada conjunta de 461.7 MW. La hidroeléctrica San Gabán III, operativa desde el 30 de mayo, aporta 209.3 MW al Sistema Eléctrico Interconectado

Nacional (SEIN), mientras que la planta solar San Martín, en funcionamiento desde el 7 de junio, genera 252.4 MW, consolidándose como la más grande del país en su tipo. Ambos proyectos, desarrollados íntegramente con inversión privada, fortalecen la seguridad energética, promueven el uso de energías limpias y sostenibles, y reflejan la confianza del sector privado en el marco regulatorio peruano, además de generar empleo y dinamizar las economías locales.

La generación eólica en **República Dominicana** en abril de 2025 superó los 300 MW, convirtiéndose en la segunda fuente de energía del país en momentos de máxima demanda. Este hito refleja el creciente aporte de las energías renovables a la matriz eléctrica nacional y los avances del país en la transición energética, con un enfoque en diversificación, sostenibilidad y reducción de la dependencia de combustibles fósiles. En este escenario el Ministerio de Energía y Minas inauguró un sistema fotovoltaico en la comunidad de El Rosalito, distrito La Ciénaga, San José de Ocoa, beneficiando a 170 familias y aproximadamente 850 personas. El proyecto incluye 170 paneles solares de 385 Wp, 170 inversores cargadores de 1.2 kW, 170 reguladores de carga solar y 340 baterías de ácido plomo, con una potencia total instalada de 65.45 kWp. La iniciativa, ejecutada por el Viceministerio de Energía y la Dirección de Electrificación Rural y Suburbana (DERS) dentro del Programa Techo Solar, permitió electrificar internamente cada vivienda y proveer accesorios esenciales para el funcionamiento del sistema. En este contexto se anunció que el 8 de febrero por primera vez la generación de energía renovable en República Dominicana superó la térmica, inyectando 1,222.75 MW al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), representando más del 50% de la potencia en línea. Este hito refleja el avance del país en sostenibilidad y diversificación de la matriz energética, impulsando la independencia energética y la reducción del uso de combustibles fósiles.

La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) de **Uruguay** inauguró oficialmente una nueva planta solar fotovoltaica de 30 MW en el departamento de San José, con una inversión de USD 27 millones. La instalación, compuesta por aproximadamente 60,000 paneles solares de alta eficiencia, se estima que producirá unos 47 GWh anuales, suficiente para abastecer el consumo eléctrico de 15,000 hogares promedio. Este proyecto forma parte del plan estratégico de UTE para ampliar la participación de energía renovable en la matriz nacional, diversificar la generación eléctrica y reducir la dependencia de combustibles fósiles. La planta también se integra a la red de transmisión local mediante una subestación de 66 kV, optimizando la evacuación de energía y permitiendo la futura conexión de proyectos solares adicionales en la región.

5.1 Generación Distribuida

En **Brasil** la micro y mini generación distribuida (MMGD) alcanzó los 35 GW de capacidad instalada a finales de 2024, lo que representa un crecimiento del 35.6% respecto a 2023 y consolida a Brasil como uno de los líderes regionales en energía solar descentralizada. Este avance se debe principalmente a la rápida expansión de los sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales, impulsados por incentivos fiscales, la reducción de los costos de instalación y un mayor acceso al financiamiento verde. Según datos de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), más de 3.5 millones de unidades consumidoras ya cuentan con generación propia, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones y a la diversificación de la matriz energética nacional. Para 2025, el sector proyecta superar los 45 GW, con especial énfasis en la integración de almacenamiento y soluciones inteligentes de gestión energética.

El Ministerio de Energía de **Chile**, lanzó en Villarrica el Programa Parque Solar Comunitario, una iniciativa regional para fomentar la generación distribuida de energía renovable mediante paneles solares instalados en terrenos municipales. Villarrica se posiciona como la primera comuna en postular un proyecto de este tipo, en el terreno del ex vertedero, beneficiando a entre 250 y 400 familias vulnerables con descuentos en sus cuentas de electricidad. En el caso de Villarrica, el proyecto contempla entre 400 y 600 paneles solares en un terreno de 2 hectáreas, los cuales generarán energía suficiente para aliviar la carga económica de cientos de familias.

5.2 Hidrógeno

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil** y el Ministerio de Economía de Francia firmaron una Declaración de Intenciones para cooperar en el sector de hidrógeno de bajas emisiones de carbono,

promoviendo la transición energética justa y cadenas productivas sostenibles. El acuerdo establece intercambio de información regulatoria, certificación confiable y alianzas industriales y tecnológicas, coordinadas a través del Comité Directivo para el Diálogo sobre la Transición Energética y Minerales Estratégicos (DTEME). Con el nuevo marco legal para el hidrógeno en Brasil, se busca atraer inversiones y ampliar oportunidades en sectores estratégicos de la economía verde.

Chile realizó el lanzamiento oficial del OrientaH2, plataforma digital pionera destinada a catalizar el ecosistema del hidrógeno verde, desarrollada por la Agencia de Sostenibilidad Energética en colaboración con el Ministerio de Energía de Chile. La referida herramienta permite explorar proyectos existentes y futuros, conectar proveedores y actores clave de toda la cadena de valor, acceder a diagnósticos regionales y conocer opciones de financiamiento para nuevas iniciativas en cinco regiones estratégicas: Antofagasta, Valparaíso, Metropolitana, Biobío y Magallanes. Por otra parte, la Región de La Araucanía presentó el proyecto "Bien Público – Hidrógeno Verde", impulsado por el Ministerio de Energía de Chile y cofinanciado por CORFO, con la colaboración técnica de la Universidad de Talca y la Corporación de Desarrollo Social del Sector Rural (Codesser). La iniciativa busca empoderar a los sectores agroforestal y productivo de la región mediante tecnologías de hidrógeno verde adaptadas a demanda local, fortalecimiento del capital humano y generación de empleos sostenibles, con un foco particular en descarbonizar actividades agrícolas y forestales.

5.3 Biocombustibles, biomasa y bioenergéticos

La Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) aprobó una recomendación técnica que reconoce la producción de etanol a partir del maíz de segunda cosecha (la "safrinha") de **Brasil** como materia prima viable para la fabricación de combustibles sostenibles de aviación (SAF, por sus siglas en inglés). La decisión avala el modelo agrícola brasileño de "culturas múltiples" (dos o más cosechas por año en la misma área) sin expandir la frontera agrícola ni alterar el uso del suelo. También fueron aprobados los valores de intensidad de carbono para esa ruta de producción mediante la tecnología "Ethanol-to-Jet", lo que fortalece la viabilidad técnica y ambiental de esta cadena productiva. Por otra parte, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) aprobó el aumento de la mezcla obligatoria de etanol en la gasolina del 27% al 30%, conocida como E30, y de biodiésel en el diésel del 14% al 15%, la B15. La medida entrará en vigor a partir del 1 de agosto y permitirá a Brasil avanzar en la autosuficiencia y la reducción del precio de los combustibles. También se inauguró una nueva planta de producción del combustible renovable "Be8 BeVant". Este combustible, elaborado con las mismas materias primas que el biodiésel (aceite de soja, grasas animales y aceite de cocina usado), tiene la capacidad de reemplazar por completo al diésel en los motores convencionales. El innovador biocombustible desarrollado por la empresa brasileña con sede en Passo Fundo (RS) es el resultado de un proceso avanzado que proporciona mejoras significativas en la calidad y el rendimiento del motor. Este combustible puede utilizarse puro en motores diésel, sin necesidad de adaptaciones, o mezclado con diésel convencional.

En **Chile**, en el sector Coyhaique Alto (Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo), se inauguró el centro modular de biomasa "Sol y Viento del Sur", como parte del Programa Centros Integrales de Biomasa (CIB) del Ministerio de Energía de Chile ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética. El proyecto, consiste en una infraestructura modular y pasiva que aprovecha radiación solar y ventilación natural para secar leña, permitiendo alcanzar niveles de humedad inferiores al 25%, requisito clave para la comercialización como biocombustible sólido de calidad. En su primer año se estima una producción de 2,600 m^3st, la cual aumentará a 2,700 m^3st en el segundo año y hasta 3,800 m^3st en el tercer año de operación. Adicionalmente en la Comuna de Valle Simpson, se inauguró un nuevo Centro Integral de Biomasa que incorpora un secador de leña cero emisiones con paneles fotovoltaicos y tecnología de bomba de calor aerotérmica, sistema con el que se puede procesar 14 m3st por ciclo (equivalente a 280 sacos de 20 kg) realizando hasta 4 ciclos semanales con una producción estimada de en 2,000 m^3st al año. El secador reduce la humedad de la leña del 35% al 20% en 60 horas.

6. TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** presentó el Atlas de la Transición Energética Brasileña, un estudio pionero que analiza las acciones y políticas de los estados del país para avanzar hacia una matriz energética más sostenible. El documento identifica iniciativas locales, potenciales regionales y oportunidades de cooperación entre los estados y el Gobierno Federal. Según el Atlas, todos los estados brasileños poseen un alto potencial para generar electricidad y combustibles bajos en carbono a partir de fuentes renovables, y ya cuentan con políticas públicas para aprovecharlo. El informe consolida 224 leyes y decretos, 268 proyectos y acciones, 14 políticas, 39 programas y 22 planes relacionados con ocho tipos de energía: eólica, solar, biomasa, hidrógeno, biogás/biometano, nuclear, gas natural y combustible sostenible para la aviación (SAF). Estas cifras reflejan un crecimiento del 160% respecto a 2015. En cuanto a la distribución regional: Todas las regiones tienen políticas sobre hidrógeno bajo en carbono y biomasa. Sur, Sudeste y Centro-Oeste destacan por su potencial para el biogás. El Nordeste lidera en energía solar, con leyes y decretos que incentivan su uso. El Centro-Oeste concentra gran cantidad de acciones centradas en la biomasa. En conjunto, el Atlas muestra un avance significativo hacia la diversificación energética, la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y la mitigación de los efectos climáticos en Brasil. También se lanzó la publicación "Brasil, Líder Mundial en la Transición Energética", que presenta las medidas implementadas por el país para promover la descarbonización y posicionarse como referente global en sostenibilidad. El documento destaca las políticas del Ministerio de Minas y Energía desde 2023 para impulsar la economía verde con inclusión social. Entre las iniciativas resaltadas figuran Luz para Todos, Gas para Todos, Energía del Amazonas, Energía Limpia en Mi Casa Mi Vida, el Sello Social de Biocombustibles, Acuicultura para la Seguridad Alimentaria y la Tarifa Social de Electricidad. Además, se aprobó el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE) 2034, que define la estrategia de transición energética del país entre 2025 y 2034, con el objetivo de garantizar un suministro seguro, sostenible y accesible. El PDE 2034 promueve la diversificación y descarbonización de la matriz energética, manteniendo en más del 85% la participación de fuentes renovables y ampliando la generación solar, eólica y distribuida, además, integra políticas como el Marco Legal de Hidrógeno y el Programa Luz para Todos, e incorpora un capítulo dedicado a la transición energética justa e inclusiva, en conclusión se proyectan inversiones de unos 640 mil millones de dólares y un aumento del 25% en la oferta interna de energía para los próximos diez años.

República Dominicana recibió la aprobación de USD 85 millones de los Fondos de Inversión en el Clima (CIF) para impulsar la transición energética hacia fuentes limpias y sostenibles, movilizando más de USD 1,100 millones adicionales del sector privado. El plan, ejecutado junto al BID, Banco Mundial y BID Invest, busca diversificar la matriz energética, mejorar la transmisión eléctrica, reducir la dependencia del carbón y fortalecer la resiliencia del sistema. También contempla medidas socioeconómicas y de género para apoyar a comunidades y trabajadores afectados, promoviendo inversión privada, desarrollo local y un sistema energético más seguro y sostenible.

El gobierno de **Uruguay** presentó la "Agenda de Energía Uruguay 2050", un plan estratégico de largo plazo diseñado para orientar el desarrollo del sector energético del país hacia la sostenibilidad y la neutralidad de carbono. El documento establece una hoja de ruta hasta 2050, que incluye la consolidación de una matriz eléctrica 100% renovable, la expansión de energías solar, eólica e hidráulica, la modernización de la infraestructura de transmisión y distribución, y la incorporación de tecnologías innovadoras como almacenamiento de energía, hidrógeno verde y eficiencia energética. Además, la agenda contempla cooperación internacional para la exportación de energía limpia y la participación en mercados regionales, así como mecanismos de incentivo para la investigación y el desarrollo tecnológico en energía renovable. Según el MIEM, su implementación permitirá que Uruguay mantenga la seguridad del suministro eléctrico, reduzca emisiones de gases de efecto invernadero y fortalezca su liderazgo global en energías sostenibles.

7. MINERALES CRÍTICOS

Argentina prevé incrementar su producción de carbonato de litio en aproximadamente un 75% durante 2025, impulsada por la entrada en operación de nuevos proyectos en las provincias de Jujuy, Salta y Catamarca. Este crecimiento se apoya en la ampliación de minas como Olaroz (operada por Allkem y Toyota Tsusho), Fénix (de Livent) y la puesta en marcha de Cauchari-Olaroz (Ganfeng Lithium y Lithium Americas). En 2024, Argentina produjo cerca de 40,000 toneladas de carbonato de litio equivalente (LCE), y el gobierno espera superar las 70,000 toneladas en 2025, consolidando su posición como tercer productor mundial, detrás de Australia y Chile. Este aumento ocurre en un contexto de alta demanda global por baterías para vehículos eléctricos.

Brasil publicó una edición actualizada de la Guía para Inversores Extranjeros en Minerales Críticos para la Transición Energética. La publicación ofrece información detallada sobre los procesos para obtener derechos mineros, licencias ambientales y los nuevos instrumentos de financiación pública lanzados en 2024. En este contexto Brasil y Francia fortalecieron su alianza estratégica en energía, minerales críticos y transición energética, acelerando proyectos de energía limpia, seguridad energética y descarbonización. Destacan avances en el diálogo de alto nivel sobre Transición Energética y Minerales Estratégicos, con cooperación en hidrógeno de bajas emisiones, biocombustibles, energía nuclear y minerales críticos. Brasil busca atraer inversiones francesas para procesar y valorizar recursos como litio, grafito, níquel y tierras raras. Por otra parte, en Lagoa Santa (Minas Gerais) se entregó el primer lote de óxidos de tierras raras reciclados a partir de imanes permanentes, marcando un hito histórico para la industria brasileña. Este logro impulsa el desarrollo nacional de tecnologías para producir imanes de tierras raras, esenciales en vehículos eléctricos, turbinas eólicas, sensores y equipos electrónicos. Los óxidos fueron obtenidos del reciclaje de equipos fuera de servicio en Brasil, como turbinas eólicas, mediante un proceso realizado en el extranjero por Viridion Rare Earths Technologies, una alianza entre Viridis Mineração Ltda (Brasil) e Ionic Rare Earths Ltd. La demanda global por tierras raras fue de 93 mil toneladas en 2023, de las cuales 16 mil se destinaron a tecnologías de transición energética. Se proyecta que esta demanda crezca a 46 mil toneladas en 2030 y 64 mil en 2040, lo que representa un aumento del 300%. En total, la demanda mundial alcanzaría 134 mil toneladas en 2030 y 169 mil en 2040, considerando también otras aplicaciones industriales. Brasil posee la segunda mayor reserva de tierras raras del mundo, con 21 millones de toneladas (23.3% del total global), y gran potencial para expandirlas. Actualmente, cuenta con una mina operativa en Goiás (inaugurada en 2023) y 12 proyectos en fase preoperacional en Bahía, Minas Gerais, Goiás, Tocantins y Amazonas.

En mayo de 2025, Rio Tinto, una de las mayores compañías mineras del mundo, anunció un acuerdo con la estatal chilena Codelco para invertir aproximadamente US $ 900 millones en el proyecto de litio del Salar de Maricunga, ubicado en la región de Atacama, considerado el segundo mayor salar de **Chile** después del de Atacama. La operación contempla que Rio Tinto adquiera casi el 50 % de participación en la iniciativa, lo que convierte a este proyecto en una de las inversiones más relevantes de la empresa en América Latina en el sector de minerales críticos. El acuerdo se enmarca en la nueva Estrategia Nacional del Litio de Chile, lanzada en 2023, mediante la cual el Estado busca mantener control mayoritario sobre los yacimientos y promover alianzas público-privadas para impulsar el valor agregado, la industrialización y el desarrollo de tecnologías asociadas a la transición energética. El proyecto de Maricunga tiene reservas estimadas de más de 500,000 toneladas de carbonato de litio equivalente (LCE) y se espera que entre en fase de construcción a fines de 2025, con una producción anual proyectada de entre 20,000 y 25,000 toneladas de litio. La alianza Rio Tinto–Codelco refuerza el posicionamiento de Chile como uno de los actores clave del mercado mundial del litio, junto con Australia y Argentina.

8. GÉNERO Y ENERGÍA

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** (MME) inauguró la Oficina de la Defensoría de la Mujer, un canal interno destinado a atender casos de desigualdad de género y violencia contra las mujeres,

dirigido a funcionarias, empleadas y pasantes del Ministerio. La iniciativa busca promover la igualdad y el bienestar femenino dentro de la institución. La oficina forma parte del programa MME+Integridad, que refuerza la prevención de la corrupción, el fraude y las faltas éticas, promoviendo un ambiente laboral seguro, inclusivo y respetuoso de la diversidad y la dignidad humana. Por otra parte, se presentó el estudio «Integración de la perspectiva de género en las políticas del sector energético en los países del G20», la publicación ofrece una visión general de las políticas públicas en los países del G20, con recomendaciones sobre medidas que pueden adoptarse en cuatro áreas: empoderamiento económico, acceso a la energía y asequibilidad, representación política y sectorial, e integración y transversalización de la perspectiva de género. El estudio revela que, a pesar de los importantes avances en las políticas de igualdad de género en el sector energético, persisten desafíos para la participación efectiva de las mujeres. Según los datos, en los países del G20, menos de una de cada cuatro personas empleadas en el sector energético son mujeres. De estas, solo una de cada cinco ocupa puestos de alta dirección. En este sector, las mujeres ganan un 11% menos que los hombres.

En **Chile**, con la presencia de representantes de la industria, la academia y el sector público se desarrolló la Mesa Regional de Energía Más Mujeres y Capital Humano en la Región de Atacama, una iniciativa público- privada desarrollada en conjunto entre el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética, con el propósito de realizar un trabajo mancomunado entre quienes conforman la industria energética en la región, para fomentar la inserción laboral de la mujer, comunidades indígenas y disidencias en todas las áreas y niveles del sector energía, y promover el desarrollo de talentos y liderazgos en el rubro. Adicionalmente se publicó el Anuario de Género y Derechos Humanos 2024-2025 del Ministerio de Energía de Chile, documento que presenta los avances y desafíos del sector energético en materia de igualdad de género, inclusión y derechos humanos con el objetivo de visibilizar los progresos del plan público-privado "Energía + Mujeres" (2019-2030), dirigido a incrementar la participación femenina y promover una cultura de equidad en un rubro históricamente masculinizado. El documento recopila buenas prácticas de empresas, gremios e instituciones, evalúa brechas de género y plantea metas para 2025 orientadas a consolidar una transición energética justa, inclusiva y sostenible, donde la diversidad sea un pilar del desarrollo del sector.

El Gobierno de **Ecuador** oficializó la incorporación de instituciones de sectores estratégicos a la Iniciativa de Paridad de Género y Economía Violeta incluyendo la participación de representantes del Ministerio de Energía y Minas. La iniciativa, busca eliminar brechas de género, reducir desigualdades laborales y fomentar un entorno equitativo y competitivo en áreas clave para la economía y productividad nacional. La Iniciativa de Paridad de Género y Economía Violeta reúne a entidades gubernamentales, empresas estatales y privadas que operan en sectores esenciales como hidrocarburos, agua, electricidad, telecomunicaciones, minería y transporte, entre otros. Su objetivo principal es aumentar la participación femenina en espacios de toma de decisiones, cargos jerárquicos y posiciones de liderazgo dentro de las instituciones.

Guyana inició un Programa de Aprendizaje Femenino dirigido a 20 mujeres, con el objetivo de capacitarlas en instalaciones eléctricas y tecnología solar fotovoltaica (PV), sectores tradicionalmente dominados por hombres. La iniciativa, financiada por el Fondo de Energía Limpia y Clima Forestal de Canadá (CCEFCF) y apoyada por ESMAP del Banco Mundial, se implementa en colaboración con la Agencia de Energía de Guyana (GEA), la Junta de Capacitación Industrial (BIT) y el Ministerio de Servicios Humanos y Seguridad Social. El programa combina formación teórica y práctica, incluyendo talleres, pasantías y trabajo de campo, con énfasis en seguridad, mejores prácticas ambientales y habilidades empresariales. Las sesiones se realizan en el GAWU en Kingston, Georgetown, en ciclos de tres meses con descansos de un mes, y las graduadas obtendrán un Certificado Vocacional Nacional de Aprendizaje, impulsando su inserción profesional en el sector energético y fomentando el desarrollo económico y la sostenibilidad.

El 8 de marzo de 2025, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú**, a través de la Dirección de Sostenibilidad y Articulación Minera (DSAM), desarrolló la edición XXV del programa Mujeres Mágicas en Pampa Grande, Michiquillay y Quinuamayo, Cajamarca, capacitando a 37 comuneras de las zonas de influencia del proyecto minero Michiquillay. El programa busca fortalecer el empoderamiento femenino,

liderazgo, emprendimiento y participación en la toma de decisiones locales, brindando información clara sobre la actividad minera y sus beneficios. La iniciativa contó con la participación de especialistas del MINEM, el Ministerio de la Mujer y Poblaciones Vulnerables y AGROIDEAS, y ha logrado capacitar desde 2019 a 819 lideresas de distintas regiones mineras, promoviendo que las mujeres adopten un rol más protagónico y autónomo en sus comunidades.

El Ministerio de Energía y Minas de **República Dominicana**, junto a la Red de Mujeres en Energía Renovable, realizó el taller "Liderazgo con perspectiva de género" para conmemorar el Día Internacional de la Mujer, con el objetivo de promover un liderazgo inclusivo y equitativo, concientizar sobre desigualdades de género y brindar herramientas para fortalecer la participación femenina en posiciones de decisión dentro del sector energético. Por otra parte, la directora de Políticas y Servicios Nucleares del Ministerio de Energía y Minas, recibió la Medalla al Mérito de la Mujer Dominicana 2025 en la categoría Trayectoria Profesional, en reconocimiento a sus décadas de aporte en ciencia, educación y tecnología nuclear. Adicionalmente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) realizó el panel "Igualdad de Género y Transformación Social" para conmemorar el Día Internacional de la Mujer, reconociendo a 22 colaboradoras y destacando el papel de la mujer en los sectores energético y minero.

9. INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

El G20 Summit de noviembre de 2024 en Río de Janeiro sirvió de escenario para que **Argentina** y **Brasil** firmaran un memorando de entendimiento (MoU) orientado a facilitar las exportaciones de gas natural desde la formación de Vaca Muerta en Argentina hacia Brasil. El acuerdo contempla la creación de un grupo de trabajo binacional para definir la infraestructura necesaria de transporte, incluyendo la posible reversión del flujo en gasoductos existentes y nuevas rutas vía Paraguay o Uruguay, con una meta preliminar de exportar 2 Mm^3 / día a partir de 2025 y escalar hasta 30 Mm^3 / día hacia 2030.

Se realizo en Rio de Janeiro, **Brasil** el lanzamiento oficial de la Coalición Global para la Planificación Energética (GCEP). Esta iniciativa es resultado directo de la presidencia brasileña del G20 en 2024 y representa un hito en la cooperación internacional para acelerar la transición hacia una matriz energética limpia, segura y asequible. Esta iniciativa histórica busca fortalecer la transición energética en los países en desarrollo, centrándose en la inversión y la sostenibilidad. El papel de la Coalición Global para la Planificación Energética es apoyar a los países en la construcción de sistemas energéticos inclusivos, seguros, sostenibles y financieramente viables, con especial atención a las realidades y necesidades de los países en desarrollo. Con esta iniciativa, Brasil busca contribuir a la creación de una plataforma voluntaria, abierta y orientada a la acción. Por otra parte, Brasil refuerza la cooperación con China en energía y biocombustibles mediante la firma de dos memorandos de entendimiento dirigidos a abrir el mercado chino al etanol brasileño con la implementación del E10, promoviendo movilidad baja en carbono y transición energética, y creando un Grupo de Trabajo Bilateral sobre etanol y combustibles sostenibles (SAF, fuelóleo marino, bioplásticos); avanzar en energías renovables y tecnologías bajas en carbono junto a Windey Energy y SENAI CIMATEC, desarrollando almacenamiento de energía, un centro de I+D en energía eólica e hidrógeno verde, y soluciones de energía limpia para zonas agrícolas remotas, integradas con agricultura y riego sostenible. Adicionalmente se firmó un acuerdo en materia de minería sostenible en el marco del Plan de Acción 2025-2026, que incluye la creación de la Alianza de Inversión Minera China-Brasil, un Seminario de Alto Nivel sobre Minería Sostenible y el Diálogo y Mecanismos de Financiación para la Minería Verde en septiembre, enfocado en innovación, sostenibilidad y valor agregado en minerales estratégicos. Además, se firmó en Abu Dabi un Memorando de Entendimiento (MdE) con el Ministerio de Inversiones de los Emiratos Árabes Unidos, con el objetivo de promover la exploración y el desarrollo de minerales estratégicos esenciales para la transición energética. Esta alianza representa un hito en la cooperación entre ambos países y prevé inversiones que podrían alcanzar los 15.000 millones de reales en diversas áreas, como la investigación, el procesamiento, la comercialización, la transferencia de tecnología y la capacitación de personal.

Ecuador firmó con España una Carta de Entendimiento, que impulsará la inversión de 600 millones de dólares para la generación de alrededor de 600 MW en cinco importantes proyectos de energía solar fotovoltaica y una línea de transmisión. Con esta acción, se impulsarán proyectos solares estratégicos ubicados en distintas zonas del país como La Ceiba 1-2, Illapo 1-2, Malchinguí, Matala y Tocachi que, en conjunto, generarán alrededor de 536.5 MWp, lo que representa un avance significativo para diversificar la generación eléctrica y fortalecer la infraestructura energética del país. La inversión de COX ECUADOR S.A.S. no solo permitirá la construcción de estos parques solares, sino también una nueva línea de transmisión de 80 kilómetros (La Ceiba-Colectora), que será declarada de interés público en julio de 2025. Esta línea será fundamental para integrar la energía generada por los nuevos parques solares al Sistema Nacional de Transmisión, asegurando que más hogares y empresas ecuatorianas puedan beneficiarse de electricidad limpia y sostenible. También se suscribió con Israel una alianza estratégica, para impulsar una cooperación bilateral de cinco años en materia de energías renovables, tecnología avanzada y gestión eficiente en el ámbito energético. Entre los principales puntos del acuerdo se destaca la colaboración para potenciar proyectos relacionados con la planificación y gestión del suministro energético, así como la promoción de fuentes de energía renovable y limpia. Esto incluye el desarrollo de tecnologías para la generación, distribución, almacenamiento y seguridad energética.

Ecuador exportó energía eléctrica al **Perú**, a través de la línea de transmisión Machala – Zorritos a 230 mil voltios. Debido a un requerimiento del sistema eléctrico peruano, el Centro de Operación (COES) solicitó al Operador Nacional de Electricidad ecuatoriano (CENACE) el suministro de energía eléctrica hacia el país vecino, para los días 24 y 25 de febrero. La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, responsable de la operación de esta línea de transmisión gestionó, coordinó y ejecutó las acciones necesarias para habilitar la entrega de energía desde sus instalaciones. CELEC EP – TRANSELECTRIC y desplegó un contingente técnico y logístico para realizar estos trabajos en tiempos mínimos, con el objetivo de conectar la línea de transmisión Machala – Zorritos a 230 mil voltios, con la que se viabilizó la interconexión eléctrica con el Perú y la transmisión de electricidad. Desde las 12:50 del 24 de febrero, la línea de transmisión se encuentra operando con normalidad y abastece de energía a la zona norte del país vecino.

Perú suscribió un Memorando de Entendimiento con el Consejo de Cooperación del Golfo (CCG), integrado por Arabia Saudita, Bahréin, Kuwait, Omán, Qatar y Emiratos Árabes Unidos, con el objetivo de fortalecer la presencia peruana en esta región y promover inversiones en los sectores minero y energético. La iniciativa permitirá que una delegación gubernamental y empresarial de Arabia Saudita participe en la convención Perumin 2025 en Arequipa, ofreciendo capitales, tecnología y oportunidades de negocios en minería de cobre, litio y recursos estratégicos, así como en energías renovables, hidroeléctricas, gas natural, petróleo, petroquímica e hidrógeno verde. Además, Perú y Arabia Saudita avanzan en la firma de un Acuerdo General de Cooperación, que formalizará la promoción de inversiones, exploración y explotación de recursos energéticos y mineros.

Uruguay y **Brasil** firmaron un Memorando de Entendimiento para mejorar el intercambio de electricidad, trasladando el punto de entrega desde la Subestación Presidente Médici (230 kV) a la Subestación Candiota II (525 kV) en Rio Grande do Sul. El cambio permitirá descongestionar la red de 230 kV, sobrecargada por la generación renovable regional, y garantizará una interconexión más segura y de mayor capacidad, reduciendo el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico.

10. RECONOCIMIENTOS, EVENTOS Y CONVENCIONES

Brasil lidera el ranking internacional de financiación de proyectos de descarbonización industrial. La propuesta brasileña para el Programa de Descarbonización Industrial (PDI) de los Fondos de Inversión Climática (CIF) se posicionó en primer lugar entre los 26 países elegibles, según un grupo de expertos independientes. Esta selección coloca a Brasil a la cabeza mundial en el acceso a los recursos de financiación de los CIF, destinados a acelerar la descarbonización de sectores industriales con altas emisiones, como el acero, el cemento, el aluminio y los productos químicos. Al justificar la puntuación otorgada a la manifestación de interés de Brasil, la iniciativa internacional destacó la Política Nacional

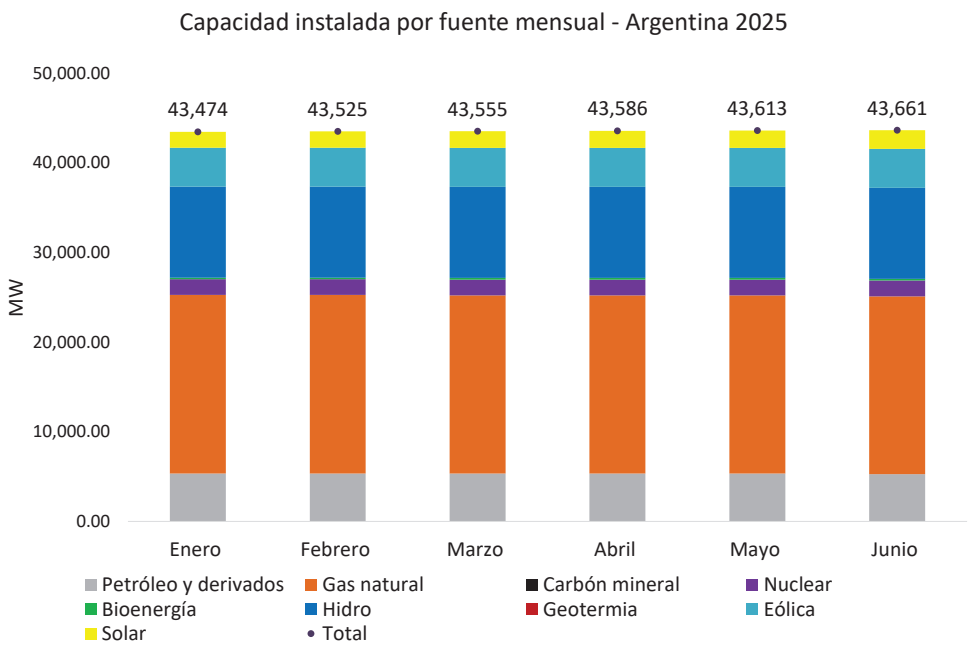
de Transición Energética (PNTE), creada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), como uno de los factores clave que contribuyen a la solidez y credibilidad de la propuesta brasileña. La PNTE se consideró fundamental para estructurar la estrategia nacional de descarbonización industrial, alineada con los objetivos climáticos y las políticas públicas a largo plazo.

Costa Rica asumió la Vicepresidencia de IRENA en la 15.ª Asamblea General de este organismo. La elección responde a su sólido reconocimiento internacional como líder de políticas de sostenibilidad y energía renovable. Al asumir esta alta responsabilidad hemisférica para 2025, Costa Rica reafirma su compromiso con la descarbonización, el incremento de la eficiencia energética y la promoción de energías renovables dentro de su estrategia de desarrollo sostenible.

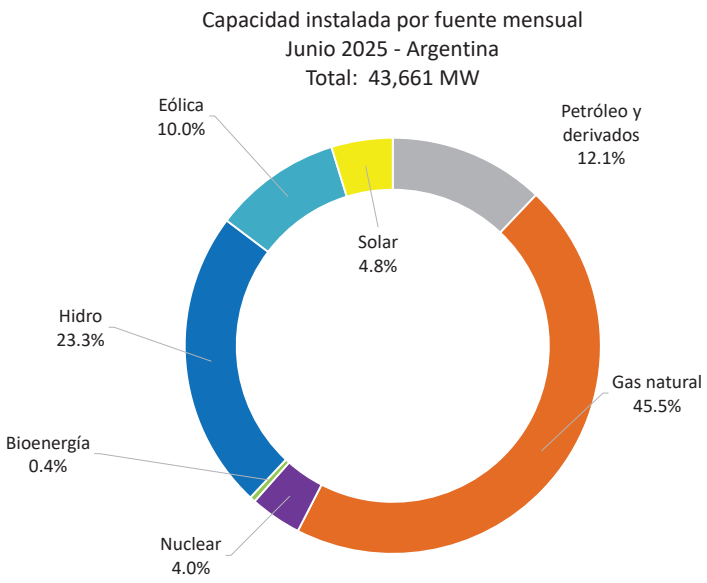
El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú** suscribió un Memorando de Entendimiento con la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en Londres, durante la "Cumbre Sobre el Futuro de la Seguridad Energética". El acuerdo establece un marco de cooperación en áreas como política energética, planificación, eficiencia energética, energías renovables, hidrógeno verde y minerales críticos. La cooperación incluirá proyectos conjuntos, estudios técnicos, formación de capacidades, intercambio de datos y organización de seminarios y talleres, orientados a promover la transición energética sostenible con beneficios sociales, económicos y ambientales. Este convenio se alinea con la Política Energética Nacional al 2040 y el Plan de Desarrollo Nacional, contribuyendo al desarrollo de tecnologías limpias, eficiencia energética y fortalecimiento de la seguridad energética del país.

Información
Estadística Países

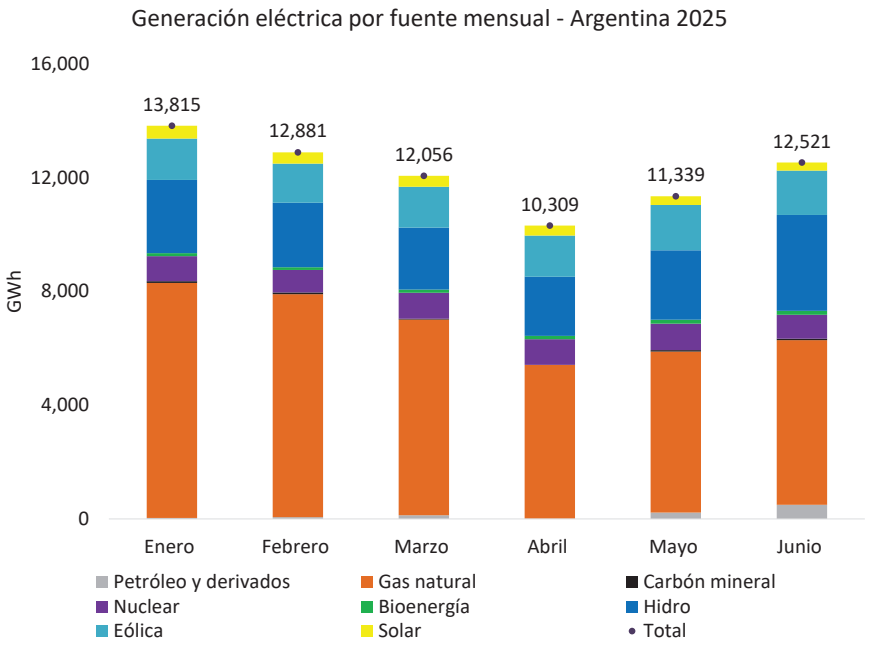
ARGENTINA



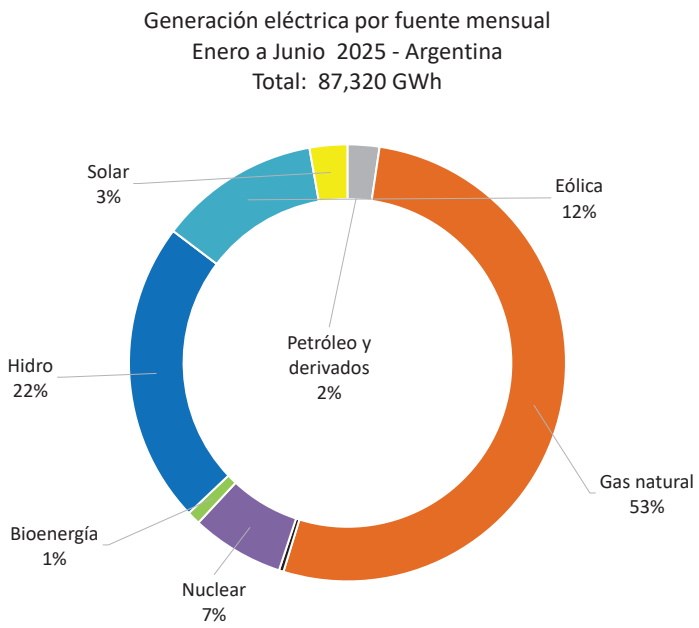
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

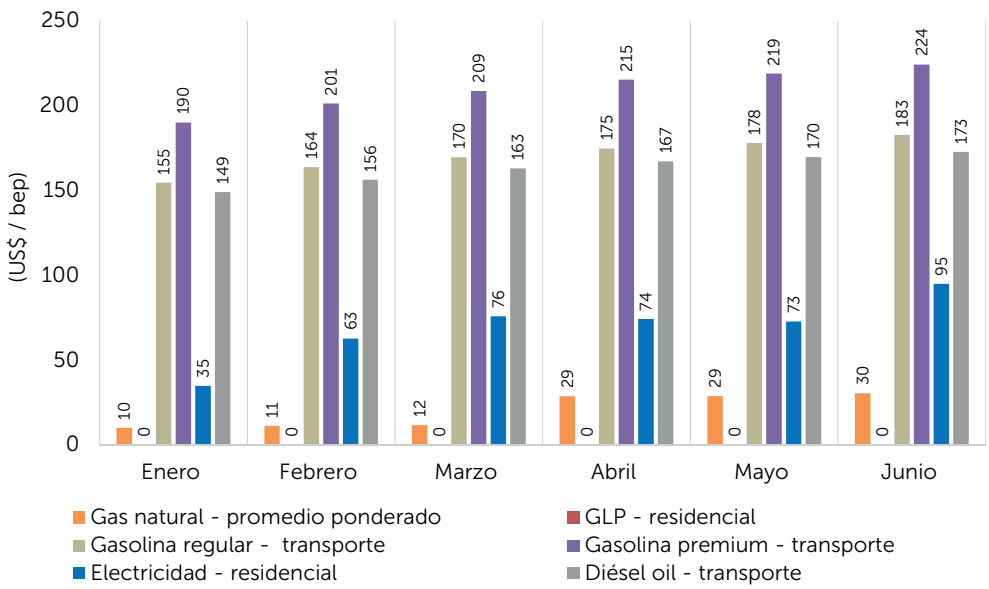
ARGENTINA 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / 10^3m^3	162.82	166.63	167.73	161.35	159.06	157.34
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	174.72	177.77	174.61	172.67	167.36	166.11
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	214.46	217.79	220.03	213.08	199.55	197.68
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.10	0.10	0.10	0.10	0.14	0.14
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	176.62	180.81	182.60	175.56	168.20	168.22

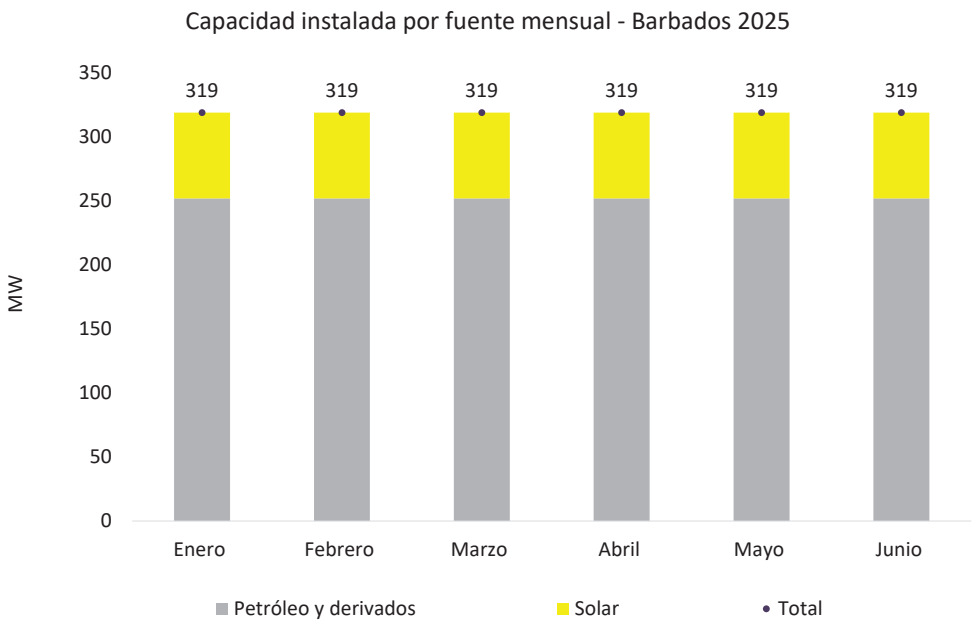
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Argentina

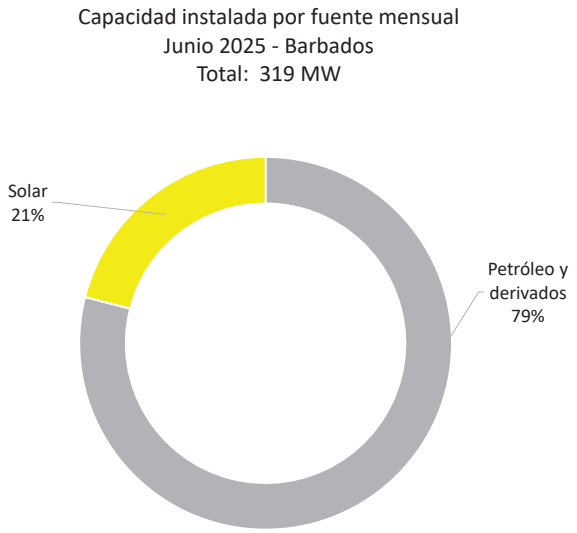


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

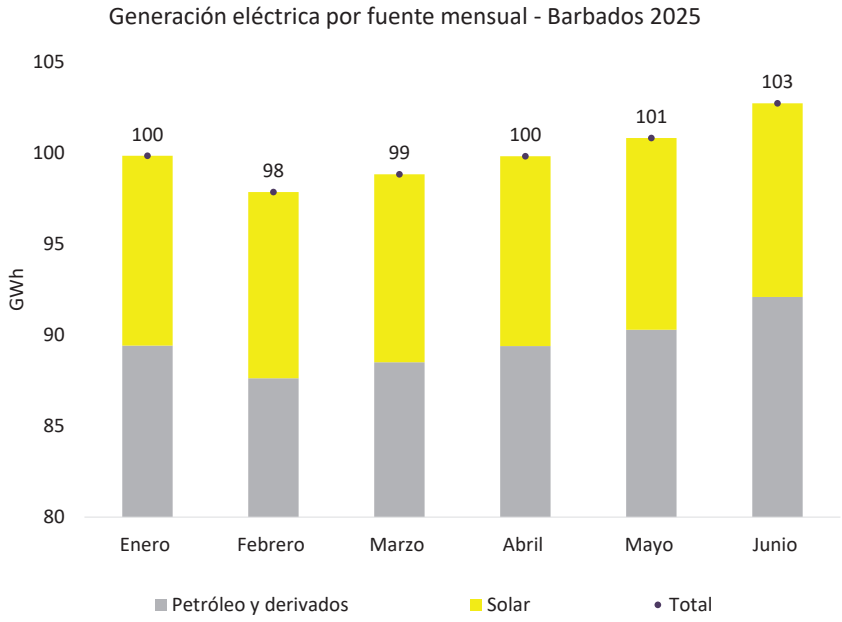
BARBADOS



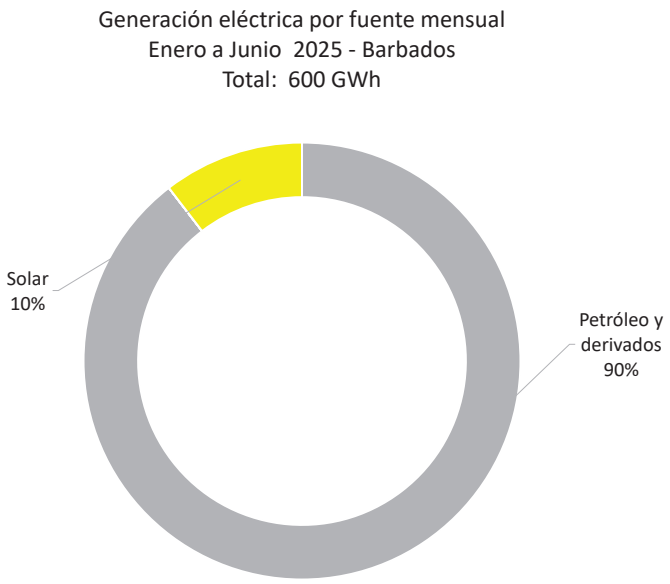
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



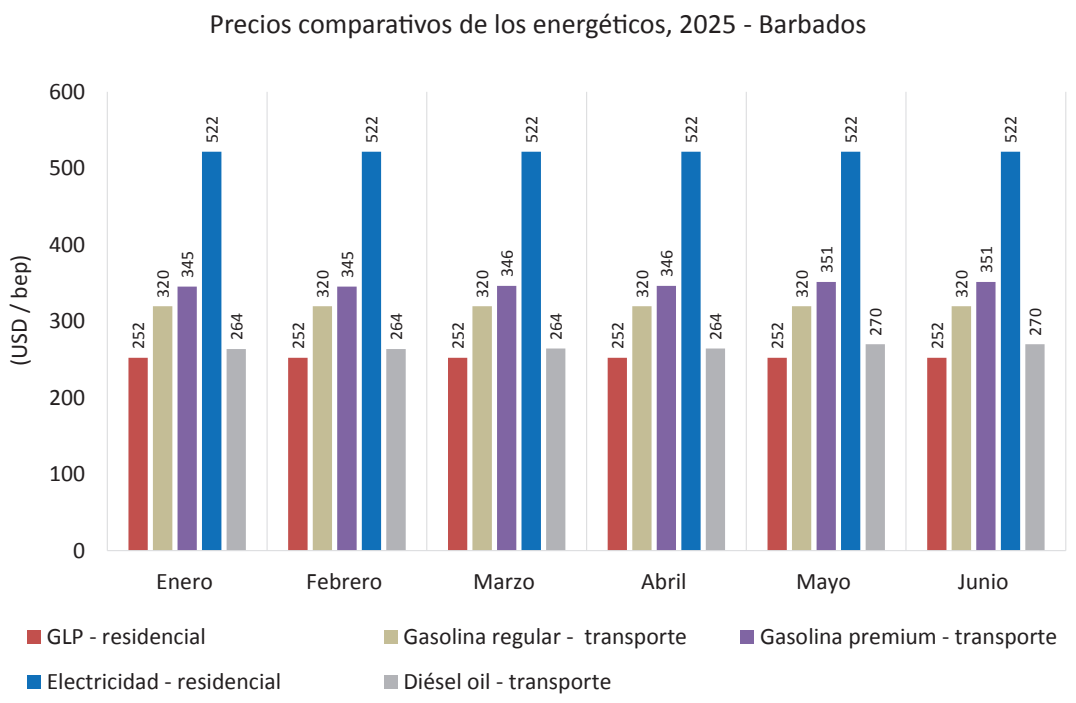
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

BARBADOS 2025

Precios de referencia de los energéticos

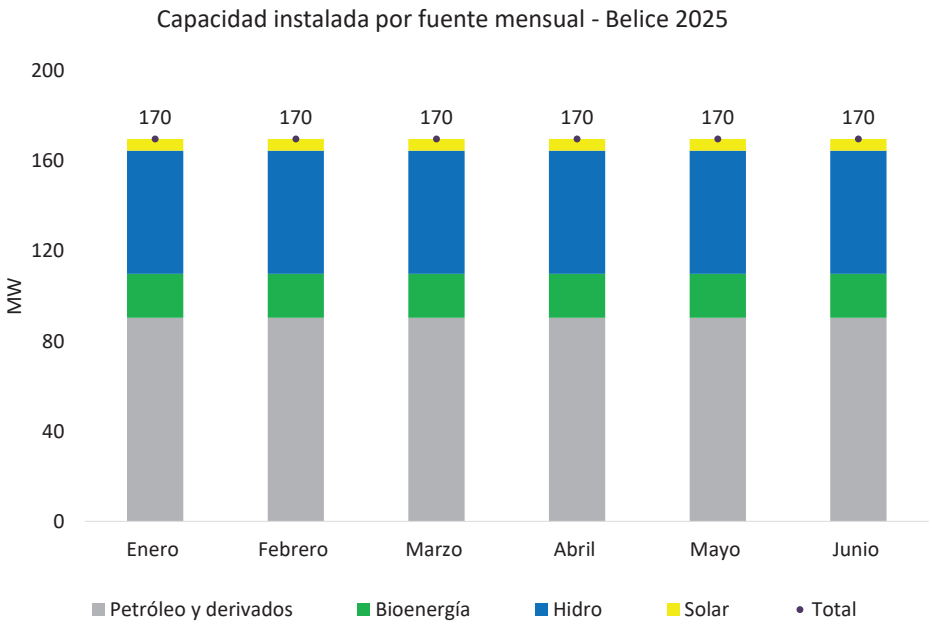
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	168.92	168.92	168.92	168.92	168.92	168.92
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	285.49	285.49	285.49	285.49	285.49	285.49
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	308.42	308.42	309.22	309.22	313.99	313.99
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	263.91	263.91	264.70	264.70	270.27	270.27

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

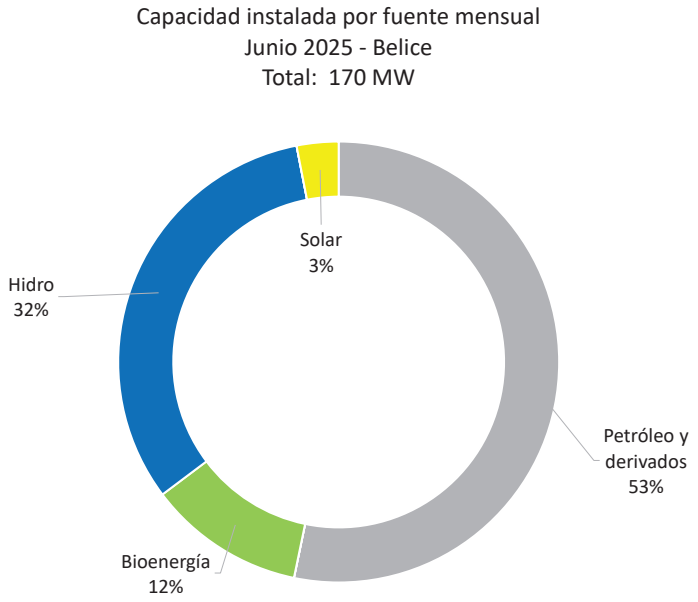


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

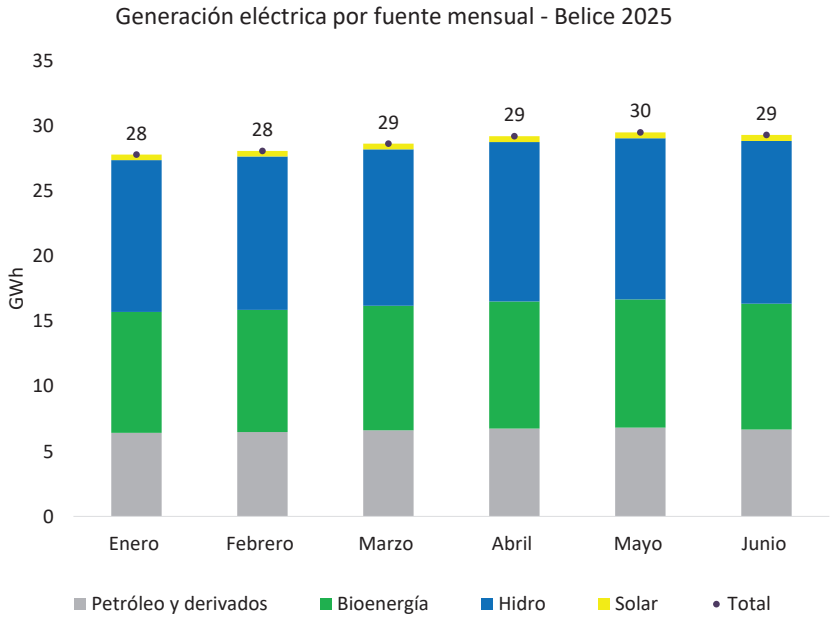
BELICE



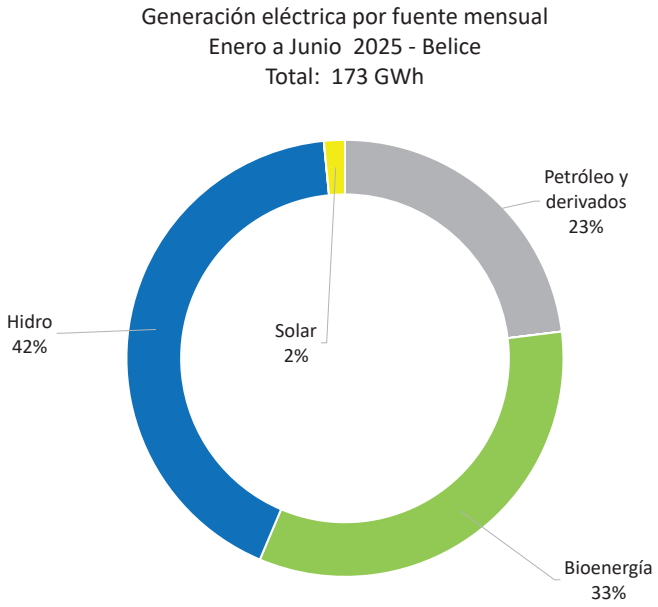
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



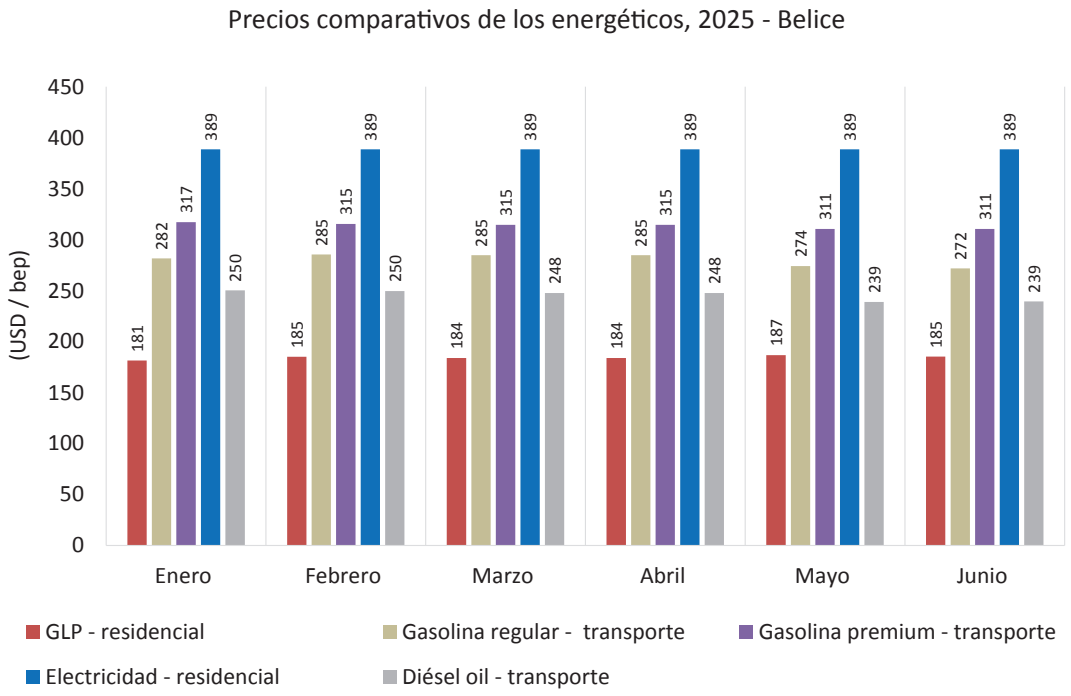
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

BELICE 2025

Precios de referencia de los energéticos

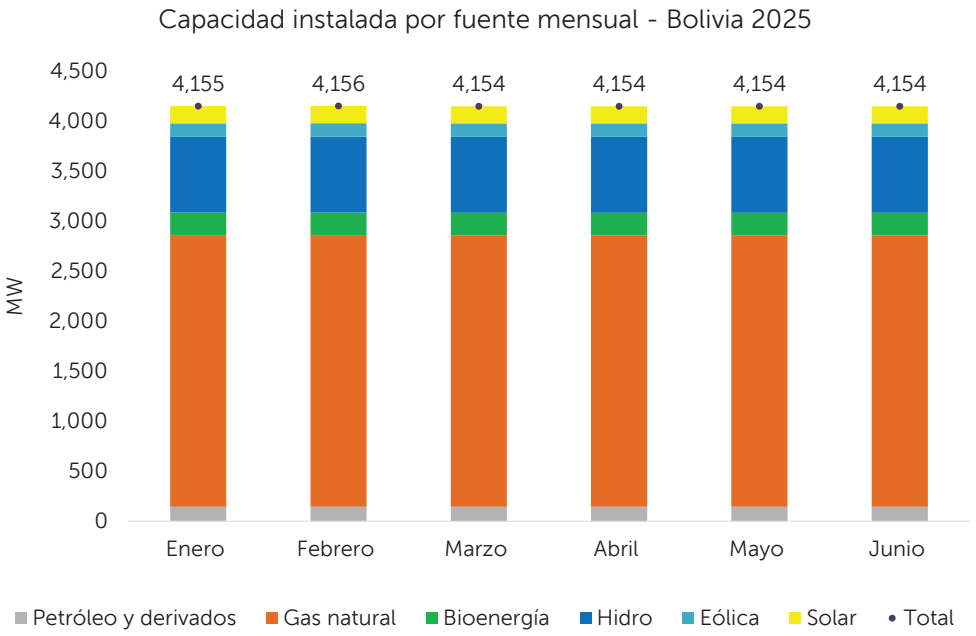
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	121.56	124.01	123.20	123.20	168.92	125.10
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	251.58	254.94	254.31	254.31	285.49	244.86
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	283.29	281.82	280.98	280.98	313.99	277.41
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.24	0.24	0.24	0.24	0.32	0.24
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	250.53	249.90	248.01	248.01	270.27	239.19

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

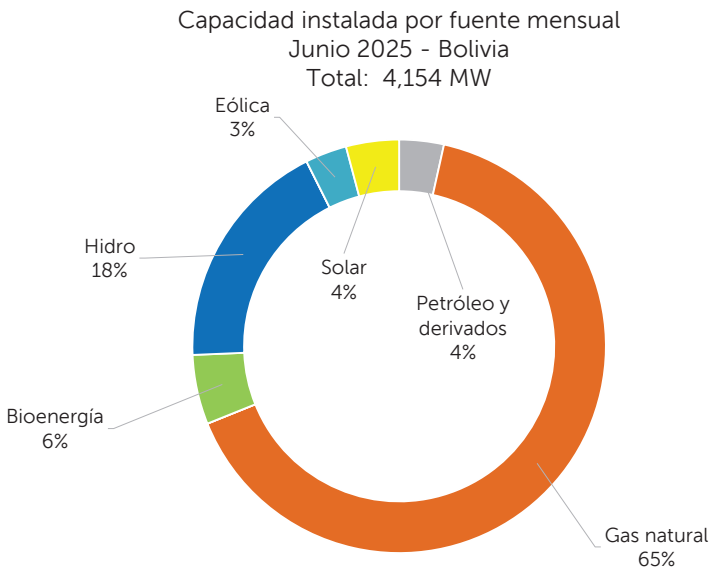


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

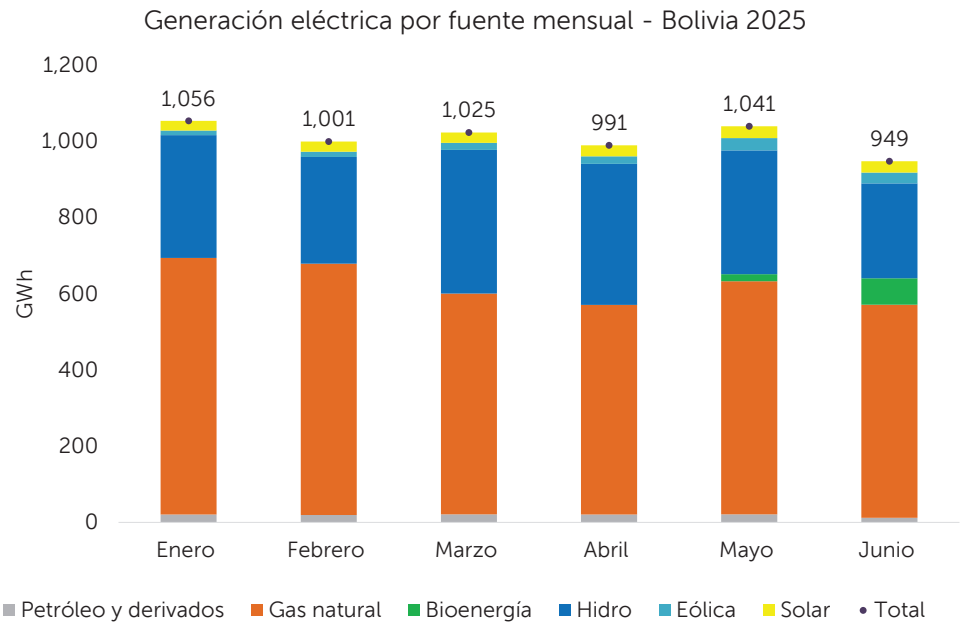
BOLIVIA



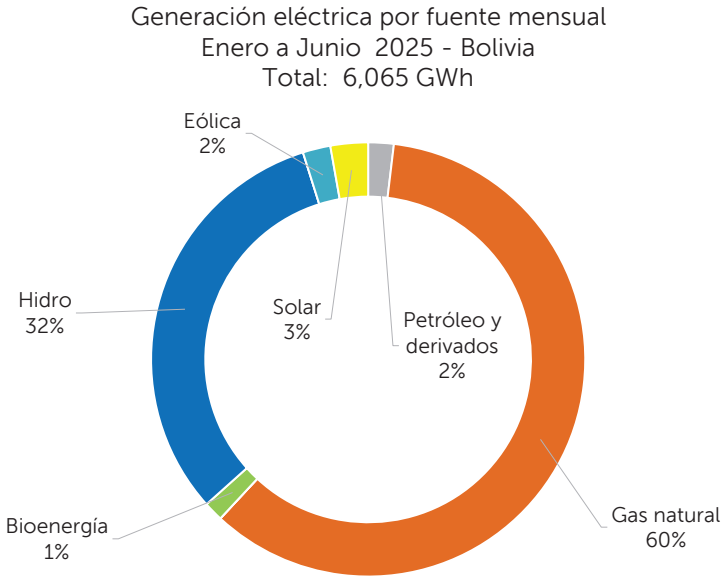
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



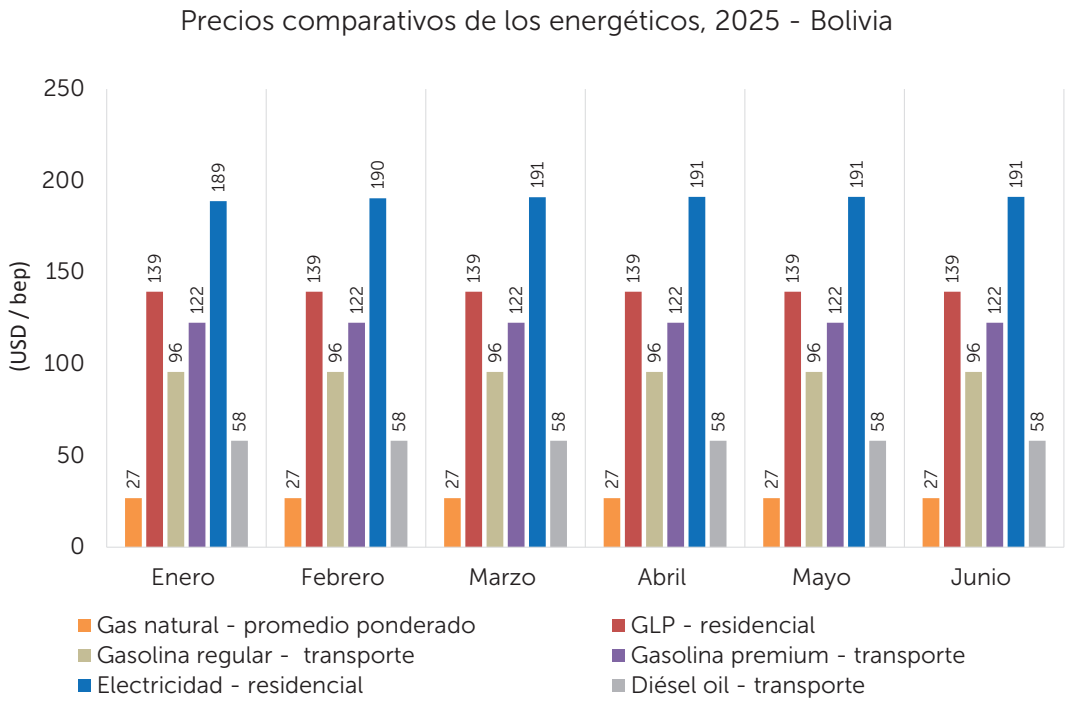
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

BOLIVIA 2025

Precios de referencia de los energéticos

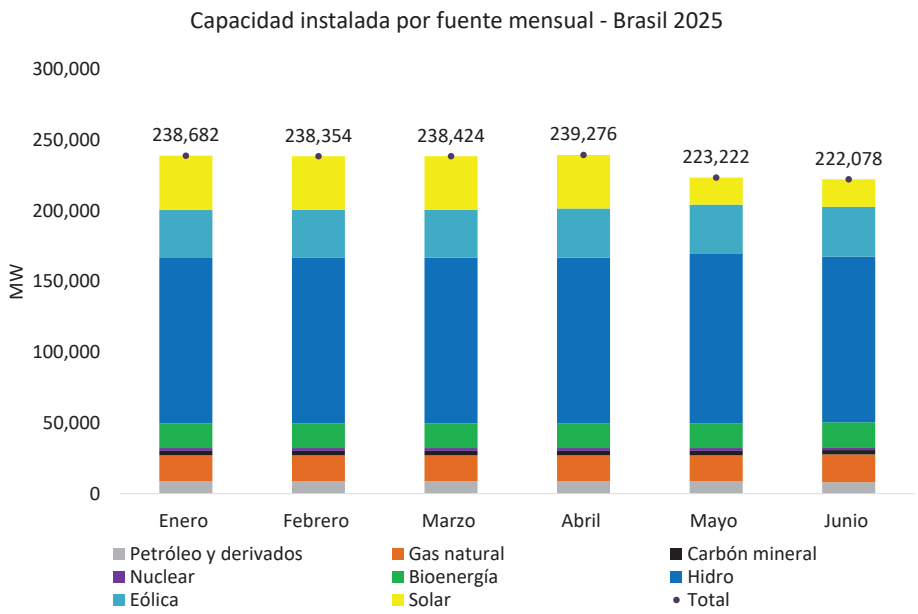
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	160.00	160.00	160.00	160.00	160.00	160.00
GLP residencial	USD / bbl	93.45	93.45	93.45	93.45	93.45	93.45
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	85.41	85.41	85.41	85.41	85.41	85.41
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	109.39	109.39	109.39	109.39	109.39	109.39
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	58.21	58.21	58.21	58.21	58.21	58.21

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

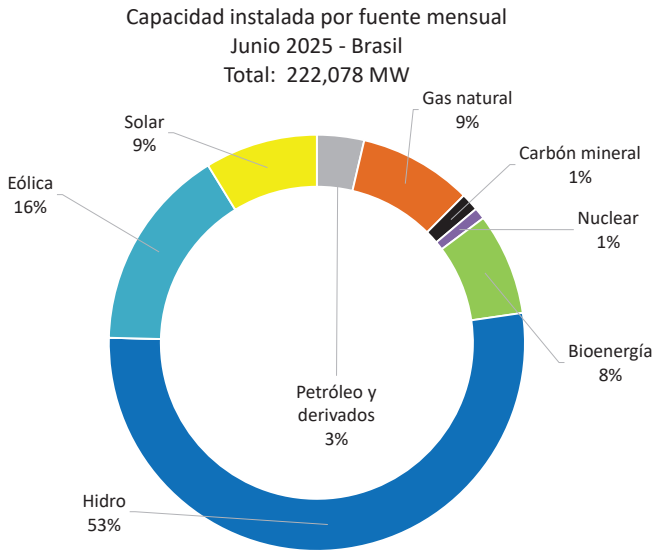


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

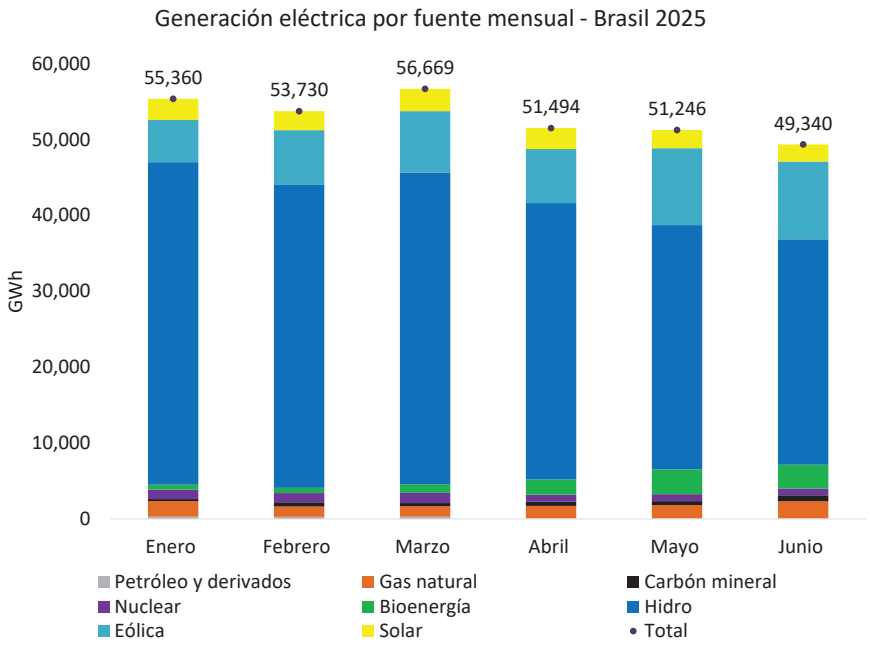
BRASIL



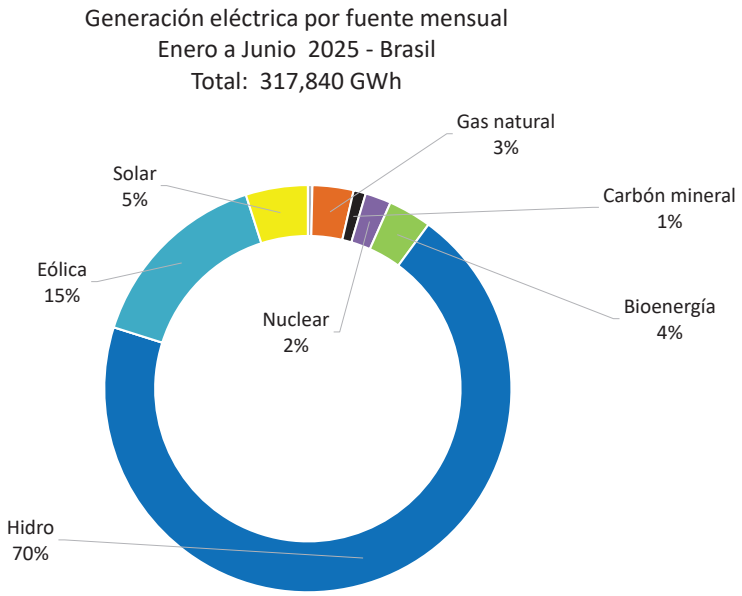
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

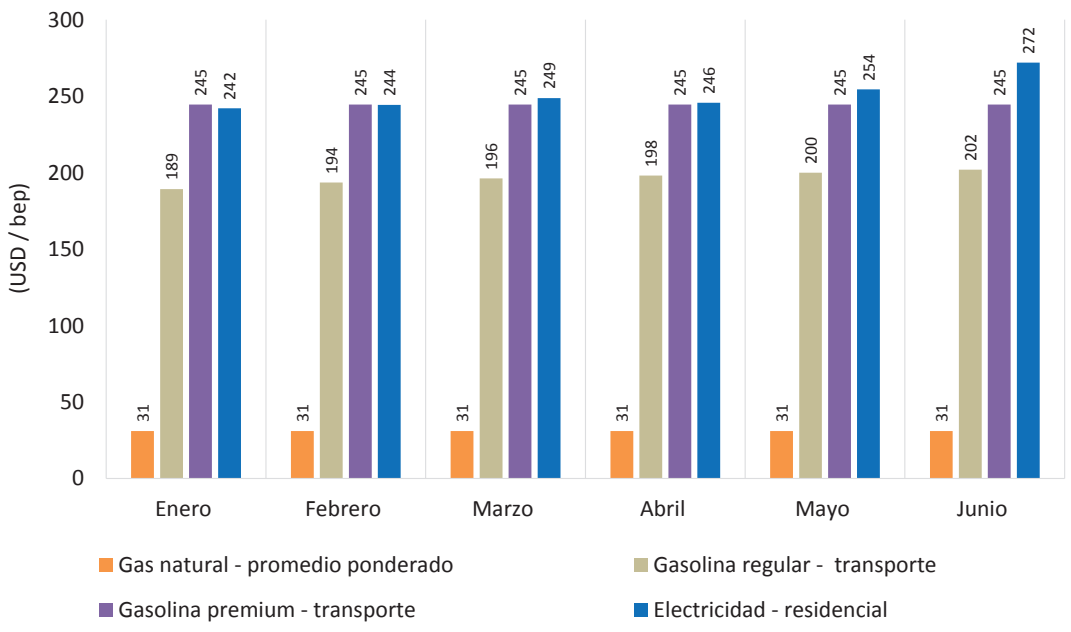
BRASIL 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	185.62	185.62	185.62	185.62	185.62	185.62
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	169.09	172.90	175.28	176.96	178.65	180.36
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	218.50	218.50	218.50	218.50	218.50	218.50
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.15	0.15	0.15	0.15	0.16	0.17

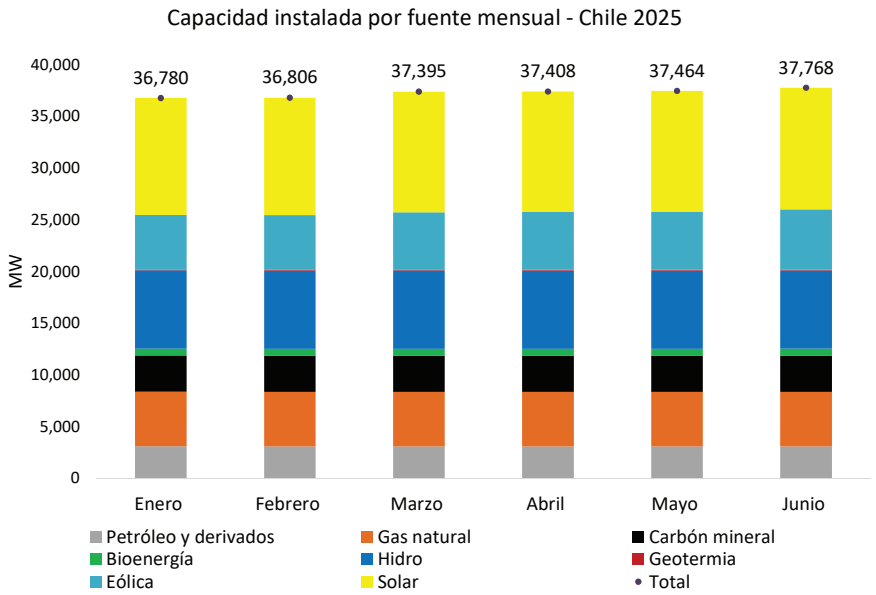
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Brasil

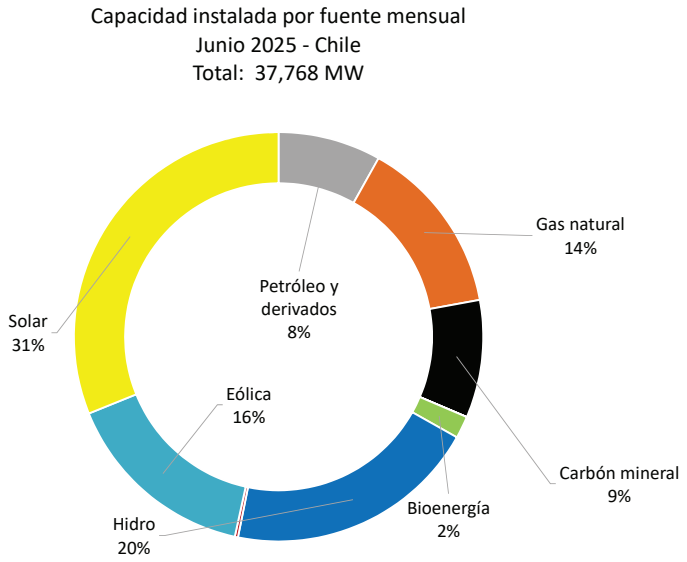


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

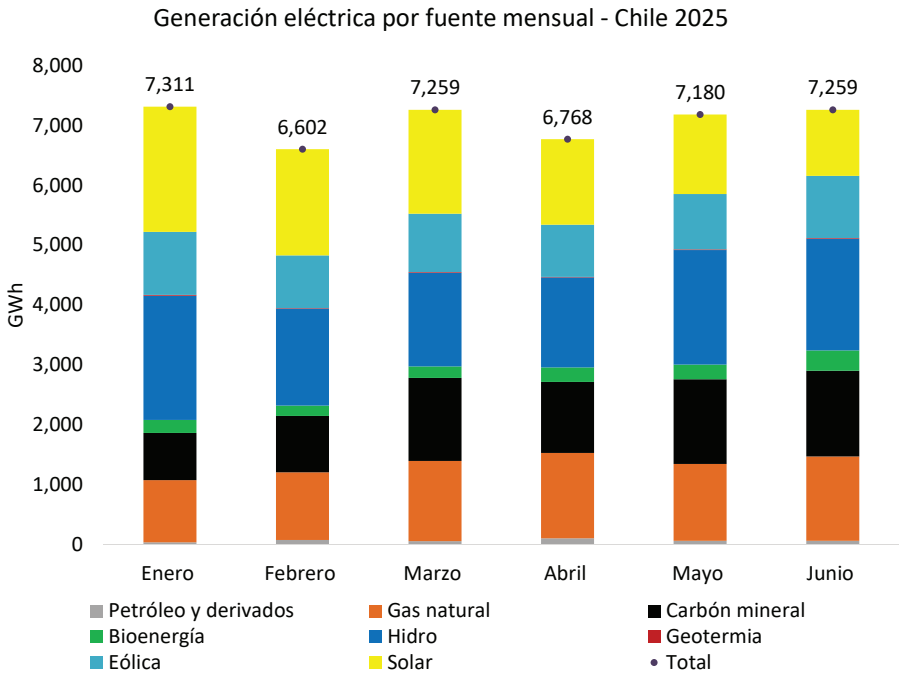
CHILE



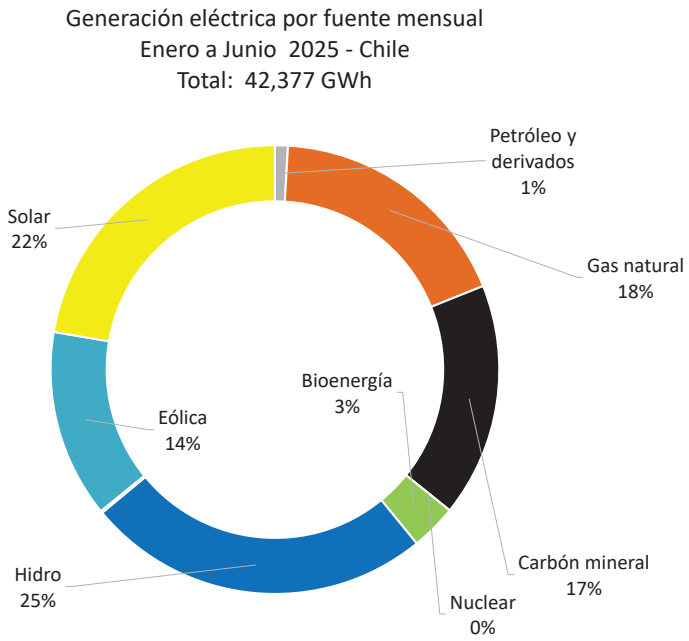
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

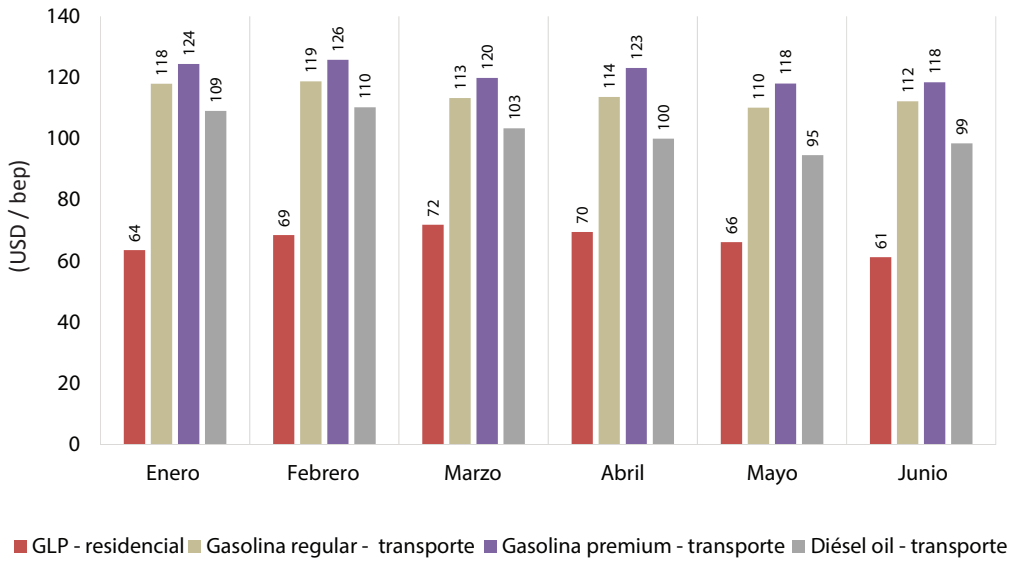
CHILE 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	42.65	45.93	48.18	46.63	44.40	41.12
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	105.42	106.10	101.23	101.51	98.40	100.26
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	111.15	112.36	107.10	110.02	105.45	105.83
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	109.26	110.44	103.57	100.16	94.79	98.66

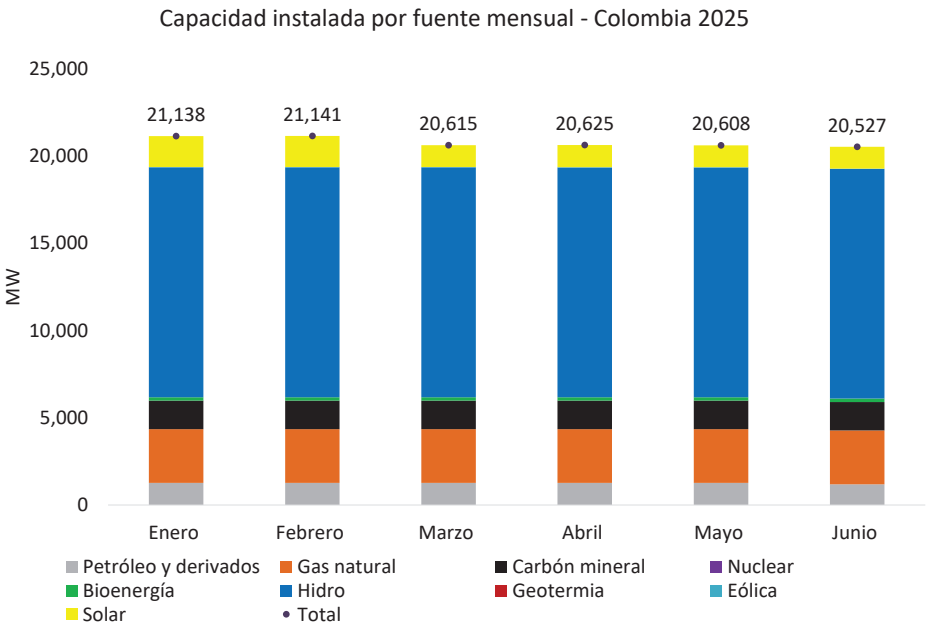
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Chile

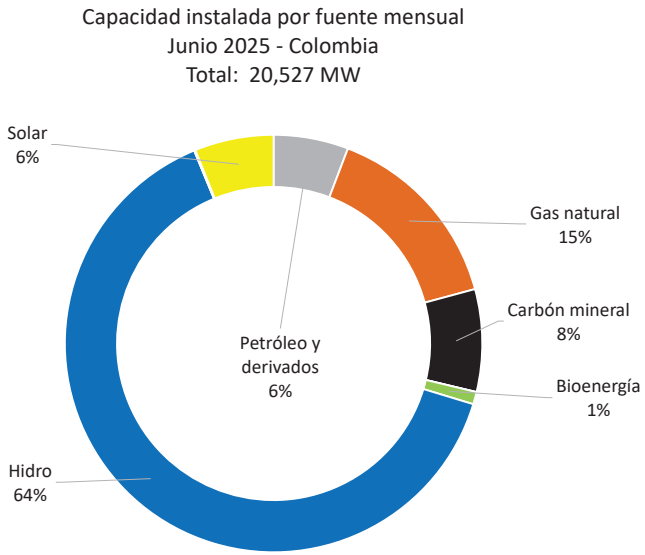


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

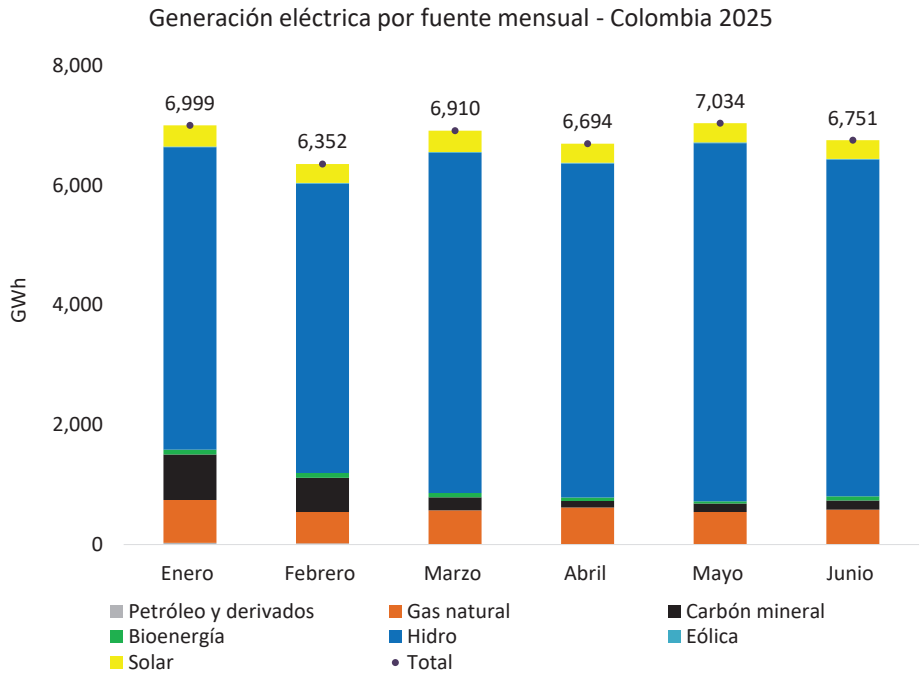
COLOMBIA



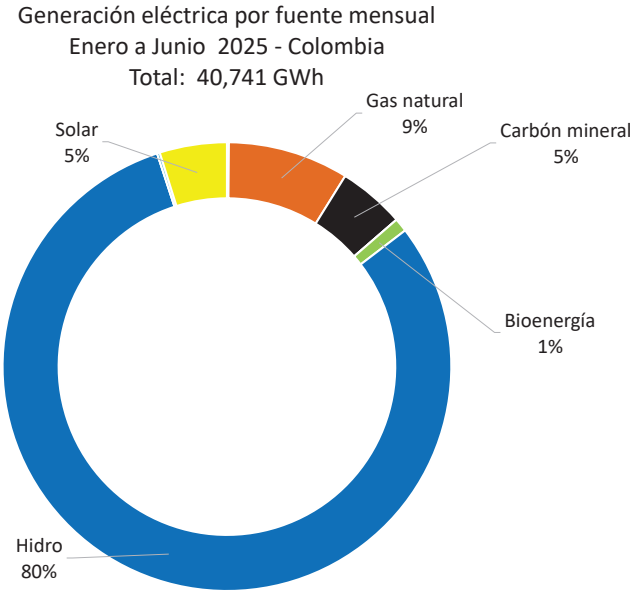
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



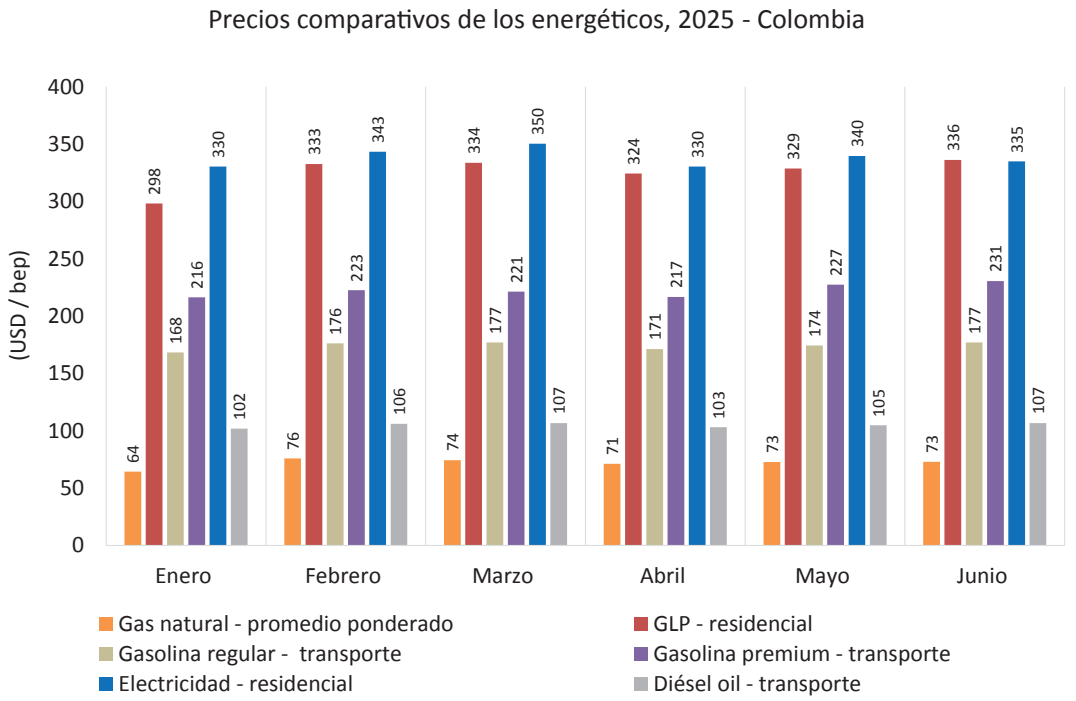
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

COLOMBIA 2025

Precios de referencia de los energéticos

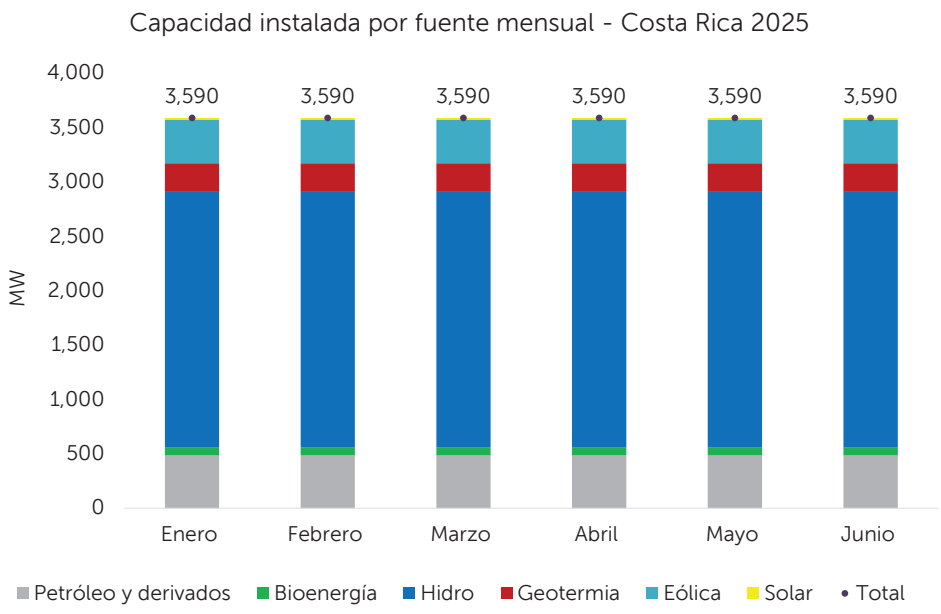
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	384.84	454.27	444.80	426.02	435.10	436.31
GLP residencial	USD / bbl	199.84	222.87	223.53	217.34	220.23	225.23
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	150.35	157.38	158.17	152.98	155.78	158.11
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	193.35	198.79	197.71	193.62	203.17	205.99
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.20	0.21	0.22	0.20	0.21	0.21
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	102.05	106.19	106.91	103.23	104.98	106.86

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

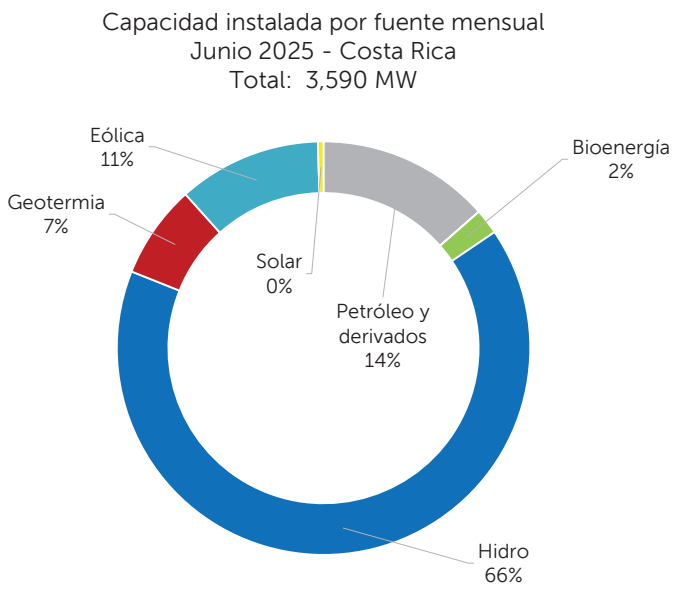


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

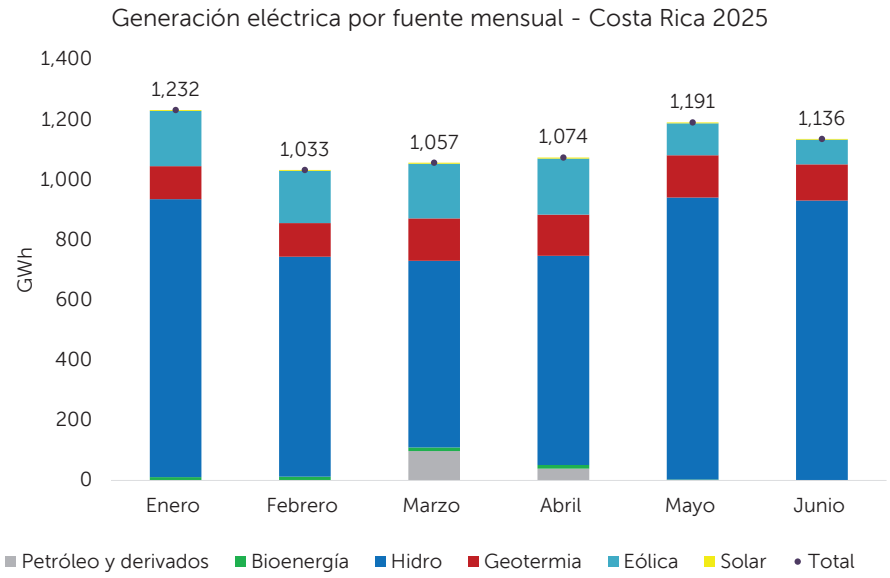
COSTA RICA



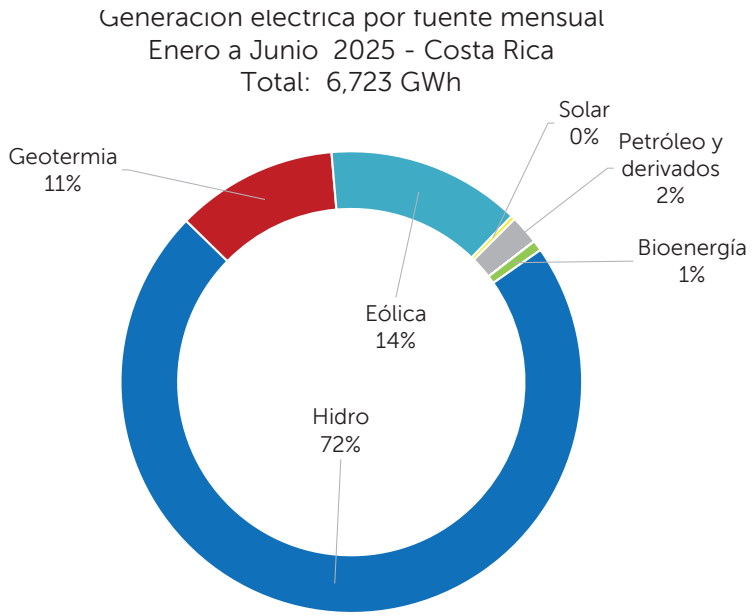
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

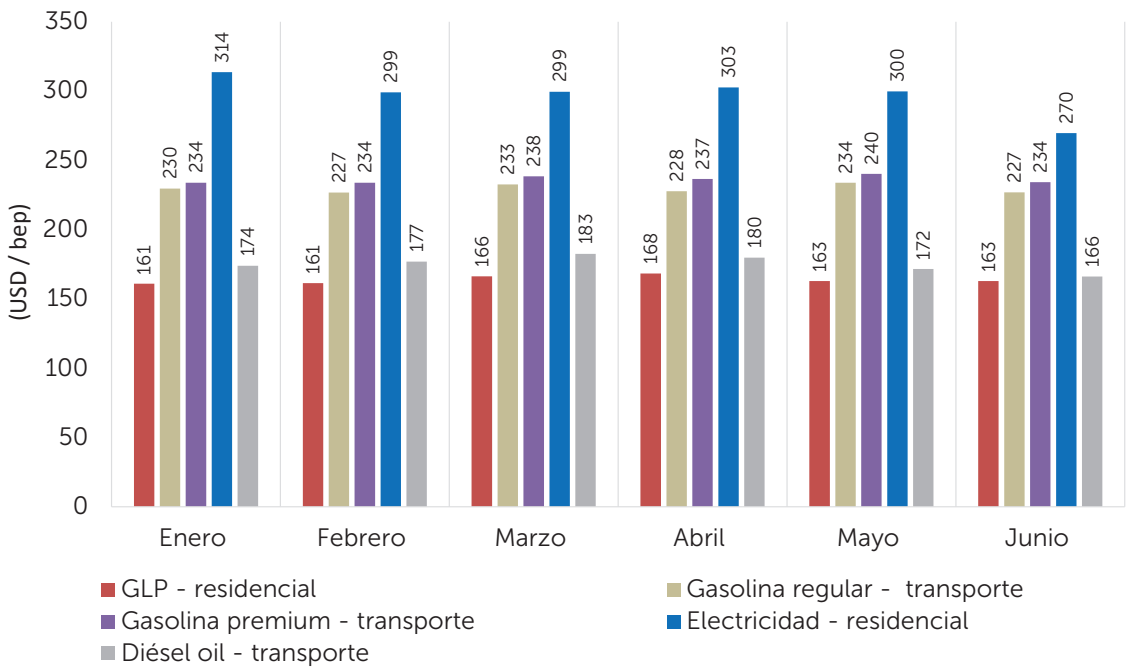
COSTA RICA 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
GLP residencial	USD / bbl	107.86	108.11	111.48	112.77	109.14	109.13
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	205.09	202.55	207.87	203.50	208.86	202.76
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	208.91	208.93	213.07	211.32	214.67	209.27
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.17
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	174.20	177.16	182.80	180.11	171.81	166.45

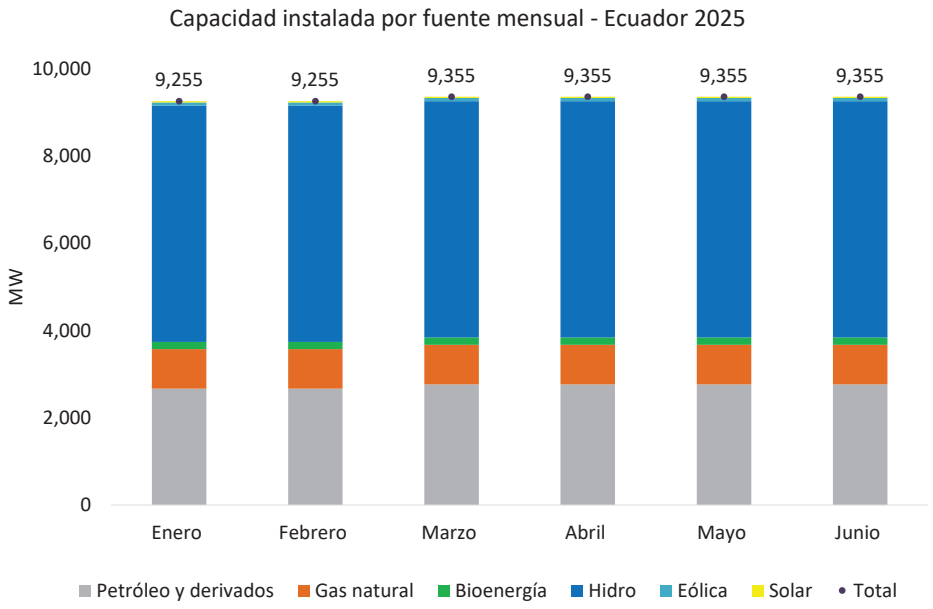
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Costa Rica

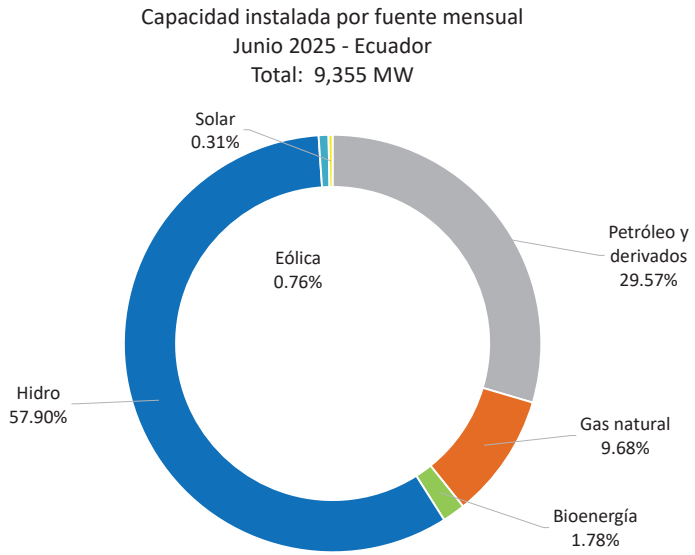


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

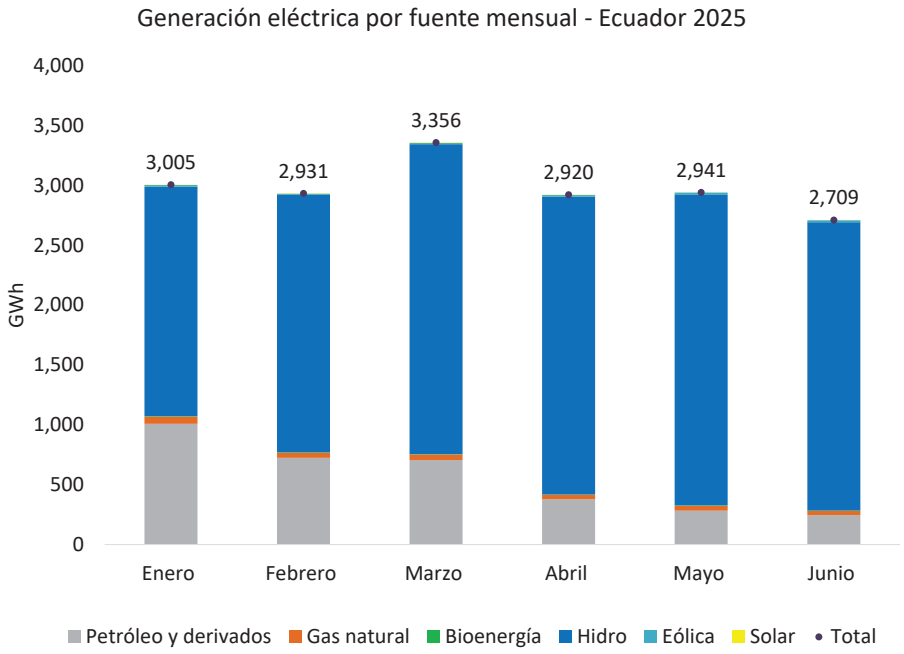
ECUADOR



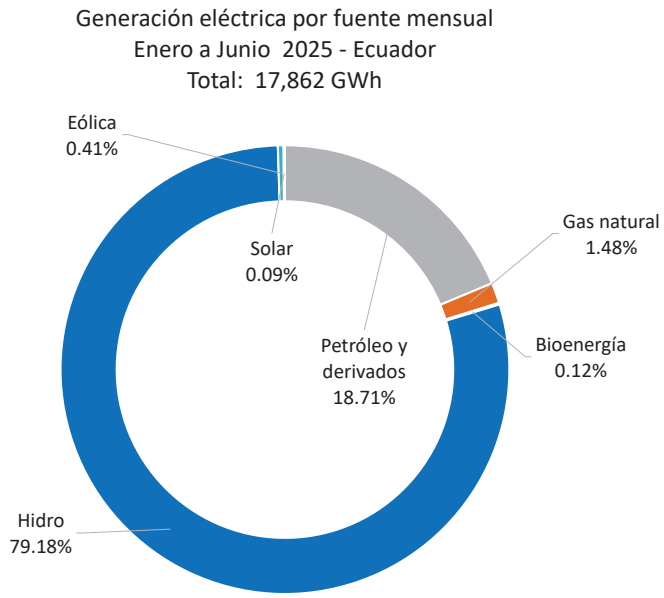
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

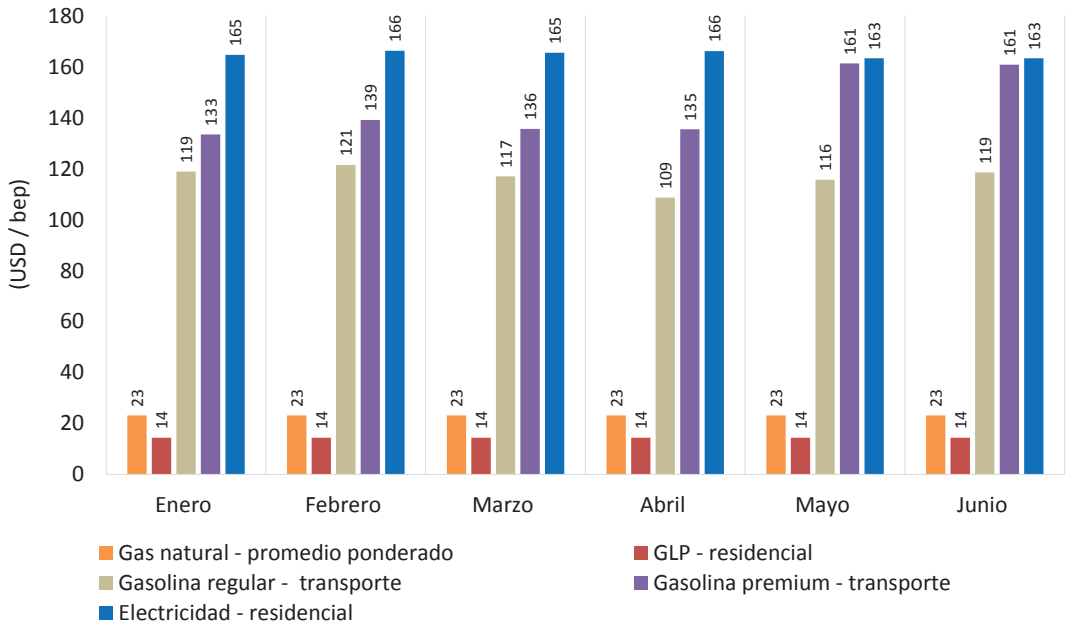
ECUADOR

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / 10^3m^3	138.34	138.34	138.34	138.34	138.34	138.34
GLP residencial	USD / bbl	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	106.17	108.47	104.51	97.04	103.32	105.88
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	119.22	124.25	121.10	120.98	144.06	143.64
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

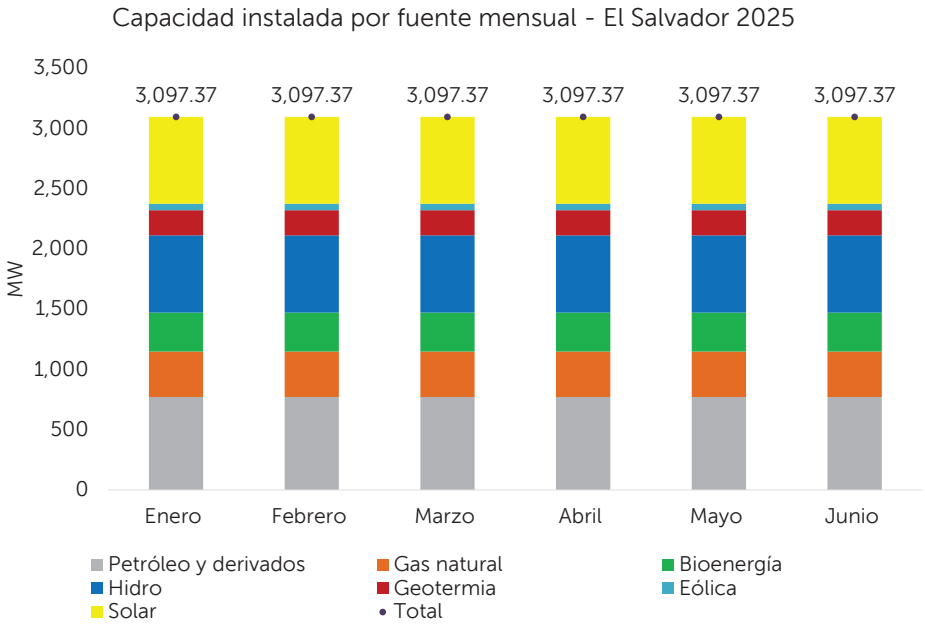
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Ecuador

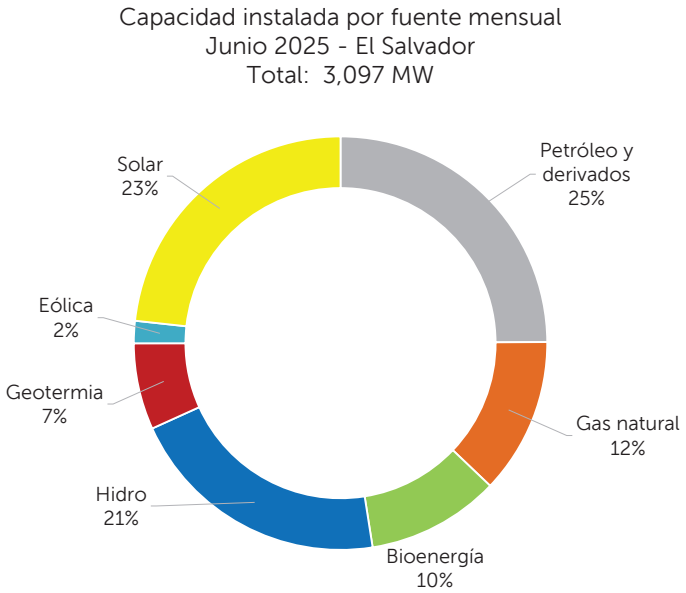


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

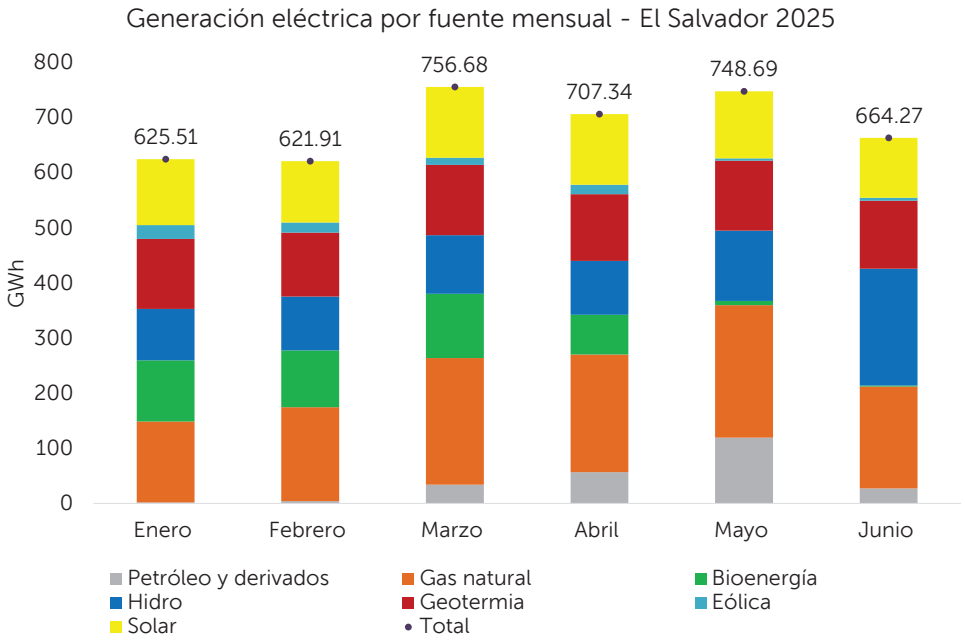
EL SALVADOR



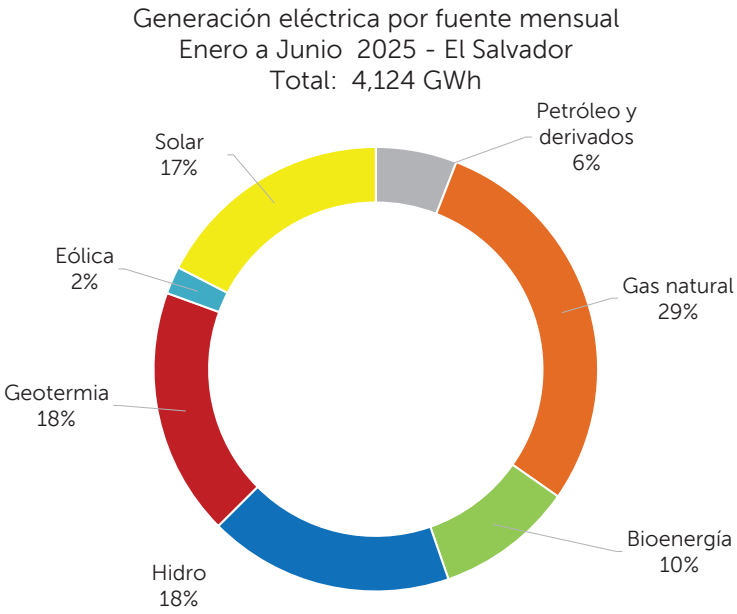
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

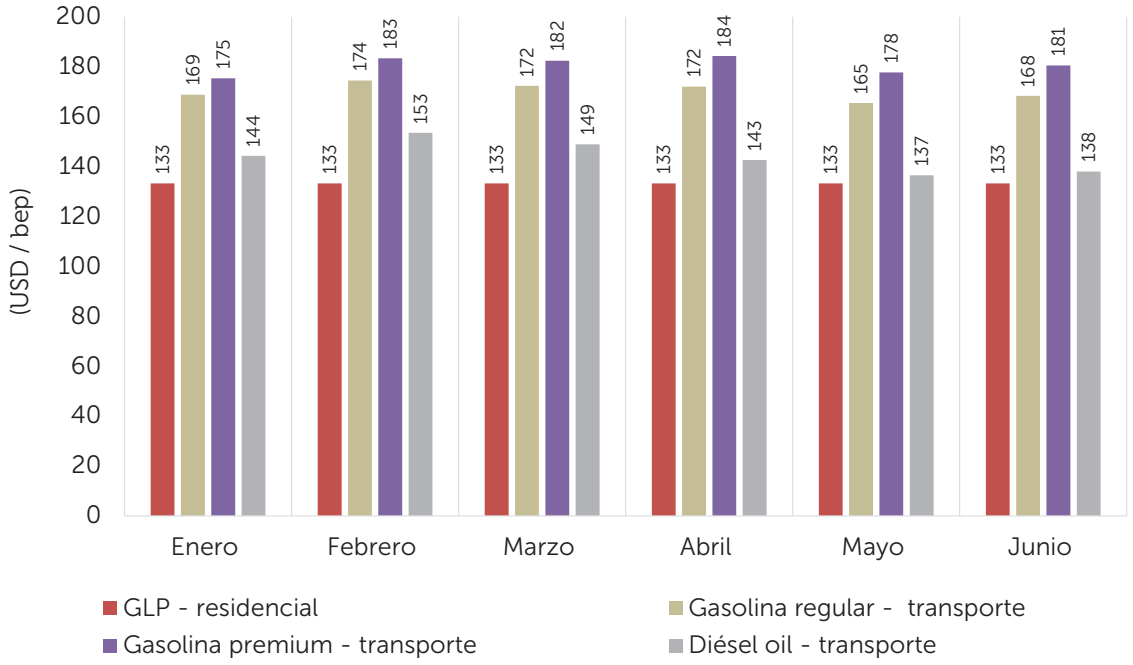
EL SALVADOR 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	89.26	89.26	89.26	89.26	89.26	89.26
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	150.78	155.82	153.93	153.72	147.84	150.36
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	156.66	163.80	162.96	164.64	158.76	161.28
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	144.48	153.72	149.10	142.80	136.71	138.18

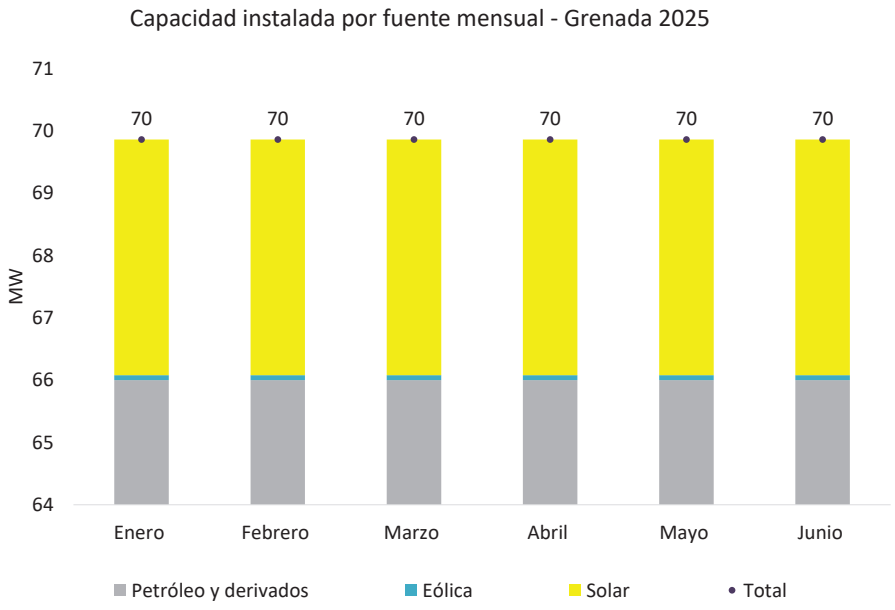
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - El Salvador

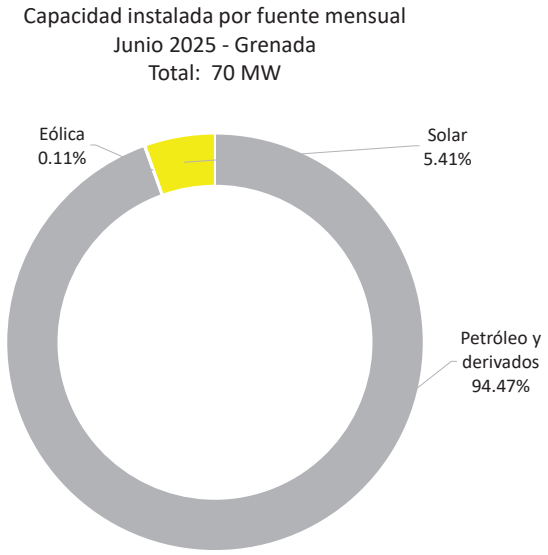


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

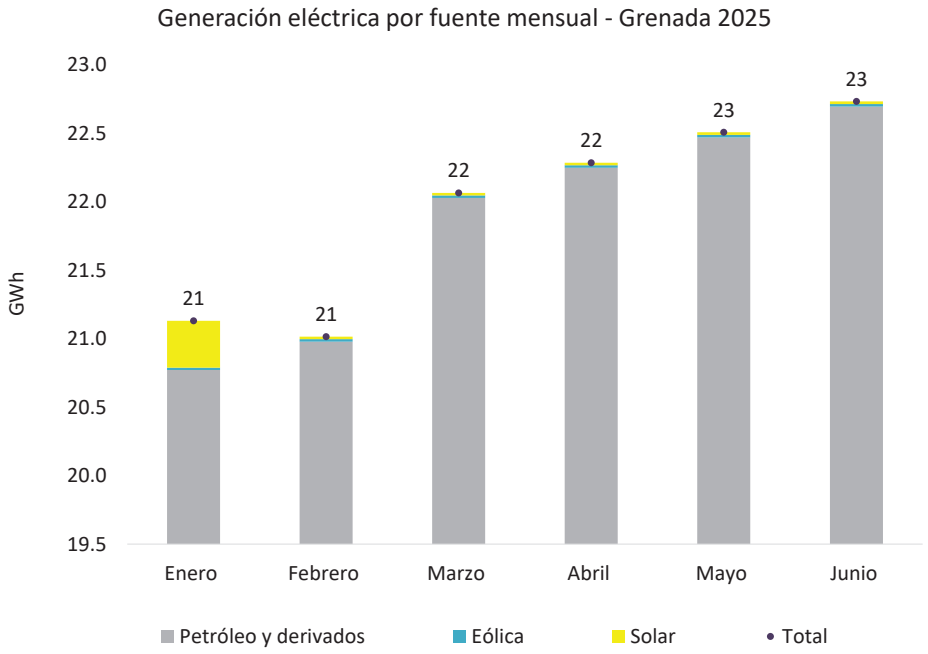
GRENADA



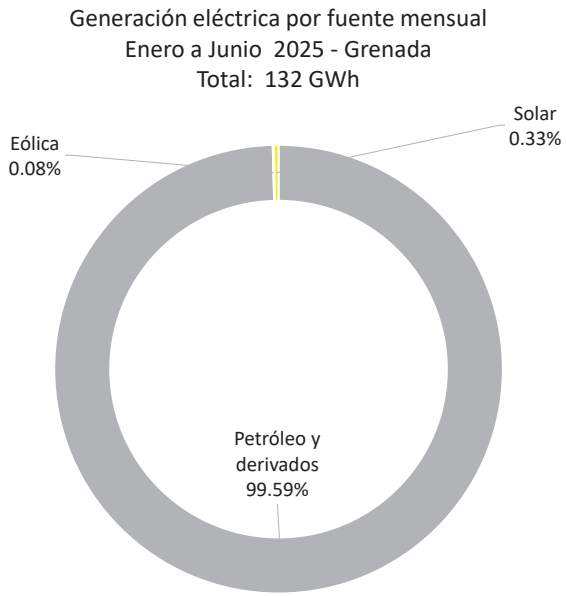
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



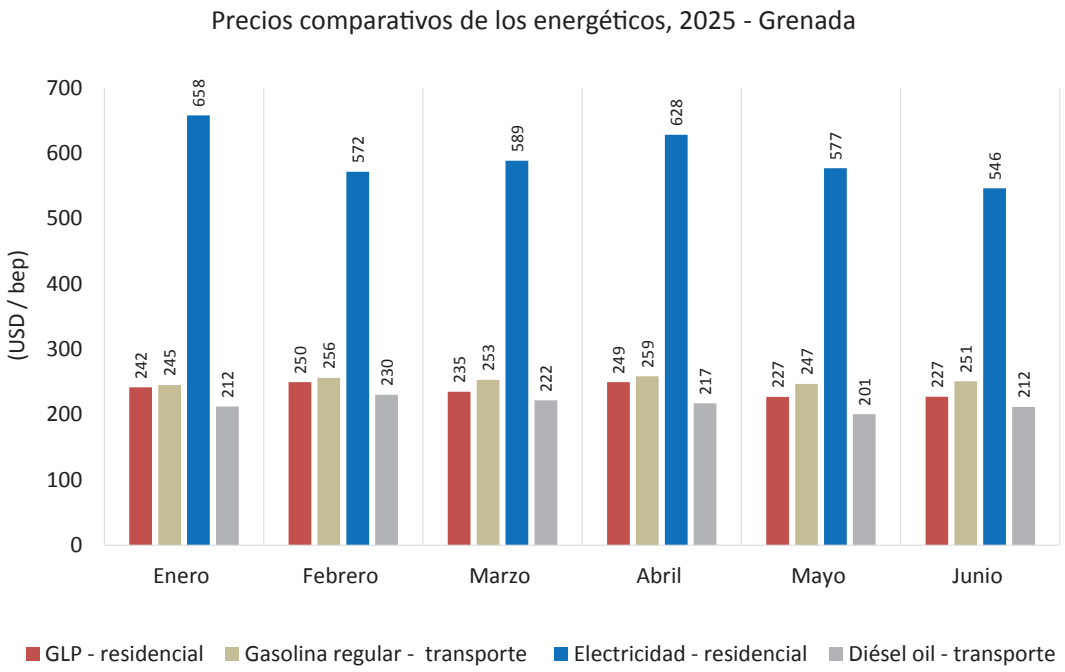
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

GRENADA 2025

Precios de referencia de los energéticos

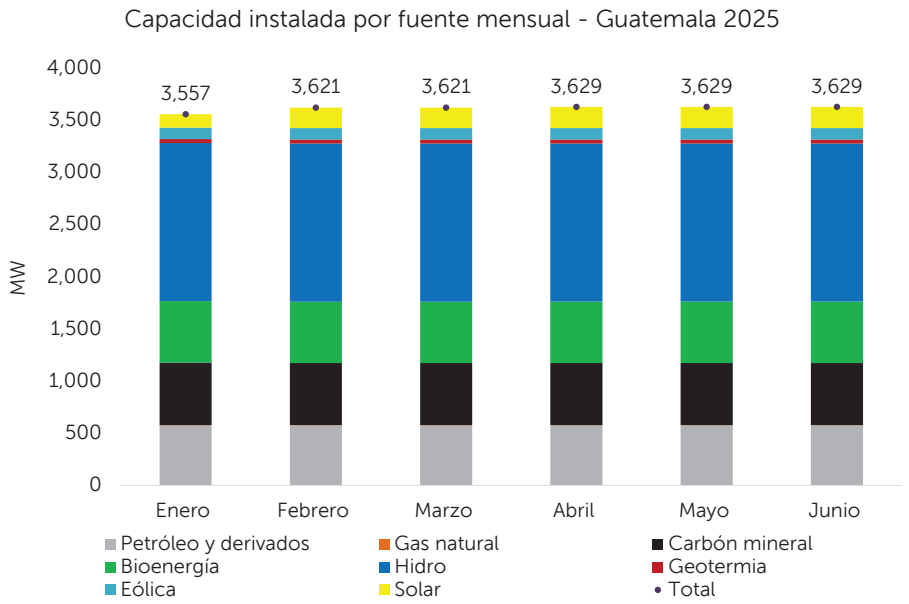
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	161.95	167.21	157.34	167.17	152.16	152.27
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	218.96	228.75	226.11	231.08	220.51	224.24
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.41	0.35	0.36	0.39	0.36	0.34
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	212.59	230.61	222.07	217.40	200.93	212.12

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

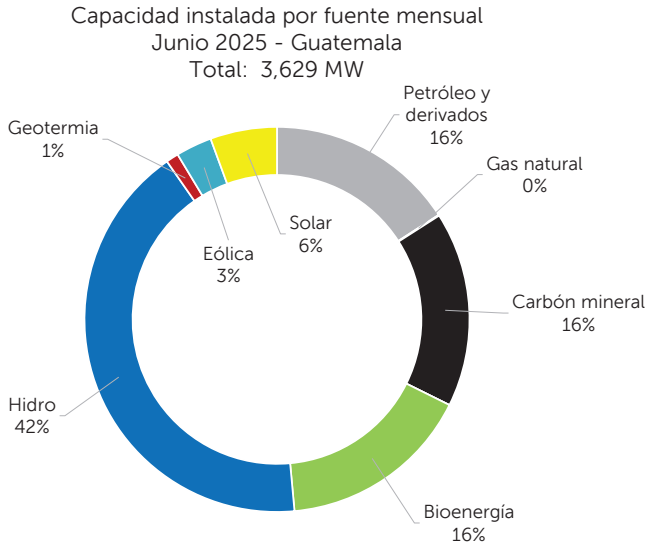


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

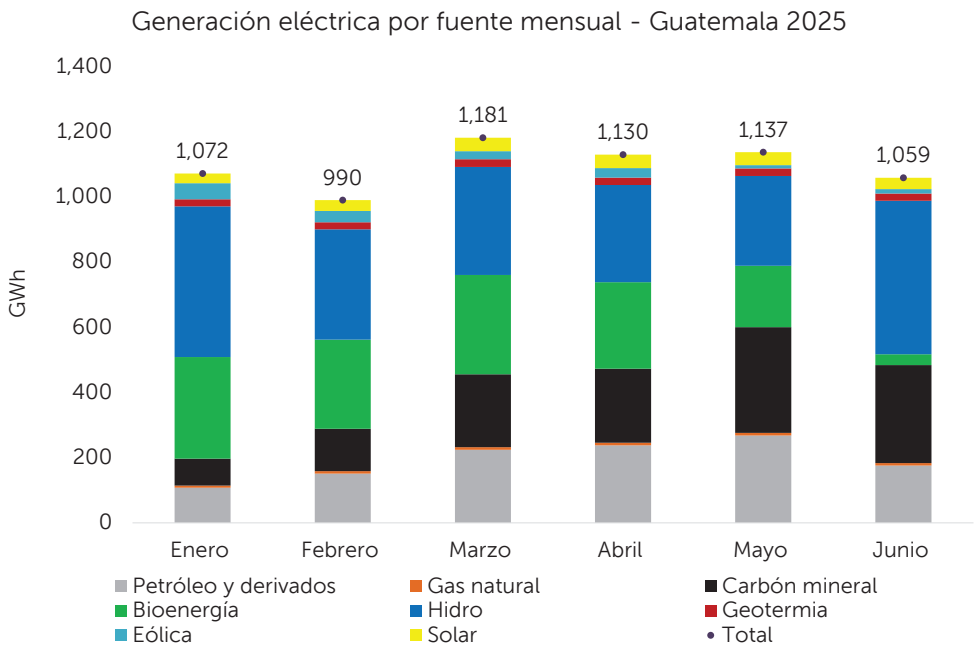
GUATEMALA



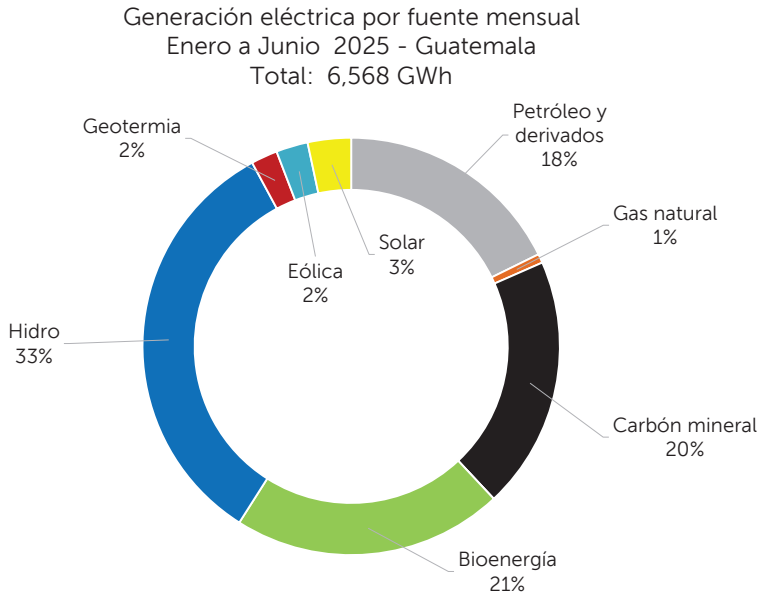
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

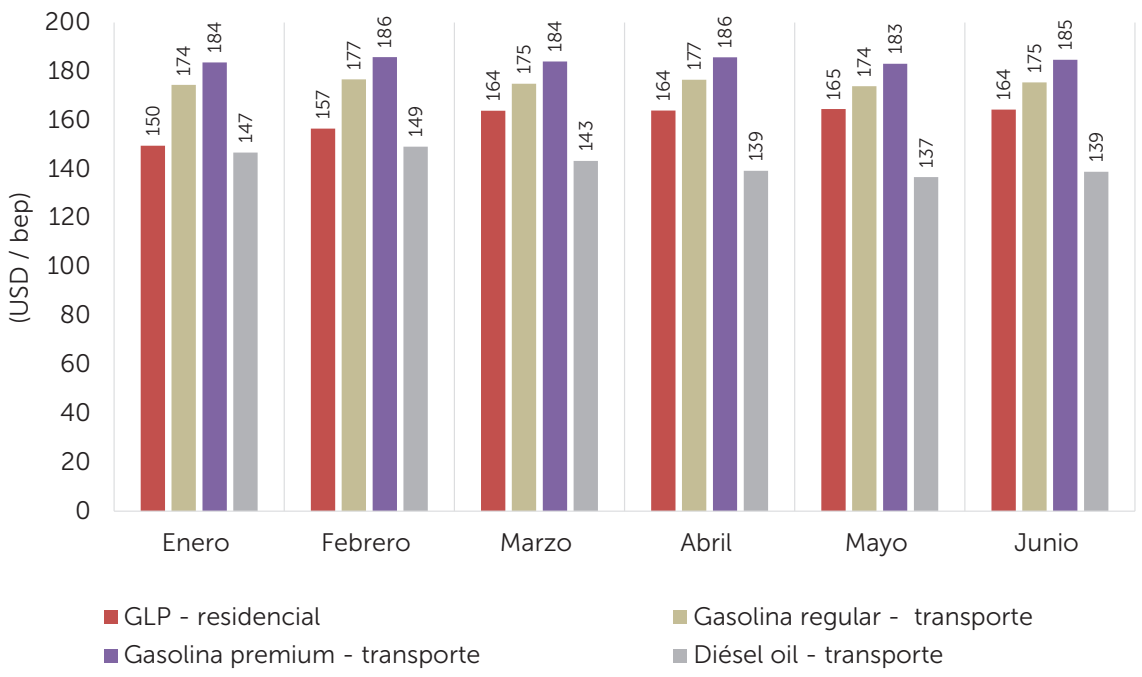
GUATEMALA 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
GLP residencial	USD / bbl	100.26	104.95	109.82	109.89	110.28	110.15
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	155.87	157.91	156.30	157.76	155.38	156.77
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	164.06	166.05	164.40	165.98	163.57	165.06
Electricidad - residencial	USD / kWh	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	147.02	149.43	143.58	139.48	136.98	139.16

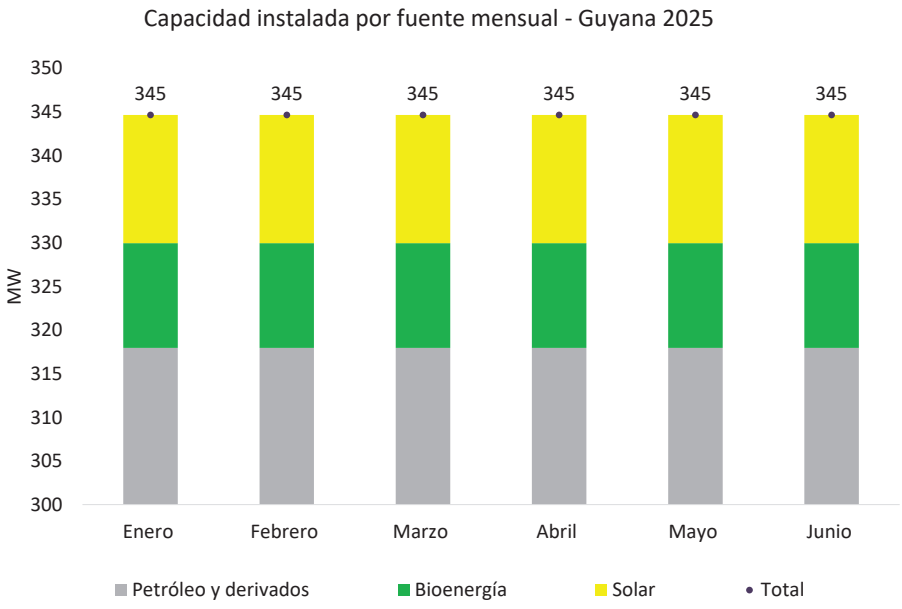
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Guatemala

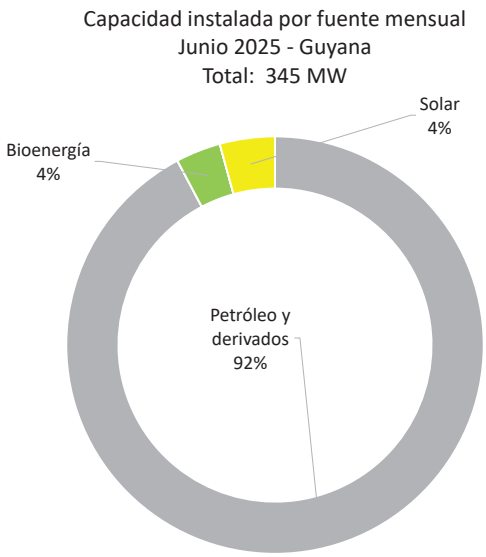


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

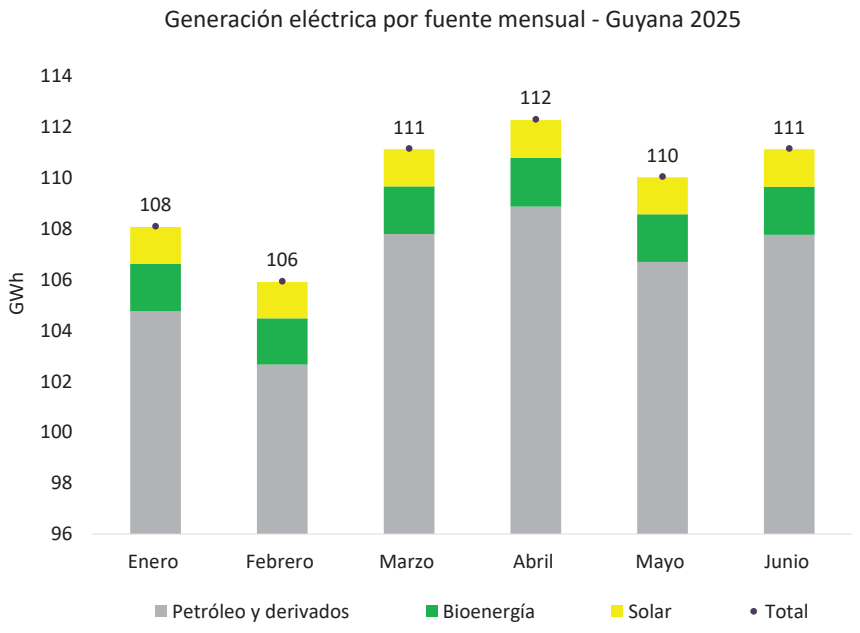
GUYANA



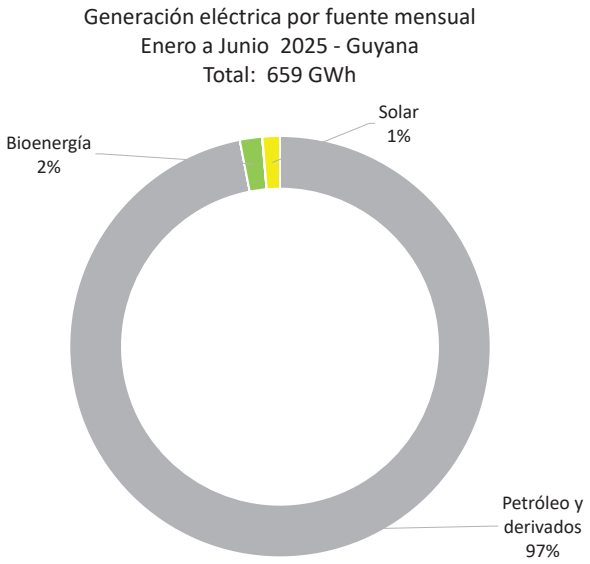
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



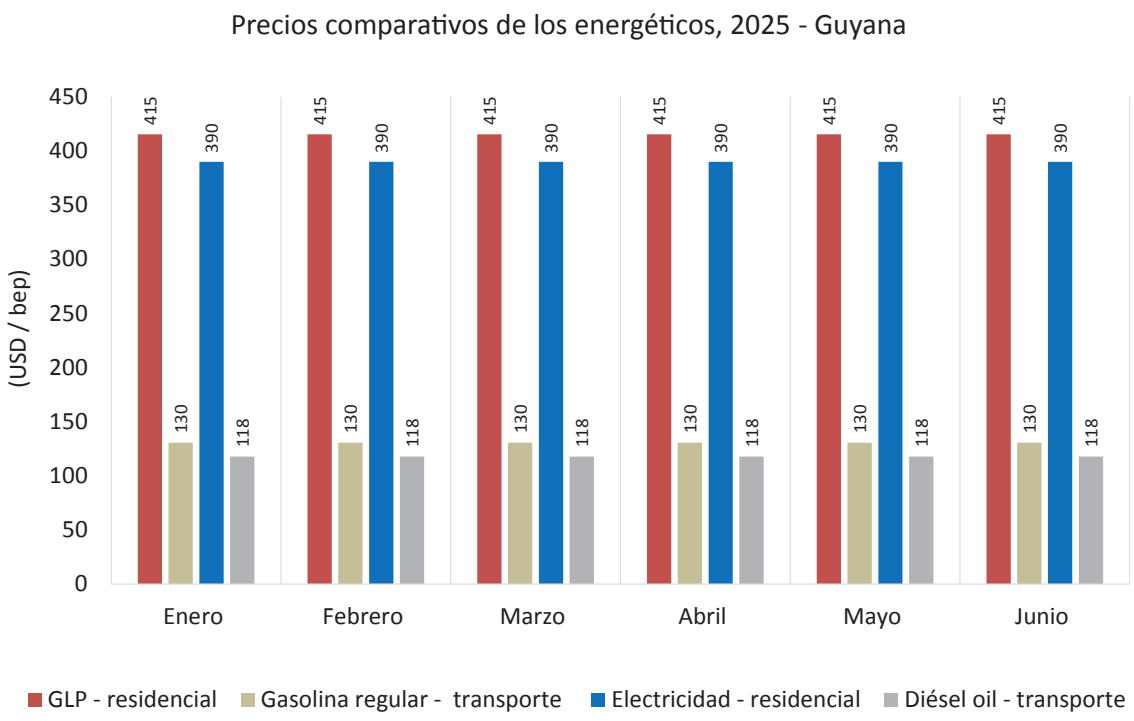
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

GUYANA 2025

Precios de referencia de los energéticos

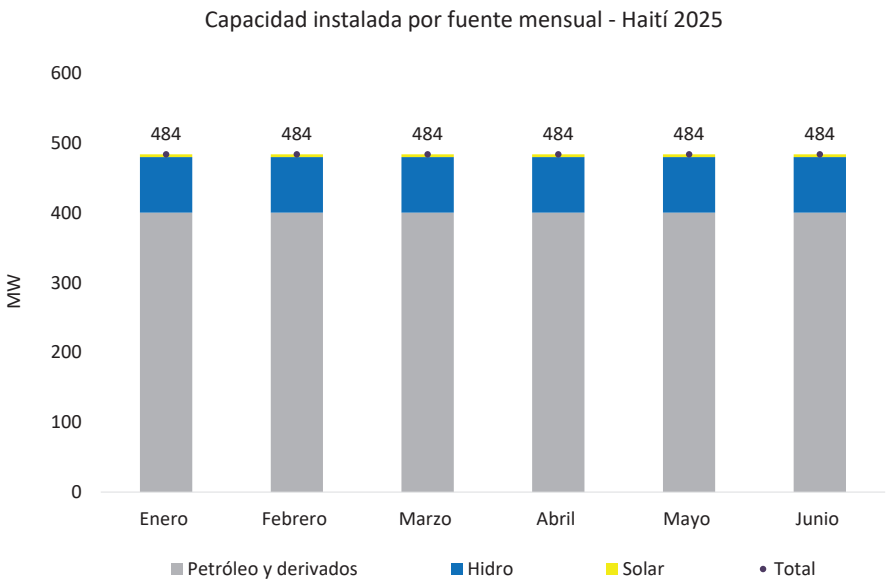
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	278.17	278.17	278.17	278.17	278.17	278.17
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	116.55	116.55	116.55	116.55	116.55	116.55
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	117.93	117.93	117.93	117.93	117.93	117.93

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

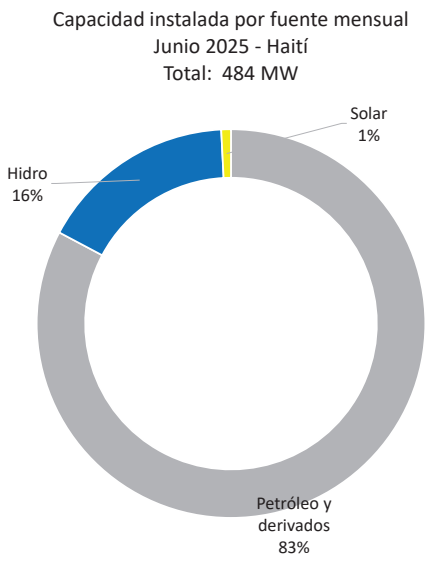


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

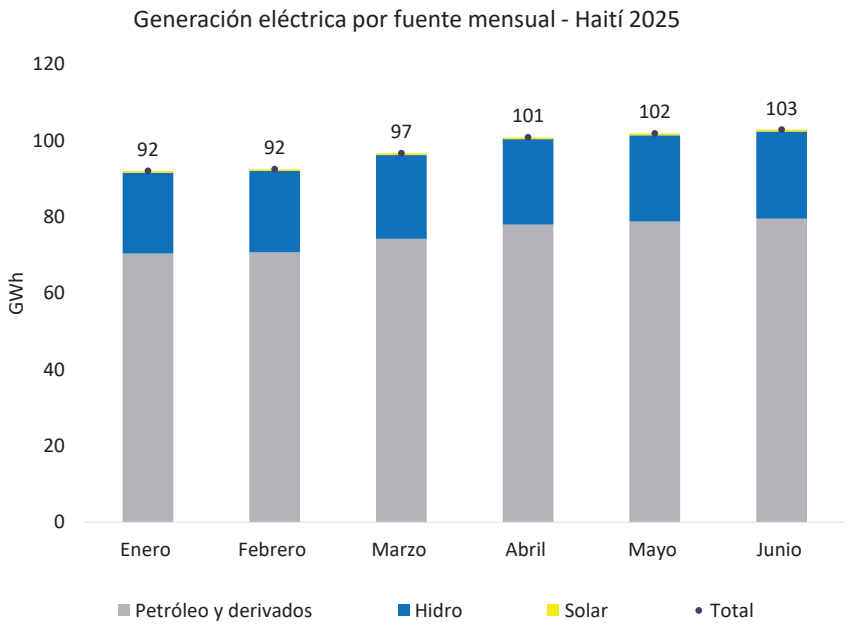
HAITÍ



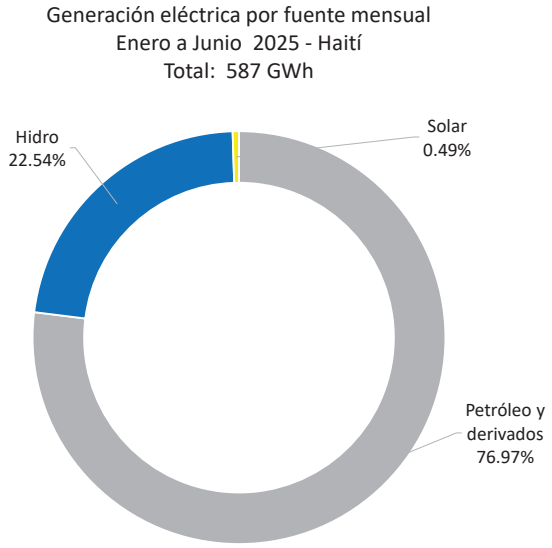
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



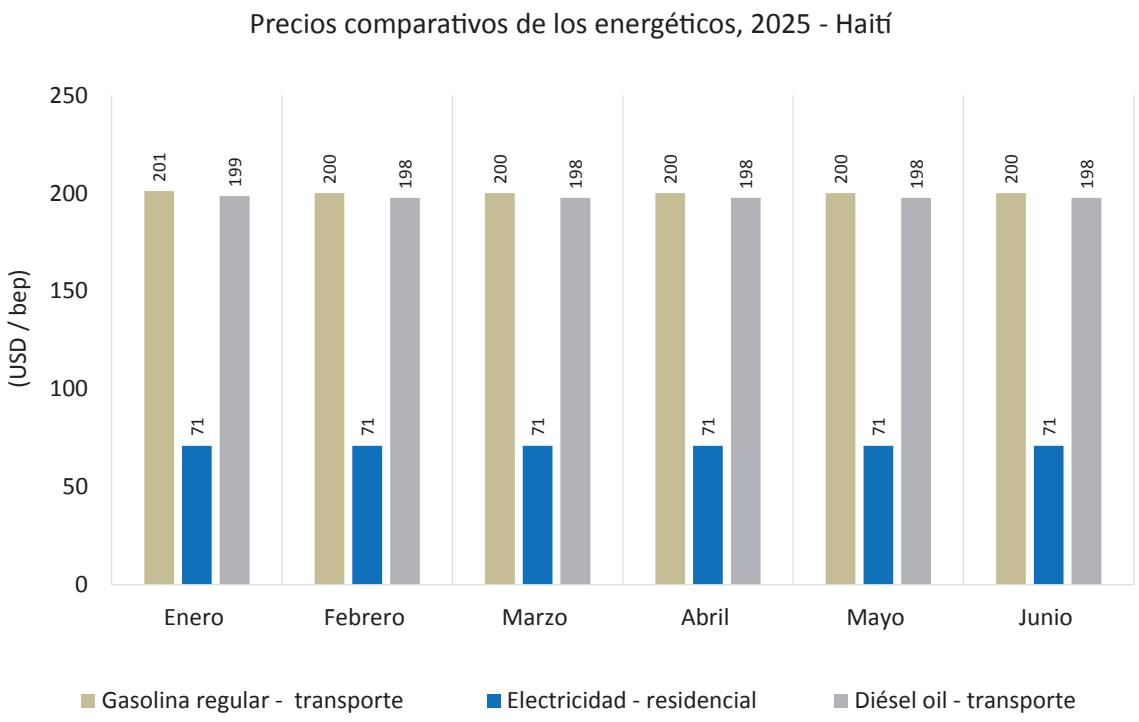
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

HAITÍ 2025

Precios de referencia de los energéticos

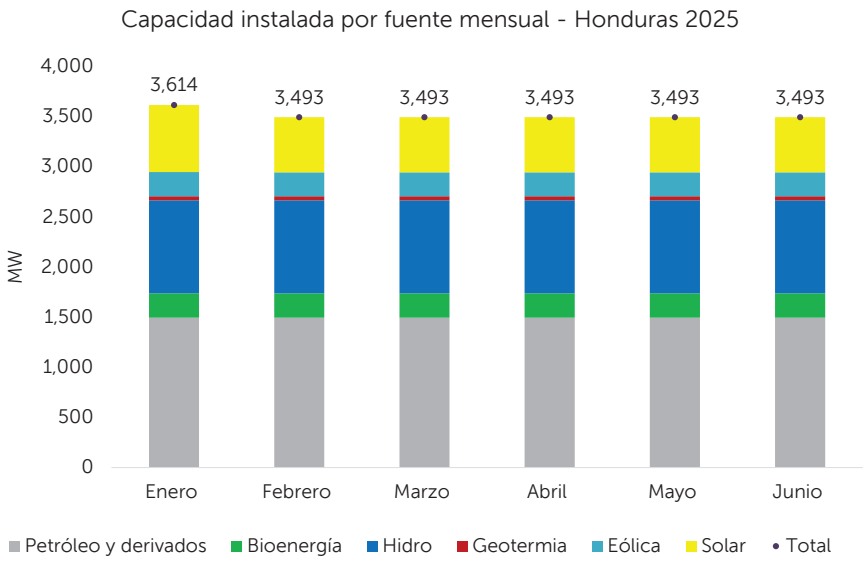
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	179.68	178.75	178.75	178.75	178.75	178.75
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	198.91	197.90	197.90	197.90	197.90	197.90

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

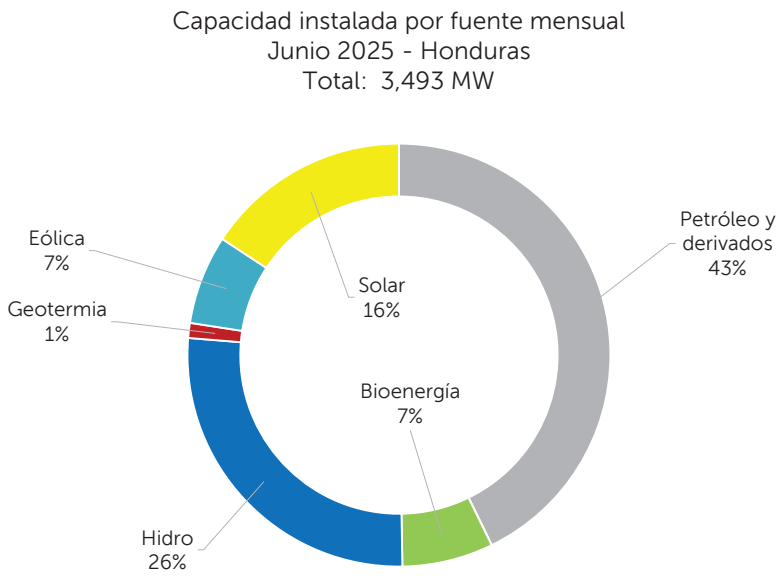


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

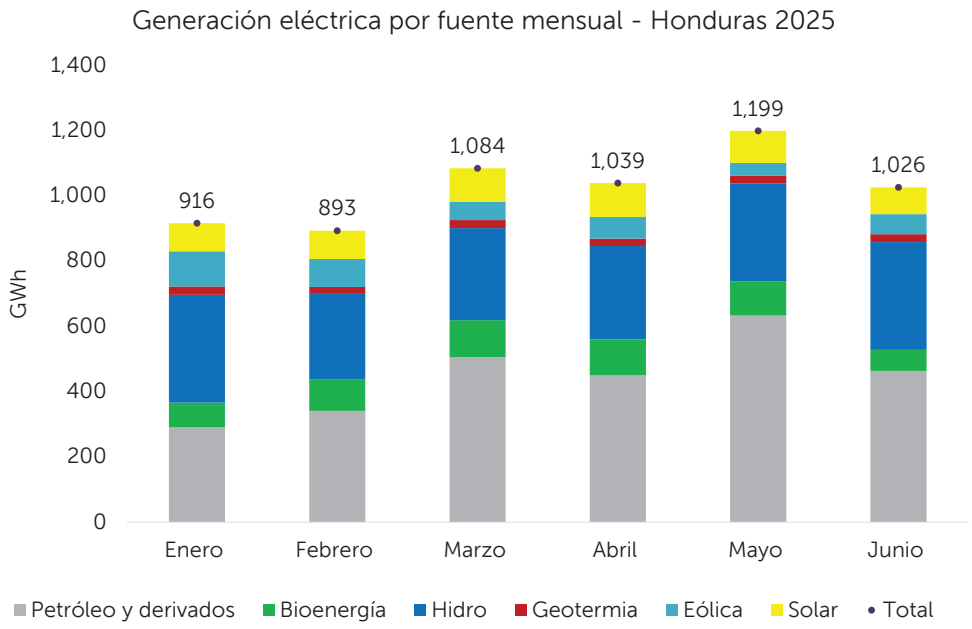
HONDURAS



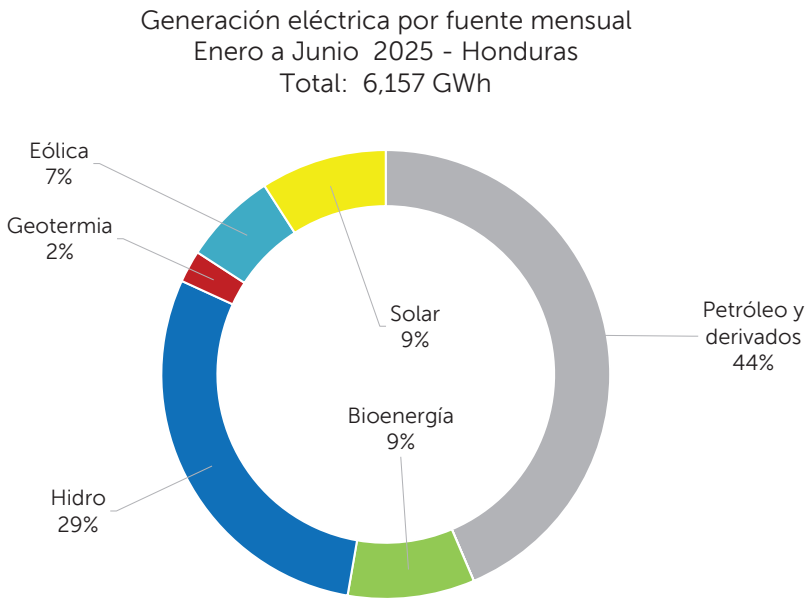
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



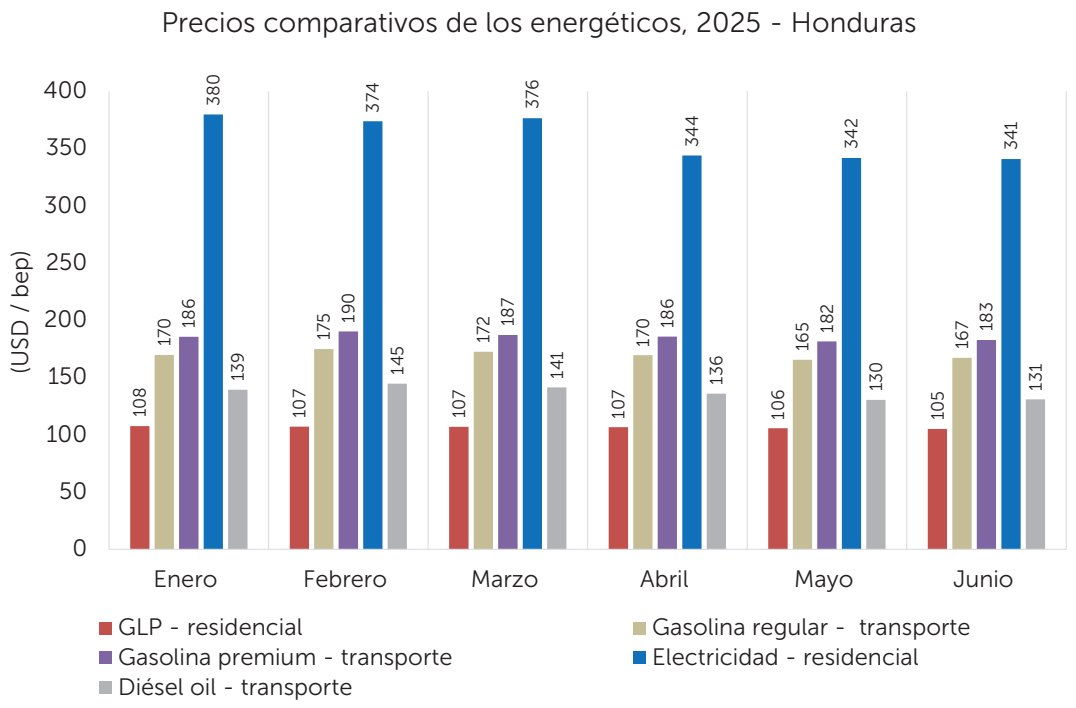
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

HONDURAS 2025

Precios de referencia de los energéticos

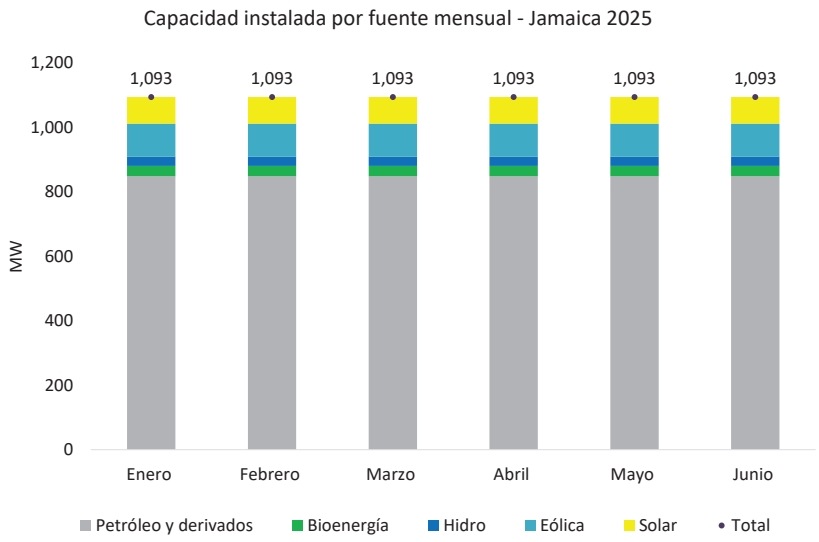
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / 10^3m^3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
GLP residencial	USD / bbl	72.11	71.80	71.65	71.41	70.87	70.41
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	151.59	156.11	154.02	151.43	147.81	149.41
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	165.78	169.87	167.12	165.86	162.21	163.26
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.24	0.23	0.23	0.21	0.21	0.21
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	139.49	144.90	141.63	136.13	130.62	131.08

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

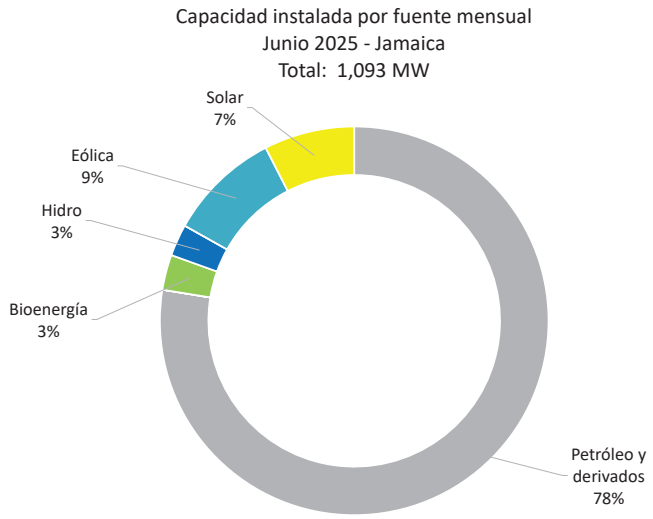


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

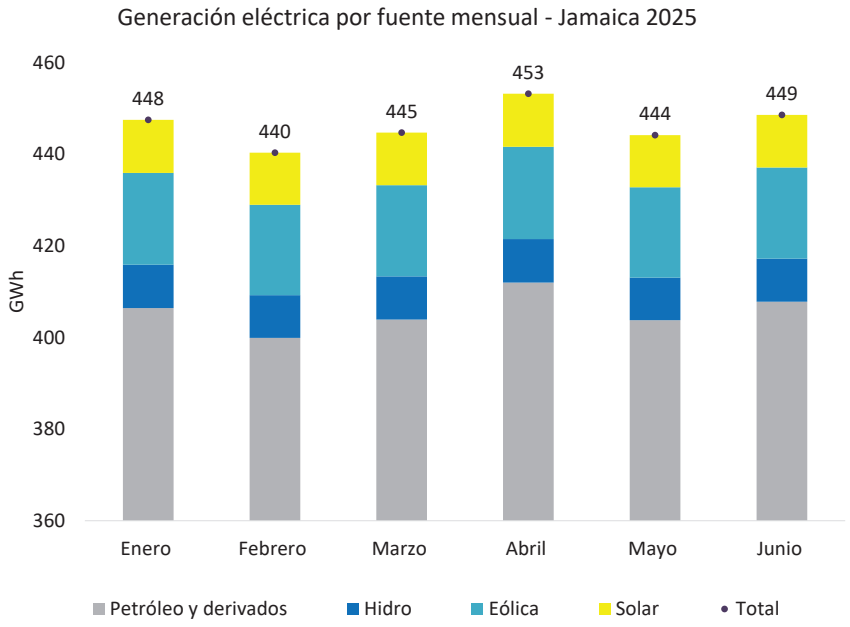
JAMAICA



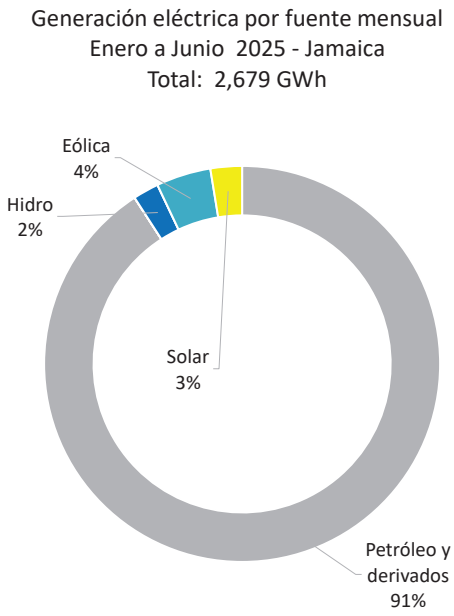
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

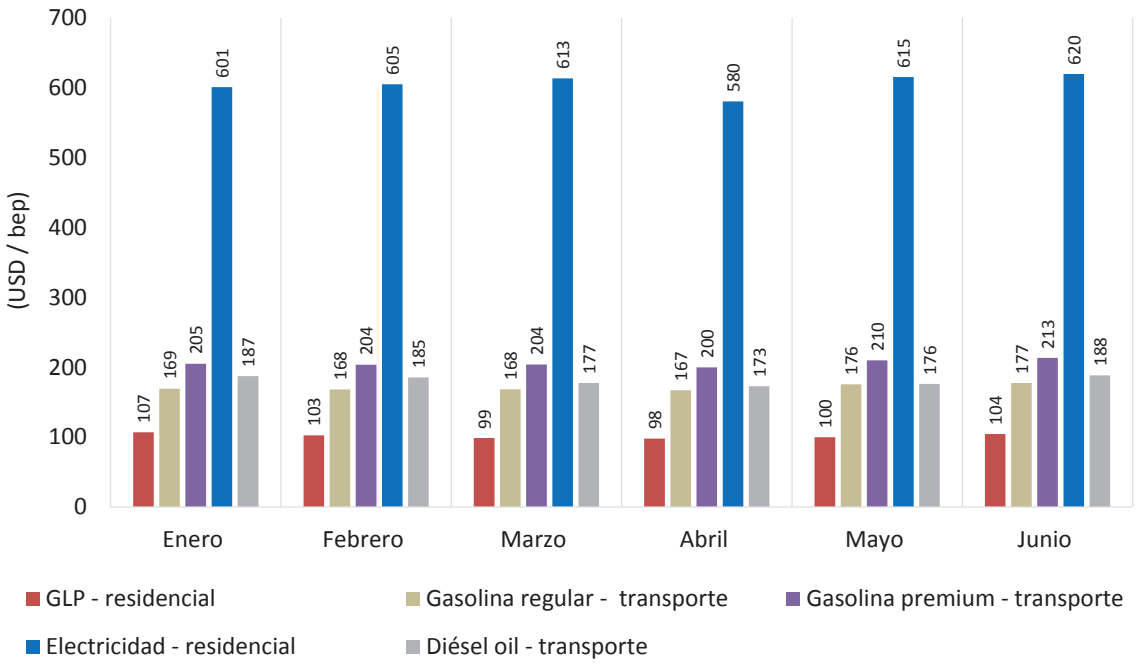
JAMAICA 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	71.50	68.69	66.17	65.46	66.87	69.87
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	151.23	150.22	150.46	149.29	156.79	158.56
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	183.00	181.84	182.11	178.52	187.46	190.44
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.37	0.37	0.38	0.36	0.38	0.38
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	187.40	185.46	177.49	173.08	176.22	188.40

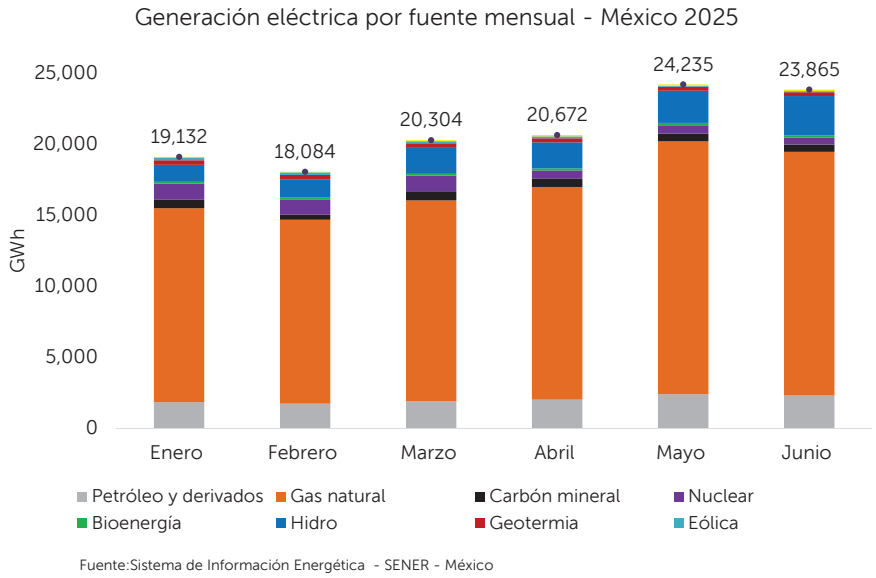
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Jamaica

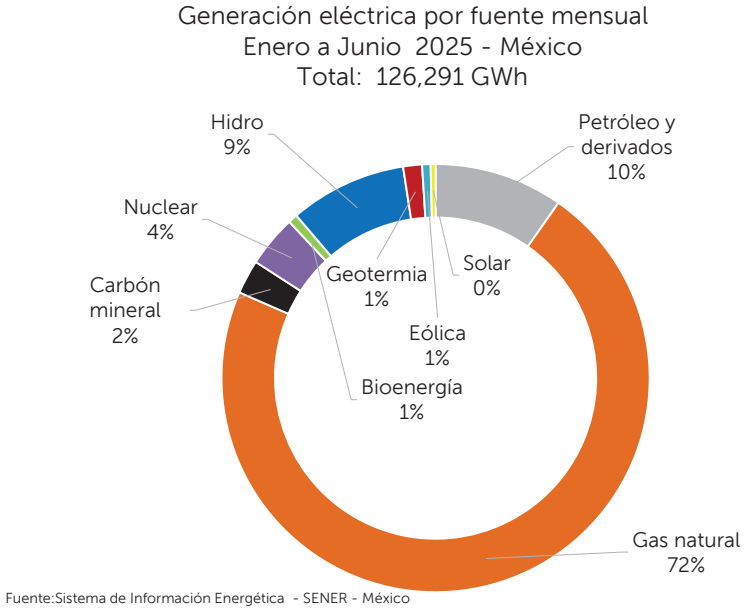


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

MÉXICO



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



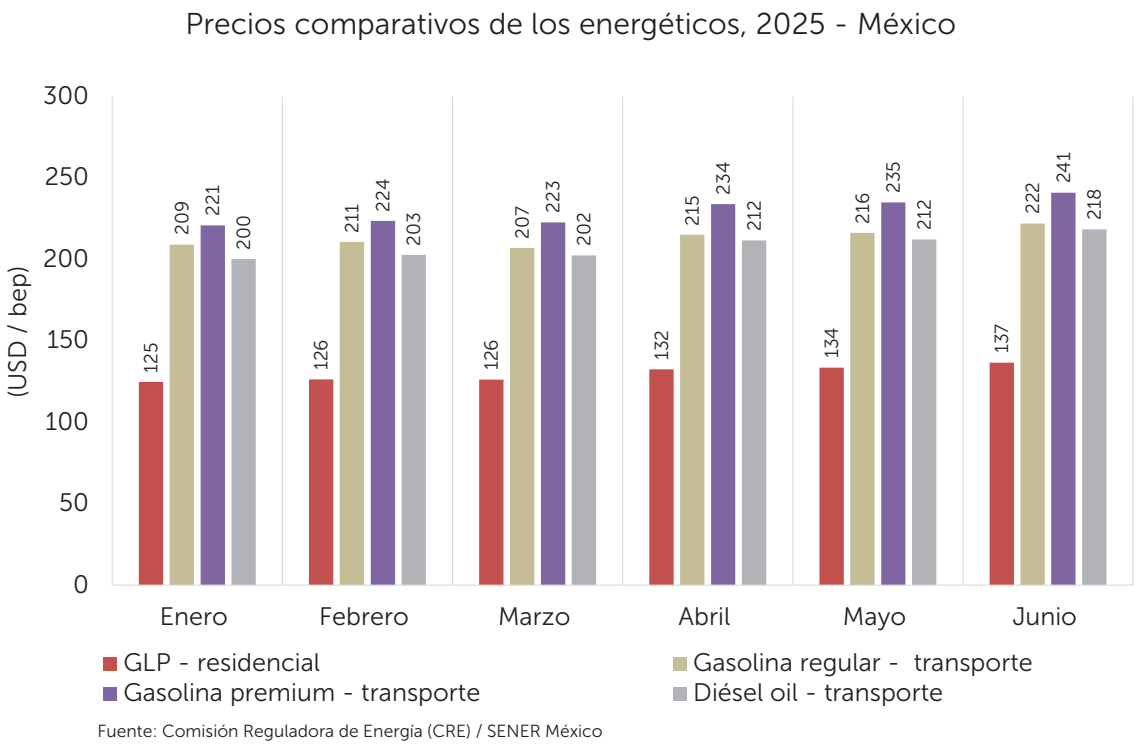
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

MÉXICO 2025

Precios de referencia de los energéticos

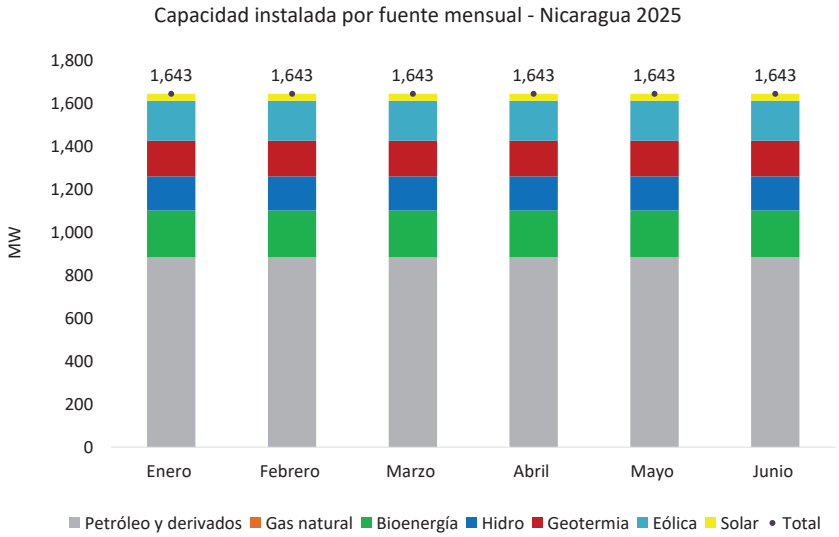
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	83.62	84.62	84.59	88.77	89.47	91.51
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	186.78	188.30	184.90	192.17	193.28	198.34
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	197.32	199.81	198.97	209.00	209.93	215.27
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	200.55	203.08	202.78	212.01	212.55	218.72

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

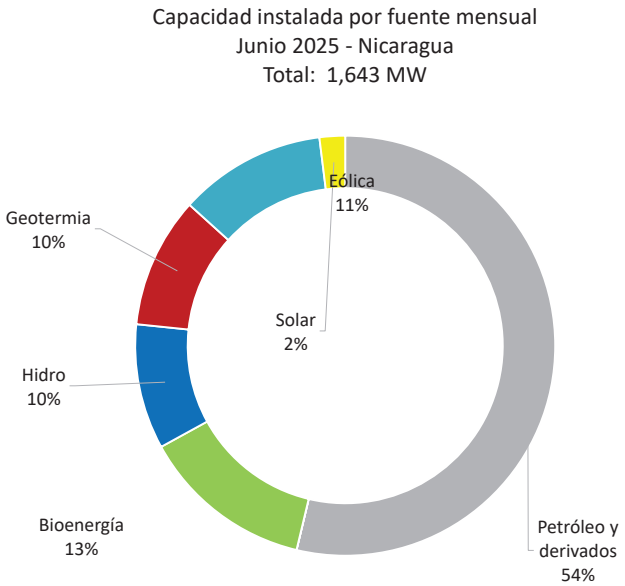


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

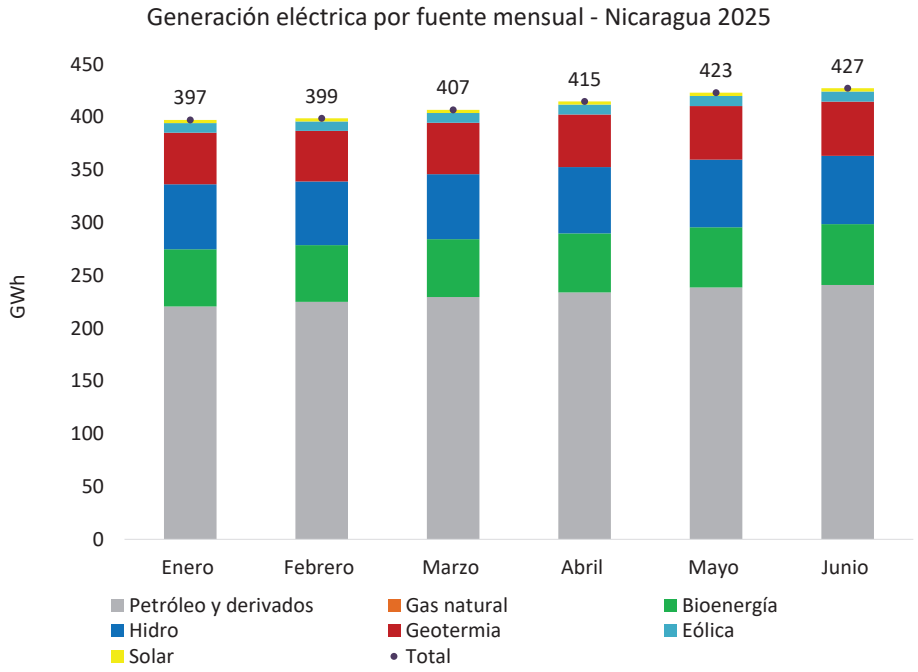
NICARAGUA



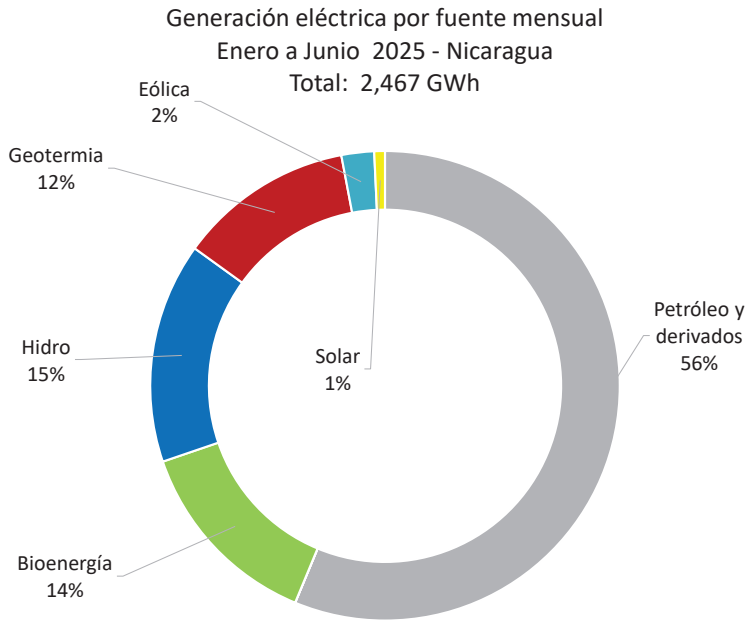
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



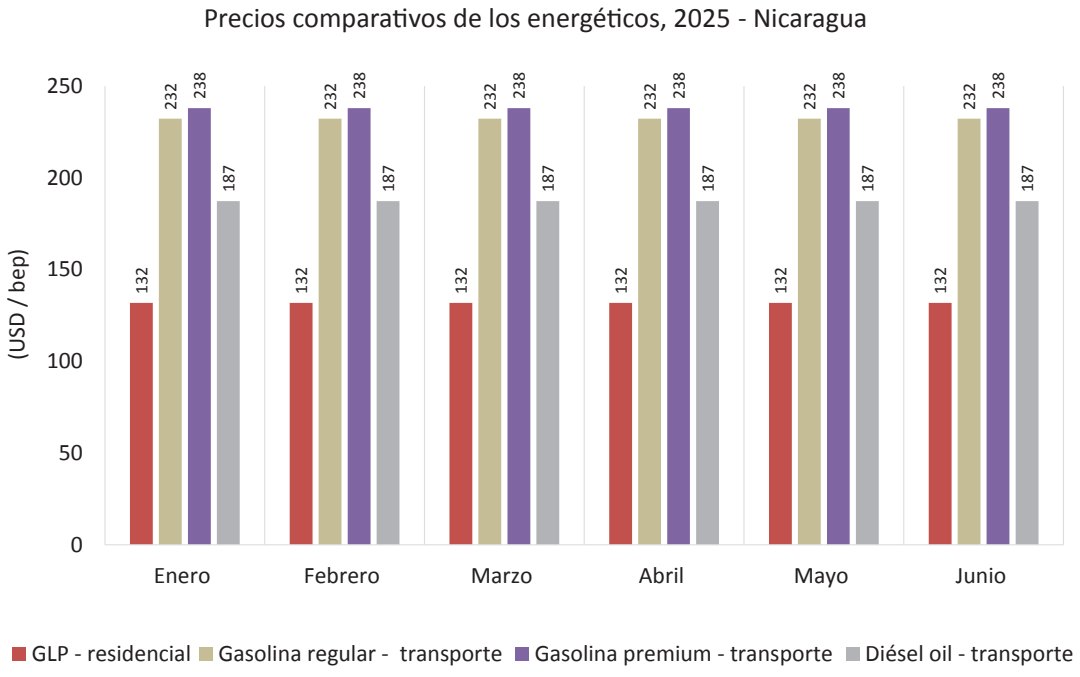
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

NICARAGUA 2025

Precios de referencia de los energéticos

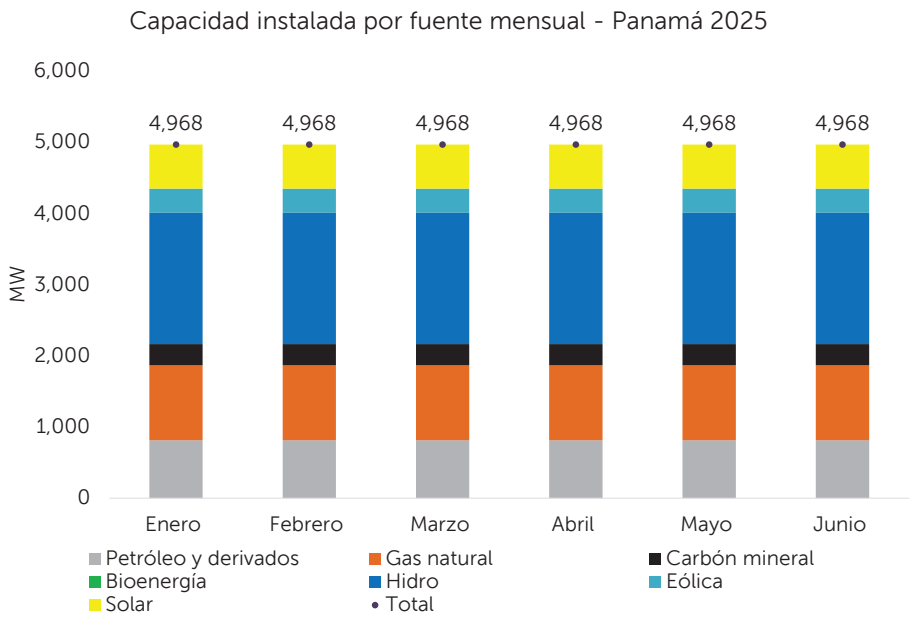
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	88.35	88.35	88.35	88.35	88.35	88.35
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	207.48	207.48	207.48	207.48	207.48	207.48
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	212.60	212.60	212.60	212.60	212.60	212.60
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	187.56	187.56	187.56	187.56	187.56	187.56

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

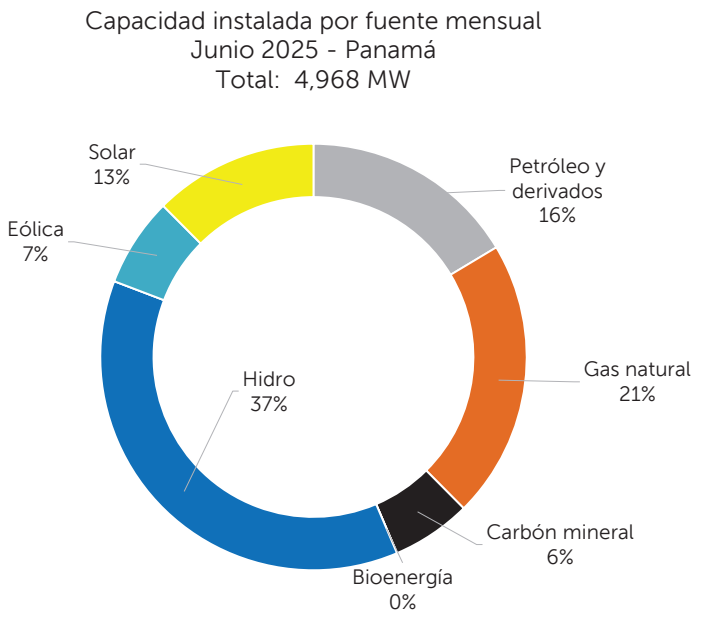


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

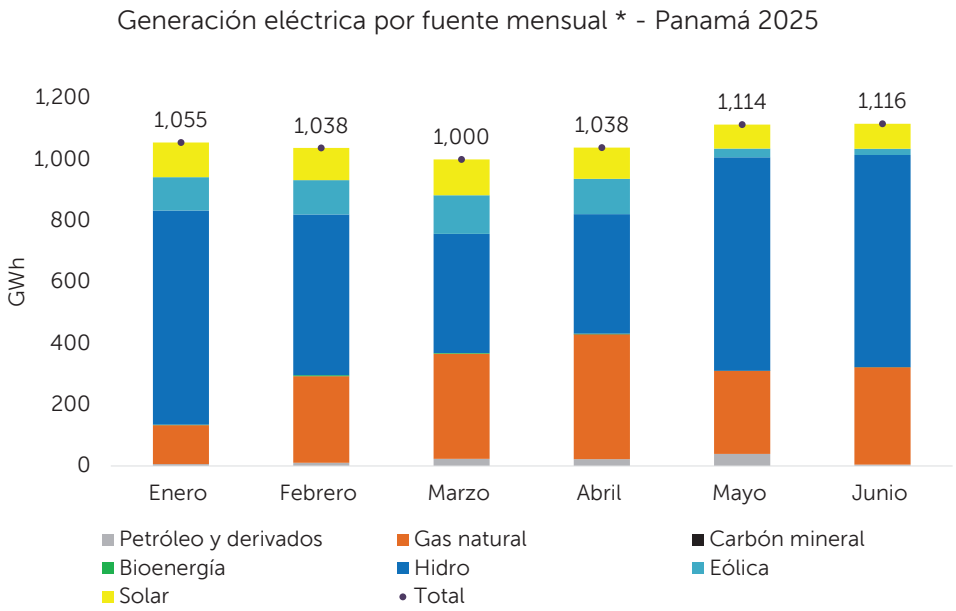
PANAMÁ



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

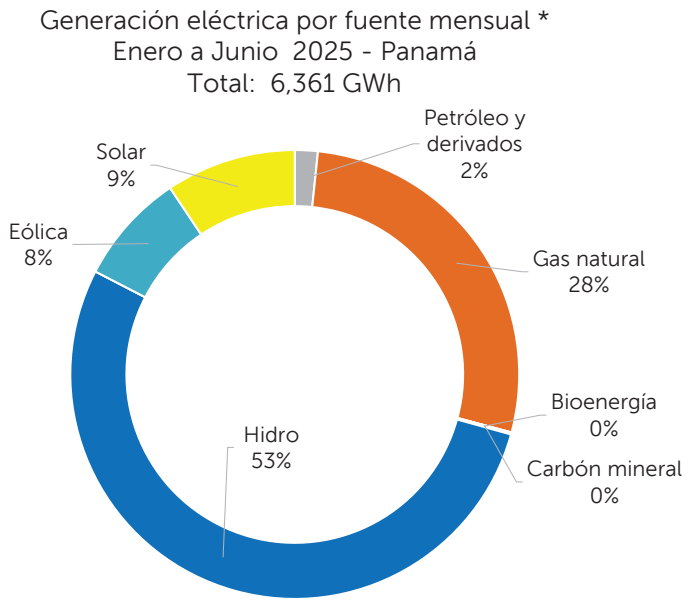


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



(*): Los datos corresponden al Sistema Interconectado Nacional (SIN), según reporte de él CND.

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



(*): Los datos corresponden al Sistema Interconectado Nacional (SIN), según reporte de él CND.

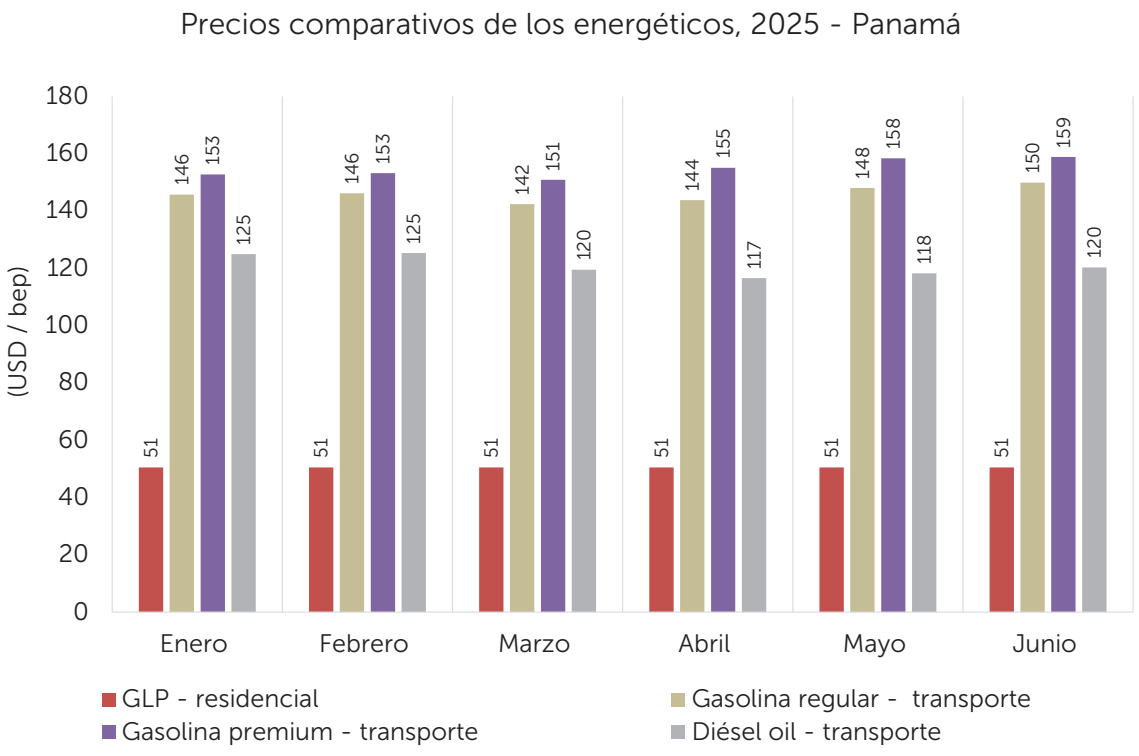
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

PANAMÁ 2025

Precios de referencia de los energéticos

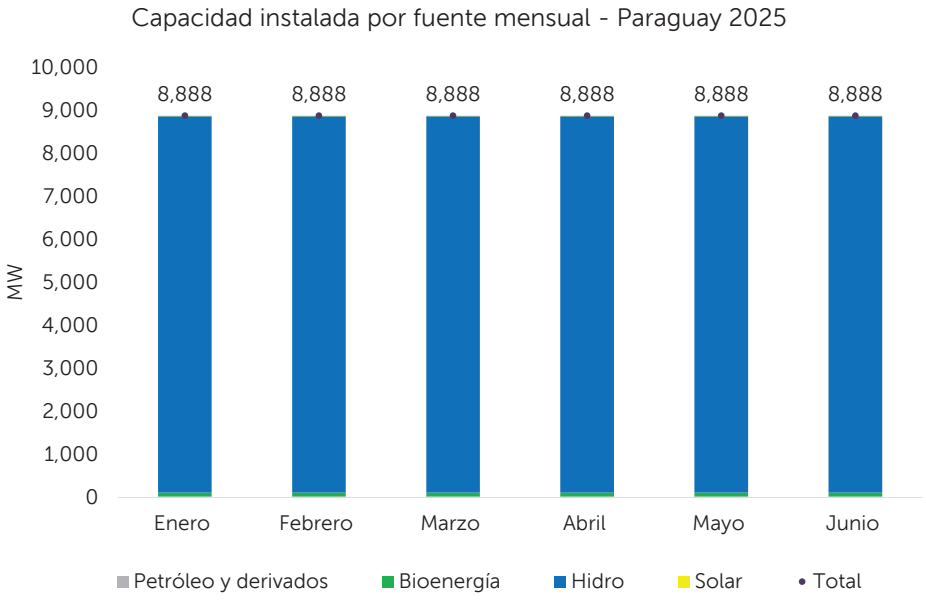
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	130.20	130.62	127.26	128.52	132.30	133.98
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	136.50	136.92	134.82	138.60	141.54	141.96
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	125.16	125.58	119.70	116.76	118.44	120.54

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

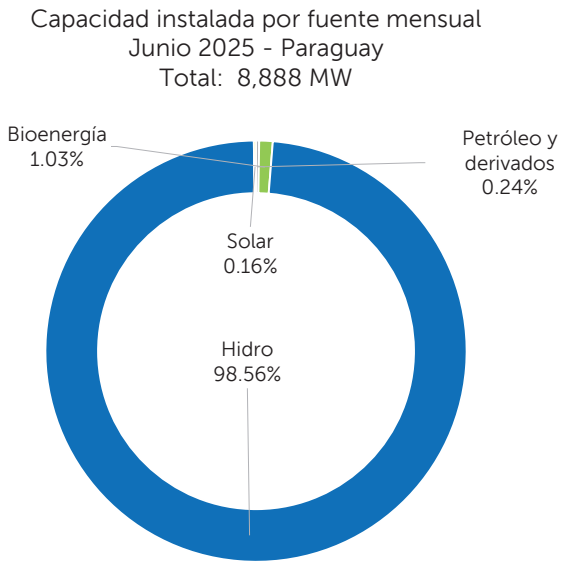


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

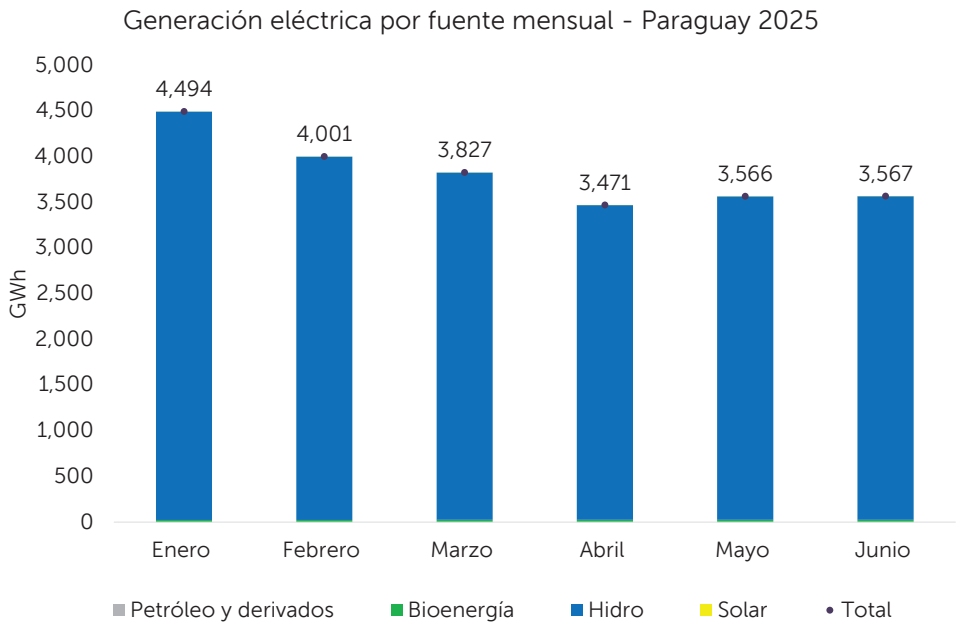
PARAGUAY



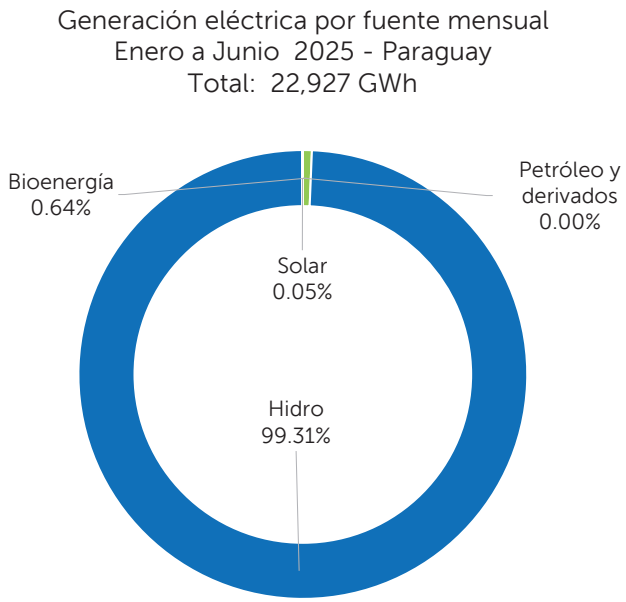
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

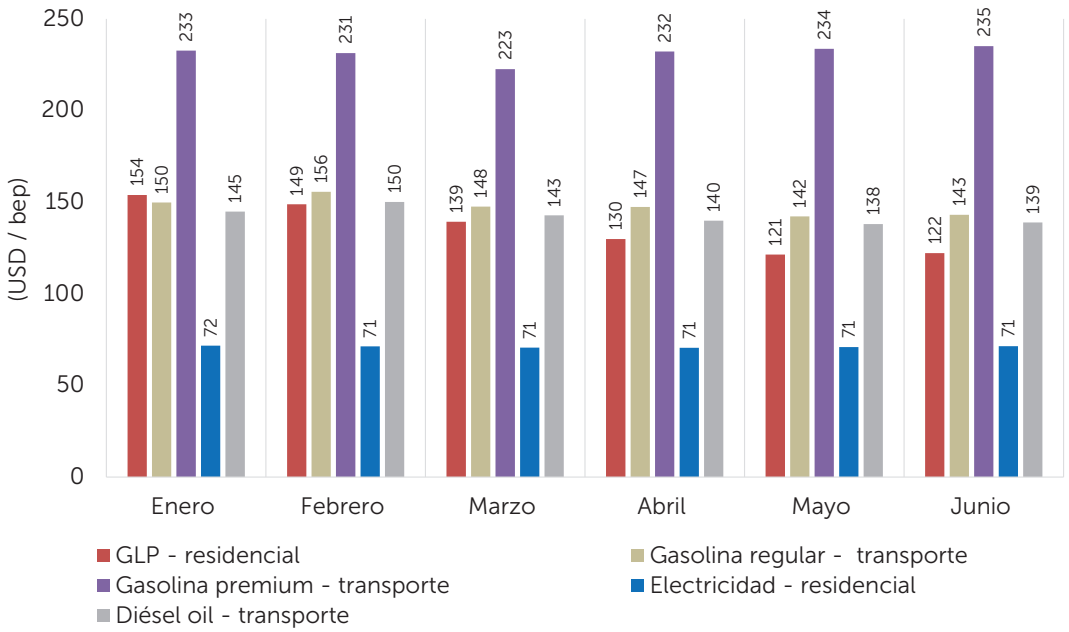
PARAGUAY 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
GLP residencial	USD / bbl	103.12	99.75	93.38	87.05	81.36	81.90
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	133.80	139.05	131.85	131.64	127.03	127.87
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	207.87	206.67	198.87	207.49	208.73	210.10
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	145.11	150.28	142.99	140.08	138.22	139.13

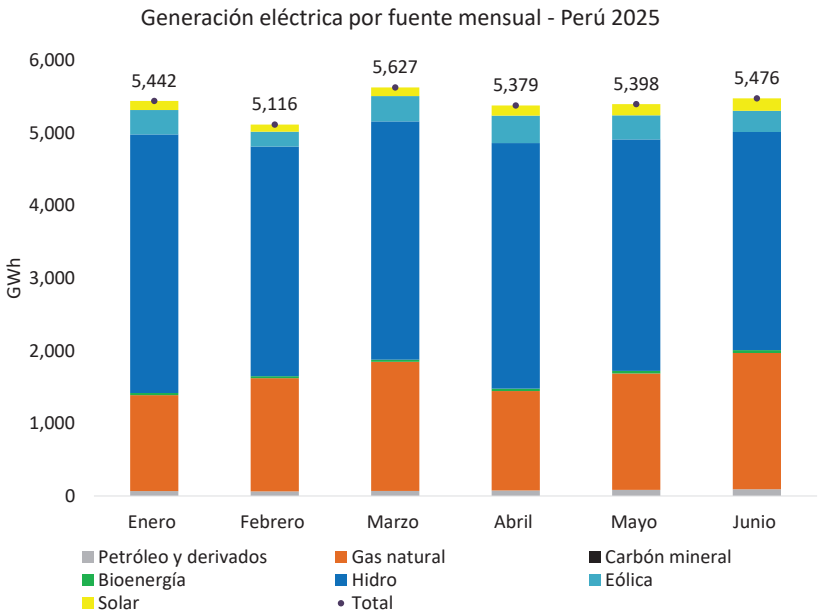
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Paraguay

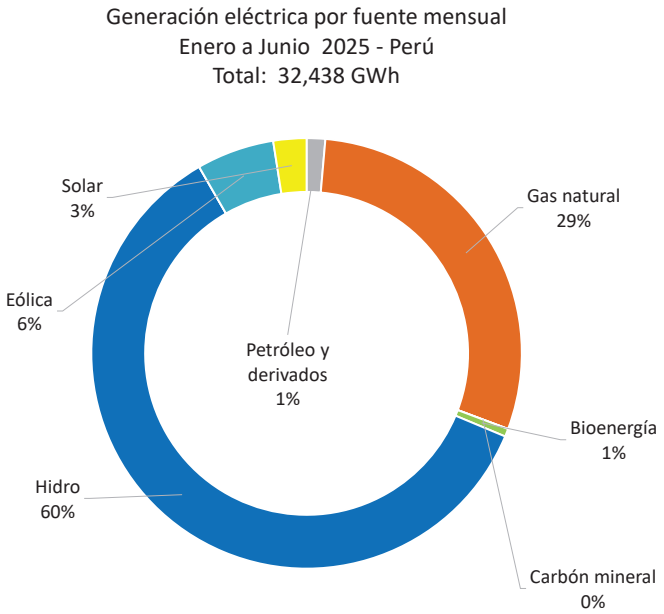


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

PERÚ

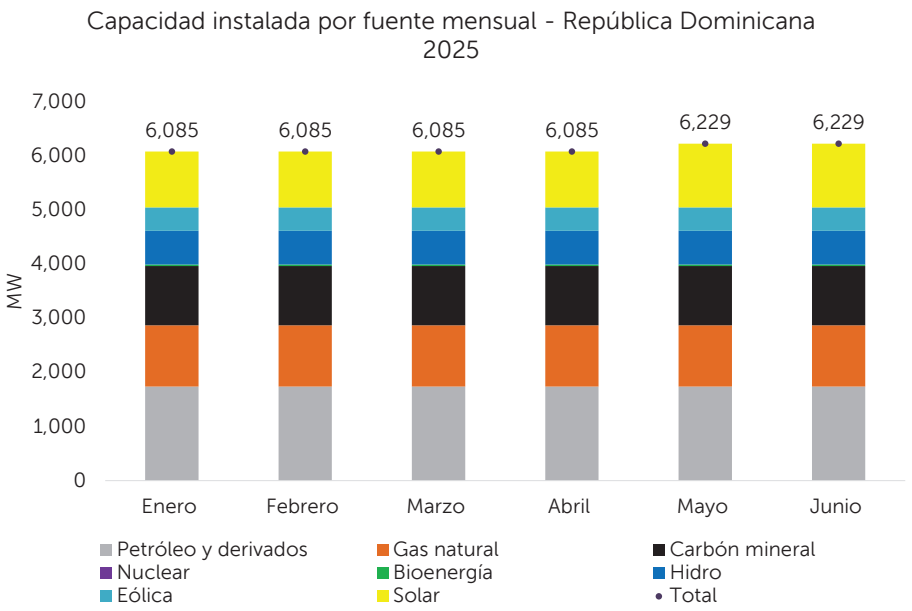


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

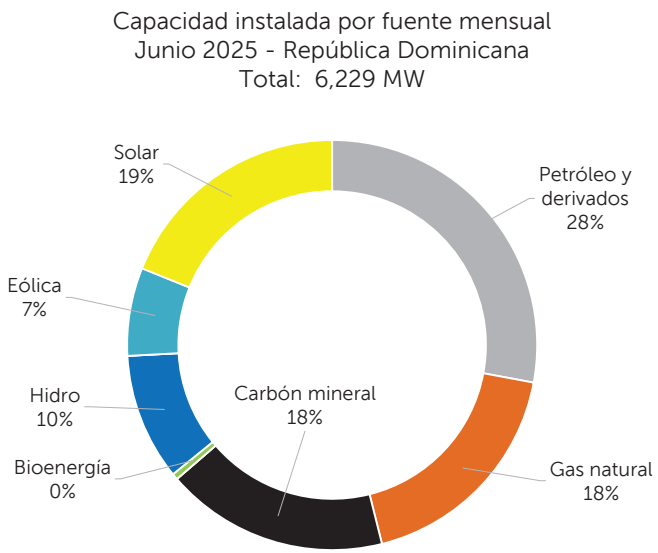


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

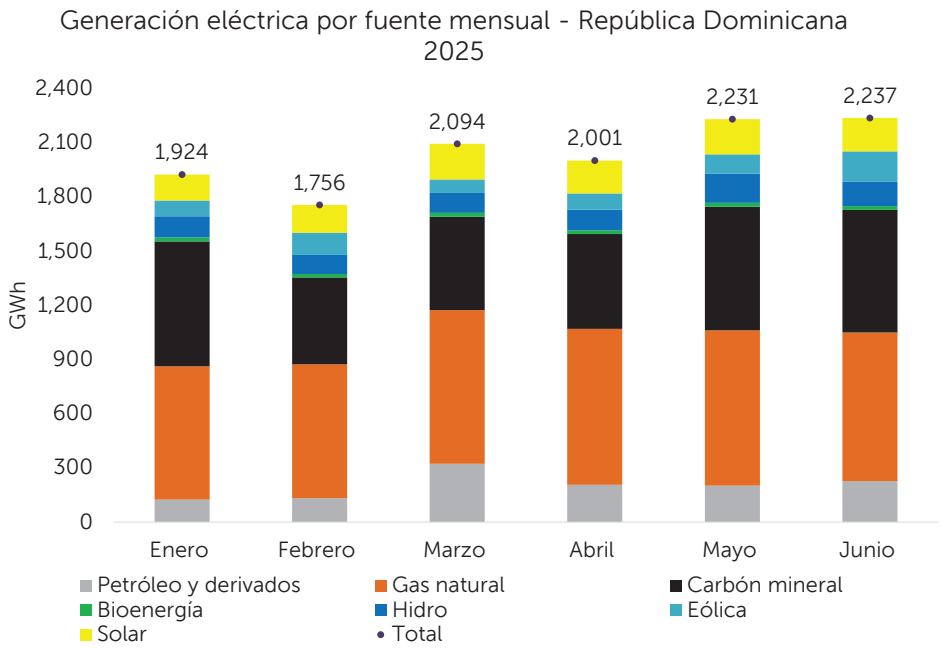
REPÚBLICA DOMINICANA



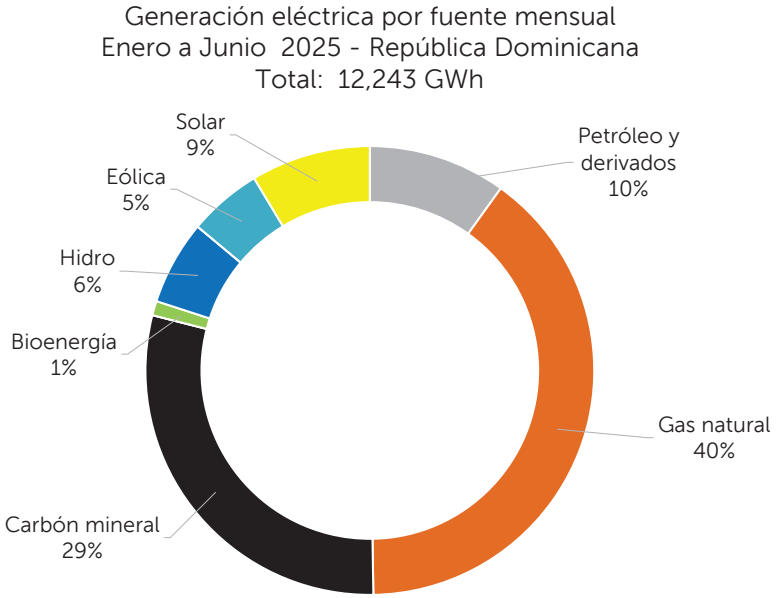
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



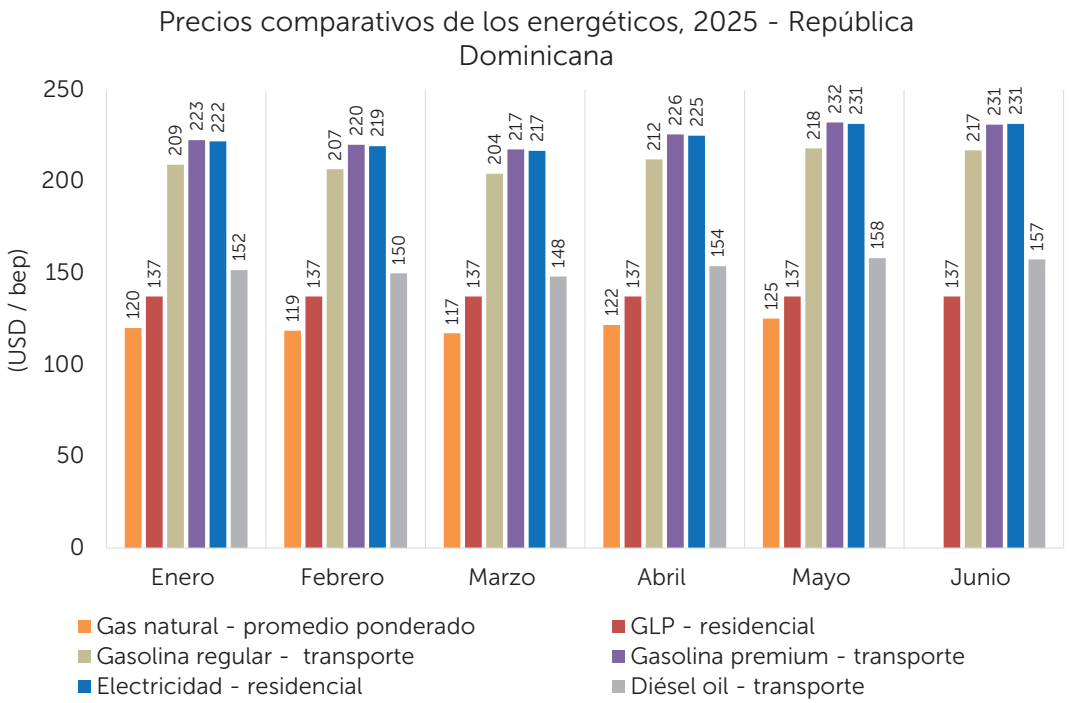
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

REPÚBLICA DOMINICANA 2025

Precios de referencia de los energéticos

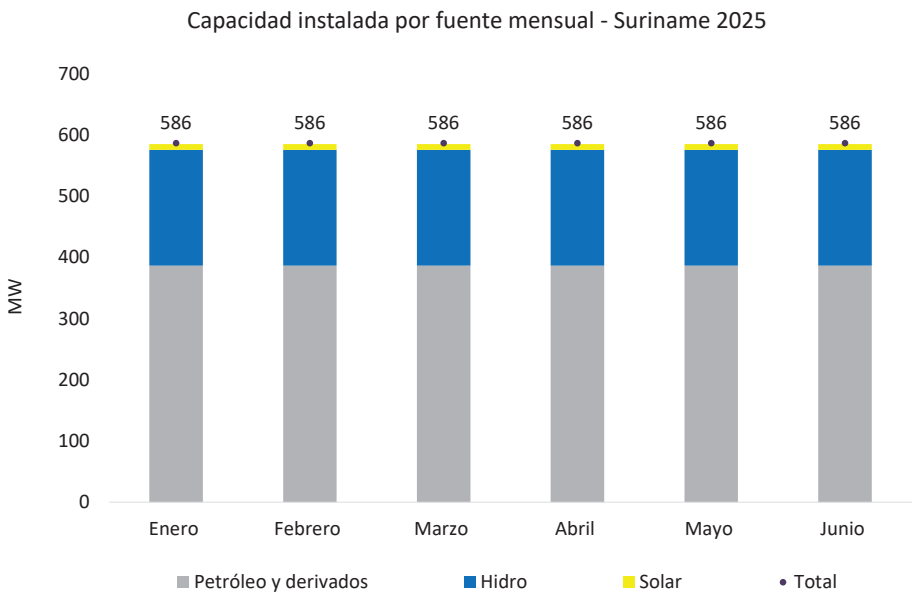
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	717.75	709.38	701.14	727.79	748.60	0.00
GLP residencial	USD / bbl	91.96	91.96	91.96	91.96	91.96	91.96
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	186.82	184.65	182.50	189.44	194.84	193.93
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	198.89	196.57	194.29	201.67	207.44	206.45
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.14	0.14	0.13	0.14	0.14	0.14
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	151.93	150.16	148.41	154.05	158.46	157.70

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

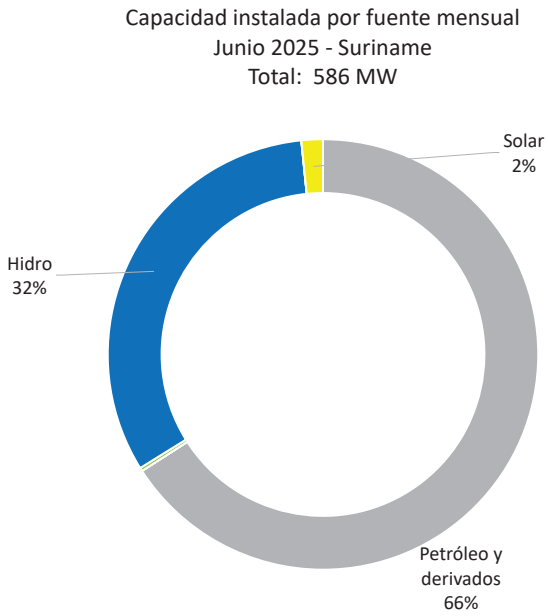


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2024

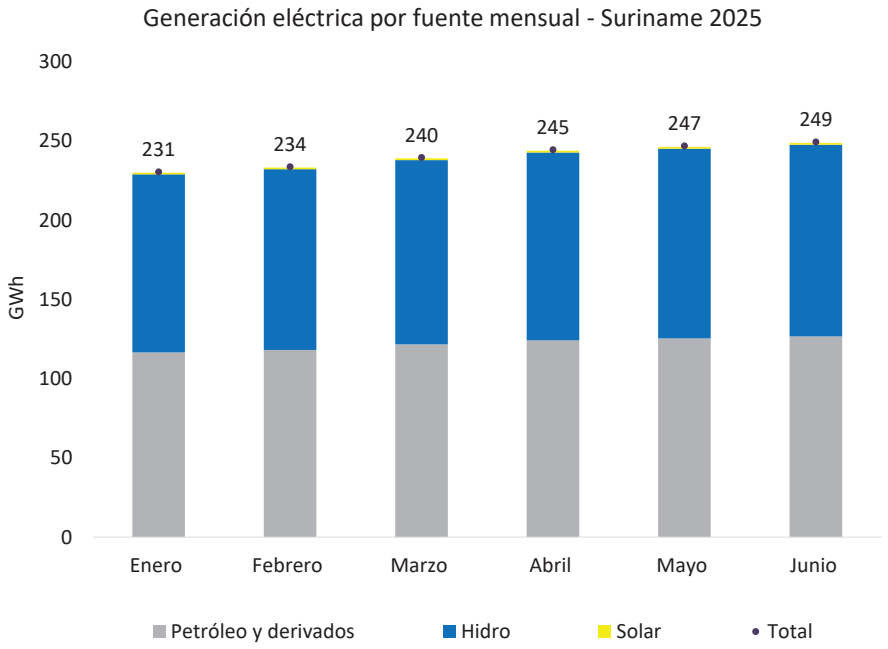
SURINAME



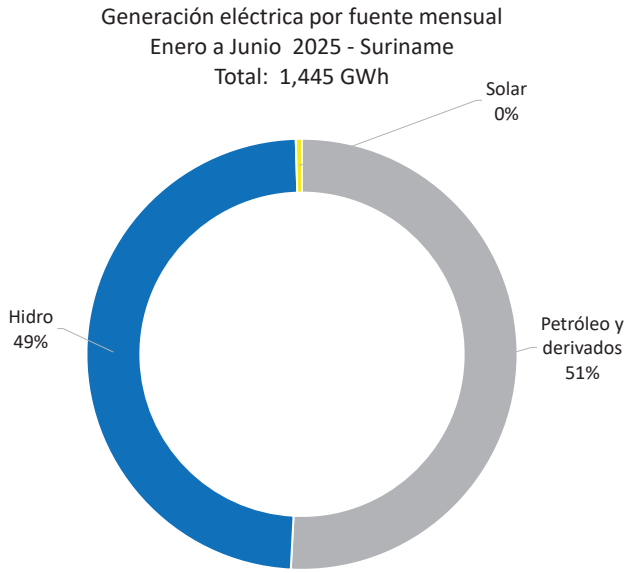
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



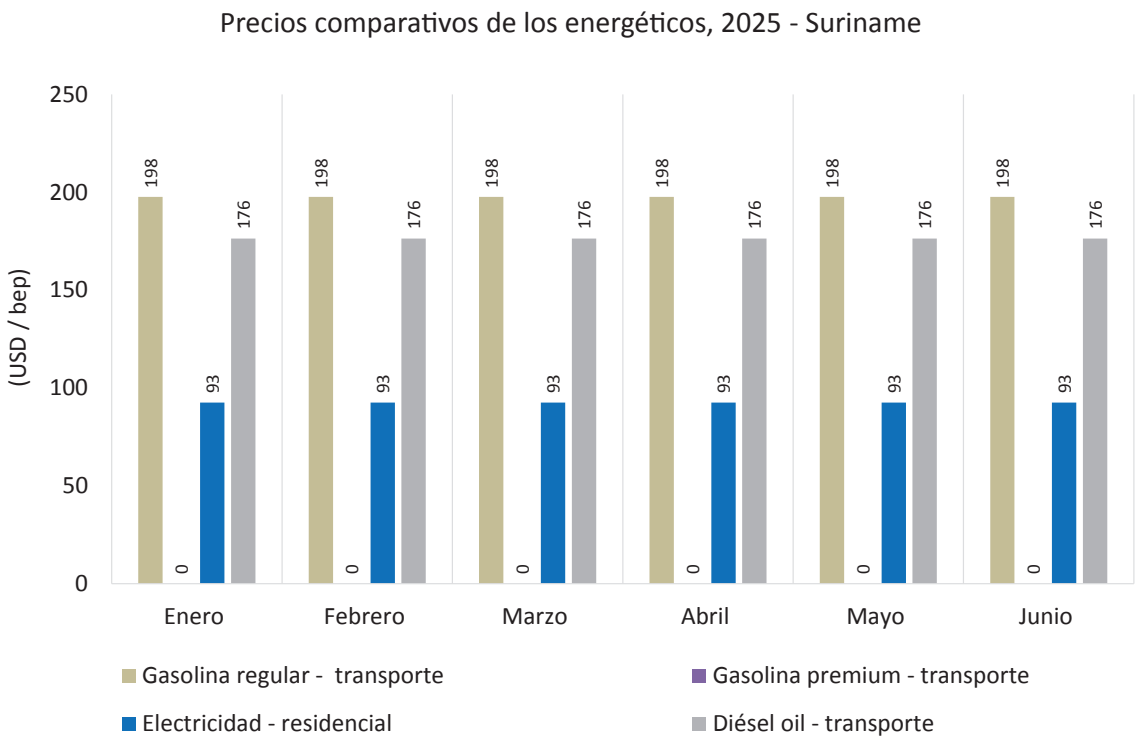
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

SURINAME 2025

Precios de referencia de los energéticos

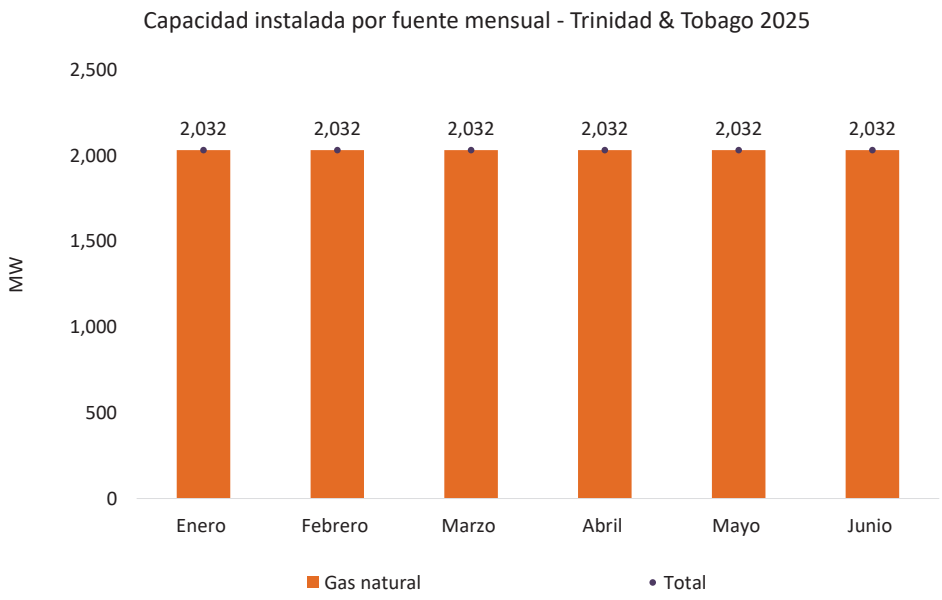
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	176.54	176.54	176.54	176.54	176.54	176.54
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	176.58	176.58	176.58	176.58	176.58	176.58

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

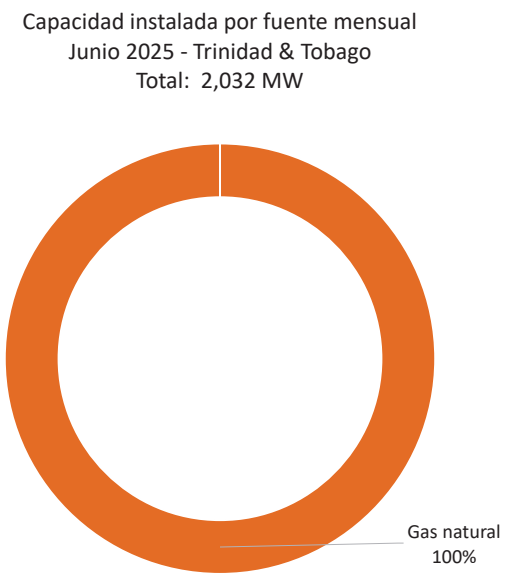


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

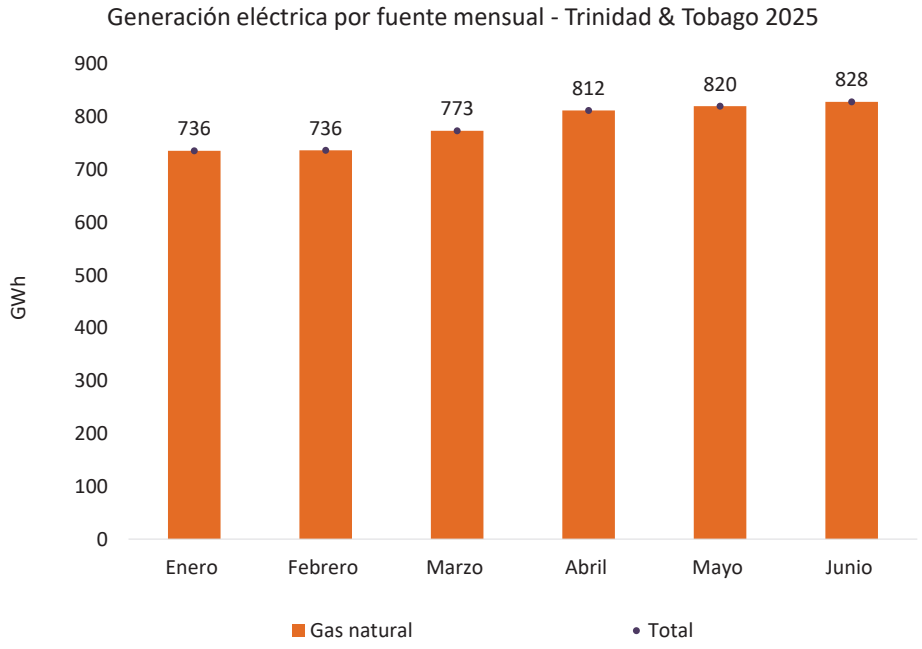
TRINIDAD Y TOBAGO



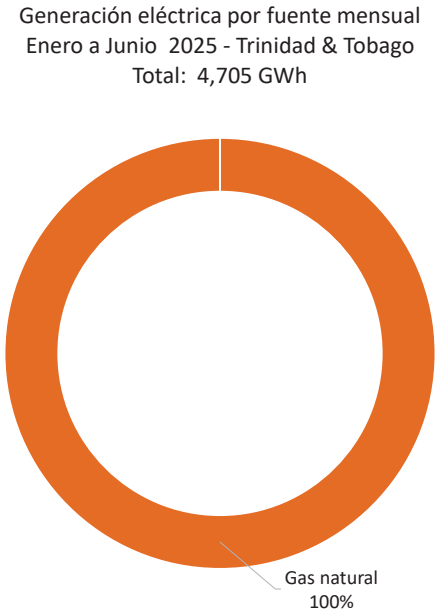
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

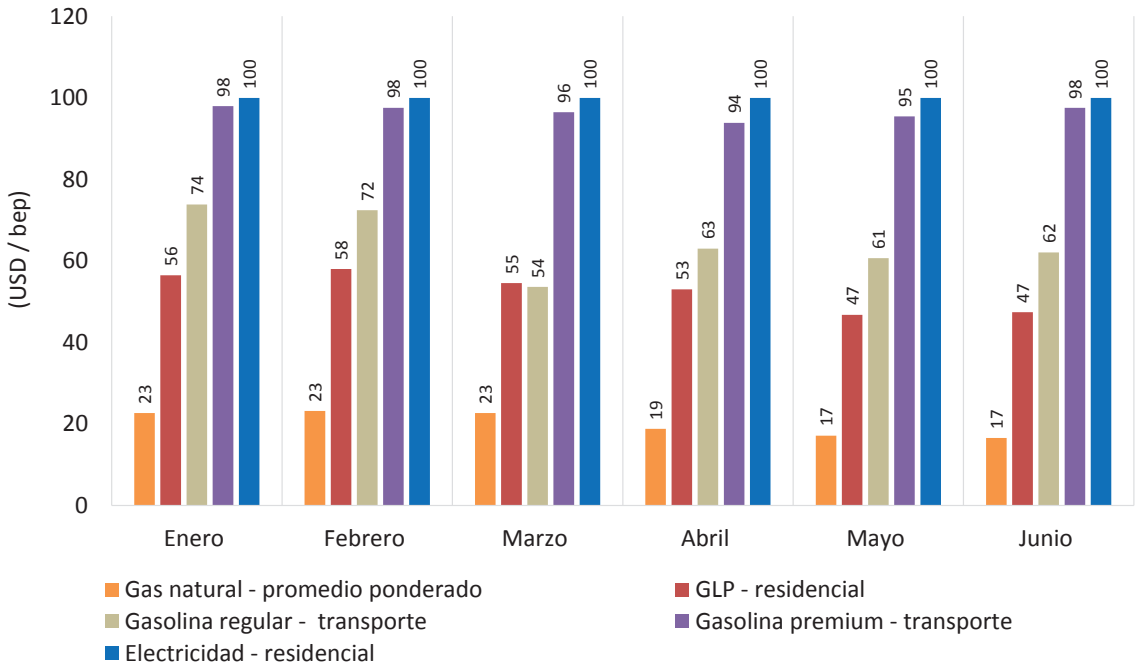
TRINIDAD Y TOBAGO 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / 10^3m^3	135.47	138.77	135.47	112.34	102.43	99.12
GLP residencial	USD / bbl	37.84	38.85	36.54	35.53	31.33	31.75
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	65.94	64.68	47.88	56.28	54.18	55.44
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	87.49	87.11	86.18	83.83	85.26	87.11
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

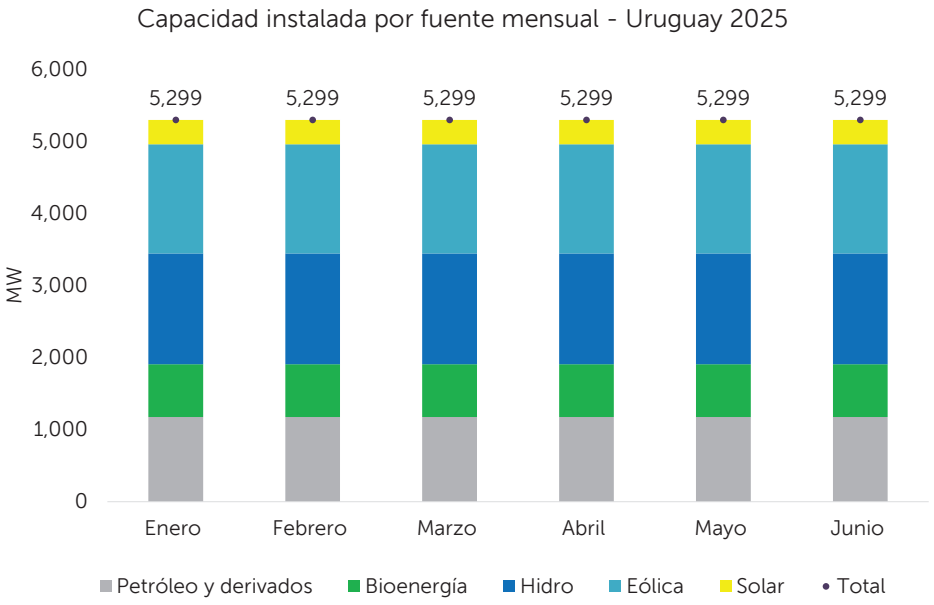
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Trinidad & Tobago

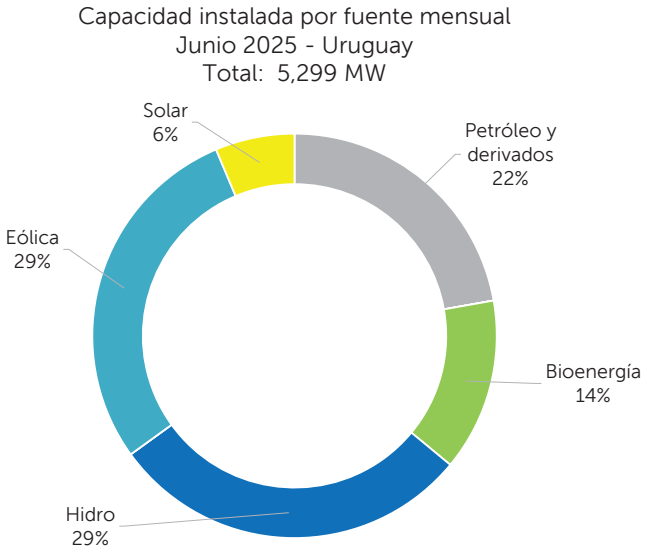


Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

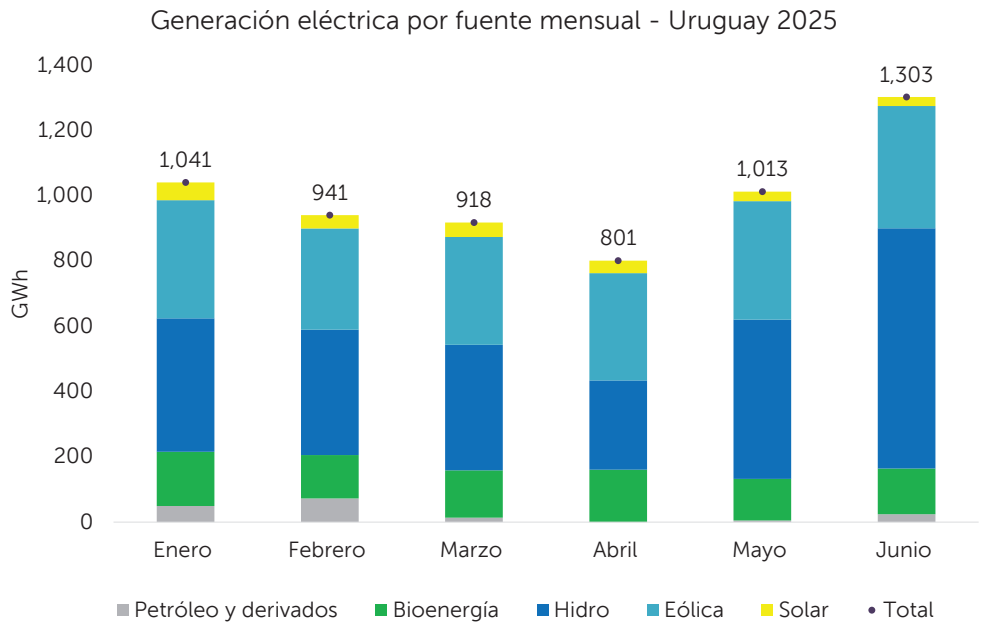
URUGUAY



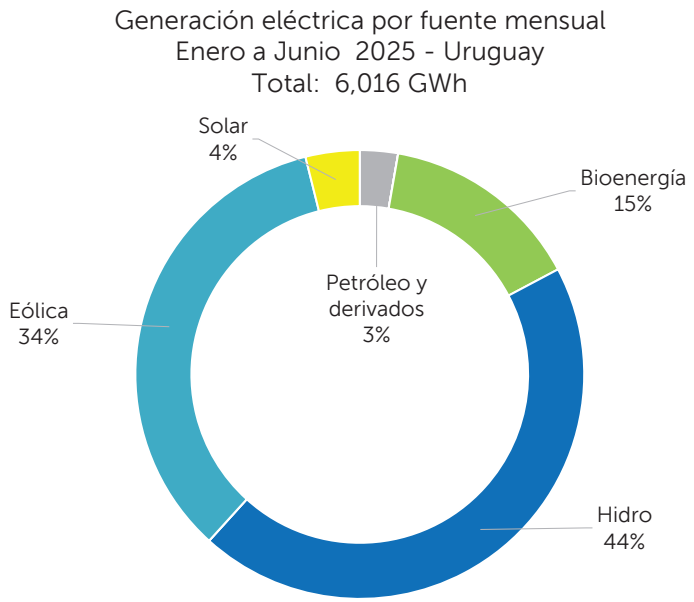
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025



Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

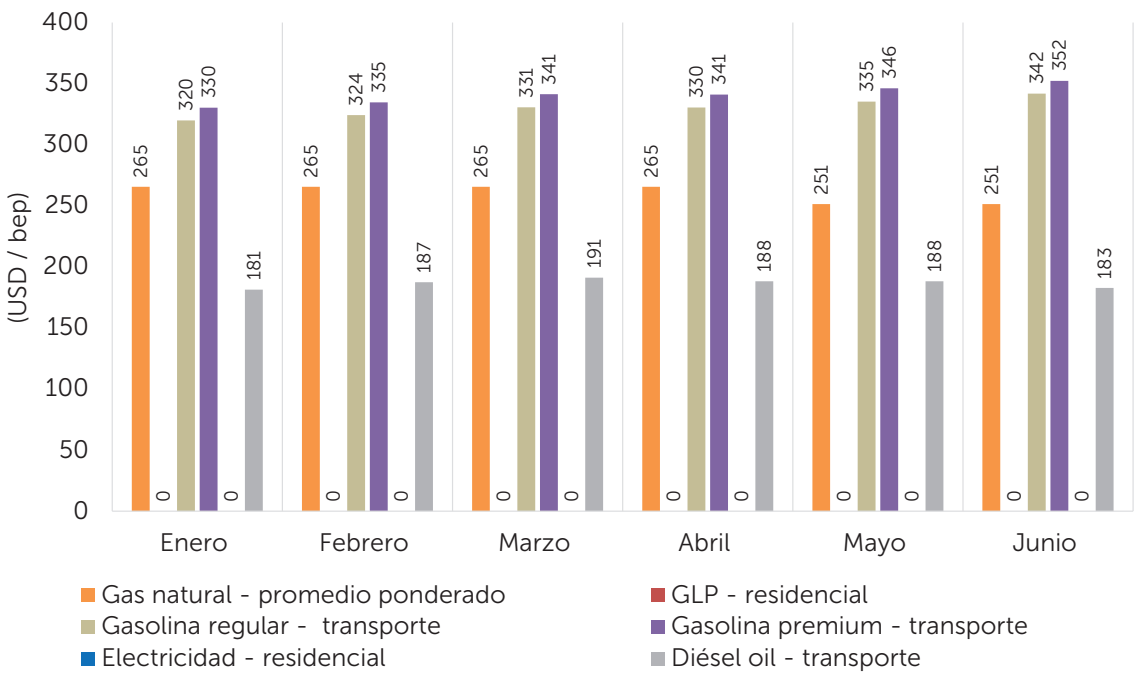
URUGUAY 2025

Precios de referencia de los energéticos

	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Gas natural - promedio ponderado	USD / $10^3 m^3$	1,587.77	1,587.77	1,587.77	1,587.77	1,587.77	1,587.77
GLP residencial	USD / bbl	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina regular - transporte	USD / bbl	285.81	289.59	295.39	295.16	299.56	305.36
Gasolina premium - transporte	USD / bbl	295.06	298.96	304.94	304.70	309.25	314.70
Electricidad - residencial	USD / kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diésel Oil - transporte	USD / bbl	181.66	187.75	191.51	188.54	188.49	183.01

Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

Precios comparativos de los energéticos, 2025 - Uruguay



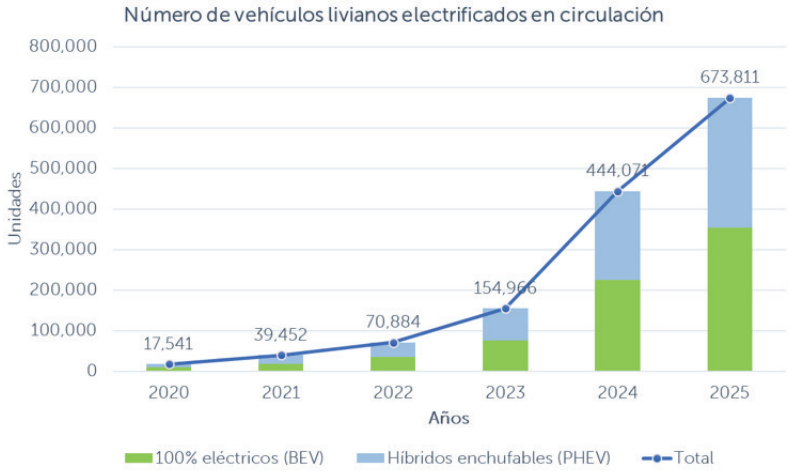
Fuente: sieLAC – OLACDE, 2025

La electromovilidad en América Latina y el Caribe

1. PARQUE VEHICULAR LIVIANO ELECTRIFICADO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Hasta octubre de 2025, en América Latina y el Caribe, existían 673,811 vehículos eléctricos livianos en circulación (PHEV y BEV). Si bien en términos absolutos este es un parque vehicular todavía insignificante (0.5% respecto al parque vehicular liviano total de la región), las ventas de autos livianos electrificados siguen creciendo de manera vertiginosa, principalmente en los últimos 3 años, lo que ha significado que el número de este tipo de vehículos en circulación se incremente entre 2022 y 2025 en 851%, es decir haya crecido casi 10 veces. Ver Figura 1.

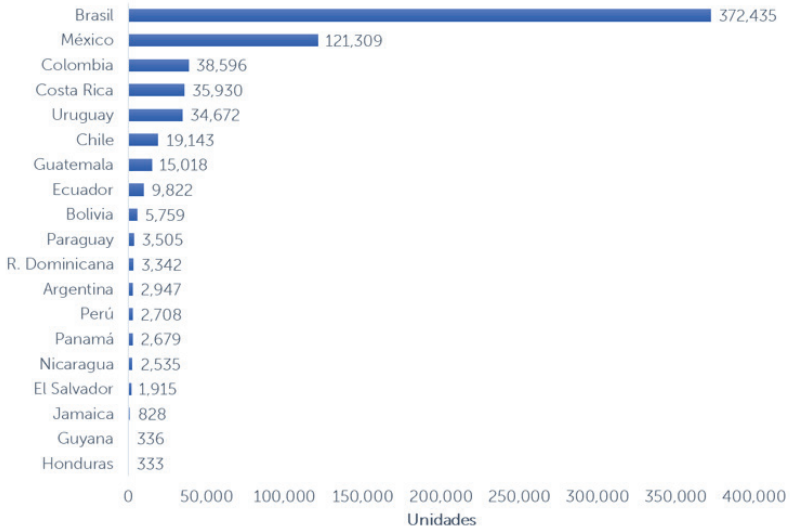
Figura 1. Evolución del parque vehicular liviano electrificado 2020 – 2025 (a octubre 2025)



Fuente: OLACDE, elaboración propia con base a estadísticas nacionales e información de ALADDA[1]

Los países que, hasta octubre de 2025, se encuentran en el Top 5 en cuanto a número de vehículos electrificados en circulación ((PHEV y BEV) son en orden descendente: Brasil, México, Colombia, Costa Rica, y Uruguay. Donde Brasil lidera el grupo 372,435 unidades. Ver Figura 2.

Figura 2. Ranking de los países de ALC con mayor número de vehículos electrificados en circulación (a octubre de 2025)



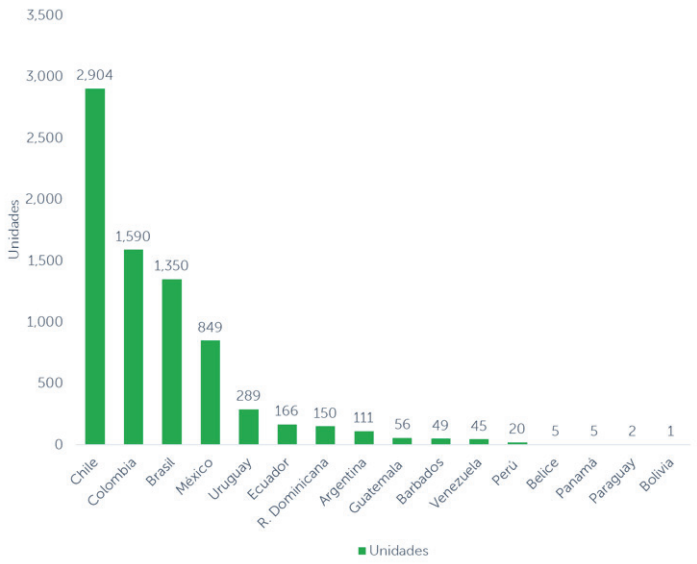
Fuente: OLACDE, elaboración propia con base a estadísticas nacionales e información de ALADDA

[1] Asociación Latinoamericana de Distribuidores Automotores.

2. 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, por lo que lidera también el ranking de los países con mayor número de buses eléctricos en circulación de la región, siguiéndole en orden de importancia, Colombia, Brasil, México y Uruguay. Ver Figura 3.

Figura 3. Ranking de los países con mayor número de buses eléctricos en ALC a septiembre de 2025

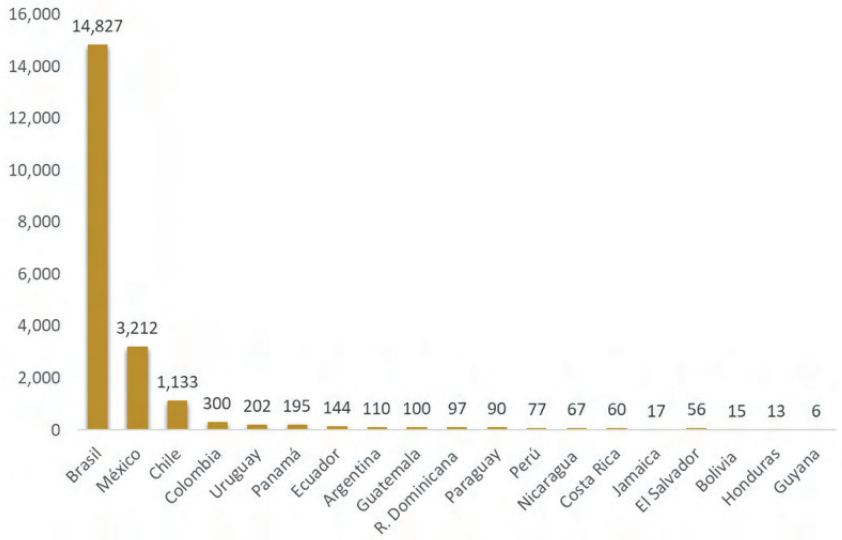


Fuente: OLACDE, elaboración propia con base a información de las estadísticas nacionales y portal e-busradar (https://ebusradar.org/#).

3. 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 2025, Brasil se consolidó como el líder absoluto en ranking de los países con mayor número de estaciones de carga pública para autos electrificados. Le siguen a gran distancia en el Top 5: México, Chile, Colombia y Uruguay. Ver Figura 4.

Figura 4. Ranking de los países de ALC con mayor número de estaciones de carga al 2023



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

Sistemas nacionales de certificación de hidrógeno de bajas emisiones para América Latina y el Caribe

Resumen de proyecto

Fortalecimiento de las capacidades de Latinoamérica para el cumplimiento de estándares internacionales en certificación de hidrógeno de bajas o nulas emisiones, y sus derivados, con fines de exportación

El contexto del hidrógeno de bajas emisiones en América Latina y el Caribe es prometedor. Según las estrategias nacionales de los países de la región, hacia 2050 se podría producir cerca de 30 millones de toneladas de hidrógeno. Los sectores que usarán este recurso van desde industrias tradicionales —como la refinación y los fertilizantes— hasta nuevos sectores como la minería, la siderurgia, la generación eléctrica y los combustibles sintéticos. Más del 50% de esa producción podría destinarse a exportación, llegando incluso al 80% en países como Argentina o destinándose al bunkering en economías como la de Panamá.

Sin embargo, existen retos y oportunidades para América Latina y el Caribe: Las estrategias plantean que los distintos estados de la región instalen en total más de 400 GW en generación eléctrica renovable y más de 200 GW en electrolizadores, con expectativas de costos por debajo de 1.5 USD por kilogramo al 2050. Todo esto podría atraer inversiones por alrededor de 300 mil millones de dólares y generar más de 350 mil empleos en la región.

Pero para materializar esta oportunidad, la compatibilidad con los esquemas de hidrógeno de los mercados internacionales es indispensable. Y es por esto que, se ha ejecutado entre enero y diciembre de 2025 el proyecto triangular bajo el apoyo de ADELANTE 2, denominado *"Fortalecimiento de las capacidades de Latinoamérica para el cumplimiento de estándares internacionales en certificación de hidrógeno de bajas o nulas emisiones, y sus derivados, con fines de exportación"*. Este proyecto tiene como cooperantes a la Unión Europea, la Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo y la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía, además de la participación de la Universidad de Génova como socio europeo. El objetivo central del proyecto fue el desarrollar una propuesta de sistemas nacionales de certificación de hidrógeno y una hoja de ruta de implementación para Argentina, Chile, Colombia y Panamá, como países piloto, y con base en esta experiencia emitir recomendaciones para la región.

Dentro de las principales actividades del proyecto, se puede destacar el levantamiento del estado del arte de la industria del hidrógeno en América Latina y el Caribe, identificando avances, estrategias y los elementos necesarios para prosperar en el desarrollo de este sector. A lo largo del año, se trabajó con actores públicos y privados, academia y organismos internacionales, que brindaron una visión estratégica para el desarrollo de las propuestas de sistemas de certificación de hidrógeno y las hojas de ruta de implementación, así como para obtener conclusiones que sirvan de guía para toda la región.

De manera general, se han podido analizar los atributos requeridos para la exportación a distintos mercados internacionales, destacándose los de la Unión Europea como los más exigentes.

	Unión Europea	Reino Unido	Japón	Corea del Sur
Umbral de emisiones	28.2 gCO_2eq/MJ *Well to consumption gate*	20 gCO_2eq/MJ *Well to gate*	28.2 gCO_2eq/MJ *Well to gate* *(Según la Asociación Japonesa de Hidrógeno)*	33.37 gCO_2eq/MJ *Well to import*
Combustible	• Hidrógeno y Amoniaco – RFNBO • Combustibles con CO_2 – RCF	Hidrógeno	Hidrógeno	• Hidrógeno • Amoniaco como portador energético
Tecnología producción	Electrólisis del agua proveniente de tecnologías renovables, a excepción de biomasa	Desde electrólisis hasta reformado con CCUS	Desde electrólisis hasta tecnologías con CCUS	Distintas tecnologías
Exigencias	• Adicionalidad (centrales de generación nuevas), correlación geográfica (dentro del Sistema nacional) y correlación temporal cuando hay PPA o conexión directa con una central de generación • Sistema eléctrico nacional de bajas emisiones (90% renovable) cuando no hay PPA	Para la electrólisis: • Correlación temporal cuando hay PPA *Las energías renovables tienen cero emisiones*	Actualmente, se busca contar con planes de negocio certificados (productor y usuario), los cuales deben garantizar la trazabilidad de insumos y emisiones. *Se tiene prevista la compatibilidad con sistemas de otras regiones del mundo, mediante acuerdos de reconocimiento mutuo.*	Para la electrólisis: • Fuente de baja emisión, que coincida temporalmente con la producción • Electricidad usada proveniente de la misma red eléctrica con evidencia documenta

RFNBO: Renewable Fuel of Non - Biological Origin
RCF: Recycled Carbon Fuel
CCUS: Carbon Capture, Utilisation and Storage

En el marco del proyecto, se mantuvieron talleres nacionales de manera presencial en los cuatro países piloto, lo cual, a través de la discusión con actores estratégicos de cada uno de éstos, permitió entender la situación actual y obtener conclusiones respecto a los pasos a seguir para que estos estados alcancen una certificación basada en los estándares internacionales.

	Chile	Argentina	Colombia	Panamá
Situación actual	• Se cuenta con una propuesta para un sistema nacional de certificación del hidrógeno • El esquema considera los requerimientos establecidos por los estándares de la UE	• Existe libertad para que los inversores elijan esquema internacional • Un sistema nacional sería desarrollado si éste introduce mejoras en los costos de certificación de los proyectos • Se busca aprovechar instituciones existentes	• Se cuenta con una propuesta para un sistema nacional de certificación del hidrógeno • El esquema considera los requerimientos establecidos por los estándares de la UE	• Se buscará desarrollar un sistema nacional, considerando los estándares internacionales, principalmente el • mercado europeo El esquema considerará la importaâción de hidrógeno y la producción nacional
Acciones prioritarias	• Definición de autoridad competente para el hidrógeno a través de proyecto de ley • Creación de comité interministerial para el hidrógeno	• Promoción de una ley de hidrógeno de bajas emisiones • Reconocimiento de los mercados internacionales como la UE	• Desarrollo de marco normativo complementario	• Creación de instrumento legal, que considere la producción y almacenamiento, así como las zonas libres • Creación de Mesa Técnica Nacional de Hidrógeno
Acciones comunes	• Desarrollo de programas técnicos a través de cooperación internacional • Garantía de acceso a fondos • Adopción de metodologías internacionales para el cálculo de emisiones de GEI de hidrógeno • Establecimiento de mecanismo de reconocimiento mutuo de los certificados nacionales y/o de los verificadores con los socios estratégicos • Establecimiento de sistema de monitoreo, reporte y verificación – MRV			

Los talleres nacionales se llevaron a cabo en junio (Chile y Argentina) y agosto (Colombia y Panamá).

A partir de las experiencias en los países piloto, se ha podido concluir que los sistemas nacionales que se desarrollen en estos y otros países de América Latina y el Caribe, deberán garantizar plena compatibilidad con los mercados globales, trabajando en cuatro áreas prioritarias: marcos legales e institucionales sólidos; gobernanza clara y multisectorial; capacidades técnicas, financieras y académicas; y mecanismos de cooperación regional que eviten fragmentación normativa.

Se debe destacar además, que bajo este proyecto se ha desarrollado una plataforma virtual, que permitirá a autoridades públicas y privadas, academia y demás actores relacionadas al sector del hidrógeno, verificar el nivel de cumplimiento de los estándares internacionales de los proyectos a desarrollarse en América Latina y el Caribe.

Para presentar los resultados a la región, se realizó un taller virtual en noviembre de 2025, el cual tuvo una participación sincrónica de cerca de 60 actores de América Latina y el Caribe, tanto de habla española como inglesa, además de los centenares de visualizaciones por YouTube[1].

[1] Para mayor información sobre el taller mencionado en el documento acceder a:
Español: https://youtube.com/live/k4TptnnZHTs?feature=share
Inglés: https://youtube.com/live/MM5VykIL8Y

El proyecto “Fortalecimiento de las capacidades de Latinoamérica para el cumplimiento de estándares internacionales en certificación de hidrógeno de bajas o nulas emisiones, y sus derivados, con fines de exportación” deja instalada una hoja de ruta institucional y técnica que permitirá que los países de la región avancen con seguridad hacia un mercado en rápido crecimiento, maximizando sus oportunidades y garantizando que América Latina y el Caribe participe activamente en la transición energética global.

Almacenamiento de Energía en América Latina y el Caribe

1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

El almacenamiento de energía se consolida como un eje estratégico de la transición energética global. Su función esencial es acumular energía en momentos de baja demanda y liberarla durante picos de consumo, garantizando la estabilidad y mejorando la resiliencia de los sistemas eléctricos.

En América Latina y el Caribe (ALC), la abundancia de recursos renovables (solar, eólico, hidro y geotérmico) ofrece una oportunidad única, pero su aprovechamiento eficiente requiere integrar tecnologías que enfrenten la intermitencia y garanticen un suministro continuo y confiable.

El almacenamiento favorece la electrificación rural, reduce la dependencia de combustibles fósiles y contribuye a la descarbonización de la matriz energética. Además, mejora la resiliencia ante desastres naturales y crisis de suministro, siendo esencial para cumplir los compromisos climáticos del Acuerdo de París.

2. SITUACIÓN REGIONAL DEL ALMACENAMIENTO

La región vive un proceso de transición energética acelerado, con fuerte crecimiento de las fuentes renovables (27% de capacidad eólica y solar en 2025). Sin embargo, el almacenamiento alcanza tan solo 2.7 GW instalados, con un desarrollo desigual entre países.

Capacidad instalada en almacenamiento en ALC (Corte julio 2025)

	País	BEES (MW)	Hidro (MW)	Vol Inercia (MW)
1	Argentina	17,50	974	
2	Barbados	5,00		
3	Belice			
4	Bolivia			
5	Brasil	171,25	20	
6	Chile	1105,00		
7	Colombia	8,90		
8	Costa Rica	9,50		
9	Cuba	10,00		
10	Ecuador			
11	El Salvador	64,00		
12	Grenada			
13	Guatemala			
14	Guyana	23,32		
15	Haití	18,00		
16	Honduras			
17	Jamaica	20.00		4.5
18	México	192.00		
19	Nicaragua	0.20		
20	Panamá	0.37		
21	Paraguay			
22	Perú	26.50		
23	República Dominicana			
24	Surinam	9.00		
25	Trinidad y Tobago	0.00		
26	Uruguay	0.03		
27	Venezuela	0.00		
	SUBTOTALES	**1,680.57**	**994**	**4.5**
	TOTAL 2025		**2,679.07**	**2,679.07**
	En porcentaje	**62.73%**	**37.10%**	**0.17%**

Lideran la región:

Chile, con más de 1 GW operativos y una meta de 2 GW al 2030.

Brasil, con 685 MWh instalados y proyectos de bombeo hidráulico.

México, con 192 MW y un marco regulatorio reciente que obliga a incluir baterías en proyectos renovables.

Argentina y Honduras, con licitaciones exitosas.

Otros países como como Perú, Costa Rica y República Dominicana, se encuentran en fases piloto o elaborando marcos normativos. En muchos casos, el almacenamiento se aplica en microrredes rurales e insulares, apoyadas por cooperación internacional.

3. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

A medida que crece la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica, se vuelve imprescindible contar con tecnologías capaces de almacenar el excedente de energía para ser utilizado en momentos de alta demanda o baja generación, garantizando así la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Existen diversos tipos de almacenamiento de energía, clasificados según: i) su principio de funcionamiento; ii) el tipo de energía que almacenan; iii) su capacidad, velocidad de respuesta; y, iv) aplicaciones específicas dentro del sistema eléctrico.

Las principales tecnologías según su principio de funcionamiento y aplicaciones:

Electroquímico (baterías): los sistemas BESS de ion-litio dominan por su modularidad, eficiencia y costos decrecientes (de USD 2,511 / kWh en 2010 a menos de USD 200 / kWh en 2024). Surgen nuevas alternativas como baterías de flujo y sodio-ion.

Mecánico: incluye bombeo hidráulico (PSH), volantes de inercia y almacenamiento gravitacional. Los PSH son la opción más madura y económica para almacenamiento a gran escala y larga duración.

Térmico: acumula energía en forma de calor mediante sales fundidas o materiales de cambio de fase; las baterías de Carnot emergen como solución de larga duración.

Químico: el hidrógeno verde y el amoníaco verde representan alternativas para almacenamiento estacional y descarbonización de industrias pesadas.

Un parámetro que contribuye al análisis es el Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS), que calcula el costo promedio por cada megavatio-hora (MWh) de energía almacenada y despachada a lo largo de la vida útil de un sistema de almacenamiento
El LCOS depende de la inversión, operación, eficiencia y vida útil. En general, el bombeo hidráulico y el almacenamiento térmico presentan los costos más bajos, mientras que las baterías con un costo intermedio ofrecen flexibilidad para aplicaciones de corta duración.

Tecnología	Duración típica	Eficiencia (%)	LCOS estimado (USD/MWh)
Baterías (Li-ion)	2 – 8 horas	85 – 95%	140 – 300
Bombeo hidráulico (PHS)	6 – 20 horas (algunos >100h)	70 – 85%	50 – 150
Almacenamiento térmico	4 – 15 horas	35 – 70%	30 – 100
Volantes de inercia	Segundos – 1 hora	85 – 95%	200 – 400
Gravitacional	4 – 10 horas (algunos >20h)	70 – 80%	150 – 250
Hidrógeno verde	Días – meses	25 – 45%	200 – 500+
Amoníaco verde	Semanas – meses	20 – 40%	250 – 600

4. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO

Los países de la región con mayores perspectivas de desarrollo en la incorporación de almacenamiento de energía comparten características comunes:

- Definición legal clara del almacenamiento como activo propio, evitando el doble cobro por uso de red.
- Participación en mercados eléctricos, con remuneración por energía, capacidad y servicios complementarios.
- Licitaciones y subastas específicas (ej. híbridas renovables + storage, contratos a 10–20 años).
- Integración en la planificación energética, con metas de MW/MWh y zonas prioritarias.
- Reglas de interconexión adaptadas, que reconocen su naturaleza bidireccional.
- Tratamiento tarifario diferenciado y estabilidad regulatoria que brinda confianza a inversionistas.

La armonización con estándares internacionales (IEC 62933, UL 9540, NFPA 855, etc.) es esencial para la seguridad de los BESS y la atracción de capital extranjero.

5. INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

El acceso a financiamiento es un factor decisivo. Hasta ahora, la mayoría de los proyectos provienen de cooperación internacional (BID, Banco Mundial, CAF, GCF, GIZ, AECID, etc.) y solo algunos atraen inversión privada significativa.

Las barreras principales son:

- Falta de certeza y vacíos regulatorios
- Altos costos de capital
- Falta de modelos de negocio claros y datos técnicos confiables.
- Escasa capacidad institucional para estructurar proyectos bancables.

OLACDE estima que la región necesitará 24 GW de almacenamiento en 2030 y 46 GW en 2035, lo que implica inversiones de USD 24,000 a 46,000 millones. Estas metas si bien son muy ambiciosas, son alcanzables si se combinan fondos públicos, privados y multilaterales.

Capacidad de almacenamiento en ALC proyectada

Año	2030	2035
Capacidad Instalada (GW)	24	46
Capacidad almacenamiento (GWh)	96	184
INVERSIÓN (MMUSD)	24,000	46,000
Costo promedio	**250**	**USD/kWh**

6. CASOS DE ESTUDIO

Algunos países de la región evidencian avances que merecen ser analizados, cada uno dentro su respectivo contexto:

- **Chile:** caso consolidado. Posee estrategia nacional (2023–2030), legislación avanzada (Ley 21.505), pago por capacidad y participación plena en el mercado. Su planificación incorpora almacenamiento para reducir vertimientos y mejorar confiabilidad.
- **Brasil:** mercado en expansión. El PDE 2034 incluye explícitamente al almacenamiento. La ANEEL trabaja en regulación específica y el programa Mais Armazenamento promueve proyectos piloto y bombeo hidráulico.
- **México:** integración progresiva. Desde 2025 cuenta con normas que obligan a incluir baterías en proyectos renovables (mínimo 30% de la potencia, tres horas de autonomía). PRODESEN 2038 proyecta 8.4 GW de almacenamiento.
- **Argentina:** caso emergente. La licitación AlmaGBA 2025 adjudicó 667 MW de BESS en Buenos Aires, marcando un precedente regional.
- **Honduras:** pionero en Centroamérica, con la licitación de 75 MW/300 MWh y metas de 1,500 MW renovables con almacenamiento al 2030.

Estos casos confirman que el desarrollo regulatorio está directamente correlacionado con la capacidad instalada y la atracción de inversión.

7. DESAFÍOS ESTRUCTURALES

Se identifican nueve grandes barreras para la masificación del almacenamiento en ALC:

- Altos costos y viabilidad económica.
- Ausencia de definición legal y marcos regulatorios incompletos.
- Infraestructura eléctrica obsoleta y baja digitalización.
- Riesgos ambientales y falta de normativas de reciclaje.
- Dificultades de financiamiento y percepción de riesgo.
- Déficit de talento humano especializado.
- Dependencia de materiales críticos (litio, cobalto, níquel).
- Riesgos de seguridad (fugas térmicas, hidrógeno).
- Débil aceptación social y falta de consulta comunitaria.

8. ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES

Para superar estas barreras y consolidar el almacenamiento como pilar de la transición energética, se proponen seis ejes estratégicos:

- Marcos regulatorios y políticas claras: definir el almacenamiento como activo propio, habilitar su participación en mercados y asegurar su integración en la planificación nacional.
- Incentivos financieros: exenciones fiscales, fondos verdes y créditos preferenciales que reduzcan el costo del capital.
- Innovación e I+D: fomentar el desarrollo local de tecnologías, reciclaje y cadenas de valor regionales para litio e hidrógeno.
- Infraestructura moderna y redes inteligentes: priorizar inversiones en digitalización, microrredes y flexibilidad operativa.
- Capacitación y fortalecimiento institucional: programas académicos y técnicos especializados, con enfoque inclusivo.
- Alianzas público-privadas y cooperación regional: compartir riesgos, acelerar inversiones y replicar buenas prácticas.

El almacenamiento distribuido y las microrredes rurales son señalados como herramientas claves para democratizar el acceso a la energía, reducir desigualdades y mejorar la resiliencia climática.

9. CONCLUSIONES

El almacenamiento energético no es un componente accesorio, sino un pilar estructural de la transición energética justa y sostenible en América Latina y el Caribe.

Permite integrar renovables, estabilizar redes, reducir emisiones y mejorar la seguridad del suministro, a la vez que impulsa innovación, empleo e industrialización verde.

La región cuenta con condiciones naturales y experiencia técnica suficientes para liderar este proceso, pero requiere acelerar la armonización regulatoria, la inversión y la formación de talento.

Cada país debe analizar de manera exhaustiva y con base en estudios técnicos especializados, sus reales necesidades de almacenamiento. Si bien el almacenamiento puede contribuir de manera eficaz a acelerar la incorporación de energías renovables y mejorar las condiciones operativas de la red, una incorporación innecesaria acarrea costos que deben ser asumidos por la demanda.

El éxito dependerá de convertir los diagnósticos en políticas efectivas, marcos jurídicos sólidos y proyectos concretos.

Legislación, regulación y política energética (primer semestre de 2025)

INTRODUCCIÓN

En un escenario marcado por la prioridad en el cumplimiento de los compromisos asumidos en materia de descarbonización, los países de América Latina y el Caribe aceleran sus transiciones energéticas y continúan logrando avances significativos en el diseño e implementación de marcos regulatorios, políticos e institucionales alineados con la nueva dinámica de sus sectores energéticos enfocada en consolidar matrices menos contaminantes, con alta penetración de fuentes renovables y orientaciones estratégicas que apuntan a la movilización de inversiones para el financiamiento de la transición, desarrollo de tecnologías de última generación, digitalización de sistemas, intensificación de programas sociales dirigidos a garantizar la universalización del acceso a servicios y productos energéticos, ampliación del alcance y penetración de la electricidad en los usos finales de la energía y las correspondientes necesidades de almacenamiento.

En el panorama energético regional de los últimos años, se evidenciaba una limitada actividad legislativa debido a que la mayoría de los países de América Latina y el Caribe ya contaban con una estructura normativa que regulara de manera integral el accionar energético en sus subsectores tradicionales, además de haber avanzado en la promulgación de leyes orientadas a la promoción de las energías renovables y la eficiencia energética. En este contexto, la labor regulatoria se concentró principalmente en la aprobación de reformas específicas destinadas a adecuar el ordenamiento jurídico a las nuevas condiciones derivadas de la evolución y dinámica propia del sector energético y a la emisión de resoluciones fundamentalmente de carácter administrativo y operativo, así como normas técnicas a cargo de establecer los criterios, especificaciones y procedimientos necesarios para aportar seguridad, calidad, eficiencia, interoperabilidad y sostenibilidad a las actividades, instalaciones y servicios energéticos, ya que el desarrollo legislativo parecía haber alcanzado un estado adecuado.

Durante el último año, la situación ha experimentado un cambio sustancial. En lugar de la adopción de reformas parciales, se observa un acelerado proceso de rediseño del marco regulatorio del sector energético, caracterizado por la promulgación de nuevas disposiciones legislativas orientadas tanto a sustituir las normas vigentes aplicables a los subsectores tradicionales, como a incorporar la regulación de nuevas actividades y fuentes no convencionales de energía, en consonancia con los objetivos de la transición energética.

En este vertiginoso proceso legislativo del sector energético destacan las leyes y políticas dedicadas expresamente a regular los cambios en la forma de producir y consumir energía como la ley que aprobó la Política Nacional de Transición Energética (PNTE) de **Brasil**, el Foro Nacional de Transición Energética (FONTE) y el Plan Nacional de Transición Energética (PLANTE); la Ley de Transición Energética de **Chile**; la Estrategia Nacional para la Transición Energética en **Cuba**; y la Ley de Planeación y Transición Energética de **México** que incluye la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Fotease), y la aprobación de la Estrategia Nacional de Transición Energética, en alineación con el Plan para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PLATEASE).

Asimismo, cabe resaltar en este período la promulgación de leyes que regulan e incentivan actividades y fuentes propias de la transición energética como: la Ley del Combustible del Futuro que además de promover la movilidad sostenible con bajas emisiones de carbono en **Brasil** y la captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono, instituye el Programa Nacional de Combustible Sostenible para la Aviación (ProBioQAV), el Programa Nacional de Diésel Verde (PNDV) y el Programa Nacional de Descarbonización del Productor e Importador de Gas Natural e Incentivo al Biometano; la Ley que establece el marco legal del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en **Brasil** y dispone sobre la Política Nacional del Hidrógeno, e instituye el Régimen Especial de Incentivos para la Producción de Hidrógeno (Rehidro); la nueva ley de biocombustibles de **México**, la Agenda Nacional de Movilidad 2024-2030 de **México**; la Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías, calificada como urgente en **Ecuador**; la nueva Ley del Sector Eléctrico (LSE) de **México** que implicó importantes cambios frente al régimen anterior, como la introducción de nuevas reglas para el autoconsumo, la generación distribuida, el desarrollo mixto y el almacenamiento

de energía, y estrategias encaminadas a reducir la pobreza energética, las desigualdades sociales y de género en el uso de la energía y la prosperidad compartida; y el Programa Nacional de Mezcla de Bioetanol en las gasolinas de **Panamá**.

En este contexto merecen especial mención las leyes dedicadas a adaptar la producción de hidrocarburos a las actuales características y necesidades del sector energía como la nueva Ley de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos (Pemex), que busca adaptar a la estatal petrolera a los desafíos contemporáneos del sector energético, incorporando a sus acciones funciones vinculadas a la transición hacia energías limpias y renovables, diversificación de fuentes de energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo en las actividades de Pemex la investigación, desarrollo e implementación de fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos, autorizando a Pemex a generar y comercializar energía eléctrica, así como a participar en la producción, transporte, distribución y formulación de biocombustibles, y en el uso eficiente de energías renovables y litio.

Por otra parte, se evidencia una intensa actividad legislativa que guarda correspondencia con el resurgimiento del interés en la energía nuclear como una fuente alternativa de electricidad baja en carbono, mediante la adopción de nuevas tecnologías como los pequeños reactores modulares (SMRs), en este sentido cabe mencionar la reciente promulgación de la Ley de Energía Nuclear y la Ley de Creación del Organismo para la Implementación del Programa de Energía Nuclear en **El Salvador**; la actualización del marco jurídico integral para el uso seguro, pacífico y sostenible de la energía nuclear en **Cuba**; y el memorando de entendimiento suscrito por el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador con la Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) para explorar el uso pacífico y sostenible de tecnología nuclear con fines energéticos, enmarcado en la hoja de ruta que **Ecuador** ha iniciado para incorporar la energía nuclear como parte de su matriz energética.

En cuanto a minerales críticos y tierras raras **Brasil** consolidó una agenda estratégica para fortalecer el sector mineral brasileño, mediante el lanzamiento del Plan Decenal de Mapeo Geológico y Levantamiento de Recursos Minerales (PlanGEO), que promueve la modernización del marco regulatorio, de minerales estratégicos como el litio, y aprobó una ordenanza que establece los criterios y condiciones para proyectos de minerales críticos, incluyendo litio, tierras raras, níquel y cobalto; **República Dominicana** creó la Empresa Minera Dominicana S.A. (EMIDOM) para potenciar la extracción sostenible de recursos estratégicos del país, con un enfoque especial en las tierras raras clave en la fabricación de tecnologías avanzadas, energías renovables y dispositivos electrónicos; y **México** expidió el Manual de Organización General del organismo Litio para México (LitioMx), instancia pública descentralizada sectorizada a la Secretaría de Energía, a cargo de ejercer el control estatal de la cadena de valor del litio en el territorio nacional.

En relación a las energías renovables se destacan: la aprobación de la ley que establece el marco legal para el uso del espacio marítimo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables offshore en **Brasil**; la nueva Ley de Geotermia de **México**; la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Paraguay; la actualización del marco normativo de la geotermia en **Colombia** y en **Chile**; la Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías publicada en **Ecuador**, la ampliación del tope para la Generación Distribuida en **Argentina**, entre otras.

Estos avances reflejan un patrón regional: la transición energética ya no se concibe solo como una política sectorial, sino como una política de Estado, que articula metas de desarrollo sostenible, competitividad y resiliencia climática en correspondencia con el diseño e implementación de marcos regulatorios que permitan viabilizarlas. Este contexto evidencia la maduración del marco normativo regional, que evoluciona desde la promoción de renovables hacia la regulación de sistemas energéticos complejos, interconectados y digitalizados.

Podríamos afirmar que el período comprendido entre 2024–2025 marca una etapa de consolidación normativa, y de redefinición estratégica dirigida a asegurar que la legislación y las políticas aprobadas se traduzca en implementación efectiva, inversión sostenida y beneficios sociales tangibles, para posicionar a la región como líder global en la adaptación normativa hacia un modelo energético más limpio, resiliente y sostenible.

1. INSTITUCIONAL

A fines de promover la participación del capital privado en empresas públicas para mejorar la eficiencia operativa, se publicó en **Argentina** el Decreto que autoriza el procedimiento para la privatización total de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), mediante la separación de sus actividades y bienes en unidades de negocio individuales. Este proceso se desarrollará por etapas, con el fin de garantizar la continuidad de los servicios y la ejecución de las obras en curso que la empresa tiene a su cargo. Adicionalmente vía Decreto se modificaron los objetivos de la Secretaría de Energía, fortaleciendo su rol como autoridad reguladora del sector energético. Las reformas están dirigidas a permitir que la Secretaría actúe como autoridad de aplicación de las leyes energéticas y ejerza funciones de concesión y habilitación, especialmente para introducir modificaciones en contratos y licencias relacionados con tarifas. Estas medidas otorgan a la Secretaría de Energía mayor capacidad para supervisar, regular y ajustar la estructura tarifaria de los servicios públicos de energía, así como para intervenir en la asignación de subsidios a usuarios finales. Asimismo, el Decreto determina que la Secretaría de Energía debe coordinar la política de reembolsos y reintegros a la exportación de energía, ejercer las atribuciones otorgadas por la Ley en materia de transferencia de permisos y concesiones de hidrocarburos y de reconversión de contratos asociativos, y supervisar la participación del Estado en empresas del sector energético. También se refuerza la coordinación de los directores que representan al Estado en estas empresas, con el fin de garantizar eficiencia, transparencia y un control más directo sobre la gestión de los recursos y servicios energéticos del país.

En el marco de la situación de iliquidez transitoria de moneda extranjera que afecta directamente al abastecimiento de combustibles, y a efectos de garantizar la continuidad de la prestación del servicio de hidrocarburos, en cumplimiento del mandato constitucional correspondiente al abastecimiento de combustibles al mercado interno, en **Bolivia** vía Decreto se autorizó a YPFB la adquisición de divisas de la Entidad Bancaria Pública u otras corresponsalías que tenga ésta con entidades del sistema financiero nacional, para la compra de petróleo crudo, diésel e insumos y aditivos para la obtención de gasolina base y/o especial.

Vía resolución se adoptó en **Colombia** el Plan de Expansión de Transmisión 2024–2038, documento estratégico elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) que tiene como objetivo garantizar la seguridad, confiabilidad y sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la implementación de proyectos de infraestructura eléctrica que respondan al crecimiento de la demanda y la integración de fuentes de energía renovable no convencionales. La resolución establece el marco normativo para la ejecución de obras de transmisión, promoviendo la participación del sector privado y público en su desarrollo. Además, se contempla la evaluación y priorización de proyectos según su impacto y viabilidad técnica y económica. La adopción de este plan se considera fundamental para asegurar el suministro eléctrico en el país y apoyar la transición energética hacia fuentes más limpias y diversificadas.

Con el objetivo de fortalecer la gobernanza energética territorial, alineando los intereses locales con los objetivos nacionales de desarrollo energético sostenible, **Chile** realizó modificaciones al Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo para integrar los Planes Estratégicos de Energía en Regiones en el proceso de planificación energética nacional, promoviendo un enfoque territorial y participativo. Entre sus principales disposiciones se destaca la creación de la Nómina de Interesados, permitiendo la inscripción de personas naturales o jurídicas interesadas en participar en la elaboración de estos planes.

México promulgó la Ley de Amparo, Reglamentaria de los artículos 103 y 107 de la Constitución, que establece el marco jurídico para la protección de los derechos humanos frente a actos de autoridad que los vulneren. En el ámbito energético, esta ley permite que cualquier persona natural o jurídica que considere que una norma general del sector energético le causa perjuicio (afectando su patrimonio, actividades económicas o acceso a servicios esenciales) pueda promover un juicio de amparo indirecto. Esto incluye actos relacionados con la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como con la implementación de políticas energéticas que afecten directamente a los particulares. La ley también contempla la procedencia de amparo contra actos de autoridad que, en el ejercicio de sus facultades, emitan disposiciones que puedan lesionar derechos fundamentales en el sector energético.

En un sector tan estratégico y regulado como el energético, donde las decisiones de autoridades pueden tener impactos económicos y sociales significativos, la Ley de Amparo funciona como un mecanismo de control judicial que garantiza que cualquier acción administrativa, normativa o ejecutiva respete los principios de legalidad, seguridad jurídica y derechos humanos. Por otra parte, entró en vigencia la nueva Ley de la Empresa Pública del Estado, Comisión Federal de Electricidad (CFE) dirigida a consolidar a la CFE como una entidad pública estratégica, encargada de garantizar la prestación del servicio público de electricidad en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. La referida legislación establece un marco normativo que regula la organización, funcionamiento y atribuciones de la CFE, alineándose con los principios de soberanía energética, eficiencia operativa y responsabilidad social. Asimismo, busca promover la transición energética mediante la diversificación de fuentes de energía, priorizando el uso de energías limpias y la reducción de emisiones contaminantes. Además, se otorgan a la CFE facultades para participar en actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la planificación y ejecución de proyectos de infraestructura energética. También se establece un sistema de gobernanza que incluye un Consejo de Administración y una Dirección General, encargados de la toma de decisiones estratégicas y operativas. Adicionalmente, se incorporan mecanismos de transparencia, rendición de cuentas y control interno para asegurar una gestión eficiente y responsable de los recursos públicos. En relación con la legislación anterior, la nueva ley introduce modificaciones significativas, como la redefinición del rol de la CFE como empresa pública del Estado, fortaleciendo su capacidad de intervención en el sector eléctrico y su autonomía operativa, en consonancia con las reformas constitucionales de 2024 que establecieron la rectoría del Estado en la industria energética.

Paraguay estableció su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, marco sostenible y competitivo para la producción de hidrógeno verde dirigido a fortalecer la innovación, promover la inversión y facilitar las asociaciones en el sector energético. El referido instrumento define las bases para garantizar el desarrollo de una economía del hidrógeno verde de manera ordenada y sustentable, aprovechando la ventaja competitiva del Paraguay en recursos hídricos y energías renovables, optimizando sus capacidades y su potencial para la producción de hidrógeno verde, y mejorando su posicionamiento en los mercados internacionales.

La Junta Monetaria del Banco Central de la **República Dominicana** emitió una resolución que flexibiliza el acceso al financiamiento en moneda extranjera para los denominados "Sectores Estratégicos", incorporando de manera explícita al sector energético y a los proyectos de energía renovable. Desde una perspectiva jurídico-financiera, la medida modifica disposiciones previas que restringían el otorgamiento de crédito en divisas a entidades no generadoras de las mismas, permitiendo así una estructuración más eficiente de proyectos de generación eléctrica, diversificación de la matriz energética y sustitución de combustibles fósiles. Para el sector energía en la República Dominicana, esta resolución representa un avance sustancial en la consolidación de la transición energética, la atracción de inversión extranjera directa y la modernización del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, fortaleciendo la seguridad energética y contribuyendo al desarrollo sostenible del país.

Vía Decreto, **Venezuela** reformó la estructura del Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos, mediante la creación del Despacho del Viceministro de Inteligencia Artificial y Eficiencia Productiva en Hidrocarburos; la modificación del Despacho del Viceministro de Asuntos Internacionales para pasar a denominarse Despacho del Viceministro de Geopolítica de Hidrocarburos; y la transformación del Despacho del Viceministro de Hidrocarburos en Despacho del Viceministro de Petróleo. La medida está dirigida a adecuar la organización del ministerio para responder a nuevos retos sectoriales, incluyendo la eficiencia productiva, la inteligencia artificial aplicada a hidrocarburos, y una mayor centralidad del petróleo en la estructura institucional.

2. ELECTRICIDAD

2.1 Generación, transmisión y distribución

A fines de optimizar la administración de los recursos destinados a la ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, asegurando su transparencia, eficiencia y alineación con las políticas

energéticas nacionales, **Argentina** vía Decreto disolvió el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal creado en 1999 para financiar obras de ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión y reestructuró el sistema de financiamiento de la infraestructura eléctrica del país. A tenor del referido Decreto se determina que el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica será administrado por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía; se asigna el 60% de los recursos de este Fondo para la creación del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, y el 40% restante para el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. Se realiza una asignación específica para obras de Infraestructura correspondiente al 19.86% de la recaudación total del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, recursos que se destinarán a obras identificadas por la Secretaría de Energía, como fundamentales para la ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión. Por otra parte, Vía Resolución se inició un proceso de reformas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), dirigidas a garantizar un sistema eléctrico más eficiente, competitivo y sostenible. Este proceso de transición gradual permitirá una adaptación armoniosa a un entorno de mayor libertad y competitividad, sin poner en riesgo el abastecimiento de energía ni aumentar los costos para los consumidores. Entre los principales ejes de este proceso se determina la descentralización de la gestión de combustibles: Los generadores térmicos serán responsables de gestionar sus propios combustibles, lo que incentivará la competencia y la eficiencia en el sector; el fomento de contratos bilaterales libres en el Mercado: Se promoverá la participación activa de Grandes Usuarios y distribuidores, lo que facilitará el desarrollo de nueva infraestructura de generación y transporte de energía; y el cumplimiento de contratos vigentes; el Estado continuará cumpliendo con los contratos de generación y combustibles vigentes hasta su finalización y en caso de ser necesario, se realizarán licitaciones competitivas para nuevas infraestructuras. Estas modificaciones permitirán normalizar progresivamente el funcionamiento del MEM, eliminando restricciones innecesarias para la libre contratación, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos económicos que estimulan la incorporación de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas.

Se promulgó en **México** una nueva Ley del Sector Eléctrico (LSE), que implicó importantes cambios frente al régimen anterior, como la consolidación de la participación estatal con un mínimo del 54% en generación eléctrica y la introducción de nuevas reglas para el autoconsumo, el desarrollo mixto y el almacenamiento de energía. A tenor de la ley esta prevalencia del Estado se debe lograr en el marco de operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sustentado en un despacho económico de carga, sujeto a restricciones de confiabilidad y seguridad. También se determina la planeación vinculante del sector eléctrico a cargo de la Secretaría de Energía (SENER), quien debe elaborar el plan de desarrollo del sector eléctrico. La planeación vinculante, entre otros principios, debe garantizar la no prevalencia de los particulares sobre el Estado y conducir la planeación con políticas de justicia energética, que básicamente consisten en acciones o estrategias encaminadas a reducir la pobreza energética, las desigualdades sociales y de género en el uso de la energía y la prosperidad compartida.

Con el objetivo de asegurar el abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados, **Perú** vía Decreto precisó los alcances vigentes en materia de implementación de medidas para otorgar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión. A tales efectos se establece que: la "falta de capacidad de producción" comprende también la insuficiencia de generación existente y no únicamente la construcción de nuevas plantas; que la empresa pública designada puede contratar tanto nuevas instalaciones como capacidad existente para hacer frente a la contingencia; y que los costos derivados de dichas medidas se reconocerán mediante un cargo de confiabilidad que se trasladará a toda la demanda eléctrica. Las medidas otorgan claridad normativa y operativa al mecanismo que permite la contratación temporal de capacidad de generación (nueva o existente) para atender déficits de energía.

A efectos de garantizar la recuperación de inversiones en infraestructura de subtransmisión rural (líneas y estaciones) vinculadas, en particular, a desarrollo productivo; y promover la equidad en el uso de la red eléctrica de subtransmisión, especialmente en zonas rurales o productivas, **Uruguay** en aras de aportar a la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico vía decreto aprobó un costo de conexión adicional y por única vez, que deberán abonar los clientes regulados de UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) o los usuarios de distribución, cuando se conecten a

ciertas instalaciones de subtransmisión individualizadas. Este costo será ajustado a partir del año 2026, cada mes de enero, de acuerdo con la variación del Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU. (serie CPI-U) según fórmula que se indica.

2.2 Comercialización, consumo y subsidios

Brasil publicó la Medida Provisional para la Reforma del Sector Eléctrico que crea una Nueva Tarifa Social de Electricidad, que ofrece electricidad gratuita a las familias inscritas en el CadÚnico (Registro Único de Programas Sociales) con un ingreso mensual de hasta la mitad del salario mínimo por persona y que consumen hasta 80 kWh/mes. Se espera que más de 60 millones de brasileños se beneficien de la propuesta y, según su perfil de consumo 16 millones de personas podrían obtener una reducción o incluso la eliminación de su factura de electricidad. La propuesta también incluye a personas con discapacidad o adultos mayores que reciben el Pago Continuo de Prestaciones (PCP), familias indígenas y quilombolas del CadÚnico, y familias atendidas en sistemas aislados mediante módulos de generación fuera de la red. Si el consumo supera los 80 kWh, solo se pagará la parte proporcional. La Medida Provisional también prevé la exención del pago de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) para las familias inscritas en el Registro Único de Programas Sociales (CadÚnico) con un ingreso mensual de entre medio y un salario mínimo por persona que consuman hasta 120 kWh/mes. Los costes para cubrir las exenciones y los descuentos se compensarán con otras medidas estructurales, como una distribución más justa de los costes de Angra 1 y 2, una reducción de los cargos por consumo de energía incentivado, una distribución más uniforme de los cargos y una mejor definición de la autogeneración de electricidad. La ley también garantiza a los consumidores la libertad de elegir su proveedor de electricidad. Otras medidas previstas en la Medida Provisional incluyen la creación de un mecanismo de negociación de deuda en el mercado, descuentos para riego y acuicultura con una propuesta para flexibilizar el período de este consumo a fin de aprovechar la generación excedente en determinados momentos del día.

Chile estableció vía Decreto un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica destinado a usuarios residenciales vulnerables, con el fin de mitigar el impacto del alza sostenida de tarifas eléctricas. En el marco del artículo 151 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la norma autoriza al Gobierno a aplicar compensaciones económicas cuando los aumentos de tarifas superen el 5% real acumulado en un período de seis meses. El decreto define los criterios de elegibilidad, los procedimientos de entrega y pago del subsidio, y coordina su implementación con las empresas distribuidoras para asegurar la correcta aplicación del beneficio. De esta forma, el Estado busca garantizar la protección del consumidor, mantener la equidad tarifaria y sostener la estabilidad en la comercialización y consumo de electricidad.

2.3 Movilidad sostenible

Con el objetivo de impulsar la expansión y adopción de vehículos eléctricos e híbridos mediante la reducción de cargas burocráticas, **Argentina**, vía Resolución, eliminó el Registro Nacional de Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos e Híbridos, que exigía la inscripción de puntos de carga y operadores. La medida busca simplificar trámites, fomentar inversiones privadas y acelerar el desarrollo de la red de carga eléctrica, al considerar que el registro se había convertido en un obstáculo administrativo que retrasaba la instalación de nuevas estaciones y el crecimiento del sector.

Bolivia vía Decreto estableció incentivos para la incorporación de tecnologías eficientes en el sector transporte. La norma reduce del 10% al 5% el Gravamen Arancelario (GA) y del 5% al 3% el Impuesto al Consumo Específico (ICE) para vehículos híbridos eléctricos autorecargables (HEV, por sus siglas en inglés), como parte de una estrategia orientada a disminuir el consumo de carburantes subsidiados y reducir las emisiones contaminantes. La nueva disposición modifica la regulación sobre vehículos Flex Fuel mediante el otorgamiento de incentivos tributarios a la importación de vehículos híbridos eléctricos autorecargables (HEV), y el establecimiento de mecanismos de control para la importación de vehículos con tecnología Flex Fuel. Con esta medida, el Gobierno, a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, avanza con la eficiencia energética, la sostenibilidad ambiental y la reducción del gasto fiscal, impulsando una transición gradual hacia una matriz de transporte más limpia y eficiente.

Brasil vía Decreto aprobó la reglamentación de la Ley que creó el Programa de Movilidad Verde e Innovación (Programa Mover), con la finalidad de promover una transición sostenible en la industria automotriz, impulsando la eficiencia energética, la reducción de emisiones de carbono, el uso de materiales reciclables y el desarrollo de nuevas tecnologías limpias. El referido decreto está dirigido a alinear la producción nacional de vehículos con los compromisos ambientales internacionales del país y estimular la innovación y competitividad del sector automotriz mediante incentivos y criterios técnicos obligatorios. Entre sus principales disposiciones, establece que a partir del 1º de junio de 2025 solo se podrán comercializar vehículos nuevos (fabricados o importados) que cumplan con metas de eficiencia energética, límites de emisiones de CO_2, requisitos de reciclabilidad y normas de seguridad. Introduce también un sistema de rotulaje vehicular obligatorio, la creación de un Consejo Gestor para administrar fondos destinados a investigación e innovación, y la aplicación de multas y sanciones para quienes no cumplan los compromisos registrados. Además, fija un calendario de metas ambientales progresivas y determina que el Ministerio de Desarrollo, Industria, Comercio y Servicios (MDIC) será responsable de la fiscalización y acreditación de entidades verificadoras.

2.4 Almacenamiento

Vía Resolución, **Argentina** publicó la convocatoria abierta nacional e internacional "Almacenamiento GBA -AlmaGBA", destinada a la contratación de centrales de almacenamiento de energía eléctrica. Esta iniciativa, inédita en el país, pero ya aplicada a nivel mundial, busca sumar 500 MW de capacidad de almacenamiento en nodos críticos del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), con una inversión estimada de USD 500 millones y un plazo de ejecución de entre 12 y 18 meses. El objetivo es garantizar un suministro eléctrico más confiable y eficiente, especialmente durante los picos de demanda. Esta licitación de baterías de última generación (BESS, por sus siglas en inglés) marca un cambio de paradigma, priorizando la inversión privada y la innovación tecnológica para resolver problemas estructurales. Los contratos de almacenamiento se realizarán con las distribuidoras Edenor y Edesur, y contará con el respaldo de CAMMESA como garante.

Honduras realizó modificaciones a los elementos normativos para los sistemas de almacenamiento de energía, lo que implicó reformas en el Reglamento de la ley de la Industria Eléctrica incluyendo el Arbitraje de Energía como práctica realizada por medio de sistemas con capacidad de almacenamiento de energía, mediante la cual se retira energía eléctrica del sistema en períodos de baja demanda y/o precios bajos, para su posterior inyección al sistema en períodos de alta demanda y/o precios altos, buscando con ello generar un beneficio económico derivado de la diferencia de precios en los distintos períodos en que se hace el retiro y la inyección de la energía al sistema e incorporando los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión Sistema de Almacenamiento de Energía. A tales efectos se determina que se podrá incorporar la consideración de Sistemas de Almacenamiento de Energía como alternativas para la expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión, orientados a optimizar los costos de inversión, operación y mitigación de incidencias dentro del SIN. Entre otras disposiciones se determina que los SAE seleccionados para incorporarse al Plan de Expansión de la Red de Transmisión deben demostrar su capacidad para mejorar la seguridad y capacidad de transmisión y proveer suministro a usuarios finales en situaciones donde soluciones convencionales (líneas de transmisión, subestaciones, etc.) resulten menos eficientes desde el punto de vista económico o de implementación.

En el marco de la nueva Ley del Sector Eléctrico **México** define al sistema de almacenamiento de energía eléctrica como un conjunto de componentes y equipos que permiten extraer energía eléctrica de una red eléctrica o de una fuente de energía y almacenarla para su posterior uso o inyección y determina que la SENER tendrá a su cargo el establecimiento de los términos, condiciones y modalidades en los que los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica participarán en las actividades del sector eléctrico, así como los permisos y requisitos necesarios. Asimismo, se establece que la Comisión Nacional de Energía emitirá los lineamientos relativos a los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica dentro del Mercado Eléctrico Mayorista. Con tales antecedentes se publicó el Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la integración de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional.

2.5 Energía Nuclear

Cuba, vía Decreto, actualizó el marco jurídico integral para el uso seguro, pacífico y sostenible de la energía nuclear y las radiaciones ionizantes. Las nuevas disposiciones que sustituyen a las establecidas en el año 2000 están dirigidas a fortalecer la infraestructura legal y técnica para la generación de electricidad y otras aplicaciones nucleares, asegurando la protección radiológica, la seguridad nuclear y la gestión responsable de los desechos radiactivos. El Decreto también regula lo concerniente a la licencia y supervisión de instalaciones nucleares, promueve la investigación y desarrollo de tecnologías nucleares con fines energéticos y médicos, y designa a la Agencia de Energía Nuclear y Tecnologías de Avanzada (AENTA) como autoridad competente para velar por el cumplimiento de las normas internacionales de seguridad y no proliferación.

El Ministerio de Energía y Minas de **Ecuador**, suscribió un memorando de entendimiento con la Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) para explorar el uso pacífico y sostenible de tecnología nuclear con fines energéticos. Este acuerdo se enmarca en la hoja de ruta que Ecuador ha iniciado para incorporar la energía nuclear como parte de su matriz energética, con fases definidas de estudio, normativa e institucionalización. Con tales antecedentes se anunció la presentación de una nueva ley de energía nuclear en 2025, como parte de un plan para diversificar la generación de electricidad, asegurar el abastecimiento y avanzar en la transición hacia fuentes más limpias.

3. HIDROCARBUROS

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

Vía Resolución **Argentina** continuó el proceso de desregulación del mercado del Gas Licuado de Petróleo (GLP), con el objetivo de contar con un sistema más competitivo, en el que se reflejen los costos reales de producción y distribución de este combustible. El referido proceso se desarrolla bajo tres ejes principales: alinear los precios con el export parity (precios internacionales) en toda la cadena del GLP; liberar las bocas de carga para que los fraccionadores puedan elegir dónde retirar el producto; y quitar los aportes obligatorios y cupos, dando mayor flexibilidad en la asignación de recursos. Esta medida inicia una nueva era en el mercado del GLP, con reglas claras y libertad para competir. A partir de esta disposición se reflejarán los costos competitivos en todas las etapas del proceso; habrá precios determinados por la oferta y la demanda; se fomentará la competencia, incentivando a los actores del mercado a mejorar continuamente; y se eliminarán barreras artificiales para así facilitar el acceso a este combustible en todas las regiones del país. En este nuevo esquema, los productores mantendrán su compromiso con el abastecimiento del Programa Hogar, iniciativa de la Secretaría de Energía que brinda un subsidio en el consumo de GLP para los hogares más vulnerables, que no cuentan con red de gas natural. En este contexto vía Resolución se dispuso la actualización del precio máximo de referencia del Gas Licuado de Petróleo (GLP), elevando el valor de la garrafa de 10 kilogramos en aproximadamente un 23.5%, con impuestos y costos incluidos. El objetivo fundamental de la medida se centra en mantener la sostenibilidad del sistema de distribución y garantizar el abastecimiento de este servicio esencial para los hogares que dependen del GLP, especialmente en regiones sin acceso a la red de gas natural. El ajuste responde al aumento de costos logísticos, operativos y de producción, buscando equilibrar el precio de venta con la realidad económica del sector sin afectar la continuidad del Programa Hogar.

Entró en vigor en **Bolivia** el Decreto que racionaliza transitoriamente el consumo de combustibles en las instituciones públicas del Estado mediante el establecimiento de una reducción del 50 % en el uso del parque automotor a gasolina o diésel y limitación de una asignación diaria de combustible a un máximo de ocho (8) litros por vehículo. Se exceptúan de esta aplicación los vehículos destinados exclusivamente a la prestación de servicios básicos, salud, seguridad ciudadana, abastecimiento de

alimentos y combustibles, atención de emergencias y/o desastres naturales, así como aquellos que funcionan con Gas Natural Vehicular (GNV). Además, se autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a limitar la ejecución del presupuesto destinado a combustibles en un 50% y a restringir sus modificaciones presupuestarias. Por otra parte, y dada la necesidad de flexibilizar el acceso al mercado de combustibles aeronáuticos importados, en el marco del modelo de economía plural y de la libertad de empresa reconocida por la Constitución, vía Decreto se autorizó de manera excepcional y por un plazo de cinco años, a personas naturales o jurídicas privadas la importación del combustible aeronáutico tipo Jet Fuel A-1 para su venta y comercialización en el país. El referido Decreto regula la calidad, del combustible para aviación, define el régimen tributario aplicable y ordena su comercialización en el marco del abastecimiento nacional y la economía plural. También se reglamentaron los artículos de la Ley del Presupuesto General del Estado Gestión 2025, que establecen la exención del IVA a la importación de hidrocarburos y el incentivo a la reinversión de utilidades mediante la exoneración del pago del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas – Beneficiarios del Exterior (IUE-BE). Además, con el objetivo de optimizar la comercialización de diésel y gasolinas importadas por parte de personas naturales o jurídicas privadas, se simplificaron los requisitos técnicos y de certificación mediante el uso de un sistema digital (plataforma ED-6) y la reducción de plazos para autorización de importación. Adicionalmente se estableció un registro obligatorio ante la Dirección General de Sustancias Controladas (DGSC) para cualquier persona natural o jurídica que adquiera diésel y gasolinas importadas que excedan volúmenes de consumo doméstico, y se modificó el plazo de vigencia excepcional para la importación y comercialización y autorizó a personas naturales o jurídicas privadas, por el lapso de tres (3) años, desde la vigencia del Decreto, la importación para comercialización de diésel y gasolinas. Asimismo se modificó el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (RNTS), aprobado en 2024, con el fin de optimizar los procedimientos técnicos y administrativos en la industria hidrocarburífera y mejorar la planificación y ejecución de actividades, asegurando el cumplimiento de los estándares técnicos y ambientales establecidos.

Con el objetivo de fortalecer el control y la seguridad, **Costa Rica** reformó el Reglamento de la autorización y registro de tanques estacionarios para autoconsumo de combustibles, vigente desde 2020. Las modificaciones están dirigidas a actualizar y optimizar los procedimientos técnicos y administrativos relacionados con la autorización, registro y fiscalización de los tanques estacionarios destinados al autoconsumo de combustibles, así como a incorporar nuevas tecnologías y estándares internacionales en materia de seguridad y eficiencia.

Con el propósito de incentivar la inversión en el sector y garantizar la estabilidad fiscal, **México** realizó reformas, adiciones y derogaciones a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, enfocadas a simplificar y optimizar el régimen fiscal aplicable a la exploración y extracción de hidrocarburos, para fortalecer la capacidad financiera de Petróleos Mexicanos (Pemex) y recuperar la soberanía energética del país. Este objetivo se materializa mediante la creación del Derecho Petrolero para el Bienestar, un nuevo régimen fiscal para el sector de hidrocarburos diseñado para que PEMEX pague un único derecho fiscal que sustituye a los anteriores derechos de explotación, extracción y utilidad compartida, estableciendo una tasa única del 30% para el petróleo y 11.6264% para el gas no asociado. Además, se introducen disposiciones que permiten la deducción de inversiones en exploración y, extracción, así como la actualización de cantidades expresadas en unidades de inversión (UDIs). Estas medidas al aligerar la carga fiscal de Pemex, le permiten destinar mayores recursos a la inversión en infraestructura y proyectos estratégicos, contribuyendo así al desarrollo económico y social del país. En este escenario se expidió el Acuerdo que establece las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos del Derecho Petrolero para el Bienestar y regula la presentación de los reportes previstos en el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Paraguay vía Decreto estableció un nuevo régimen técnico para la importación y comercialización de combustibles líquidos derivados del petróleo, derogando al vigente desde el 2015. En sus principales disposiciones, se definen las especificaciones mínimas de calidad para naftas (gasolinas) y gasóleos, incluyendo nuevas categorías de octanaje (por ejemplo, RON 88, 93, 97 y 98) y reducciones de contaminantes tales como azufre (máximo 100 ppm) y MTBE (1% v/v); además se obliga a un monitoreo de trazas de manganeso (máximo 1,0 mg/L). También se incorpora la mezcla obligatoria de etanol en las naftas menores a 97 octanos (30%) y se prevé un plazo de adaptación de 60 días para que los

distribuidores ajusten sus operaciones. Asimismo, se atribuye al Ministerio de Industria y Comercio (MIC), al Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (INTN) y a la Secretaría de Defensa del Consumidor y el Usuario (SEDECO) la competencia para monitorear, fiscalizar y sancionar el eventual incumplimiento, garantizando transparencia informativa hacia el consumidor.

Perú introdujo reformas al régimen establecido en materia del contenido de azufre en el diésel, gasolina y gasohol para su comercialización y uso, y así como la simplificación del número de gasolinas y gasoholes comercializados. La modificación incluye la ampliación de los plazos y la reformulación de procedimientos de implementación del uso y comercialización de combustibles líquidos con contenido de azufre no mayor de 10 ppm; y la posibilidad de adecuación al estado del mercado de hidrocarburos, reconociendo las brechas técnicas en refinerías y cadena logística. Adicionalmente se reconfigura el número de categorías de gasolinas y gasoholes permitidas en el mercado, con miras a optimizar la supervisión y garantizar la conformidad técnica de la cadena de suministro. También se otorgan facultades al Ministerio de Energía y Minería para dictar medidas transitorias que faciliten la adecuación de refinadoras y distribuidores a las nuevas exigencias. Estas disposiciones reflejan una flexibilización regulatoria orientada a dar mayores márgenes temporales para que los agentes de la cadena de comercialización se adapten a las exigencias de combustible ultra-bajo azufre, en línea con la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

República Dominicana promulgó la ley que modifica el marco legal de la exploración y explotación de hidrocarburos a efectos de armonizarlo con la Constitución y los actuales desafíos y oportunidades del sector energético. La nueva legislación establece un régimen más actualizado y competitivo para atraer inversión nacional e internacional en la búsqueda y aprovechamiento de los yacimientos de petróleo, gas natural, etc. También se otorga igualdad de condiciones a personas jurídicas nacionales y extranjeras, de naturaleza pública, privada o mixta, para participar en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, determinando que las empresas extranjeras deberán contar con un mínimo de 15% de participación accionaria dominicana. La referida ley sienta las bases para la celebración de una ronda petrolera en 2026, mediante la cual se licitarán bloques de exploración en distintas zonas del país que ya han sido objeto de estudios geológicos preliminares.

Uruguay modificó el procedimiento de actualización de los precios de los combustibles líquidos (para su venta al público) introduciendo nuevos parámetros y límites al ajuste, para hacer más explícita la metodología. Entre las principales disposiciones se incluyen la modificación de los artículos relativos al mecanismo de actualización de precios de combustible, se establece un factor fijo de $ 1.50 por litro que se aplica sobre los Precios de Paridad de Importación (PPI) de las gasolinas y del gasoil 50 S, monto que podrá revisarse cada año, y se impone una regla de estabilización que determina que en cada ajuste, la variación del Precio de Venta al Público (PVP) no podrá ser superior ni inferior al 7% respecto del precio vigente; si el cálculo indicara una variación mayor en cualquiera de los sentidos, el ajuste máximo o mínimo será del 7 %, entre otras medidas relacionadas y conexas. La reforma está dirigida a aportar mayor transparencia al sistema de fijación de precios, asegurando que los componentes del cálculo (costos, márgenes, tributos, etc.) sean publicados y comprensibles, atenuar el efecto de la volatilidad internacional en el mercado interno, e incrementar la previsibilidad y estabilidad del esquema de precios para el consumidor final, así como para ANCAP y los actores de la cadena de distribución.

Venezuela vía Decreto incorporó en el arancel de aduana un nuevo subcapítulo titulado "Mercancías para el Desarrollo de la Industria de Hidrocarburos", con el fin de establecer un régimen arancelario especial que facilite la importación de materias primas, insumos, máquinas y equipos necesarios para el sector hidrocarburos. La norma se propone favorecer la industria petrolera e hidrocarburífera venezolana mediante incentivos arancelarios de importación, facilitando el acceso a bienes estratégicos para el desarrollo del sector.

3.2 Gas natural

Con la finalidad de garantizar el aprovechamiento eficiente, responsable y planificado de los hidrocarburos de carácter estratégico y de interés público se publicó en **Bolivia** el Decreto que establece parámetros de consumo y comercialización de diésel y/o gasolinas con y sin mezcla de aditivos de origen vegetal, con

subvención, para los vehículos que estén habilitados para el consumo de Gas Natural Vehicular – GNV. El referido Decreto determina que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) fijará la metodología de parametrización de consumo para esos vehículos beneficiarios de combustible subvencionado y que, si exceden el volumen permitido, deberán adquirir diésel o gasolinas al precio internacional.

Perú realizó modificaciones al reglamento de la Ley que creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Como principal disposición se incorpora el financiamiento parcial de los costos operativos y de mantenimiento (Opex) de los proyectos de masificación del gas natural en los departamentos que al momento no forman parte de una concesión de distribución de gas por red de ductos, con cargo al FISE. Estas reformas responden a la necesidad de fortalecer la política pública de masificación del gas natural y garantizar la seguridad energética nacional con enfoque de equidad territorial, mediante la optimización del uso de los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

4. FUENTES RENOVABLES

Con el objetivo de incentivar la inversión privada en energía eólica marina y otras fuentes renovables, alinear la política energética con los compromisos ambientales y de transición energética, crear seguridad jurídica para los proyectos offshore mediante la definición de competencias, licitaciones y procedimientos, y proteger el medio ambiente a través de requisitos de licenciamiento y planes de desmantelamiento responsables, se publicó en **Brasil** la ley que establece el marco legal para el uso del espacio marítimo brasileño (aguas interiores, mar territorial, plataforma continental y zona económica exclusiva) para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables offshore, promoviendo el desarrollo sostenible y la coordinación entre los órganos del Estado.

En el marco de la reformas al Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE) **Ecuador** incluyó disposiciones dirigidas a facilitar la implementación de proyectos renovables y de transición energética mediante la aprobación de incentivos económicos (precios preferentes, prioridad de despacho, garantías de pago), simplificación regulatoria (títulos habilitantes, delegación de proyectos), obligaciones que inducen autogeneración e integración de almacenamiento, y mecanismos de financiación que reducen el riesgo del inversor.

Entro en vigencia en **México** la nueva Ley de Geotermia que regula la exploración, explotación y aprovechamiento de los recursos geotérmicos en el país, promoviendo su uso para la generación de energía eléctrica y otros fines industriales. La referida ley está dirigida a garantizar la seguridad jurídica en la inversión, fomentar la transición energética hacia fuentes renovables y asegurar la protección del medio ambiente y los derechos de las comunidades afectadas. Esta legislación sustituye a la anterior Ley de Energía Geotérmica, estableciendo un marco normativo actualizado y alineado con los compromisos internacionales de México en materia de cambio climático y sostenibilidad energética. Entre las principales disposiciones se incluyen de manera clara los derechos y obligaciones de los concesionarios, el establecimiento de procedimientos transparentes para el otorgamiento de permisos y concesiones, y la implementación de mecanismos de supervisión y sanción en caso de incumplimiento. Adicionalmente se otorgan facultades a la Secretaría de Energía para revocar o declarar la caducidad de permisos y concesiones en situaciones de incumplimiento grave, como la no ejecución de proyectos en los plazos establecidos o la afectación ambiental no remediada. Asimismo, se determina la necesidad de obtener concesiones específicas para el uso de agua geotérmica, reguladas por la Comisión Nacional del Agua, y se promueve la participación de actores privados bajo un esquema de licitación pública, garantizando la competencia y la transparencia en el sector geotérmico.

Perú aprobó reformas a la ley eléctrica con el objetivo de promover la diversificación de la matriz energética, especialmente con energías renovables, y asegurar un suministro de electricidad seguro y eficiente. Entre las principales modificaciones se incluye la introducción en el mercado regulado de contratos más flexibles para la integración de energías renovables y la creación de licitaciones por

bloques horarios para optimizar precios. Los cambios facilitan la incorporación de energía solar y eólica al sistema eléctrico y promueven la ampliación y modernización de las redes de transmisión eléctrica.

En **Uruguay**, vía Decreto, se exhortó 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, por el mismo plazo originalmente suscrito, y con las condiciones preferenciales de precio establecidas en el 2022. La medida está dirigida a diversificar la matriz energética, a partir de la incorporación de fuentes autóctonas en general y de fuentes renovables no convencionales en particular, considerando 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.

4.1 Generación distribuida

Se publicó en **Colombia** la Resolución que armoniza la regulación para la integración de las Comunidades Energéticas al Sistema Energético Nacional, mediante el establecimiento del marco regulatorio para la creación, funcionamiento e incorporación de las Comunidades Energéticas dentro del Sistema Energético Nacional colombiano. La referida resolución está dirigida a promover la participación activa de los ciudadanos, empresas y territorios en la generación, gestión y consumo de energía, fomentando así la transición energética, la eficiencia y la sostenibilidad. La norma se plantea democratizar el acceso a la energía, fortalecer la autonomía energética local y reducir emisiones, mediante mecanismos de autogeneración, almacenamiento y uso compartido de energía limpia. Entre sus principales disposiciones se destacan la definición de los actores de las comunidades energéticas, las condiciones técnicas y comerciales para su operación, los requisitos de conexión a la red, los esquemas de medición y compensación de excedentes, y la coordinación con operadores de red y el mercado mayorista.

Con la finalidad de fortalecer la seguridad del suministro eléctrico, promover la autogeneración de grandes consumidores y optimizar la gestión del sistema ante déficits de generación, **Ecuador** reformó el Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE). La reforma introduce la facultad del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) para ordenar la desconexión de consumidores de alto voltaje en periodos de racionamiento o escasez de generación; y la obligación de que los consumidores bajo tarifa de alto voltaje instalen sistemas propios de generación en un plazo de 18 meses (contados desde el 15 de junio de 2025) para cubrir su demanda interna. También se incorporan nuevas definiciones, y la obligación de constitución de fideicomisos con recursos tarifarios para garantizar la prelación de pagos en el sector eléctrico.

Con la promulgación de la nueva Ley del Sector Eléctrico **México** introdujo varios cambios relevantes en materia de generación distribuida (GD), como la fijación en 0.7 MW del límite para que la central de generación distribuida esté exenta de permiso (anteriormente eran 0.5). La actual legislación redefine de manera explícita la generación distribuida y la distingue de otras modalidades como el autoconsumo. También se establece la posibilidad de vender energía y productos asociados para GD, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o una suministradora de servicios calificados; en este último caso solo cuando las centrales eléctricas no compartan su medición con el centro de carga de una usuaria de suministro básico. Adicionalmente se establecen los procedimientos para que las actividades de distribución y suministro garanticen medición, acceso a redes y procesos comerciales que permitan la integración.

4.2 Biocombustibles

Con el objetivo de fortalecer la sostenibilidad del sector energético, promoviendo una mayor eficiencia en la producción y comercialización de biocombustibles, y garantizando que la regulación acompañe la evolución tecnológica y ambiental del país, se publicó en **Brasil** el Decreto que actualiza y armoniza la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio) con las nuevas disposiciones legales establecidas. El referido Decreto moderniza el procedimiento administrativo sancionador de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP). Entre sus principales disposiciones, el decreto establece modificaciones que introducen ajustes en los criterios de certificación y control del RenovaBio, actualizan

las competencias de la ANP para fiscalizar y aplicar sanciones, y establecen mecanismos de transición para que productores, distribuidores y demás agentes del sector se adapten al nuevo marco normativo. En conjunto, estas medidas buscan asegurar una gestión más transparente, eficiente y alineada con los objetivos de descarbonización y desarrollo sostenible del país.

Con el objetivo de promover el uso de fuentes de energía renovables, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y fortalecer la seguridad energética nacional, **México** promulgó una nueva Ley de Biocombustibles, que establece un marco normativo integral que regula la producción, almacenamiento, transporte, comercialización y expendio de biocombustibles mediante el establecimiento de criterios técnicos y ambientales que garanticen la calidad y sostenibilidad de los biocombustibles, alineándose con los compromisos internacionales asumidos por el país en materia de cambio climático. La ley incluye la creación de un sistema de permisos y autorizaciones para las actividades relacionadas con los biocombustibles, así como la implementación de mecanismos de trazabilidad y control en toda la cadena de valor. En comparación con la legislación anterior, la nueva ley introduce un enfoque más integral y detallado, incorporando avances tecnológicos y mejores prácticas internacionales en la regulación del sector. Asimismo, se refuerzan las facultades de las autoridades competentes para supervisar y sancionar el incumplimiento de las disposiciones establecidas.

Panamá anunció oficialmente la implementación del Programa Nacional de Mezcla de Bioetanol en las gasolinas, una medida estratégica que busca dinamizar la economía rural, reducir las emisiones del transporte y fortalecer la seguridad energética del país. Este Programa, liderado por la Secretaría Nacional de Energía en coordinación con el Ministerio de la Presidencia, el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) y el Ministerio de Desarrollo Agropecuario (MIDA), forma parte de una visión de Estado orientada a cumplir con los compromisos climáticos de Panamá y a diversificar su matriz energética con fuentes renovables. La implementación está programada para iniciar en el último cuatrimestre del año 2026, con una mezcla inicial del 10% de bioetanol en las gasolinas.

5. ENERGÍA Y AMBIENTE

Dado el vertiginoso desarrollo de su sector petrolero offshore, **Guyana** aprobó un nuevo marco jurídico moderno, integral y acorde con estándares internacionales para la prevención, preparación, respuesta y responsabilidad ante la contaminación por petróleo. La referida ley está dirigida a garantizar que las operaciones relacionadas con el petróleo (exploración, producción, transporte, almacenamiento, etc.) se desarrollen con exigencias claras de responsabilidad ambiental, financiera y de respuesta ante emergencias. A tales fines se designa a la Comisión de Defensa Civil (CDC) como la autoridad nacional competente para coordinar la respuesta ante derrames de petróleo y también se establece un Comité Nacional de Derrames de Petróleo (o equivalente) dentro de la CDC, responsable del sistema de comando de incidentes, simulacros, y planificación de contingencia.

A efectos de definir el marco regulatorio para la generación, registro, transferencia y comercialización de créditos de carbono, **Paraguay** publicó el Reglamento de la Ley De los Créditos de Carbono en el que se establece al Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) como autoridad de aplicación y se crea la Dirección de Mercados de Carbono (DMC) para asegurar la trazabilidad, transparencia y evitar la doble contabilidad de los créditos. El Reglamento dispone sobre la fijación del funcionamiento del Registro de Créditos de Carbono (como mecanismo público y accesible para inscripción de proyectos y operaciones) y la regulación de los mecanismos de transferencia, tanto en el mercado voluntario como en el regulado, contemplando la obligación de retención mínima estatal cuando fuere necesario para asegurar el cumplimiento de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDCs).

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA

República Dominicana lanzó el Programa Nacional de Eficiencia Energética, iniciativa que contempla la instalación de 254,000 luminarias LED de última generación, acompañadas de sistemas inteligentes

de gestión, con el propósito de reducir en más de un 50% el consumo energético en el alumbrado público y evitar la emisión anual de 34 millones de toneladas de gases contaminantes, contribuyendo así de manera significativa a la preservación del medioambiente. El Programa incorpora un sistema de telegestión que habilitará el control y la adquisición de datos del alumbrado público, permitiendo una reducción significativa en los costos de operación y mantenimiento, y potenciando la capacidad de detección de anomalías en tiempo real, lo que viabilizará una intervención más ágil y puntual frente a cualquier situación. La ejecución del programa está bajo la supervisión del Viceministerio de Innovación y Transición Energética del Ministerio de Energía y Minas, que además contempla una estrategia de vinculación comunitaria e información pública, a fin de asegurar la participación de los residentes y la comprensión general de los beneficios de esta transformación.

Con el objetivo de promover un consumo de electricidad eficiente se aprobaron en **Venezuela:** el Reglamento Técnico que establece los requisitos mínimos para el etiquetado, la evaluación de conformidad y la eficiencia energética de los equipos acondicionadores de aire fabricados, importados o comercializados en el país, el Reglamento Técnico que establece los requisitos para el etiquetado, la medición del consumo de energía y la clasificación de eficiencia energética de equipos de refrigeración y congelación domésticos fabricados, importados o comercializados en el país, y el Reglamento Técnico que establece los requisitos técnicos mínimos, los métodos de ensayo, la verificación de eficiencia energética y las condiciones de riesgo eléctrico que deben cumplir los equipos de cocción de uso doméstico fabricados, importados o comercializados en el país. Los referidos reglamentos determinan la inclusión obligatoria de una etiqueta visible que indique la clase o nivel de eficiencia energética, la adopción de métodos de ensayo y criterios técnicos para medir el consumo de energía y rendimiento de los equipos, la fijación de plazos para la transición hacia el cumplimiento de los estándares de eficiencia; y la prohibición de comercializar equipos que no cumplan con los mínimos exigidos. Adicionalmente, se aprobó el Reglamento Técnico que establece los requisitos técnicos mínimos, los métodos de ensayo y los procedimientos de evaluación de conformidad en materia de desempeño, seguridad eléctrica, mecánica, fotométrica y ambiental que deben cumplir las lámparas LED con módulo integrado, tipo omnidireccional, destinadas al uso doméstico o general, fabricadas o importadas para comercialización en el territorio nacional.

7. TRANSICIONES ENERGÉTICAS

Entró en vigencia en **Brasil** la ley que instituye el Programa de Aceleración de la Transición Energética (PATEN), dirigido a promover el financiamiento de proyectos de transición energética y sostenibilidad, especialmente los relacionados con infraestructura, investigación tecnológica e innovación con el objetivo de impulsar la generación y el uso eficiente de energías de bajo carbono, apoyar la descarbonización de sectores productivos y facilitar la reconversión económica de regiones dependientes del carbón. La referida norma permite que las empresas privadas puedan utilizar sus créditos frente a la Unión como instrumentos de financiamiento para proyectos sostenibles, buscando conectar el sector público, el privado y las instituciones financieras en una agenda común de crecimiento verde. Entre sus principales disposiciones, se crea el Fondo de Garantías para el Desarrollo Sustentable (Fondo Verde), administrado por el BNDES, que funcionará como un fondo de aval para reducir riesgos en inversiones sostenibles. Además, se autorizan transacciones tributarias condicionadas a inversiones verdes y se definen sectores prioritarios como energías renovables, biocombustibles, hidrógeno de baja emisión, gas natural, eficiencia energética, descarbonización del transporte y producción nacional de fertilizantes. Esta ley implica modificaciones a otras leyes del sector para adaptarlas a los objetivos de la transición energética, consolidando así un marco legal integral para la economía de bajo carbono en Brasil.

México promulgó la Ley de Planeación y Transición Energética, enfocada a establecer un marco normativo integral que impulse la transición hacia un modelo energético sostenible, eficiente y justo. La referida legislación se propone garantizar la soberanía energética del país mediante la diversificación de la matriz energética, priorizando el uso de energías limpias y la reducción de emisiones

contaminantes. Además, promueve la eficiencia energética y el aprovechamiento sustentable de los recursos, alineándose con los compromisos internacionales asumidos por el país en materia de cambio climático y desarrollo sostenible. Entre las disposiciones más relevantes de la ley, destaca la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Fotease), destinado a financiar proyectos de tecnologías limpias en diversos sectores productivos, domésticos, comerciales, industriales y agropecuarios. La ley también establece la obligatoriedad de la asignación de recursos al Fotease, fijando un monto mínimo equivalente al 0.5% del Presupuesto de Egresos de la Federación, reasignado de partidas existentes, con el fin de garantizar la continuidad y estabilidad del financiamiento. Asimismo, se otorgan facultades a la Secretaría de Energía para implementar la planificación vinculante del sector energético mediante los Instrumentos de Planeación del Sector Energético, con el apoyo del Consejo de Planeación Energética. Estos instrumentos incluyen la Estrategia Nacional de Transición Energética, que debe actualizarse cada tres años en alineación con el Plan para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PLATEASE), el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) y el Plan de Desarrollo del Sector Hidrocarburos (PLADESHi). En este contexto se publicó una nueva Ley de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos (Pemex) 2025, que tiene como objetivo central fortalecer la función estratégica de Pemex como empresa pública, priorizando la soberanía energética y la eficiencia operativa. La referida ley busca adaptar a la estatal petrolera a los desafíos contemporáneos del sector energético, incorporando a sus acciones funciones vinculadas a la transición hacia energías limpias y renovables, mediante el establecimiento de un marco normativo que permita a Pemex cumplir con sus objetivos en términos de diversificación de fuentes de energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. A tales efectos se incluyen en las actividades de Pemex la investigación, desarrollo e implementación de fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos que le permitan cumplir con su objeto, y se autoriza a Pemex a generar y comercializar energía eléctrica, así como a participar en la producción, transporte, distribución y formulación de biocombustibles, así como el uso eficiente de energías renovables y litio, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Biocombustibles y demás leyes que resulten aplicables. Este marco normativo refleja el compromiso de Pemex con la transición energética del país, promoviendo el uso de tecnologías limpias y sostenibles. La implementación de estas disposiciones busca no solo cumplir con los objetivos nacionales en materia de energía, sino también contribuir a la mitigación del cambio climático mediante la reducción de las emisiones contaminantes. Estas acciones están en línea con los esfuerzos del gobierno mexicano para diversificar la matriz energética y avanzar hacia un modelo más sostenible y resiliente. También se promulgó una nueva Ley de la Comisión Nacional de Energía (CNE) dirigida a robustecer el control estatal sobre el sector energético, privilegiando la eficiencia operativa, la transición hacia un modelo energético sostenible y la protección del medio ambiente. La legislación establece un marco jurídico integral que regula y supervisa la generación, almacenamiento y distribución de energía eléctrica, alineándose con los compromisos internacionales del país en materia de cambio climático y desarrollo sostenible. Asimismo, garantiza la seguridad energética, la competitividad del mercado y la sostenibilidad ambiental, consolidando la función regulatoria de la CNE como autoridad técnica y normativa del sector. La Ley otorga facultades a la CNE para emitir disposiciones administrativas de carácter general que definan los términos legales, técnicos y financieros para la obtención y modificación de permisos energéticos, simplificando los procedimientos administrativos e incentivando la inversión en infraestructura y la integración de energías renovables. Se establece un marco de certeza jurídica y confianza ciudadana, orientado a fomentar la participación del sector privado y la sociedad en la transición energética. La nueva legislación incorpora cambios sustanciales respecto a la normativa anterior, al asumir la CNE funciones de la extinta Comisión Reguladora de Energía. Además, la ley establece que la planeación del sector energético será vinculante, otorgando a la Secretaría de Energía (SENER) la responsabilidad de emitir planes de desarrollo que guíen las actividades en el sector de hidrocarburos, con un enfoque en la soberanía y seguridad energética.

8. MINERALES CRÍTICOS

Se aprobó en **Brasil** una ordenanza que establece los criterios y condiciones para proyectos de minerales críticos, incluyendo litio, tierras raras, níquel y cobalto. La referida regulación busca ordenar

la explotación de estos materiales clave para la economía y la tecnología y también incluye aspectos técnicos, ambientales y sociales que deben tomarse en cuenta en las reglas establecidas para la implementación de estos proyectos.

Con el objetivo de aportar certeza jurídica en la gestión del recurso litio, se expidió el Manual de Organización General del organismo Litio para **México** (LitioMx), instancia pública descentralizada sectorizada a la Secretaría de Energía, a cargo de ejercer el control estatal de la cadena de valor del litio en el territorio nacional. Este instrumento normativo institucionaliza la estructura orgánica, las funciones, atribuciones, mecanismos de coordinación y los procedimientos internos del organismo encargado de la exploración, extracción, procesamiento y aprovechamiento del litio, material estratégico para la transición energética nacional.

9. CONVENIOS INTERNACIONALES, COOPERACIÓN, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES

La Secretaría de Coordinación de Energía y Minería de **Argentina**, la Administración Nacional de Electricidad de Paraguay (ANDE) y la Entidad Binacional Yacyretá (EBY) firmaron un acta acuerdo que actualiza las condiciones de utilización de la energía generada por Yacyretá que ordena el uso de la energía y baja el gasto. El referido acuerdo permite dar previsibilidad en el uso de la energía generada por Yacyretá, fijar el mismo precio para ambos países, bajando el costo que venía pagando Argentina; y retomar un sendero de estabilidad financiera que le permitirá a la EBY poder encarar su plan de inversiones sin aportes del Tesoro Nacional. En este sentido, Paraguay se compromete a tomar 425 MW medios del total de 3,100 MW de generación instalada de la central, lo que permitirá que Argentina acceda hasta al 85% de la energía disponible, siempre que el país vecino no la necesite. Esta disponibilidad extra es clave para reducir el costo durante los meses de invierno. Ambos países acordaron pagar el mismo precio por la energía: 28 dólares por MWh. Hasta ahora, Paraguay abonaba 22 y Argentina cerca de 50. Con este nuevo esquema se eliminaron las compensaciones cruzadas entre partes, lo que generará un ahorro concreto para el Tesoro Nacional.

Brasil publicó un Decreto dirigido a mejorar la gestión de la Cuenta de Comercialización de la Energía Eléctrica de Itaipu para hacerla más eficiente, mediante el establecimiento de mecanismos para mitigar los impactos asociados a las variaciones en el flujo de caja y en la tarifa de repase, otorgándole mayor estabilidad a la tarifa de traspaso (repasse) que pagan los consumidores que reciben la energía generada en Itaipu. En el marco del Decreto se crea una reserva técnica financiera, que se constituirá siempre que haya saldo positivo al final del ejercicio anterior. Esta reserva tiene como finalidad estabilizar la tarifa de repase y evitar incrementos inesperados en las cuentas de energía de los consumidores. Adicionalmente, se define que la parcela a ser distribuida a los consumidores será calculada sumando el resultado de la cuenta más eventuales montos de recomposición aún no distribuidos, y descontando la reserva técnica financiera. Esta distribución se destina a los consumidores residenciales y rurales con consumo mensual inferior a 350 kWh, conforme a lo legalmente establecido desde el año 2002. Asimismo, el decreto establece que los valores recompuestos a la cuenta en el ejercicio de 2024 deberán ser exclusivamente destinados al pago del "bonos de Itaipu" en 2025, no pudiendo ser utilizados para cubrir eventuales insuficiencias financieras que impacten la gestión de la cuenta.

Dada la necesidad de armonizar la legislación nacional con el marco técnico del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), garantizando la aplicación uniforme del reglamento técnico en la región, **Costa Rica** aprobó el “Reglamento Complementario para la Aplicación del RTCA Productos Eléctricos. Acondicionadores de Aire Tipo Dividido de Velocidad Fija, Descarga Libre y sin Ductos de Aire. Especificaciones de Eficiencia Energética”, con el fin de establecer los procedimientos nacionales que permiten ejecutar y dar cumplimiento a esta norma técnica regional centro americana que establece los requisitos mínimos de eficiencia energética para estos equipos. Sus disposiciones fundamentales incluyen la definición del ámbito de aplicación, la estructura arancelaria que identifica los incisos que requieren nota técnica para su importación, los requisitos de demostración de conformidad (etiquetado,

declaración de cumplimiento, ensayos) y los mecanismos de vigilancia y verificación en el mercado para asegurar la eficiencia energética mínima.

El gobierno de la **República Dominicana** y la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) suscribieron un Memorando de Entendimiento para poner en marcha un programa de cooperación técnica enfocado en consolidar una transición energética justa, sostenible y alineada con los compromisos climáticos del país. El acuerdo está vinculado al "Programa de Acción Climática para un Desarrollo Económico Sostenido", firmado en mayo de 2024 y tiene como objetivo enfrentar los retos del cambio climático a través de la implementación de políticas energéticas sostenibles. Además, se alinea con la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, que prioriza la garantía de una energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible. El programa será financiado por la AFD con fondos no reembolsables y tendrá una duración de tres años, desde 2025 hasta 2027.

9. PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

El desafío de la transición energética frente al surgimiento de nuevos impulsadores de la demanda de energía en el futuro de la región.

1. INTRODUCCIÓN

Los países de América Latina y el Caribe, pese a su muy baja responsabilidad en las emisiones globales de carbono a la atmósfera, se han tomado muy en serio sus compromisos internacionales de mitigación del cambio climático y han venido implementando políticas y acciones que ya han dado frutos principalmente en cuanto a la reducción de los factores de emisión de GEI de sus sistemas de generación eléctrica, gracias a la mayor implementación en estos sistemas de tecnologías y fuentes de generación limpia.

No obstante, existen factores en la transición energética que empiezan a ejercer mayor presión sobre los sistemas de abastecimiento e incrementan el desafío de mantener o mejorar los niveles de descarbonización del sector energético, entre los cuales se puede mencionar los siguientes:

- Conforme crece el componente renovable en los sistemas de generación eléctrica, principalmente de tecnologías que operan con recursos intermitentes como las eólicas y solares fotovoltaicos crece también el riesgo de inestabilidad de los sistemas ante variaciones inusuales de la demanda eléctrica.
- Por restricciones de los sistemas de transmisión o por insuficiente demanda, pueden producirse vertimientos de energía que significan pérdidas de recursos económicos por razones de capacidad ociosa o sobre equipamiento.
- En plena era de desarrollo de la digitalización y de la inteligencia artificial a nivel mundial, el alto componente renovable de los sistemas de generación eléctrica y los bajos costos de la energía en algunos países de ALC, los hace atractivos para la implementación de grandes centros de procesamiento de datos *(data centers)* con sus correspondientes altos requerimientos de abastecimiento energético.
- El avance de la electromovilidad que viene creciendo de manera exponencial en los últimos años, representa también otro factor importante para el crecimiento de la demanda eléctrica que puede llegar a dimensiones que sobrepasen la capacidad de abastecimiento de energía limpia en los países.

- La abundancia de fuentes de energía renovables, de recursos hídricos y bajos costos de la electricidad y de la mano de obra, promueven en varios países de la región planes y emprendimientos para incursionar en la industria de producción de hidrógeno verde, para consumo interno, pero principalmente para exportación a mercados internacionales, lo que demandará grandes cantidades de energía eléctrica, no solamente por el consumo de los electrolizadores si no también de otros sistemas asociados, como desalinizadoras de agua, compresores de alta presión, plantas criogénicas, etc.

Todos los aspectos mencionados anteriormente, son factores que marcarán la necesidad de una significativa expansión de los sistemas de abastecimiento energético, principalmente de los parques de generación eléctrica, con el dilema de mantener o mejorar los índices de participación de fuentes de energía limpia, sin afectar la estabilidad y seguridad de dichos sistemas.

En el presente ejercicio de prospectiva, al igual que en los elaborados en años anteriores, OLACDE 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 trasformación 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 2025 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 2035, por considerarse adecuado revisar las perspectivas de evolución del sector energético de la región durante la próxima década.

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 2026, 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, manteniendo los niveles mínimos de estabilidad y seguridad de los sistemas energéticos. A este segundo escenario se le denomina NET0.

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 PPA, 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 2025 (ver Tabla 1.)

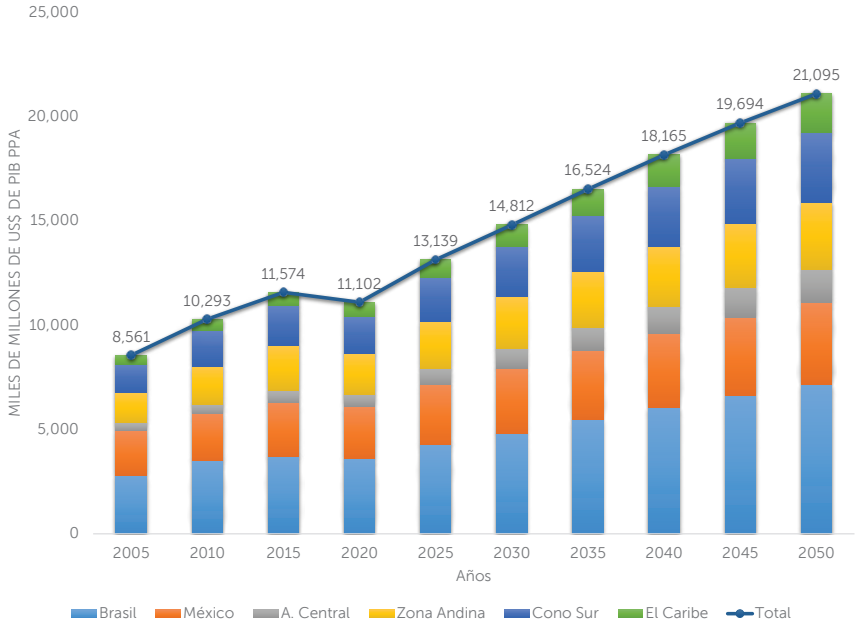
Para identificar la función de correlación entre el consumo final de energía y el PIB, se realiza una regresión logarítmica lineal de los valores históricos de estas variables para los últimos 20 años, para cada una de las 6 subregiones analizadas y luego se aplican estas funciones al PIB proyectado en el horizonte de estudio, el cual se observa en la Figura 1.

Tabla No. 1 Variación porcentual anual del PIB nominal a precios de mercado (USD promedio 2010-19)

	2023	2024e	2025p	2026p	2027f
Argentina	-1.6	-1.8	5.5	4.5	4
Barbados	4.1	3.8	2.8	2	1.7
Belice	1.1	8.2	2.8	2.4	2.3
Bolivia	3.1	1.4	1.2	1.1	1.1
Brasil	3.2	3.4	2.4	2.2	2.3
Chile	0.5	2.6	2.1	2.2	2.1
Colombia	0.7	1.6	2.5	2.7	2.9
Costa Rica	5.1	4.3	3.5	3.7	3.8
Ecuador	2	-2.5	1.9	2	2.1
El Salvador	3.5	2.6	2.2	2.4	2.9
Granada	4.7	3.7	3.8	3.4	2.7
Guatemala	3.5	3.7	3.5	3.8	3.8
Guyana	33.8	43.4	10	23	24.3
Haití	-1.9	-4.2	-2.2	2	2.5
Honduras	3.6	3.6	2.8	3.4	3.7
Jamaica	2.6	-0.7	1.7	1.7	1.6
México	3.3	1.5	0.2	1.1	1.8
Nicaragua	4.6	3.6	3.4	3.3	3.3
Panamá	7.4	2.9	3.5	3.8	4.3
Paraguay	5	4.2	3.7	3.6	3.6
Perú	-0.4	3.3	2.9	2.5	2.5
República Dominicana	2.2	5	4	4.2	4.4
Suriname	2.5	2.8	3.1	3.3	3.5
Trinidad y Tobago	1.4	1.7	2.8	1.3	3.2
Uruguay	0.7	3.1	2.3	2.2	2.2

Fuente: Banco Mundial, junio de 2025

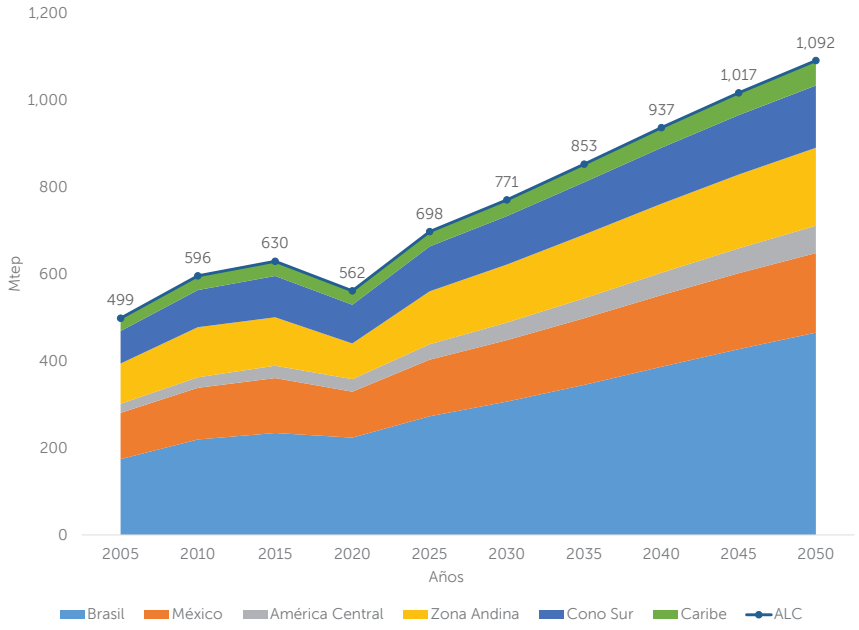
Figura No. 1 Proyección del PIB PPA por subregiones a valores constantes del 2018



Fuente: Elaboración propia.

Para la desagregación del consumo final total por fuentes y sectores, se mantiene por defecto la estructura la matriz de consumo del año base, sin embargo, considerando los patrones de comportamiento histórico y 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 OLACDE 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.

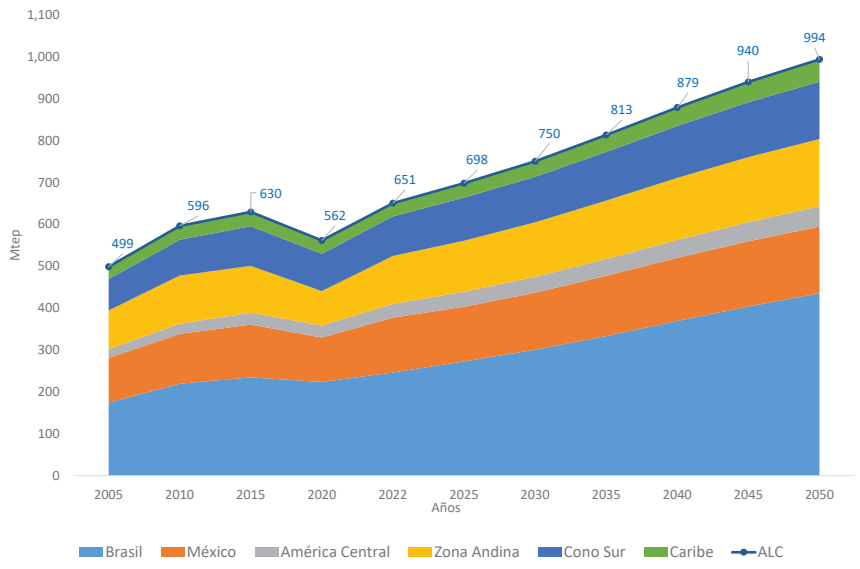
2.6 Premisas para la construcción del escenario NET0

El escenario NET0, consiste en una ramificación del escenario de referencia BAU donde a partir del año 2026, 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 NET0

Desde el lado de la demanda o consumo final de energía, se modela para los sectores más energointensivos, la sustitución de combustibles fósiles por electricidad, biocombustibles modernos, hidrógeno verde y energía solar térmica en diferentes magnitudes de acuerdo con los potenciales de cada una de las subregiones y la mejora de la eficiencia energética en las tecnologías de consumo sobre todo por la mayor electrificación de usos finales y la sustitución del consumo rudimentario de leña; todo esto manteniendo los mismos valores anuales de consumo de energía útil del escenario BAU. También se aplica la premisa de un crecimiento más acelerado de la demanda de energía eléctrica de los data centers, basado en el auge que está experimentando la digitalización de procesos y la inteligencia artificial, tanto a nivel mundial como regional y la demanda eléctrica asociada a los procesos de producción de hidrógeno verde y derivados, tanto para el consumo interno, como para la exportación a mercados internacionales. Bajo estas premisas, el consumo final total de energía por subregiones, en el escenario NET0, evoluciona como se muestra en la Figura 3. Cabe anotar que, por el incremento de la eficiencia energética, el consumo total final de energía en el escenario NET0 resulta menor al del escenario BAU.

Figura No. 3 Proyección del consumo final total de energía por subregiones, escenario NET0



Fuente: Elaboración propia.

2.8 Proyección de la oferta de energía del escenario NET0

De igual manera que con el escenario BAU, una vez proyectada la demanda de energía para el escenario NET0, se procede a proyectar la oferta, con el uso de del Modelo SAME, con la particularidad que el incremento en la demanda de electricidad, que se produce en el escenario NET0 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 destinado tanto al consumo interno como a la exportación, así como la mayor demanda energética de los data centers se cubre con mayor instalación de capacidad de generación renovable. También en este escenario se considera la implementación de bancos de baterías para incrementar la estabilidad del sistema eléctrico y el factor de planta de las centrales que operan con fuentes intermitentes como las eólicas y solares fotovoltaicas y la probable incursión de nuevos países en el campo de generación eléctrica con energía nuclear, además de la expansión de esta tecnología en los tres países que ya la disponen como son Argentina, Brasil y México.

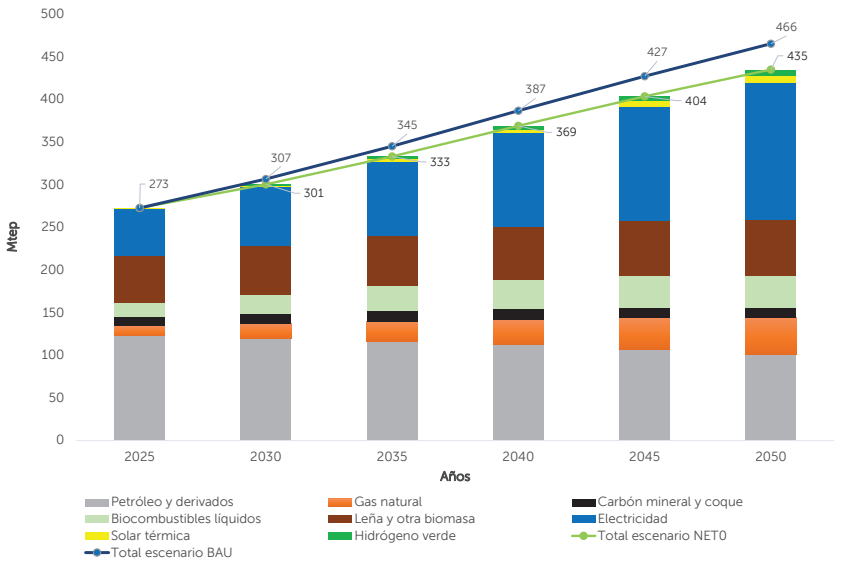
3. DETALLE DE LA PROSPECTIVA POR SUBREGIONES

3.1 Brasil

3.1.1 Proyección del consumo final de energía, Brasil

La evolución de la matriz de consumo final de Brasil en el escenario NET0 se caracteriza por el incremento de la participación de gas natural, bicombustibles líquidos, electricidad e hidrógeno verde y el decrecimiento en el uso de derivados de petróleo. Adicionalmente, gracias al incremento en la eficiencia energética en el consumo, al 2050 se consigue un ahorro anual del 7% en el 2050. Ver Figura 4.

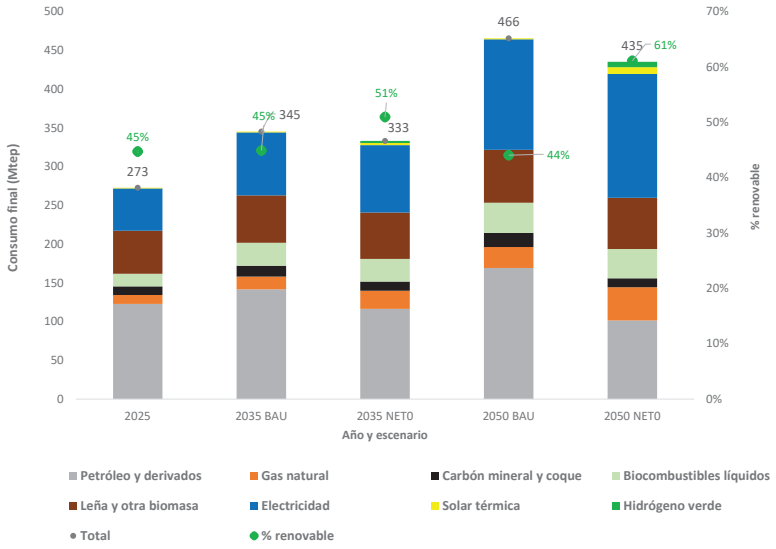
Figura No. 4 Proyección del consumo final total de energía, Brasil, escenario NET0



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario BAU, el índice de renovabilidad del consumo final en Brasil sufre un pequeño decremento durante el período de proyección, debido al incremento en el uso de gas natural y derivados de petróleo, mientras que en el escenario NET0, debido a la mayor electrificación de los usos finales, al incremento en el consumo de biocombustibles de energía solar térmica y de hidrógeno verde, este indicador gana 6 puntos porcentuales hasta el 2035 y 16 puntos porcentuales hasta el 2050, como se puede observar en la Figura 5.

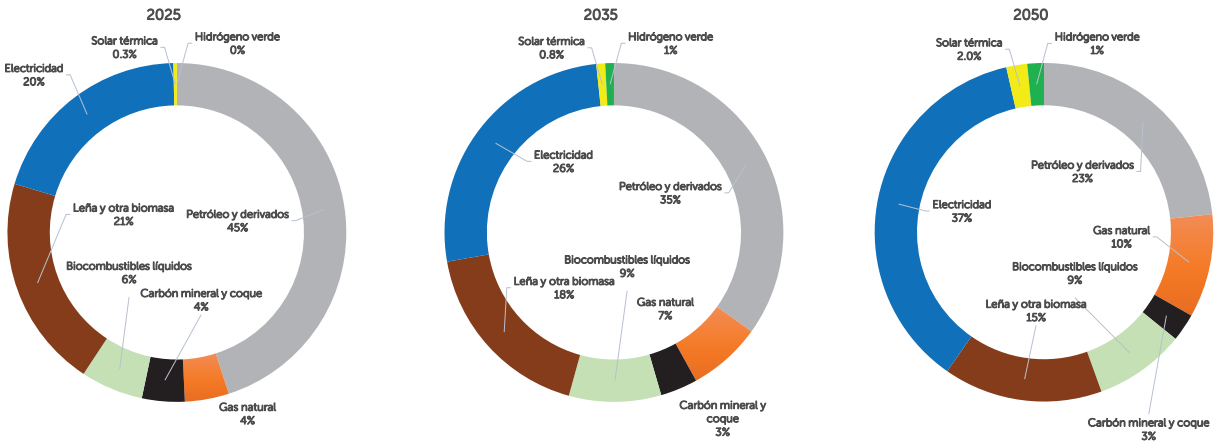
Figura No. 5 Renovabilidad del consumo final de energía, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Bajo las premisas del escenario NET 0, la electricidad pasa de una participación del 20% en el año base al 26% en el 2035 y al 37% en el 2050. A lo largo del período de proyección, los biocombustibles líquidos ganan tres puntos porcentuales y el gas natural seis 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 4% al 3% y los derivados de petróleo bajan del 45% en el año base al 23% en el año 2050. Ver Figura 6.

Figura No. 6 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NET0, Brasil

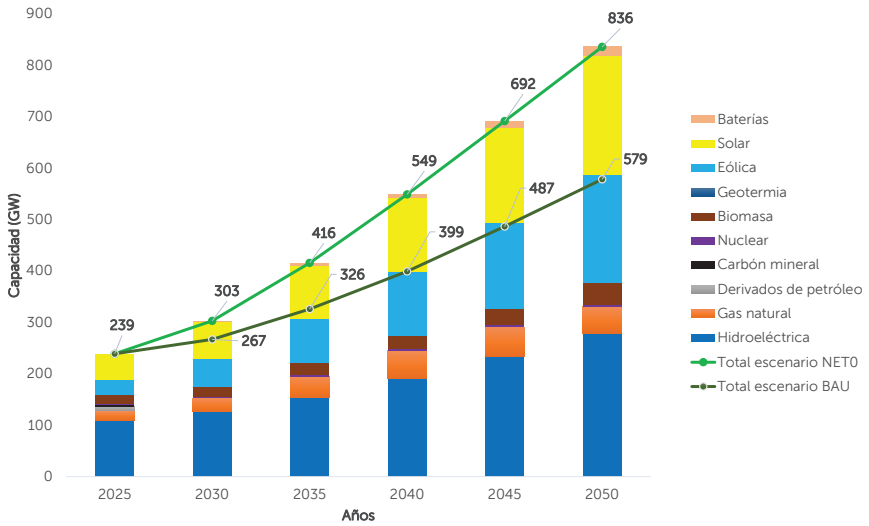


Fuente: Elaboración propia.

3.1.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil

La mayor penetración de electricidad en los sectores de consumo final, incluido el transporte, los requerimientos de energía para la producción de hidrógeno verde y la demanda de energía proyectada para los data centers, hacen necesaria una mayor capacidad de generación eléctrica en el escenario NET0, que en el escenario BAU, que para el año 2050, resulta un 44% mayor a la proyectada en el escenario de referencia. Ver figura 7.

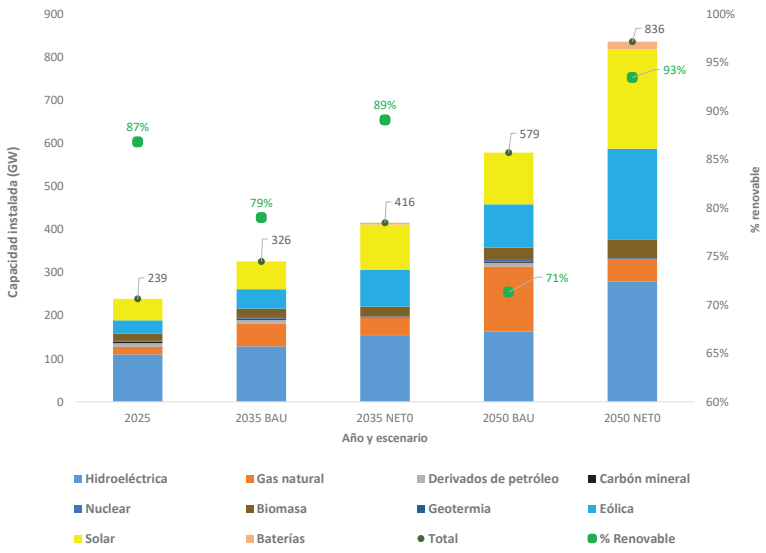
Figura No. 7 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 8, el porcentaje de capacidad de generación con fuentes renovables, sufre una disminución en el escenario BAU, debido al importante incremento de las centrales a gas natural, pasando del 87% en el año base al 79% en el año 2035 y al 71% en el año 2050, mientras en el escenario NET0, debido a la expansión más acelerada del parque generador con energía eólica y energía solar respaldado en parte con bancos de baterías, este porcentaje gana dos puntos porcentuales al 2035 y 6 puntos porcentuales al 2050.

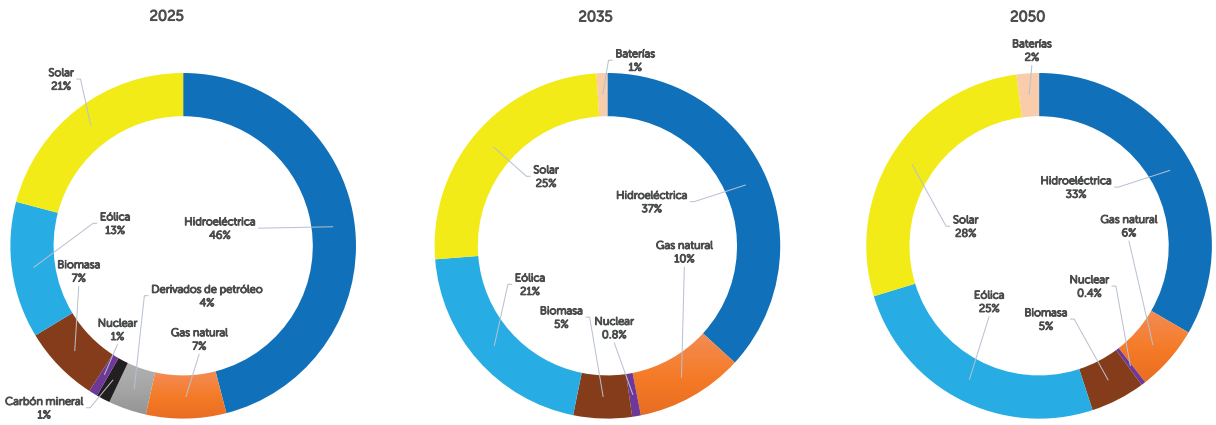
Figura No. 8 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la estructura del parque generador de electricidad en Brasil, en el escenario NET0, se destaca el incremento de participación de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, las cuales pasan de participar en conjunto con 34% en el año base, al 46% en el 2035 y al 53%, en el 2050. También se observa que hasta el 2035, la participación de las centrales a gas natural se incrementa en tres puntos porcentuales, respecto al año base, sin embargo, en el 2050 esta participación disminuye, al ser desplazadas estas centrales térmicas por eólicas y fotovoltaicas. En cuanto a las centrales a carbón mineral y derivados de petróleo, estas estarían desapareciendo del parque generador en 2035. Por otra parte, los bancos de baterías, llegarían a representar al 2050 el 2% de la capacidad instalada total de Brasil. Ver Figura 9.

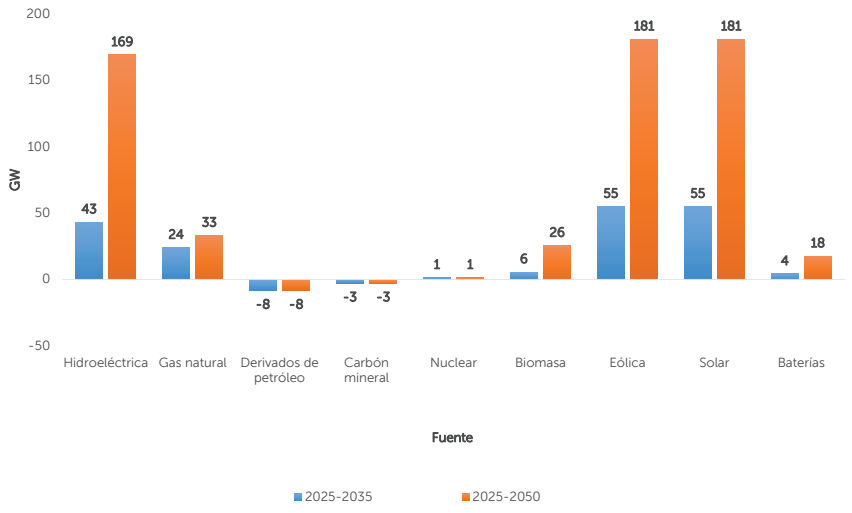
Figura No. 9 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

La capacidad adicional instalada en Brasil durante el período de proyección en el escenario NET0, como se observa en la Figura 10, está principalmente constituida por solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica y en menor medida por gas natural, destacándose también la presencia de bancos de baterías, cuya función es incrementar el factor de planta de las centrales con recursos intermitentes. 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 238,882 millones de dólares al 2035 y de 828,330 millones de dólares al 2050.

Figura No. 10 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, Brasil

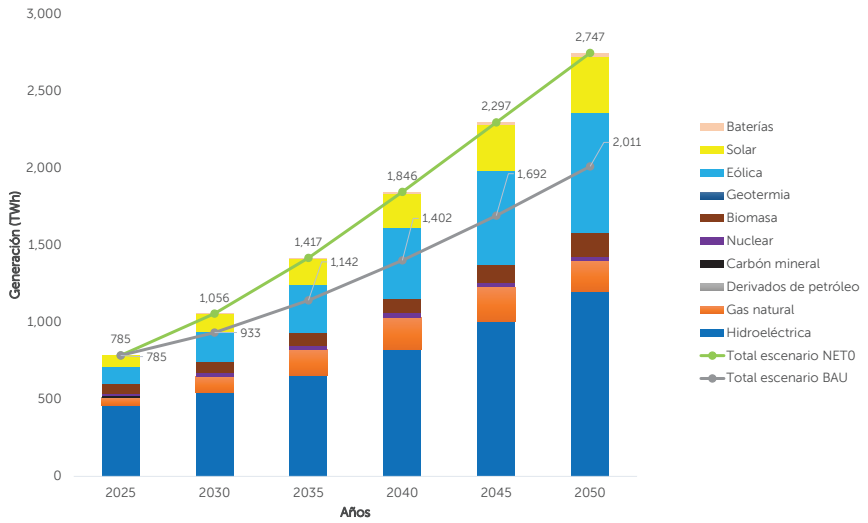


Fuente: Elaboración propia.

3.1.3 Proyección de la generación eléctrica

Al igual que la capacidad instalada, la generación de electricidad en el escenario NET0, 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 NET0 resulta 37% superior a la proyectada en el escenario BAU para el mismo año, como se observa en la Figura 11.

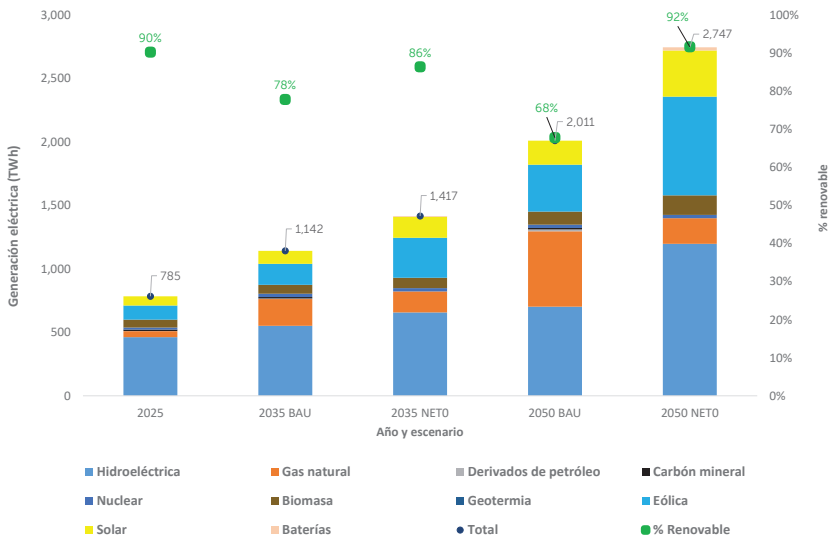
Figura No. 11 Proyección de la generación eléctrica, escenario NET0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario BAU, el índice de renovabilidad de la generación eléctrica disminuye debido al incremento de centrales a gas natural, pasando del 90% en 2025 al 78% en 2035 y al 68% en 2050, mientras que en el escenario NET0, este indicador, aunque sufre un pequeño retroceso al 2035, se recupera al 2050 alcanzando el 92%. Esto se es debido al incremento acelerado de la participación de fuentes renovables, como la hidroenergía, la energía eólica, la energía solar fotovoltaica y la bioenergía, las cuales desplazan al gas natural en los últimos años del período de proyección. Ver Figura 12.

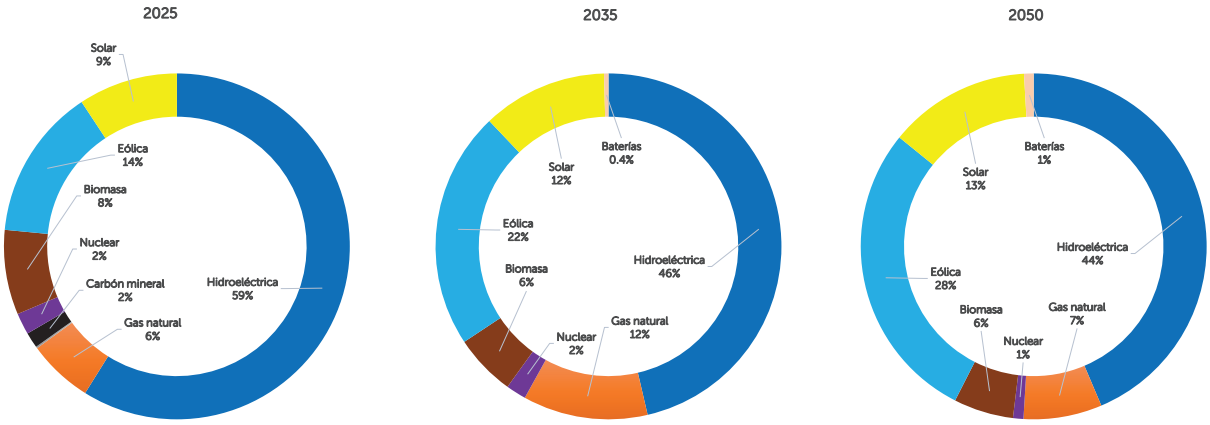
Figura No. 12 Renovabilidad de la matriz de generación eléctrica, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Estructuralmente la matriz de generación eléctrica de Brasil en el escenario NET0, 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 14% y 9% respectivamente, de la generación eléctrica total en el año base, a participaciones del 22% y 12% respectivamente en el año 2035 y del 28% y 13% 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 2035, disminuyendo luego para el año 2050. 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 NET0, Brasil



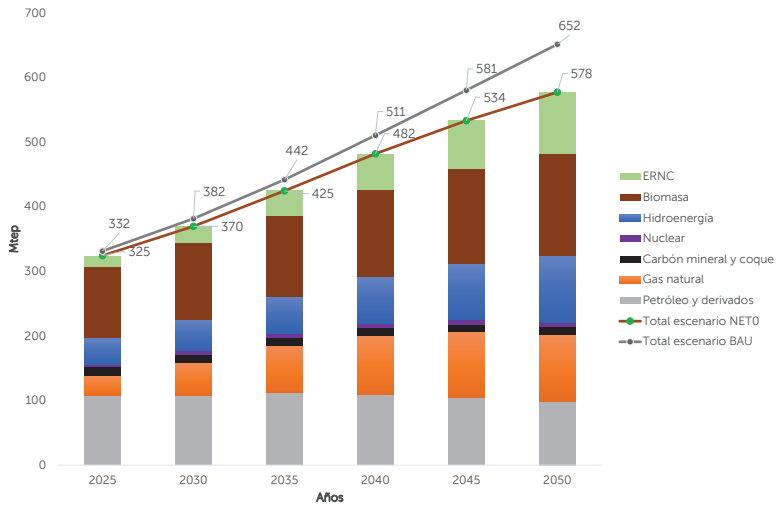
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, 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 NET0 se consigue un ahorro de energía ofertada durante todo el período de proyección, el cual, en el año 2050, representa el 11% del valor proyectado en el escenario BAU, para este mismo año.

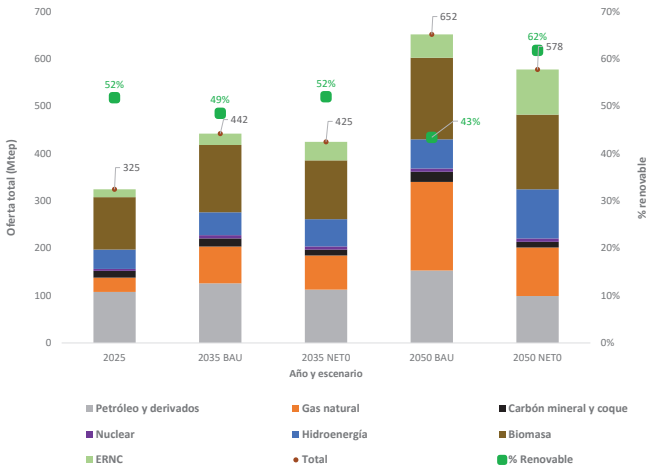
Figura No. 14 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la oferta total de energía, sufre un decremento en el escenario BAU, debido a la alta penetración de gas natural, pasando del 52% en el año base al 49% en el 2035 y a 43% en 2050, mientras que en el escenario NET0, gracias al aporte de las fuentes de energía renovable tanto en la generación eléctrica como en el consumo final de energía este índice mantiene su valor al 2035 y mejora hasta alcanzar el 62% en el año 2050. Ver Figura 15.

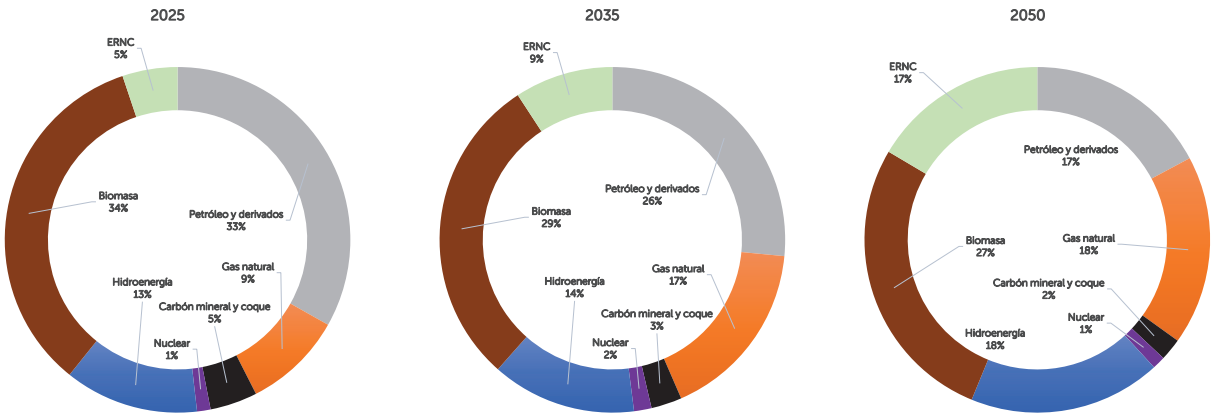
Figura No. 15 Renovabilidad de la matriz de oferta total de energía, Brasil



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 NET0, 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 9% de participación en el año base al 17% en el año 2035 y al 17% en el 2050. Ver Figura 16.

Figura No. 16. Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET0, Brasil



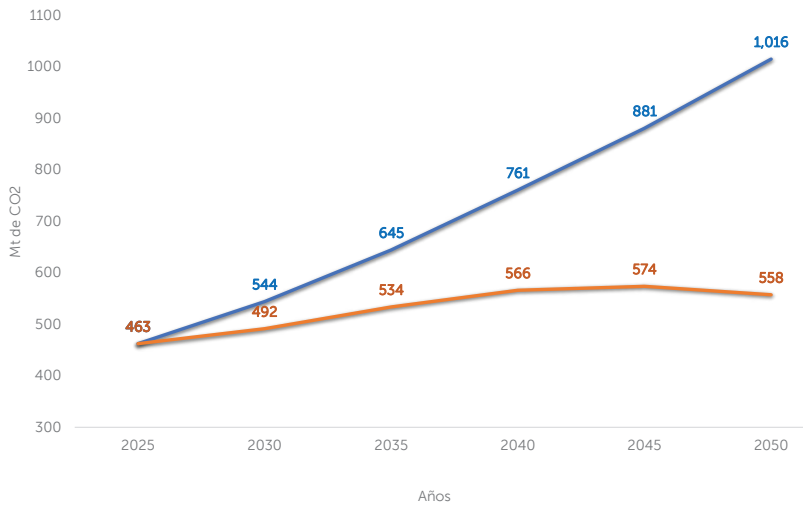
Fuente: Elaboración propia.

3.1.5 Proyección de las emisiones de CO_2 , 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 CO_2 siguen una trayectoria ascendente en ambos escenarios

durante los 20 primeros años del período de proyección, aunque las asociadas al escenario NET0 son significativamente menores a las del escenario BAU. Sin embargo, mientras que en el escenario BAU, las emisiones de CO_2 siguen incrementándose luego del año 2045, en el escenario NET0 se produce una inflexión en este año y comienzan a disminuir, llegando al 2050 con un valor 45% menor al proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 17.

Figura No. 17 Proyección de las emisiones de CO_2, Brasil



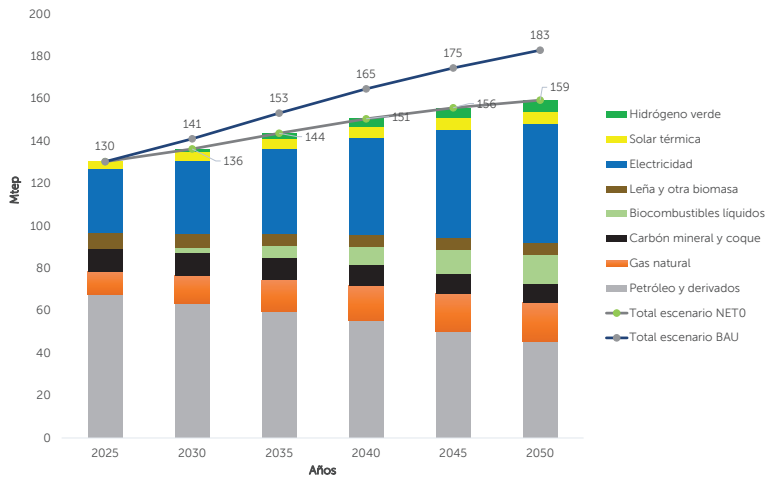
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, se caracteriza por la reducción en el consumo de derivados de petróleo y carbón mineral, 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 13% respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 18.

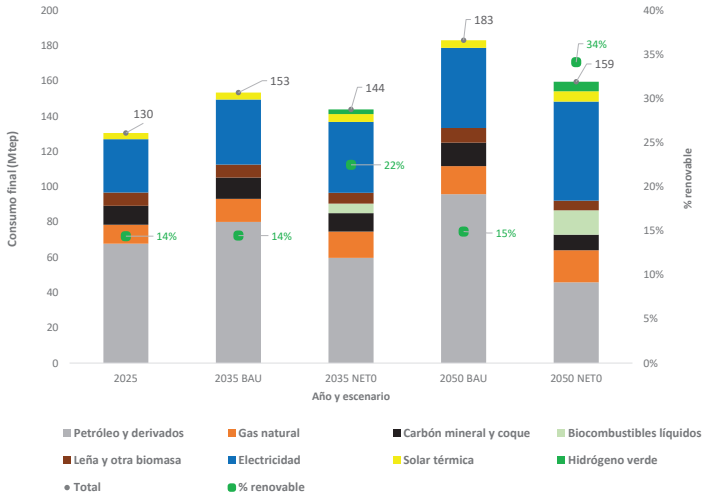
Figura No. 18 Proyección del consumo final de energía, escenario NET0, México



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 14%, manteniendo este valor en el escenario BAU hasta el 2035 y mejorando en un punto porcentual al 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 NET0 mejora llegando al 22% en el 2035 y al 34% en el 2050. Ver Figura 19.

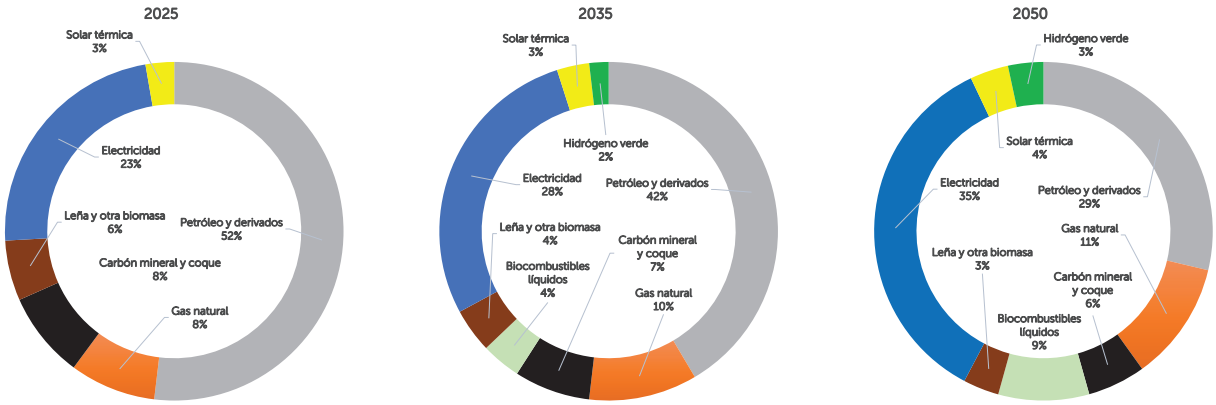
Figura No. 19. Renovabilidad del consumo final de energía, México



Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 20, bajo las premisas del escenario NET0, la electricidad, los biocombustibles modernos, 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. En el período de proyección, la electricidad gana 12 puntos porcentuales de participación mientras que el gas natural cuya participación crece en la primera década de dicho período, es luego desplazado por electricidad y fuentes renovables.

Figura No. 20 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET0, México



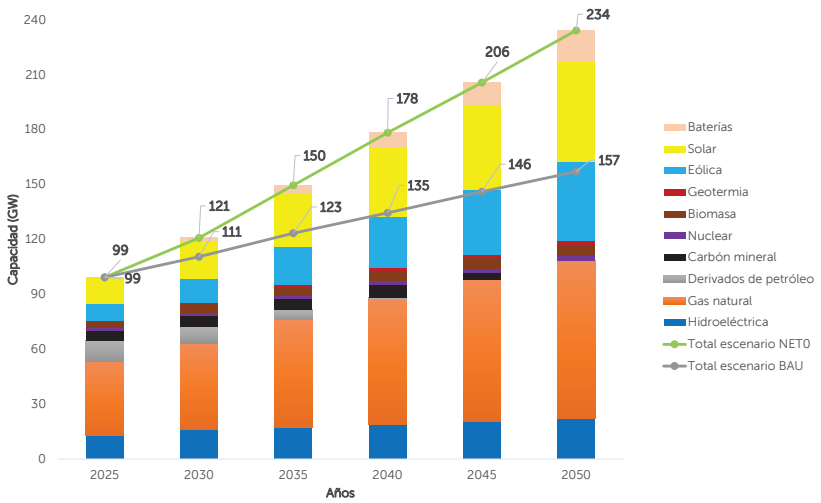
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0. Sin embargo, en el escenario NET0 es mucho más relevante la expansión de capacidad de generación con fuentes de energía renovable no convencionales como la eólica y la solar fotovoltaica, respaldadas parcialmente por bancos de baterías.

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 NET0 en el año 2050, resulta 49% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 21.

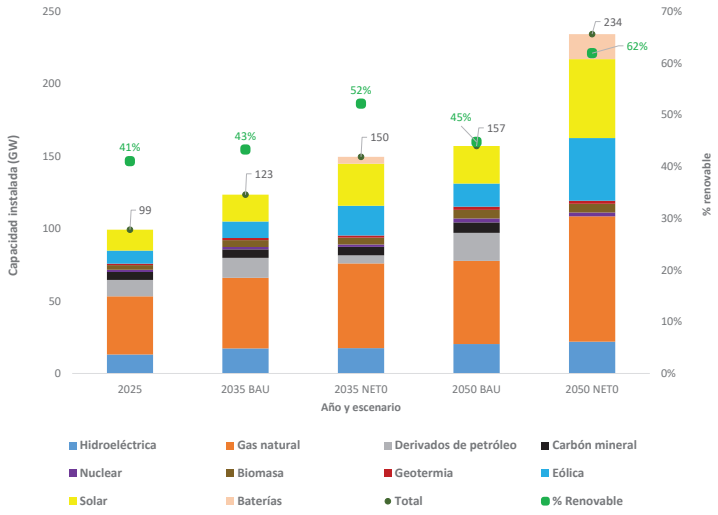
Figura No. 21. Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, México



Fuente: Elaboración propia.

El Índice de renovabilidad del parque generador mexicano en el año base, es relativamente bajo (41%) 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 43% en el año 2035 y el 45% en el 2050. Esta mejora se hace mucho más evidente en el escenario NET0, donde se alcanza hasta un 52% en el 2035 y 62% en el 2050. Ver Figura 22.

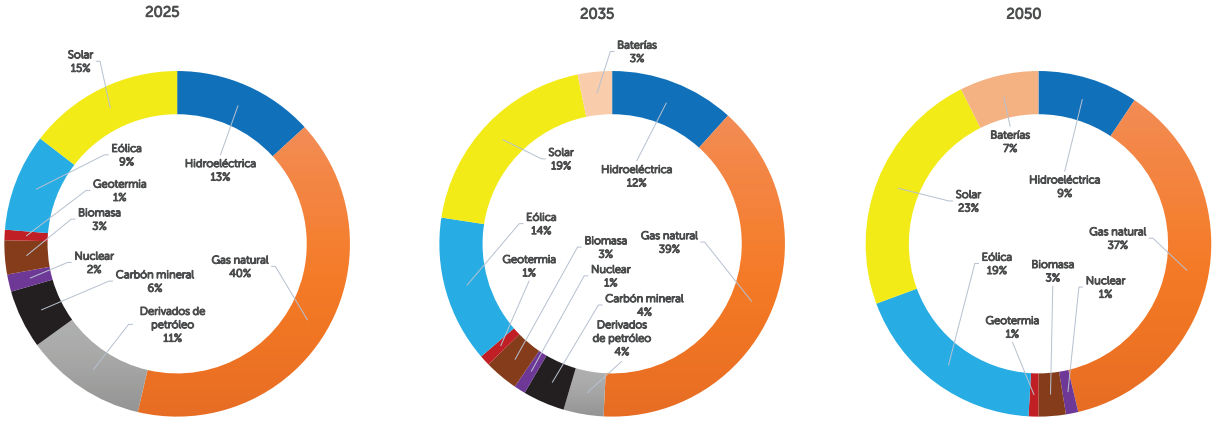
Figura No. 22 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, México



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.

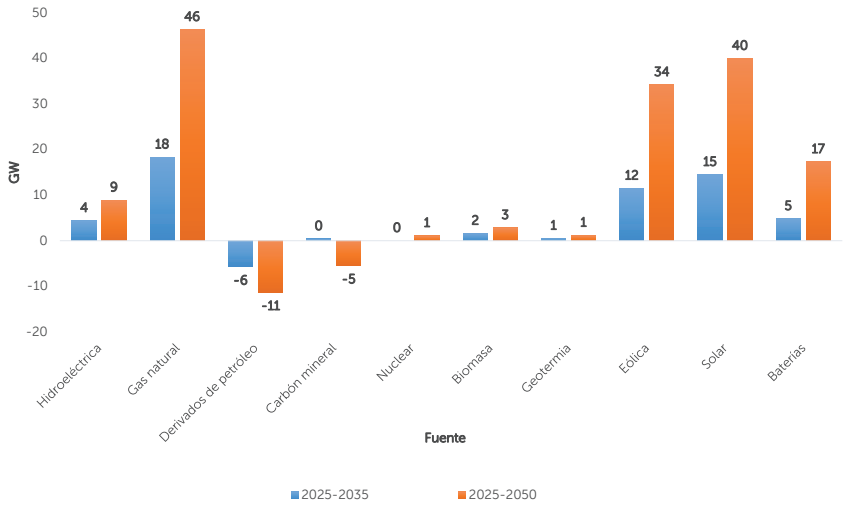
Figura No. 23 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, México



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 a gas natural, las solares fotovoltaicas, las eólicas y los 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 58,614 millones de dólares al 2035 y en 154,859 millones de dólares al 2050.

Figura No. 24 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, México



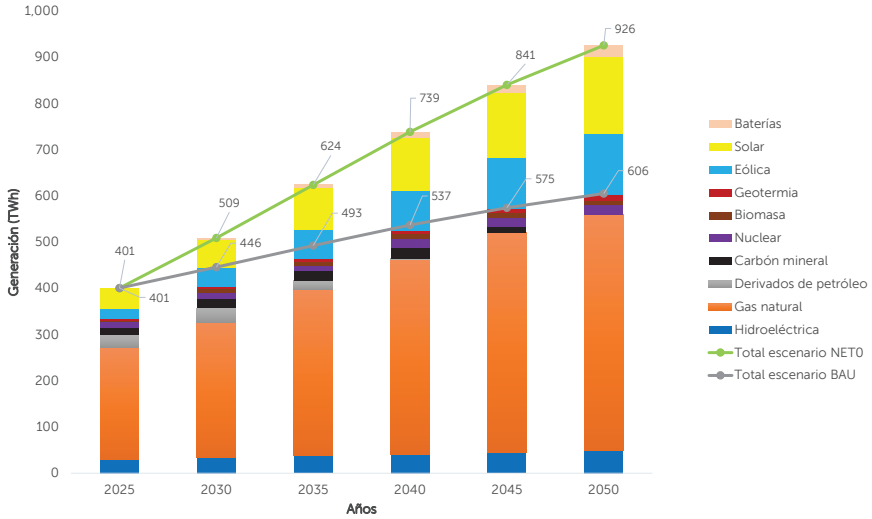
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, 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 NET0, resulta ser al año 2050 un 53% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año.

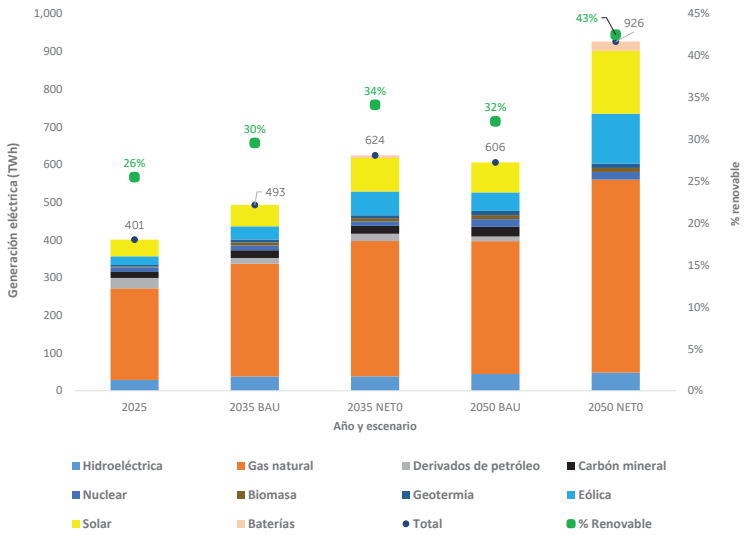
Figura No. 25 Proyección de la generación eléctrica, México



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 26% en el año base al 30% en el año 2035 y al 32% en el 2050, sin embargo, bajo las premisas del escenario NET0, gracias a una mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales este indicador alcanza el 34% en el 2035 y 43% en el 2050. Ver Figura 26.

Figura No. 26 Renovabilidad de la generación eléctrica, México

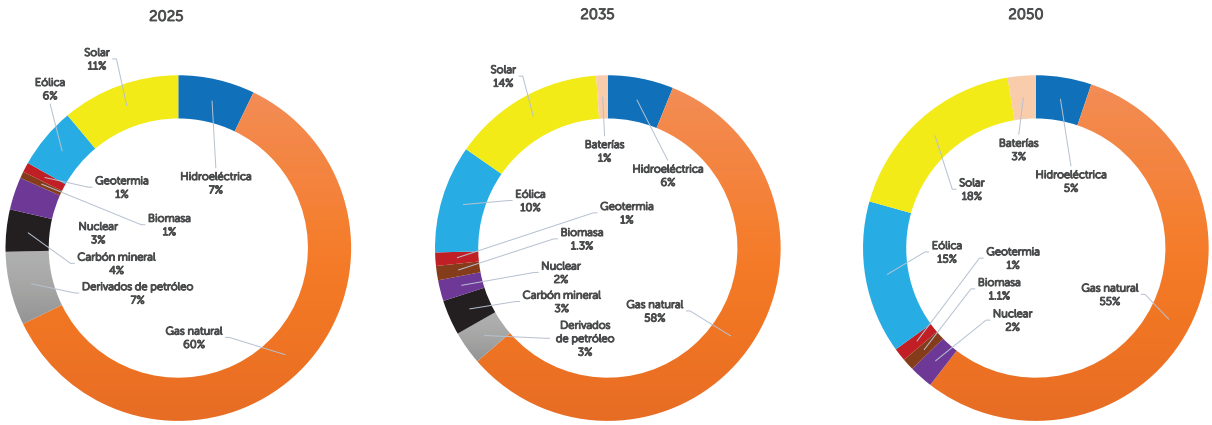


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la evolución estructural de la matriz de generación eléctrica de México, en el escenario NET0, las energías eólica y solar, luego de participar con el 6% y el 11% respectivamente de dicha

matriz en el año base, pasan en conjunto a representar 24% en el 2035 y 33% en el año 2050. El gas natural, aunque disminuye su participación porcentual en dicha matriz, se mantiene como la fuente predominante durante todo el período de proyección, con participaciones superiores al 50%. Ver Figura 27.

Figura No. 27 Estructura de la generación eléctrica, escenario NET0, México

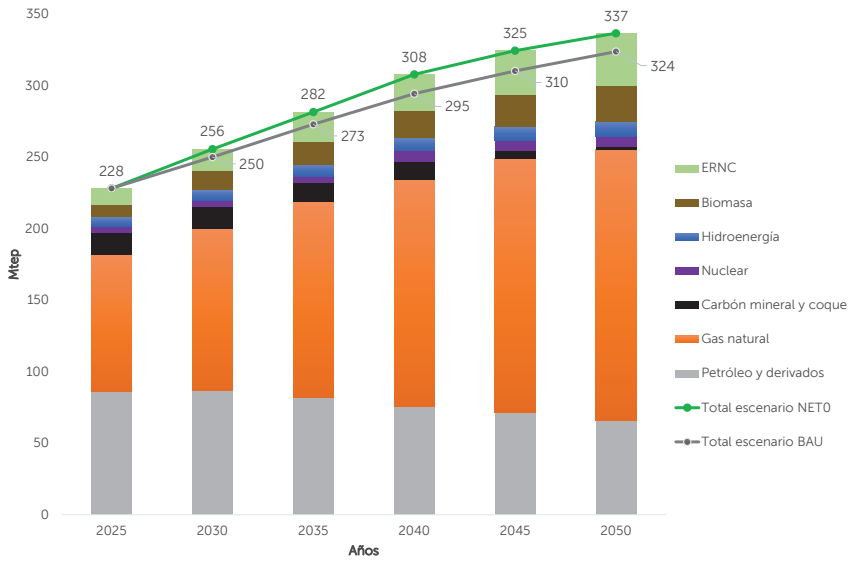


Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Proyección de la oferta total de energía, México

La oferta total de energía por fuente en México en valores acumulados, no tiene diferencias muy importantes entre los dos escenarios analizados durante el período de proyección, aunque en este caso la oferta total de energía en el escenario BAU resulta inferior a la del escenario NET0 durante todo el período de proyección, debido principalmente a la alta demanda de energía de los data centers considerada en el escenario NET0. Es así que al año 2050, se oferta en el escenario NET0 un 4% más que en el escenario BAU. Ver Figura 28.

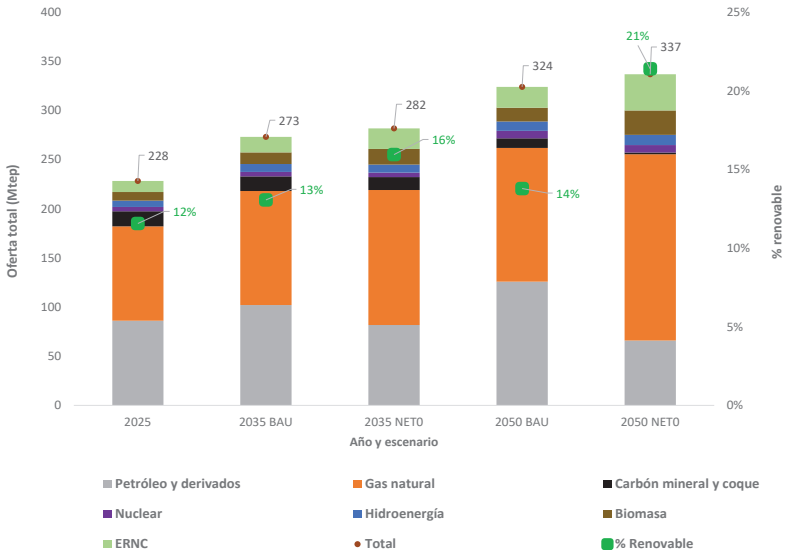
Figura No. 28 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, México



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario BAU, el índice de renovabilidad de la oferta total en México mejora del 12% en el año base al 13% en el año 2035 y al 14% en el año 2050, mientras que en el escenario NET0 este indicador alcanza el 16% en el 2035 y el 21% en el año 2050, debido a la penetración más acelerada de fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) tanto en el consumo final de energía, como en la generación eléctrica. Ver Figura 29.

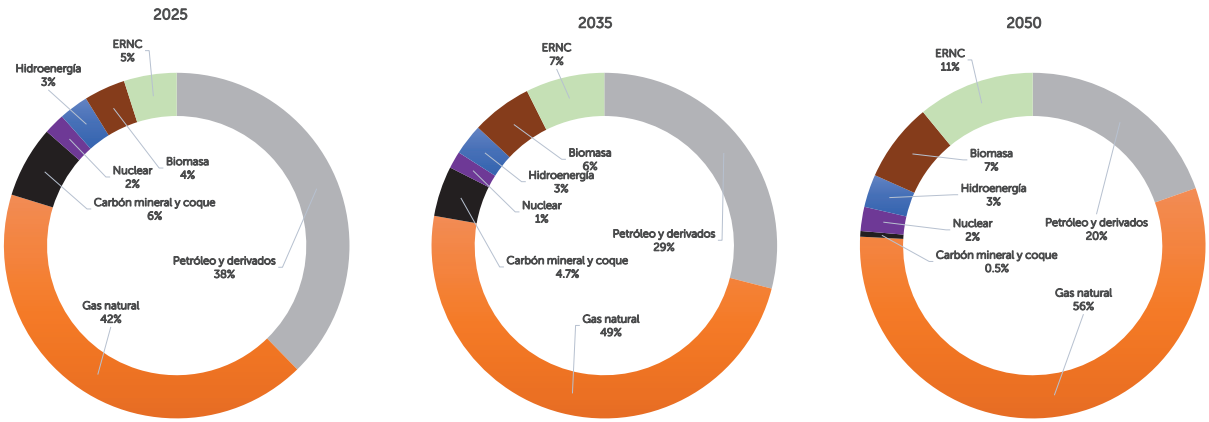
Figura No. 29 Renovabilidad de la oferta total de energía, México



Fuente: Elaboración propia.

La participación del gas natural en la matriz de oferta total de energía en México, en el escenario NET0, se incrementa a lo largo del período de proyección, pasando del 42% en el año base al 49% en el 2035 y al 56% en el 2050. Las fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) pasan de representar solamente el 5% de la matriz en el año base a participaciones del 7% en el 2035 y del 11% en el 2050. En contrapartida, el petróleo y sus derivados pierden 18 puntos porcentuales de participación durante todo el período de proyección. Ver Figura 30.

Figura No. 30 Estructura de la oferta total de energía, escenario NET0, México

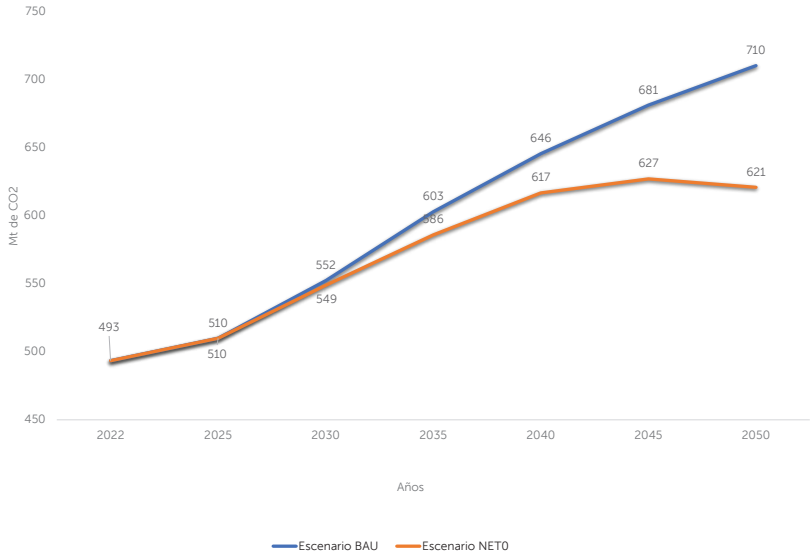


Fuente: Elaboración propia.

3.2.5 Proyección de las emisiones de CO_2, México

Las emisiones totales de CO_2 del sector energético en México, proyectadas para el escenario NET0 se mantienen por debajo de las correspondientes al escenario BAU, durante todo el período de proyección y presentan incremento en ambos escenarios hasta el año 2045, a partir del cual, mientras en el escenario BAU siguen en ascenso, en el escenario NET0 se produce una inflexión y disminuyen hasta el final del período de proyección, de forma que al 2050, las emisiones de CO_2 en el escenario NET0 son 13% menores a las proyectadas en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 31.

Figura No. 31 Proyección de las emisiones de CO_2, México



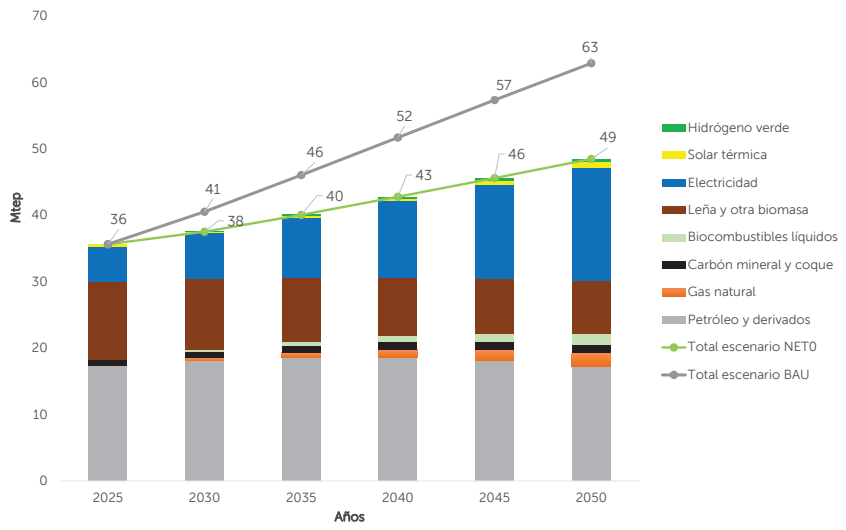
Fuente: Elaboración propia.

3.3 América Central

3.3.1 Proyección del consumo final de energía, América Central

En el escenario BAU, el consumo final total de energía en América Central, crecería en un 75% durante 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 NET0, se produce un ahorro neto en el consumo final de energía, el cual, en el año 2050 es el 22% del valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 32.

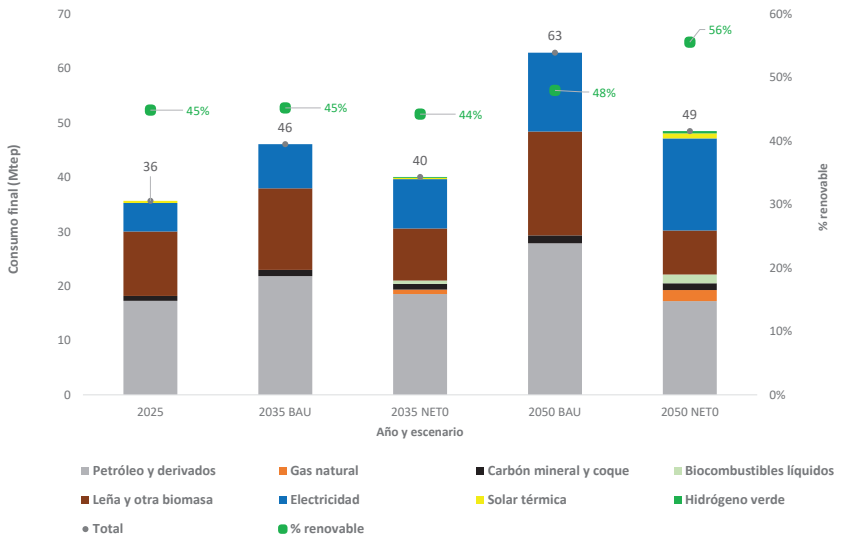
Figura No. 32. Proyección del consumo final de energía, escenario NET0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de consumo final en América Central presenta un leve decrecimiento en ambos escenarios analizados hasta el año 2035, debido a la disminución en el consumo de leña y al incremento en el consumo de derivados de petróleo y gas natural, sin embargo a partir de ese año se genera un crecimiento del indicador pasando del 45% en el año base al 48% en el 2050 en el escenario BAU y al 56% en el mismo año en el escenario NET0. Esta mejora se debe en gran parte al incremento del componente renovable de la electricidad. Ver Figura 33.

Figura No. 33 Renovabilidad del consumo final de energía, América Central

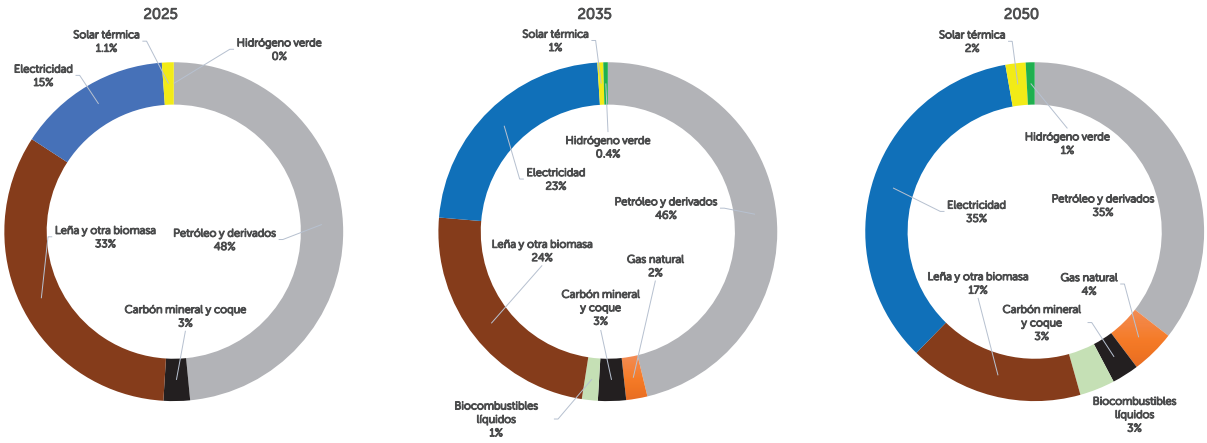


Fuente: Elaboración propia.

Bajo las premisas del escenario NET0, la participación de la electricidad en la matriz de consumo final de energía de América Central, mejora pasando del 15% en el año base al 23% en el 2035 y al

35% en el 2050, 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 NET0, América Central

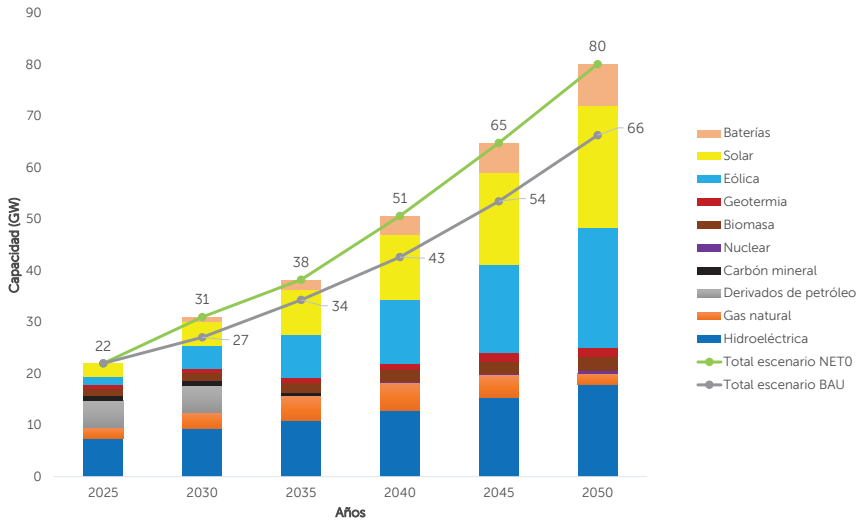


Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, 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 NET0 es un 21% superior a la proyectada en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 35.

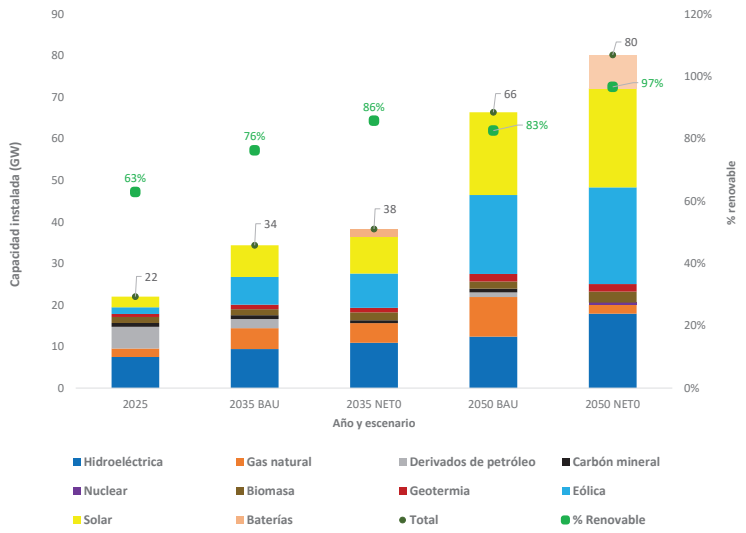
Figura No. 35 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central



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 63% en el año base al 76% en el 2035 y al 83% en el 2050, mientras que en el escenario NET0, llega al 86% en el 2035 y al 97% al 2050. Ver Figura 36.

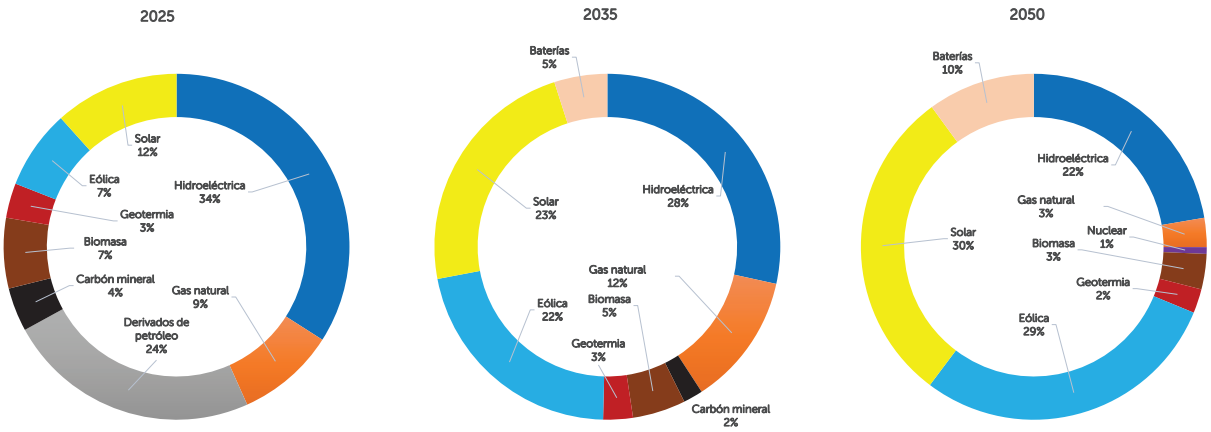
Figura No. 36 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central



Fuente: Elaboración propia.

En la proyección de la estructura del parque generador centroamericano para el escenario NET0 se destaca el importante incremento de las centrales eólicas y fotovoltaicas cuya participación en conjunto pasa del 19% en el año base al 45% en el 2035 y al 59% en el 2050, permitiendo retirar centrales térmicas a combustibles fósiles. También es importante observar que al 2050, la subregión contaría con participaciones del 1% de pequeños reactores nucleares modulares y 10% de bancos de baterías. Ver Figura 37.

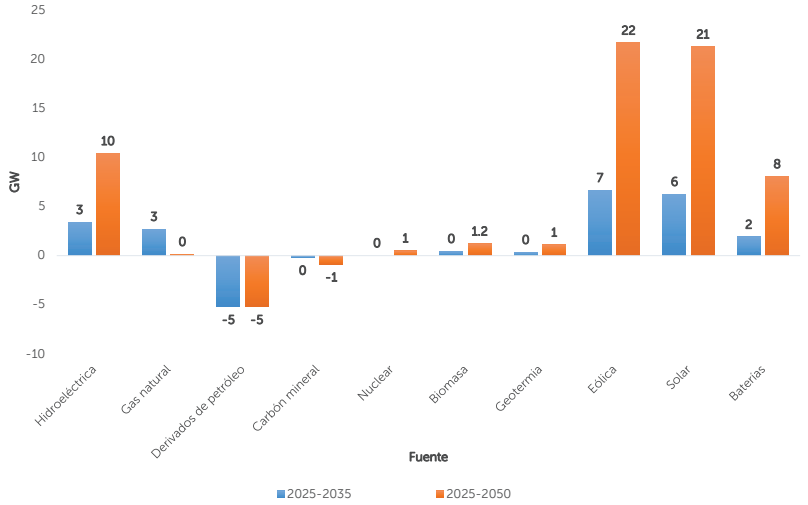
Figura No. 37 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El mayor incremento de capacidad de generación eléctrica en América Central corresponde a las eólicas, solares fotovoltaicas y centrales a gas natural, incluyéndose también la implementación de bancos de baterías y pequeños reactores nucleares modulares (SRM). Se estima necesaria para esta expansión del parque generador una inversión de 25,857 millones de dólares al 2035 y en 78,752 millones de dólares al 2050. Ver Figura 38.

Figura No. 38 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, América Central

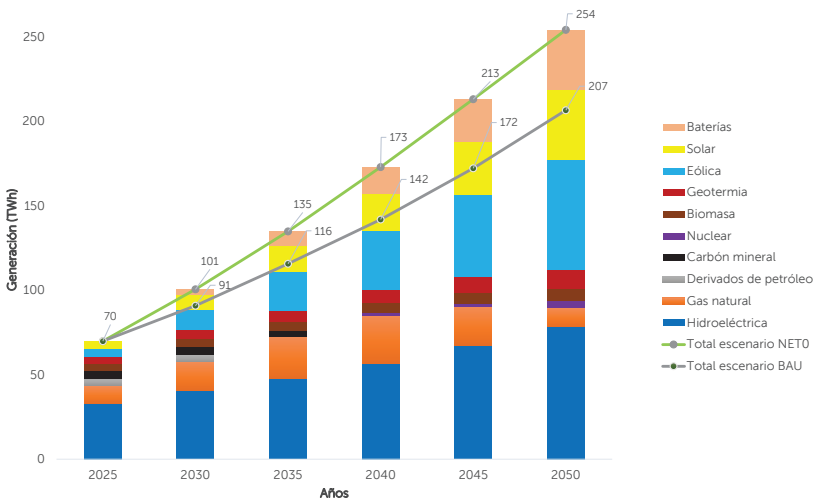


Fuente: Elaboración propia.

3.3.3 Proyección de la generación eléctrica, América Central

En la matriz de generación eléctrica de América Central, al igual que en la de capacidad instalada, predomina durante el período de proyección, con el escenario NET0, el incremento de generación con centrales eólicas, solares fotovoltaicas e hidráulicas y el aporte de los bancos de baterías, aunque es también importante observar que las centrales a gas natural incrementan su generación hasta el año 2040, luego del cual su producción de energía disminuye. Cabe resaltar también que, a partir de dicho año, los pequeños reactores nucleares modulares comienzan a entregar su energía. Debido a la mayor electrificación de los usos finales de la energía incluido el trasporte, la mayor demanda energética de los data centers y de los requerimientos de la industria del hidrógeno verde, la generación eléctrica en el año 2050, resulta ser 23% superior a la proyectada para ese año en el escenario BAU. Ver Figura 39.

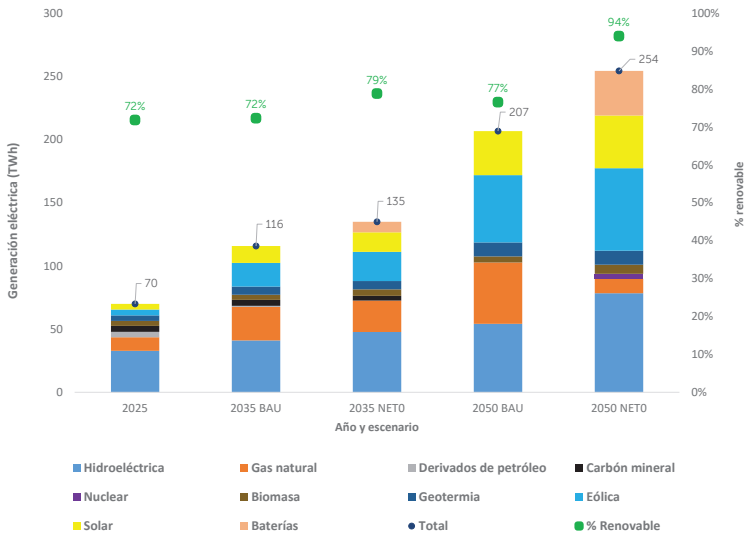
Figura No. 39 Proyección de la generación eléctrica, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de América Central, mejora en los dos escenarios analizados, sin embargo, mientras que en el escenario BAU este indicador pasa del 72% en el año base al 77% en el año 2050, en el escenario NET0 su valor sube al 79% en 2035 y al 94% en el 2050. Ver Figura 40.

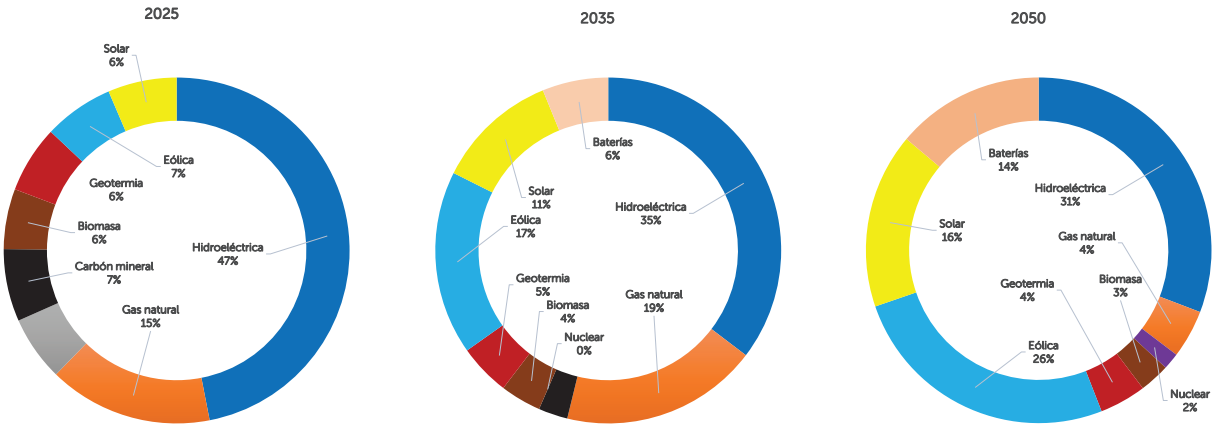
Figura No. 40 Renovabilidad de la generación eléctrica, América Central



Fuente: Elaboración propia.

En la estructura de la matriz de generación eléctrica de América Central, bajo las premisas del escenario NET0, debido al incremento sustancial de la participación de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas con respaldo de bancos de baterías, el aporte de las centrales a derivados de petróleo y las carboeléctricas, desaparecen de la matriz al final del período de proyección, quedando solamente el gas natural como fuente fósil participante. Cabe resaltar que para el año 2050, los pequeños reactores nucleares modulares (SRM), llegan a aportar con un 2% del total de energía generada en ese año. Ver Figura 41.

Figura No. 41. Estructura de la generación eléctrica, escenario NET0, América Central

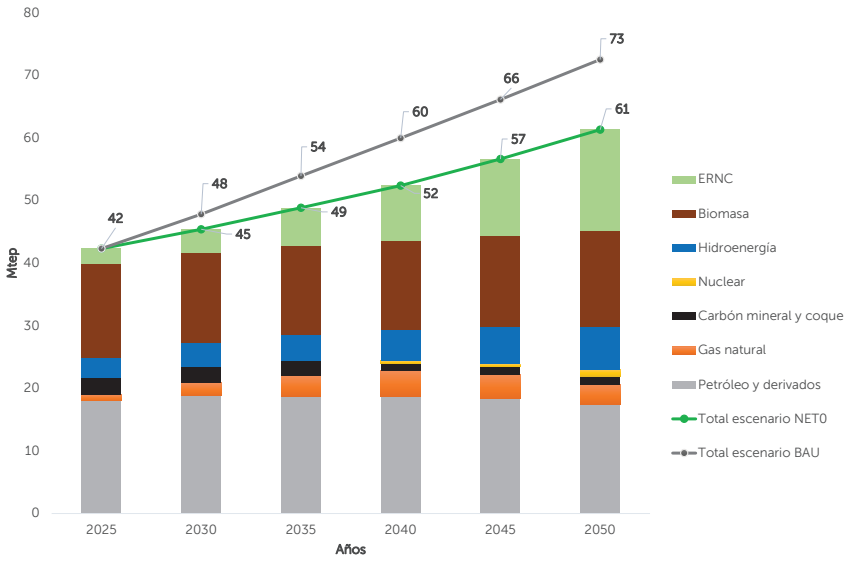


Fuente: Elaboración propia.

3.3.4 Proyección de la oferta total de energía, América Central

En la proyección de la matriz de oferta total de energía de América Central, se evidencia en el escenario NET0, el importante incremento de las energías renovables no convencionales (ERNC), 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 16% respecto al valor proyectado en el escenario BAU. Ver Figura 42.

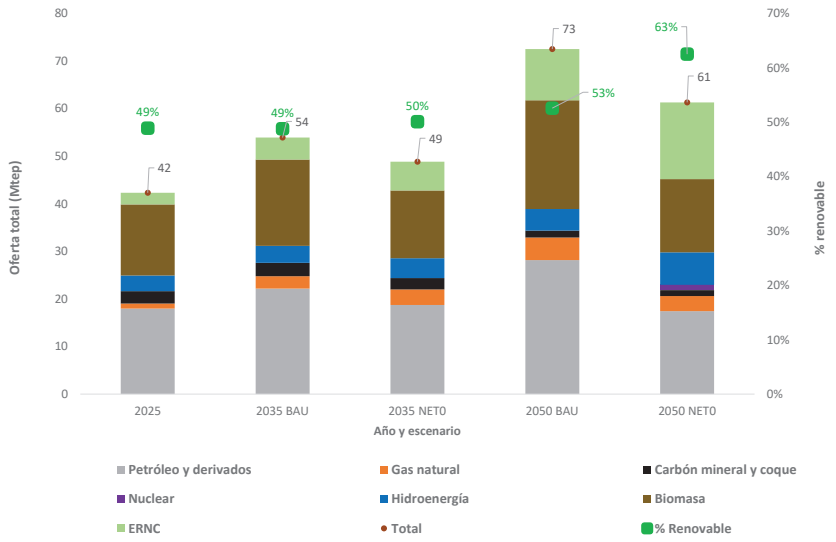
Figura No. 42 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la oferta total de energía en América Central, en el escenario BAU llega al 2035 con el mismo valor del año base (49%), para luego subir hasta el 53% en el año 2050, mientras que en el escenario NET0, alcanza 50% en 2035 y 63% en 2050, gracias a la mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC). Ver Figura 43.

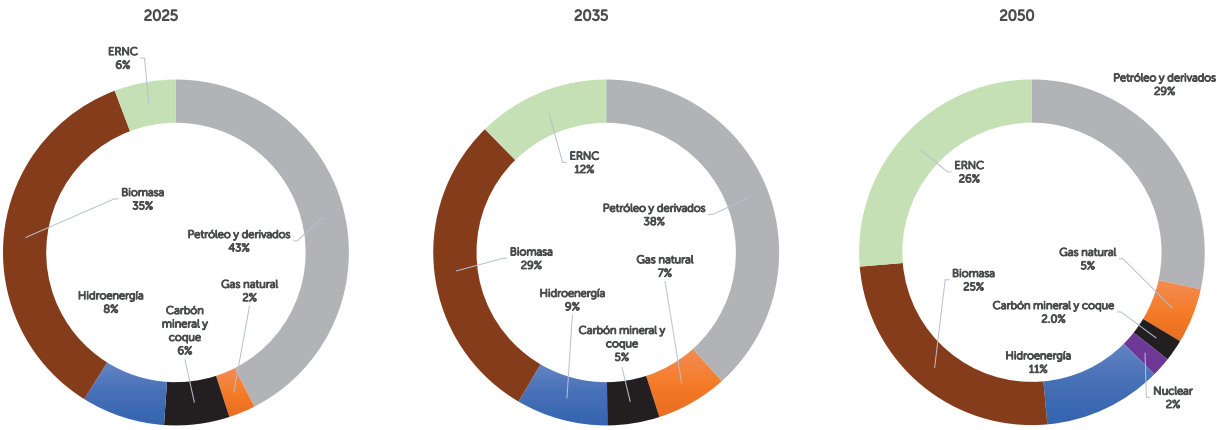
Figura No. 43 Renovabilidad de la oferta total de energía, América Central



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la composición estructural de la matriz de oferta total de energía, en el escenario NET0 se evidencia el incremento en la participación de las fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC), la hidroenergía y del gas natural, a costa de la reducción de la participación del petróleo y sus derivados y el carbón mineral. Cabe resaltar que, para el final del período de proyección, la energía nuclear llega a representar el 2% de la oferta energética total de la subregión. Ver Figura 44.

Figura No. 44 Estructura de la oferta total de energía, escenario NET0, América Central

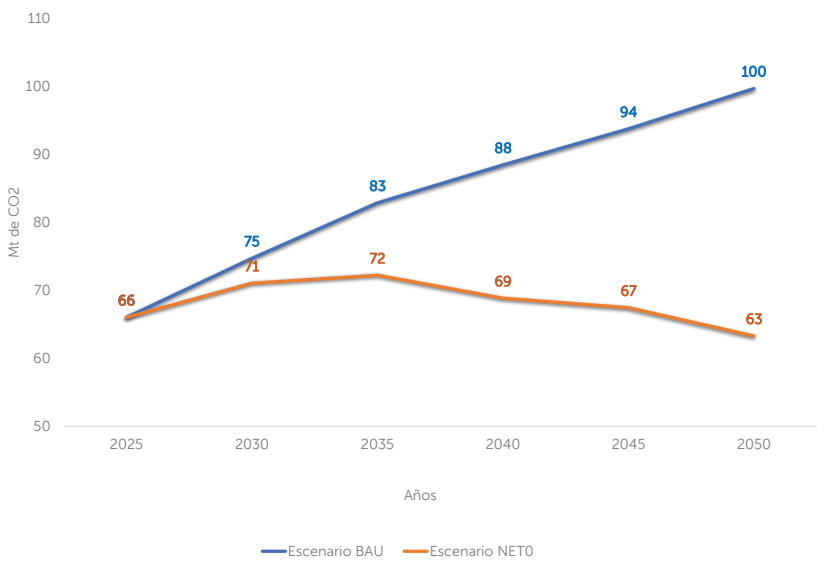


Fuente: Elaboración propia.

3.3.5 Proyección de las emisiones de CO_2, América Central

Las emisiones totales de CO_2 del sector energético de América Central, se incrementan en ambos escenarios hasta el año 2035 y a partir de allí, mientras en el escenario BAU este incremento continúa hasta el final del período de proyección, en el escenario NET0 comienza un descenso llegando al 2050 con un valor 4% menor al correspondiente al año base y 37% menor al proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 45.

Figura No. 45. Proyección de las emisiones de CO_2, América Central



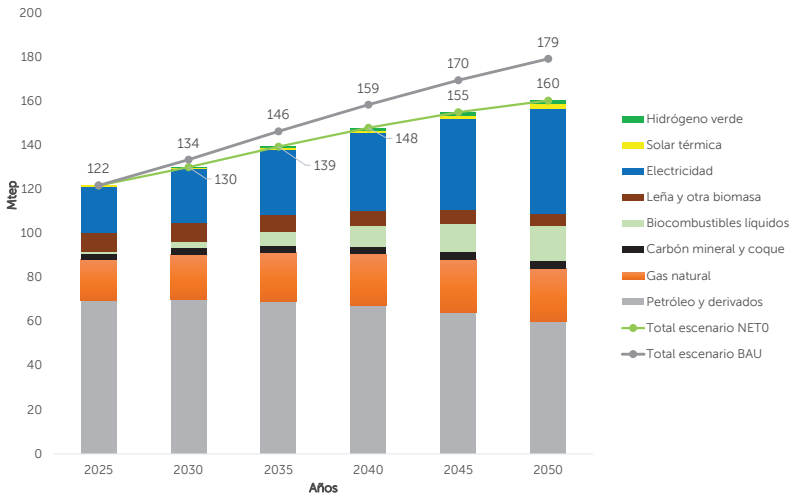
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, 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 11% inferior al proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 46.

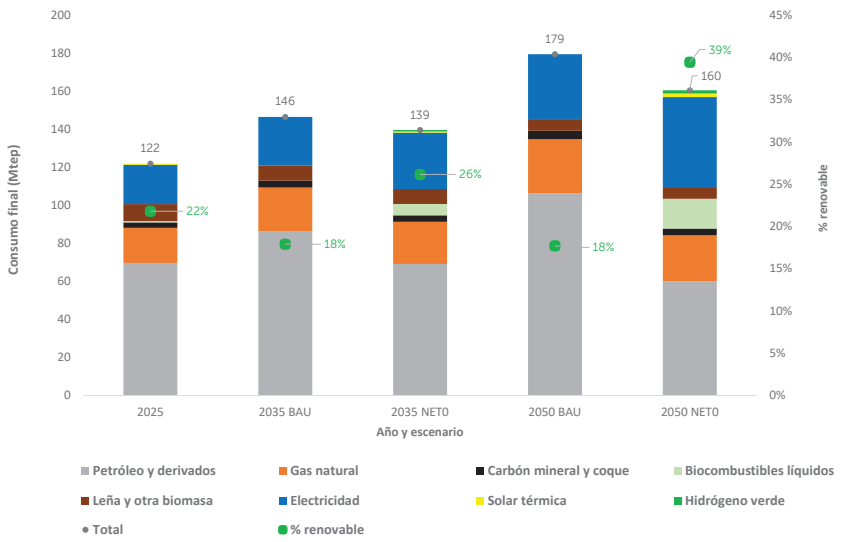
Figura No. 46 Proyección del consumo final de energía, escenario NET0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En la Zona Andina, mientras en el escenario BAU, el índice de renovabilidad del consumo final disminuye durante el período de proyección, debido al incremento en el uso de derivados de petróleo, bajando del 22% en el año base al 18% tanto para el 2035 como para el 2050, mientras que en el escenario NET0 este indicador llega a 26% en el 2035 y a 39% en el 2050, gracias principalmente al incremento en el consumo de electricidad de origen renovable y de biocombustibles líquidos, pero también al aporte de la energía solar térmica y el hidrógeno verde. Ver Figura 47.

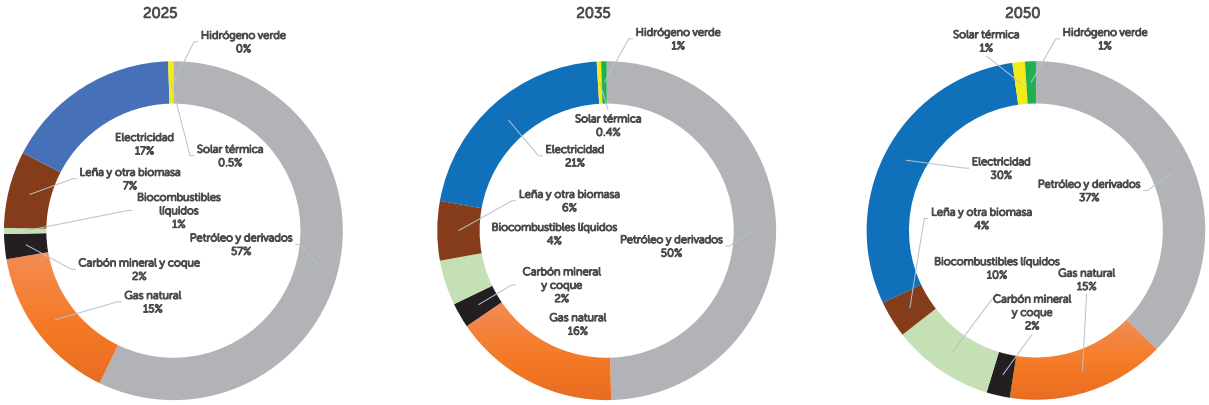
Figura No. 47 Renovabilidad del consumo final de energía, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Desde el punto de vista estructural, en la matriz de consumo final de la Zona Andina, en el escenario NET0, la electricidad, respecto al año base, gana cuatro puntos porcentuales de participación al 2035 y esta participación casi se duplica al año 2050, mientras que los derivados de petróleo pierden 20 puntos porcentuales de participación durante el período de proyección. Al 2050, el gas natural mantiene la participación que tenía en el año base (15%) y la energía solar térmica y el hidrógeno verde llegan a representar cada fuente el 1% de la matriz de consumo final. Ver Figura 48.

Figura No. 48 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NET0, Zona Andina

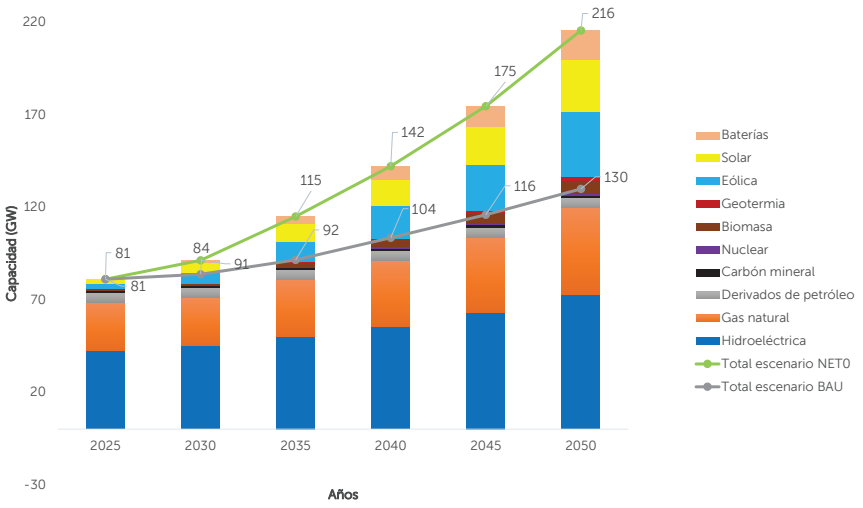


Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina

En el escenario BAU, la capacidad instalada total de generación eléctrica de la Zona Andina se incrementa en 60% durante el período de proyección, mientras que en el escenario NET0, este incremento es del 166%, es decir casi se triplica respecto al año base, debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final especialmente en el sector transporte, en el sector de los data centers y en la industria de producción del hidrógeno verde. De esta forma, al año 2050 la capacidad en el escenario NET0, resulta ser 66% superior a la proyectada en el escenario BAU. Ver Figura 49.

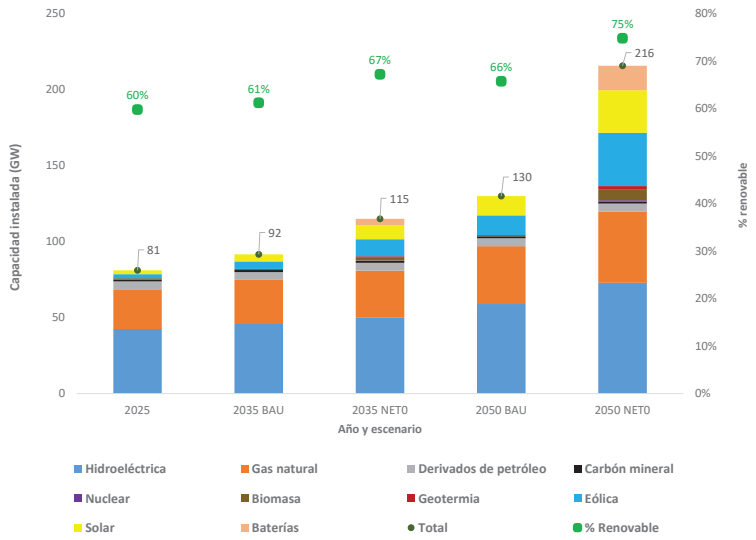
Figura No. 49 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad del parque generador andino, mejora en ambos escenarios, pasando del 60% en el año base, al 61% en el 2035 y al 66% en el 2050, en el escenario BAU, mientras que en el escenario NET0 este indicador alcanza el 67% en el 2035 y 75% en el 2050. Ver Figura 50.

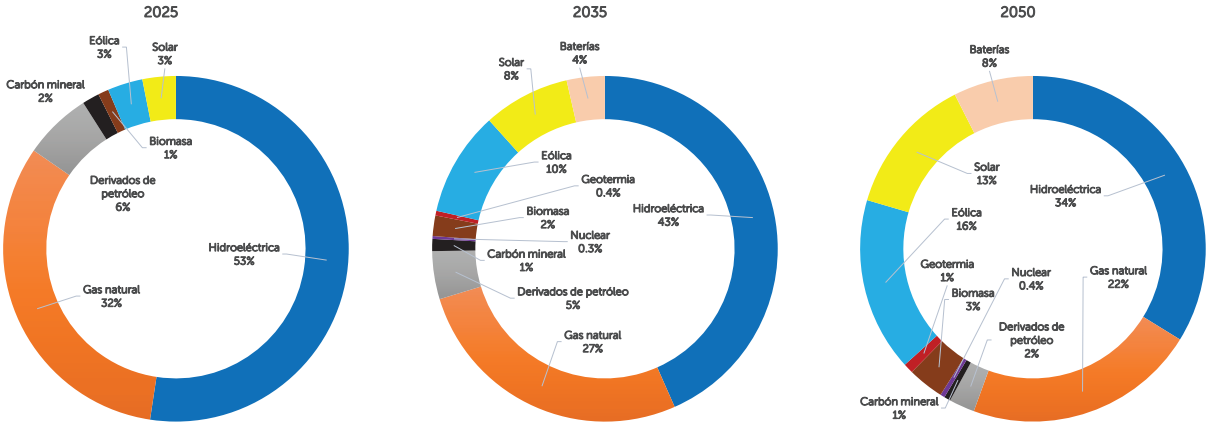
Figura No. 50 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina



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. También vale la pena destacar el aporte de los bancos de baterías cuya capacidad al 2050, representa el 8% de la capacidad instalada total de dicho parque y aunque con una participación muy marginal los pequeños reactores nucleares modulares (SRM) hacen su aparición a partir del año 2035. Ver Figura 51.

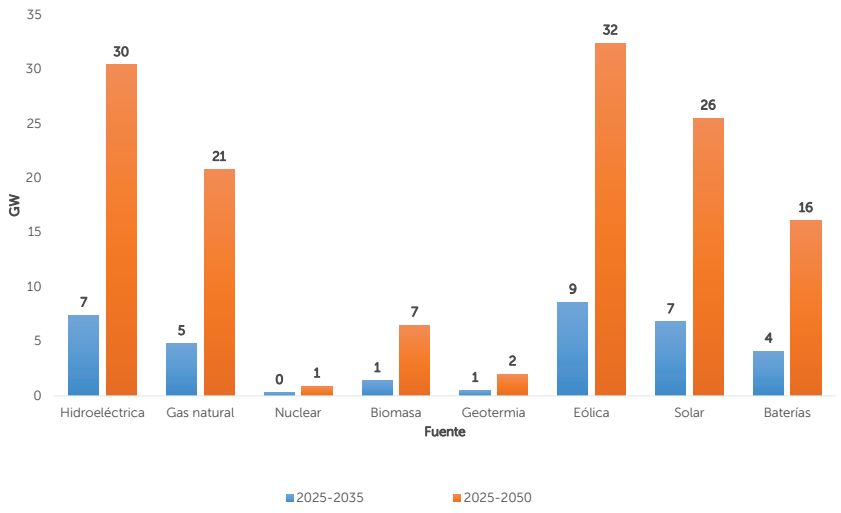
Figura No. 51 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En la expansión del parque de generación eléctrica de la Zona Andina, predomina en orden de magnitud, la instalación de centrales eólicas, hidráulicas, solares fotovoltaicas, térmicas a gas natural y bancos de baterías. También se contempla la instalación de pequeños reactores nucleares modulares (SMR). El monto de inversión para esta expansión, se estima en 45,814 millones de dólares al 2035 y en 184,809 millones de dólares al 2050.

Figura No. 52 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, Zona Andina

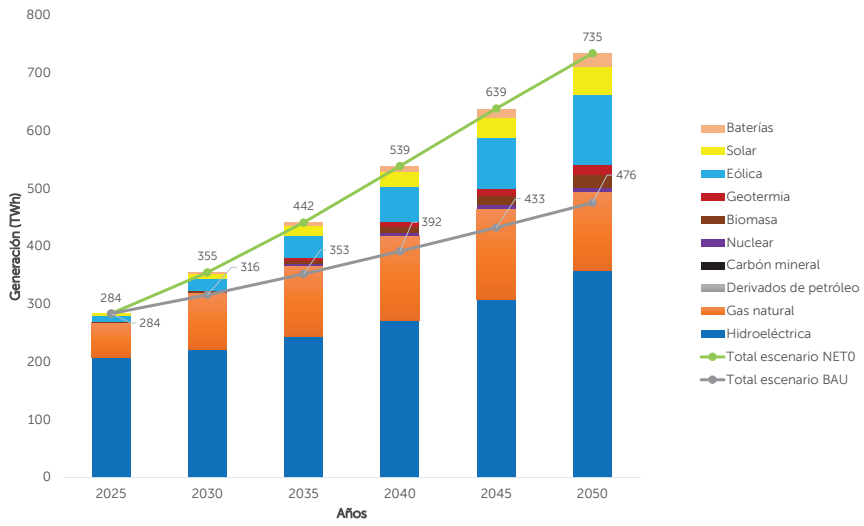


Fuente: Elaboración propia.

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, inicia un pronunciado ascenso en ambos escenarios que se mantiene hasta el final del período de proyección, incrementándose, respecto a su valor en el año base, en 68% en el escenario BAU y en 159% en el escenario NET0, de tal manera que en este segundo escenario, para el año 2050, se tiene una generación 54% superior a la proyectada en el escenario BAU, debido a la mayor electrificación de los usos finales, incluido el transporte, a la demanda importante de energía de los data centers y a los requerimientos energéticos de la industria del hidrógeno verde. Ver Figura 53.

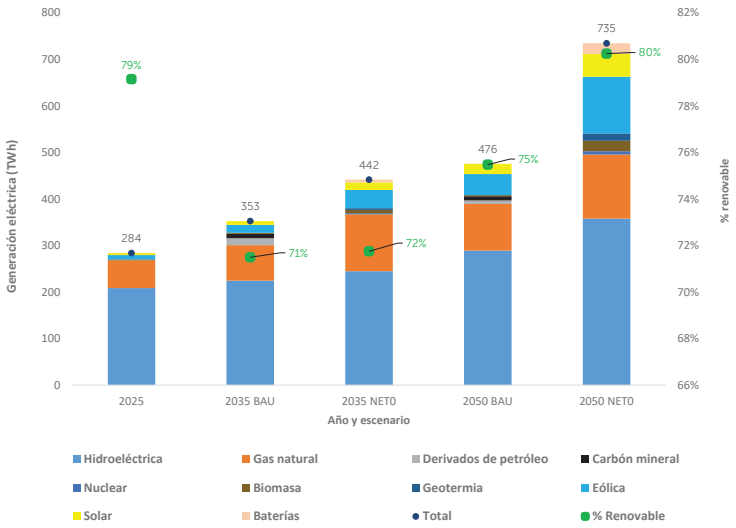
Figura No. 53 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de la Zona Andina, disminuye en el escenario BAU, hasta el año 2035, debido al incremento en la generación con gas natural y aunque mejora para el 2050, no llega a superar el valor correspondiente al año base (79%). En el escenario NET0, aunque se produce un declive del indicador para el año 2035, con respecto a su valor en el año base, luego se recupera llegando al 2050 con un valor de 80%. Ver Figura 54.

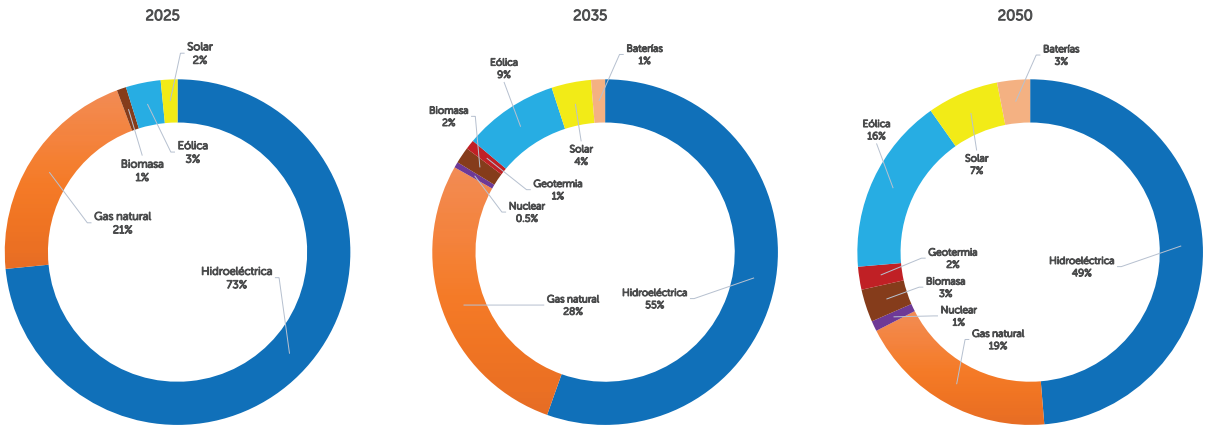
Figura No. 54 Renovabilidad de la generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario NET0, las energías eólica y solar, luego de participar en conjunto con solamente un 5% de la matriz de generación eléctrica, llegan al 2035 con una participación del 13% y al 2050 con 23% de participación. Las centrales a gas natural si bien incrementan su participación del 21% en el año base al 28% en el 2035, terminan el período de proyección con una participación del 19%. Los bancos de baterías, alcanzan un aporte del 3% al 2050 y las nucleares modulares el 1% para ese mismo año. Vale la pena observar que, aunque las hidroeléctricas disminuyen su participación en la matriz de generación eléctrica andina, siguen siendo la tecnología predominante en dicha matriz durante todo el período de proyección. Ver Figura 55.

Figura No. 55 Estructura de la generación eléctrica, escenario NET0, Zona Andina

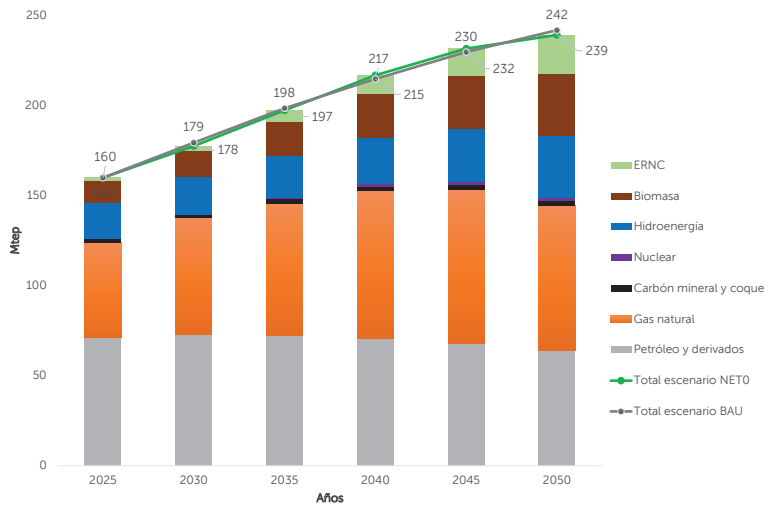


Fuente: Elaboración propia.

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 hidroenergía y energías renovables no convencionales (ERNC). También cabe señalar que, a partir del año 2035, se observa la presencia de energía nuclear, aunque en términos muy marginales. Si bien en el escenario NET0, se da una mejora de la eficiencia energética tanto en los procesos de transformación como de consumo de la energía, debido al importante incremento de la demanda eléctrica por parte de sectores como el transporte, los data centers y la industria del hidrógeno verde, los valores totales de oferta energética en ambos escenarios analizados, prácticamente coinciden durante todo el período de proyección. Ver Figura 56.

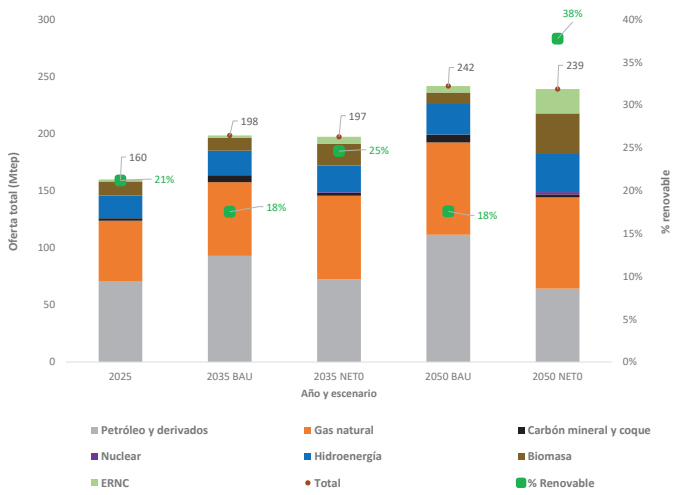
Figura No. 56 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, disminuye en el escenario BAU, durante el período de proyección, debido al incremento en la oferta de gas natural, mientras que en el escenario NET0 este indicado mejora pasando del 21% en el año base al 25% en el año 2035 y al 38% en el año 2050, debido a la mayor oferta energética de ERNC y de biomasa moderna. Ver Figura 57.

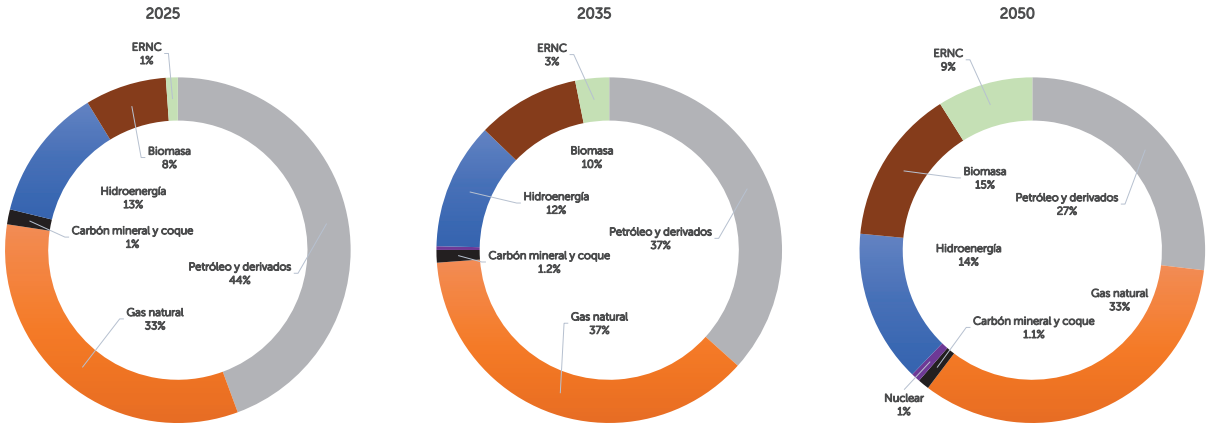
Figura No. 57. Renovabilidad de la oferta total de energía, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la estructura de la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, se puede observar que, en el escenario NET0, aunque los hidrocarburos (petróleo y derivados y gas natural) siguen predominado durante todo el periodo de proyección, estos pasan de representar en conjunto el 77% en el año base al 74% en el 2035 y al 60% en el año 2050, mientras que las fuentes renovables no convencionales (ERNC), pasan del 1% de participación en el año base al 3% en el 2035 y al 9% en el 2050. También es importante el incremento de participación de la biomasa, que se refiere específicamente a los biocombustibles modernos como el bioetanol y el biodiesel. Ver Figura 58.

Figura No. 58 Estructura de la oferta total de energía, escenario NET0, Zona Andina

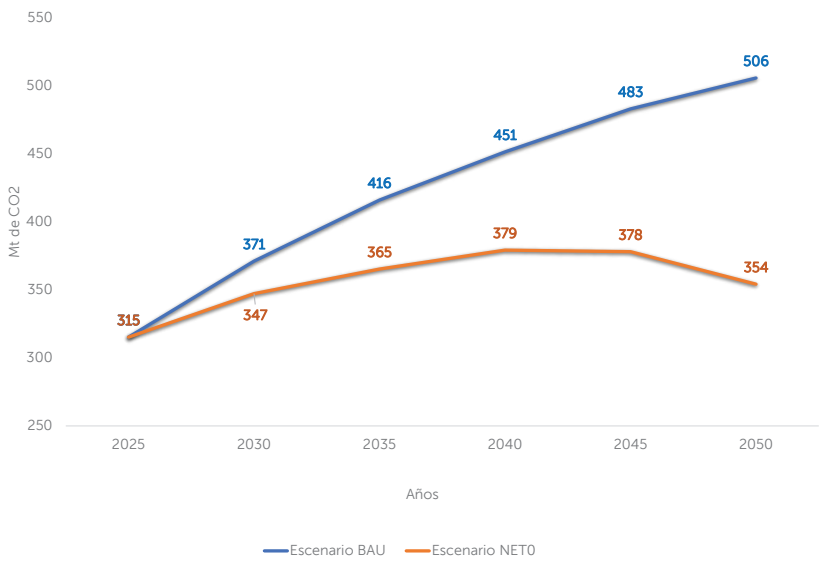


Fuente: Elaboración propia.

3.4.5 Proyección de las emisiones de CO_2, Zona Andina

En la Zona Andina, las emisiones de CO_2 del sector energético, se incrementan en ambos escenarios analizados hasta el año 2040, pero con mayor magnitud en el escenario BAU que en el escenario NET0. Sin embargo, mientras en el escenario BAU este incremento continúa hasta el final del período de proyección, en el escenario NET0 empiezan a disminuir, terminando en el 2050 con valor 30% menor que el proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 59.

Figura No. 59 Proyección de las emisiones de CO_2, Zona Andina



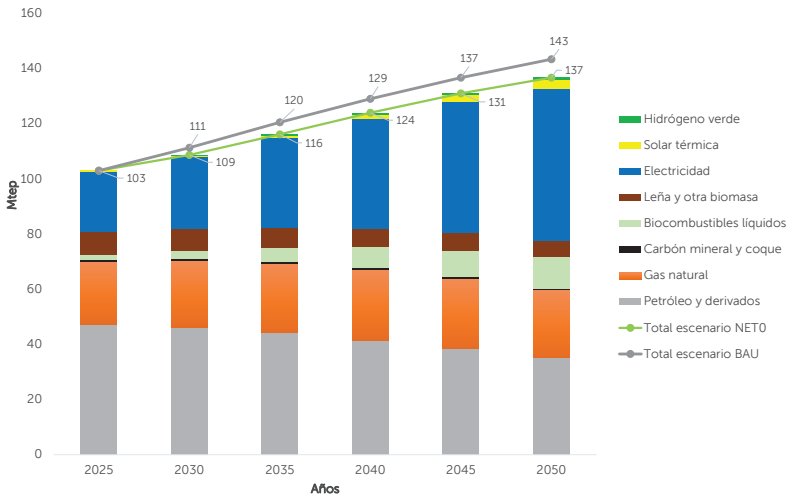
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0 resulta ser 4% inferior al proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 60.

Figura No. 60 Proyección del consumo final de energía, escenario NET0, Cono Sur

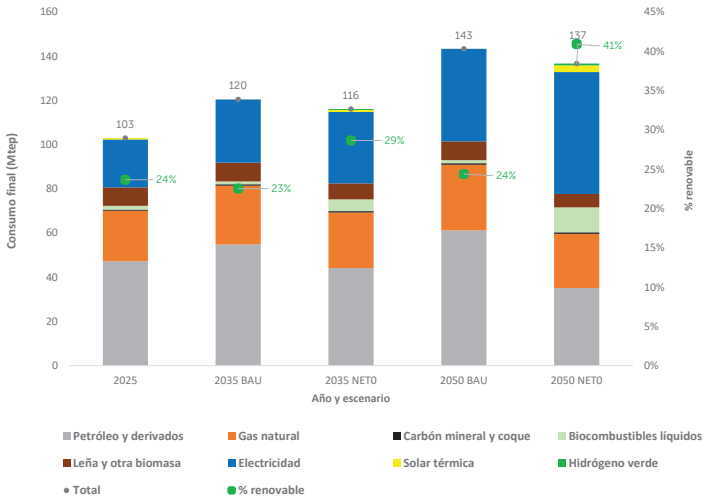


Fuente: Elaboración propia.

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 24% en ese año.

Durante el período de proyección este indicador pasa en el escenario BAU a 23% en el año 2035 y a 24% en el año 2050, mientras que en el escenario NET0 alcanza el 29% en el 2035 y el 41% en el 2050, debido principalmente a la mayor penetración de electricidad de origen renovable y al uso de biocombustibles modernos, aunque también entregan su contribución la energía solar térmica y el hidrógeno verde. Ver Figura 61.

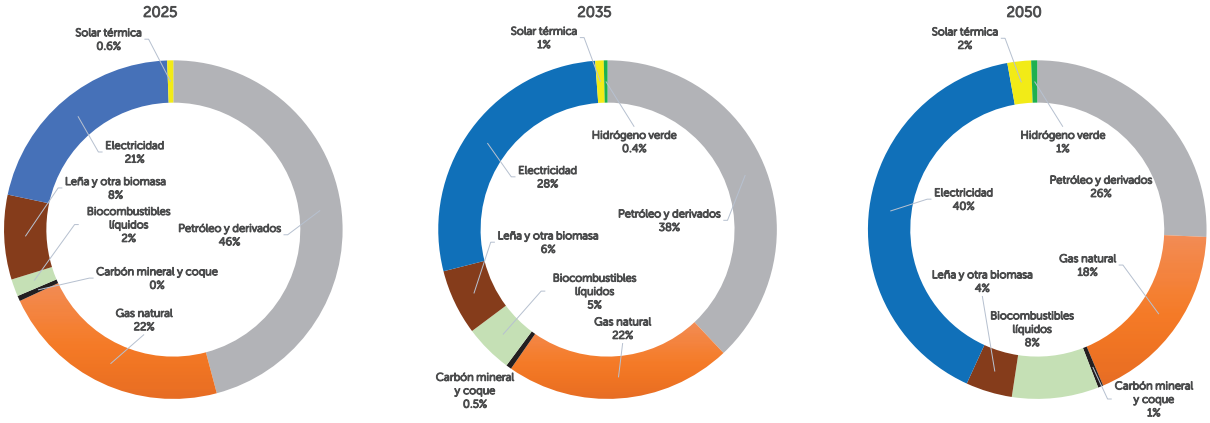
Figura No. 61 Renovabilidad del consumo final de energía, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Bajo las premisas del escenario NET0, la electricidad, los biocombustibles líquidos, la energía solar térmica y el hidrógeno verde, ganan porcentaje 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 prácticamente 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 NET0, Cono Sur

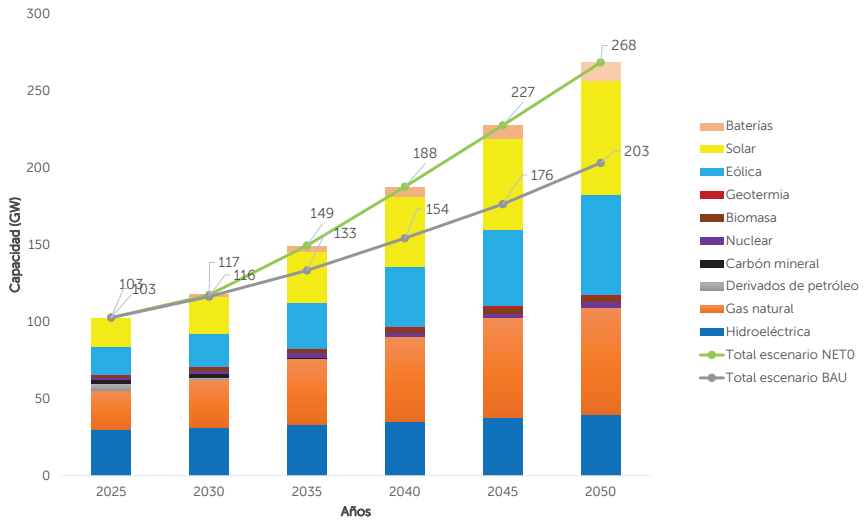


Fuente: Elaboración propia.

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, incluidos el transporte, los data centers y la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada proyectada en el escenario NET0 es superior a la proyectada en el escenario BAU, llegando a superarle en un 32% en el año 2050. En el escenario NET0, la expansión del parque generador, corresponde principalmente a centrales eólicas, solares fotovoltaicas y de gas natural, aunque en menor medida también hay un incremento de las hidroeléctricas, las nucleares y las de generación a biomasa. Ver Figura 63.

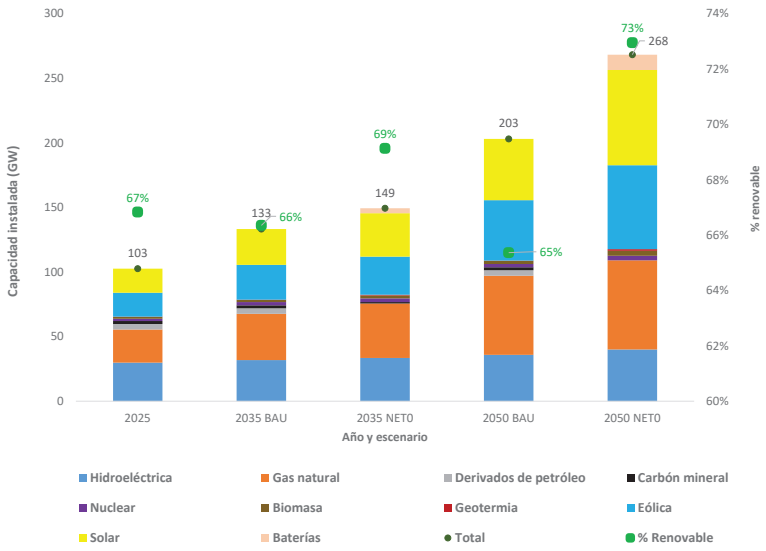
Figura No. 63 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

El Índice de renovabilidad del parque generador del Cono Sur, disminuye en el escenario BAU, debido a la alta expansión de las centrales a gas natural, mientras que en el escenario NET0, este indicador mejora pasando del 67% en el año base al 69% en el 2035 y 73% en el año 2050, debido a la mayor implementación de centrales eólicas, solares fotovoltaicas y bancos de baterías. Ver Figura 64.

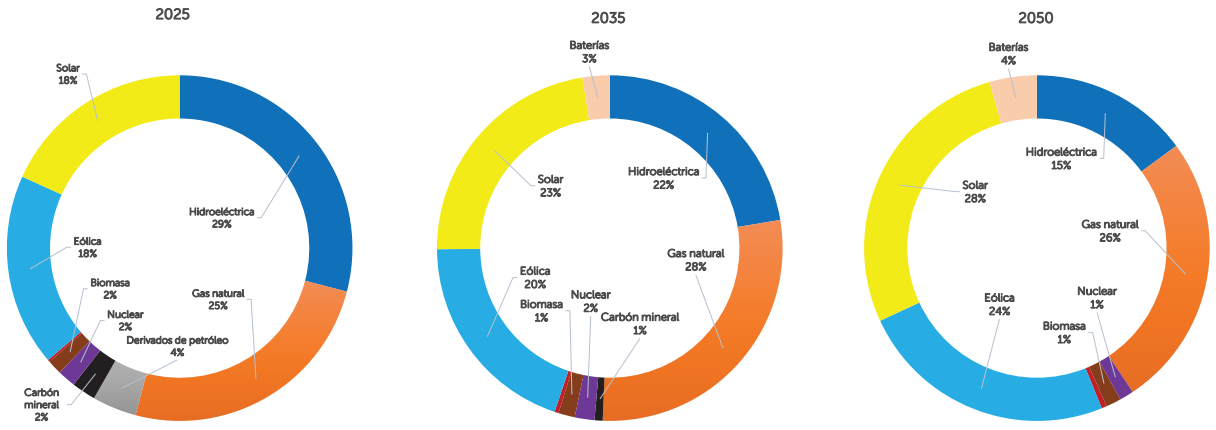
Figura No. 64 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur



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 el 36% en el año base, pasan a participar con el 43% en el año 2035 y con el 52% en el año 2050. En tanto que el gas natural incrementa su participación del 25% en el año base al 28% en el 2035, para disminuir luego su participación y culminar con el 26% en el 2050. Los bancos de baterías llegan al 2050 con un aporte de capacidad del 4%, mientras que 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.

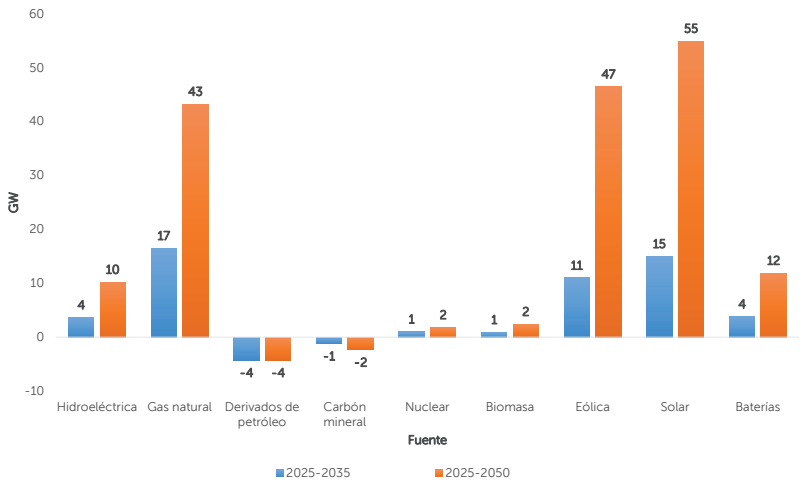
Figura No. 65 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, Cono Sur Andina



Fuente: Elaboración propia.

En la expansión del parque de generación eléctrica del Cono Sur, durante el período de proyección, destacan en orden de importancia las de centrales solares fotovoltaicas, las eólicas y las térmicas a gas natural, aunque en menor medida también se observa la implementación de bancos de baterías, hidroeléctricas, centrales nucleares y térmicas a biomasa. Con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, el monto de inversión para esta expansión, se estima en 54,378 millones de dólares al 2035 y en 173,741 millones de dólares al 2050.

Figura No. 66 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, Cono Sur

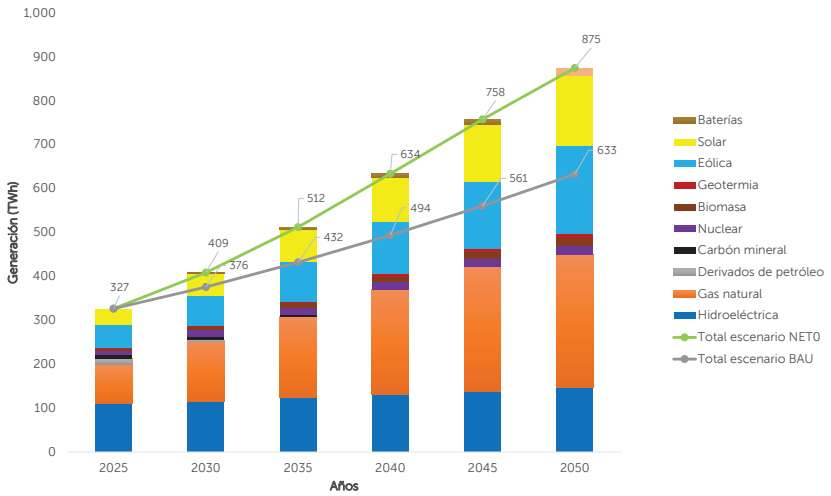


Fuente: Elaboración propia.

3.5.3 Proyección de la generación eléctrica, Cono Sur

En el año base, la generación eléctrica en el Cono Sur, depende en mayor medida de las hidroeléctricas y las térmicas a gas natural, sin embargo, las eólicas y fotovoltaicas, tienen ya un protagonismo importante, el mismo que en el escenario NET0 se incrementa considerablemente durante el período de proyección. Debido a la mayor penetración de la electricidad en los sectores de consumo final de energía, la generación eléctrica en el escenario NET0, es en el año 2050, 38% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese año. Ver Figura 67.

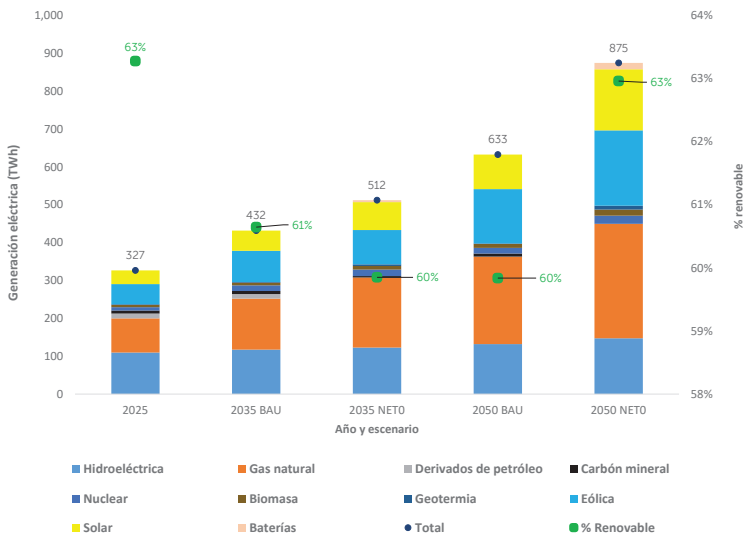
Figura No. 67 Proyección de la generación eléctrica, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica del Cono Sur sufre un declive en el escenario BAU, debido al incremento en la generación con gas natural, mientras que en el escenario NET0, aunque el mismo declive se presenta hasta el año 2035, luego el indicador se recupera, llegando al 2050 con el mismo valor que tenía en el año base, gracias a una mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales. Ver Figura 68.

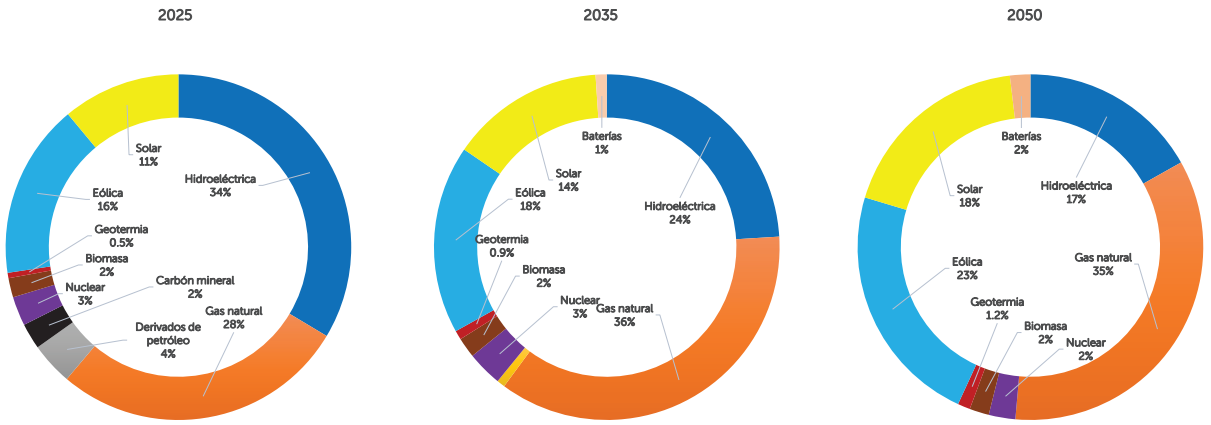
Figura No. 68 Renovabilidad de la generación eléctrica, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

En la evolución estructural de la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, para el escenario NET0, durante el período de proyección, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, parten del año base con una participación en conjunto del 27%, llegan al año 2035 con un 32% de participación y alcanzan en el 2050 el 41% de participación, desplazando a las hidroeléctricas y a las térmicas a derivados de petróleo. Las centrales a gas natural por su parte, incrementan su participación hasta el 2035 pero luego esta sufre una leve disminución para el 2050. Ver Figura 69.

Figura No. 69 Estructura de la generación eléctrica, escenario NET0, Cono Sur

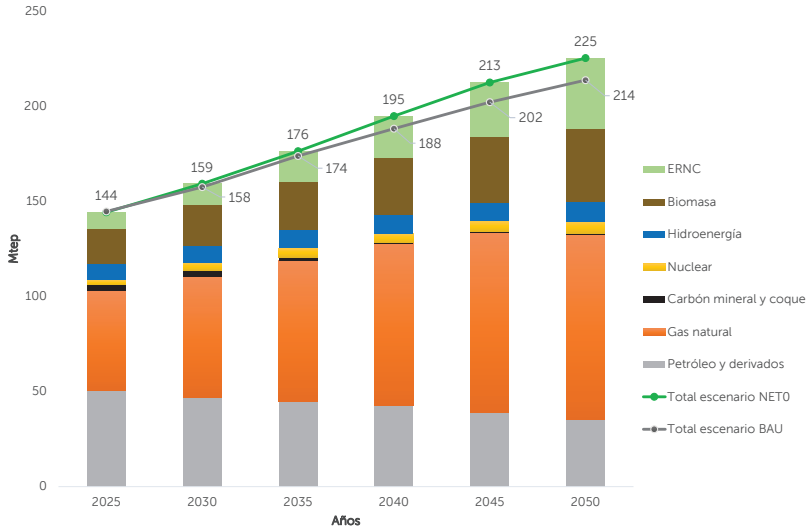


Fuente: Elaboración propia.

3.5.4 Proyección de la oferta total de energía, Cono Sur

A pesar de la mejora en la eficiencia energética en los sectores de consumo y al mayor uso de fuentes de energía directa en la generación eléctrica, debido al alto crecimiento de la demanda de electricidad considerado en el escenario NET0, principalmente en el transporte, en el sector de los data centers y en la producción del hidrógeno verde, que en la subregión del Cono Sur estaría destinado principalmente a la exportación, la oferta total de energía proyectada para el escenario NET0 resulta mayor que proyectada en el escenario BAU, produciéndose para el año 2050 un incremento del 5% respecto al valor proyectado para el escenario BAU. Ver Figura 70.

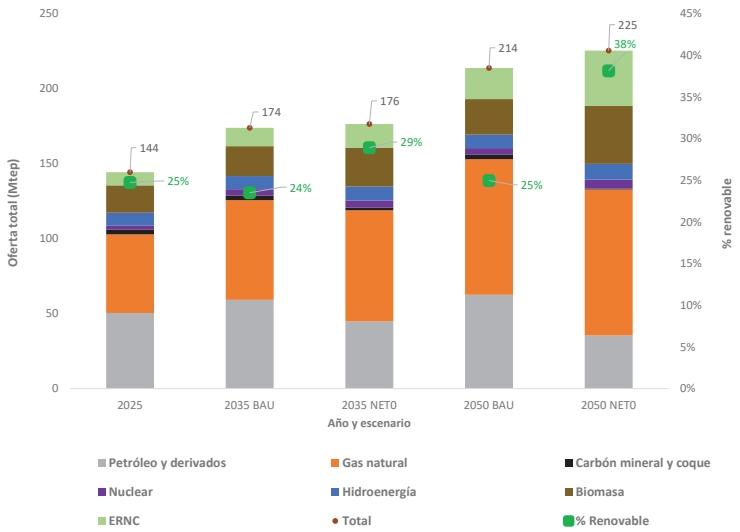
Figura No. 70 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, Cono Sur



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 25%, esta participación se mantiene estable en el escenario BAU, debido a que si bien se incrementa la oferta de fuentes de energía renovables, también se incrementa la oferta de gas natural, mientras que en el escenario NET0, debido a la mayor penetración de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) el índice de renovabilidad de la oferta total de energía mejora llegando al 29% en el año 2035 y el 38% en el año 2050. Ver Figura 71.

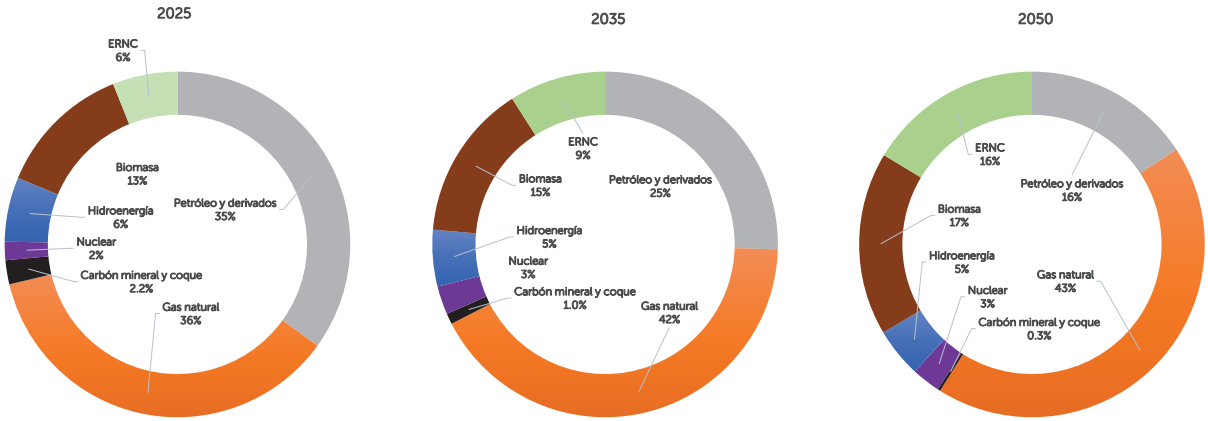
Figura No. 71 Renovabilidad de la oferta total de energía, Cono Sur



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 71% de dicha matriz, durante el periodo de proyección, si bien siguen siendo las fuentes predominantes, van perdiendo protagonismo, llegando al 2035 con 67% y al 2050 con 59% de participación, mientras que las fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) pasan de un 6% de participación en el año base al 9% en 2035 y al 16% de participación en el año 2050. Cabe resaltar que a diferencia del petróleo y derivados que disminuyen de manera importante su participación durante el período de proyección, el gas natural la incrementa. Ver Figura 72.

Figura No. 72 Estructura de la oferta total de energía, escenario NET0, Cono Sur

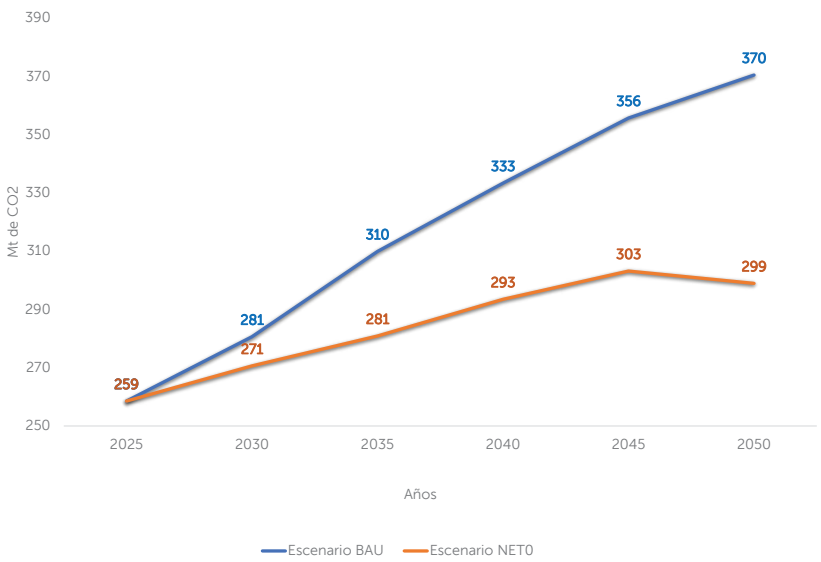


Fuente: Elaboración propia.

3.5.5 Proyección de las emisiones de CO_2, Cono Sur

Las emisiones totales de CO_2 del sector energético en el Cono Sur, se incrementan en ambos escenarios hasta el año 2045, aunque en el escenario NET0 en menor magnitud que en el escenario BAU. A partir de este año, mientras en el escenario BAU las emisiones continúan en ascenso hasta el 2050, en el escenario NET0 comienzan a disminuir llegando al final del período de proyección, con un valor 24% menor al proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 73.

Figura No. 73 Proyección de las emisiones de CO_2, Cono Sur



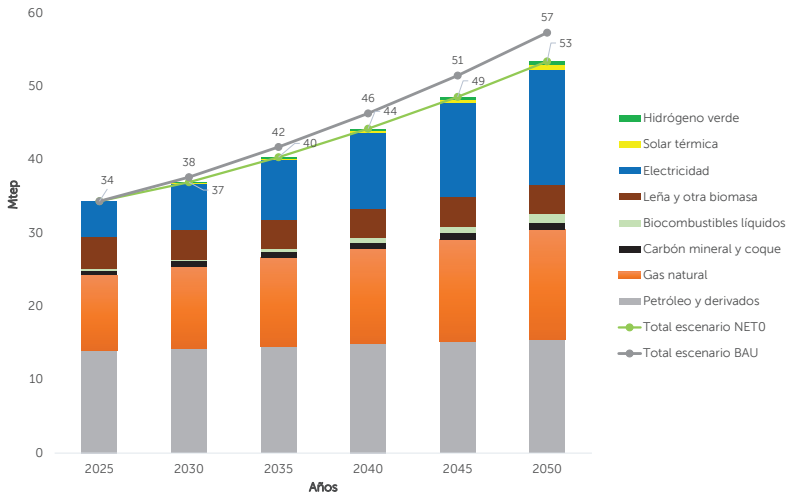
Fuente: Elaboración propia.

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 los biocombustibles líquidos, de la energía solar térmica y del hidrógeno verde en el escenario NET0, 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 NET0, respecto al escenario BAU del 7% en el 2050. Ver Figura 74.

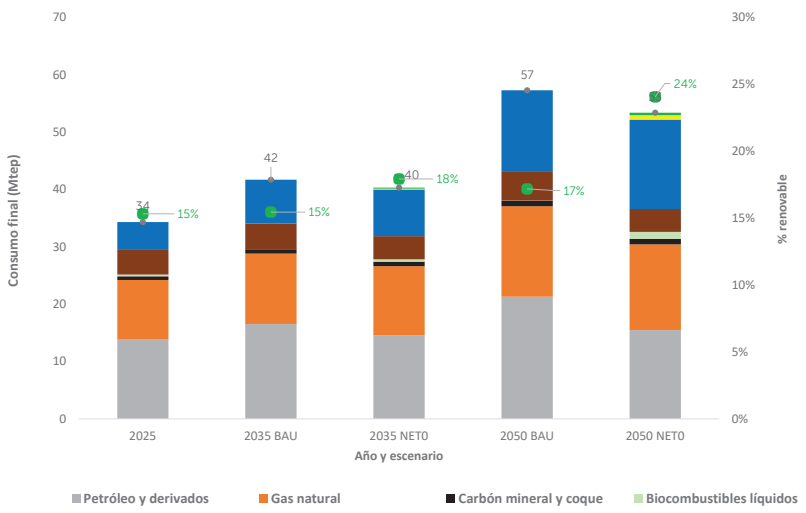
Figura No. 74 Proyección del consumo final de energía, escenario NET0, Caribe



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 (15%) y mejore en el período de proyección, en ambos escenarios analizados. Sin embargo, mientras que en el escenario BAU, este indicador alcanza el 17% en el año 2050, en el escenario NET0 sube al 18% en el 2035 y al 24% en el 2050. Ver Figura 75.

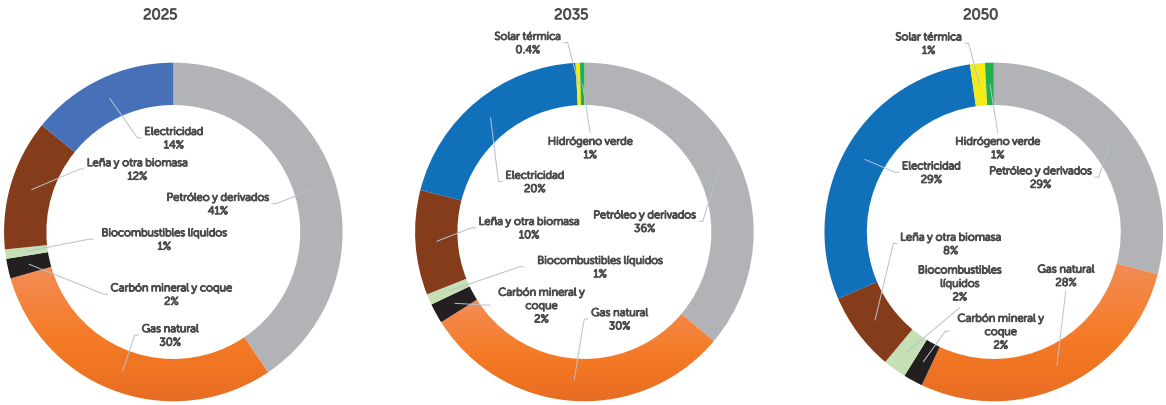
Figura No. 75 Renovabilidad del consumo final de energía, Caribe



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 14% en el año base al 20% en el año 2035 y al 29% 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 71% en el año base al 66% en el año 2035 y al 57% en 2050. Ver Figura 76.

Figura No. 76 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NET0, Caribe

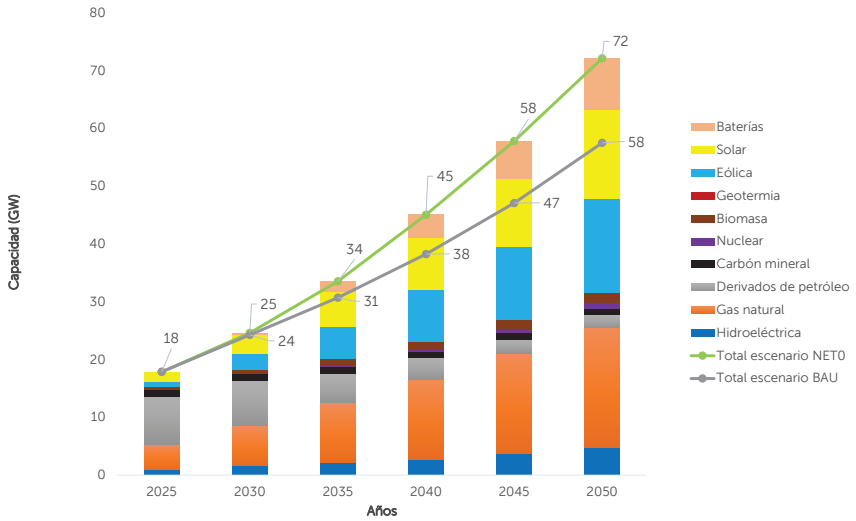


Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe

En el año base, el 77% del parque generador de electricidad del Caribe, está constituido por centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles como derivados de petróleo, gas natural y carbón mineral; sin embargo, durante el periodo de proyección este tipo de centrales van perdiendo protagonismo frente a la expansión de las centrales eólicas, solares fotovoltaicas y en menor medida hidroeléctricas, centrales a biomasa, bancos de baterías e incluso pequeños reactores nucleares modulares (SRM), 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 NET0 en el año 2050, resulta 24% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 77.

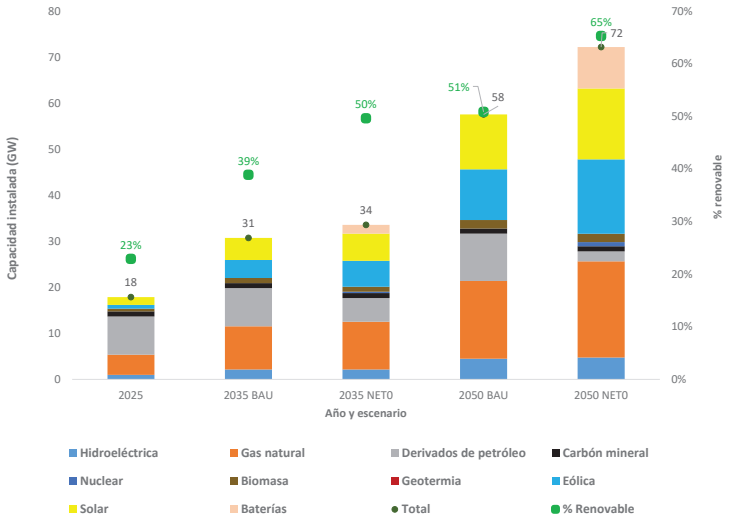
Figura No. 77 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe



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 23% en el año base, al 39% en el año 2035 y al 51% en el año 2050, mientras que en el escenario NET0, este indicador alcanza el 50% en el año 2035 y el 65% en el año 2050. Ver Figura 78.

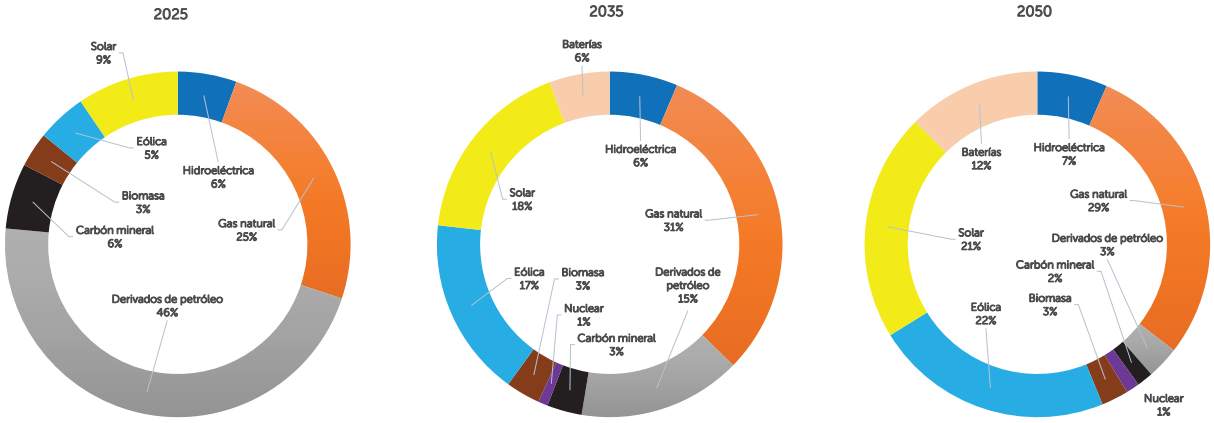
Figura No. 78 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Estructuralmente, el parque generador de electricidad del Caribe, presenta durante el período de proyección, en el escenario NET0, un evidente incremento en la participación porcentual de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, pasando de representar en conjunto el 14% de la capacidad de dicho parque en el año base, a participar con el 35% en el 2035 y con el 43% en el año 2050, en claro detrimento de la participación de las centrales térmicas que utilizan fuentes fósiles. Cabe también destacar la implementación de bancos de baterías y pequeños reactores nucleares modulares, que al 2050 llegan a participar con el 12% y 1% respectivamente de la capacidad de generación total de la subregión. Ver Figura 79.

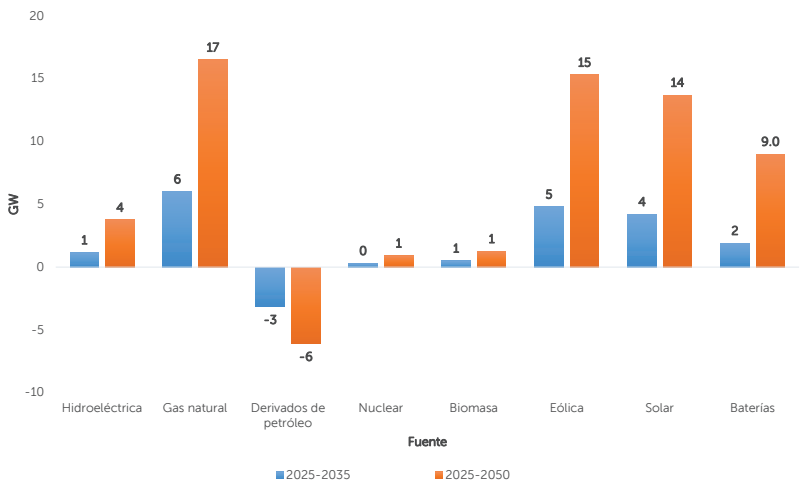
Figura No. 79. Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

En la expansión del parque de generación eléctrica en la subregión del Caribe, durante el período de proyección, destacan en orden de importancia, las térmicas a gas natural, las eólicas, las solares fotovoltaicas, los bancos de baterías y las hidroeléctricas, aunque también es importante señalar la incorporación de pequeños reactores nucleares modulares (SRM). Con los costos actuales promedio de instalación de los diferentes tipos de tecnologías de generación eléctrica, el monto de inversión para esta expansión, se estima en 19,736 millones de dólares al 2035 y en 62,857 millones de dólares al 2050. Ver Figura 80.

Figura No. 80 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, Caribe

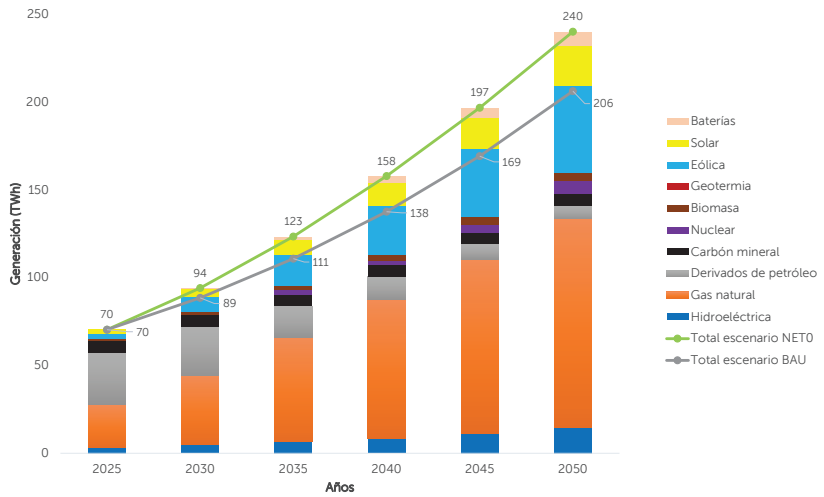


Fuente: Elaboración propia.

3.6.3 Proyección de la generación eléctrica, Caribe

La generación eléctrica proyectada en el escenario NET0 para la subregión del Caribe, de manera coherente con lo que ocurre con la capacidad instalada, se caracteriza por un incremento en la generación de las centrales a gas natural, eólicas, solares fotovoltaicas y en menor medida de las centrales hidroeléctricas, observándose también a partir del 2035, el aporte de los pequeños reactores nucleares modulares (SMR). En contrapartida, las centrales térmicas a derivados de petróleo disminuyen drásticamente 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 NET0, resulta ser en el año 2050, 16% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 81.

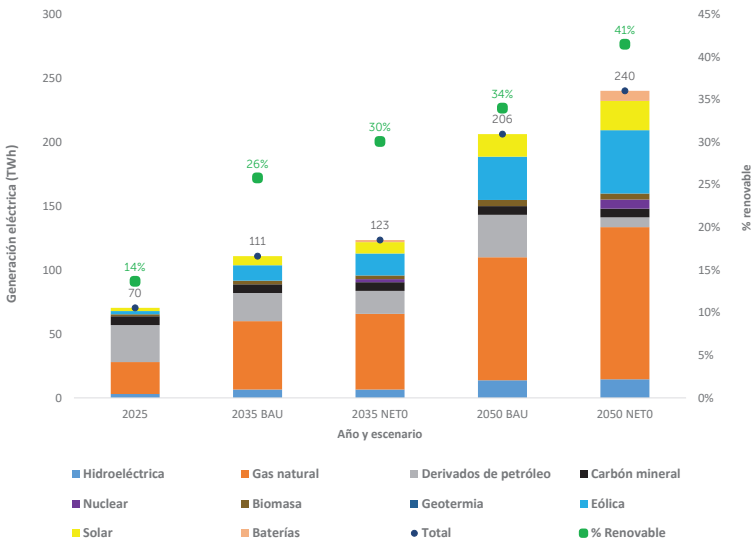
Figura No. 81 Proyección de la generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica del Caribe mejora durante el período de proyección en ambos escenarios analizados, pasando en el escenario BAU del 14% en el año base al 26% en el año 2035 y al 34% en el 2050, mientras, en el escenario NET0, gracias a una mayor penetración de fuentes de energía renovables no convencionales este indicador alcanza el 30% en el 2035 y 41% en el 2050. Ver Figura 82.

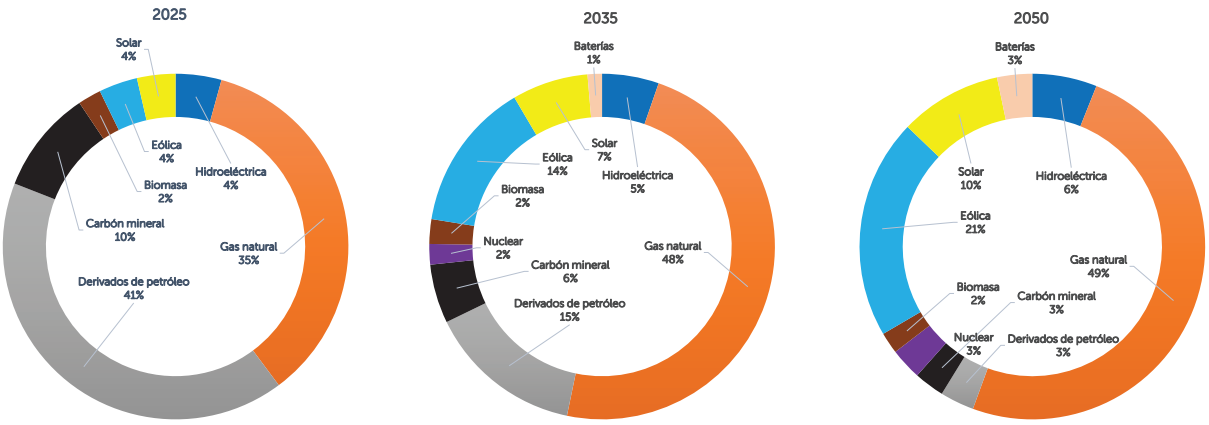
Figura No. 82 Renovabilidad de la generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

En el año base, el 86% 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 NET0, 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 en conjunto de solamente el 8% en el año base al 21% en el 2035 y al 31% en el 2050, dejando a los combustibles fósiles con una participación del 55%, en el 2050, representada en mayor parte por gas natural (49%). Ver Figura 83.

Figura No. 83 Estructura de la generación eléctrica, escenario NET0, Caribe

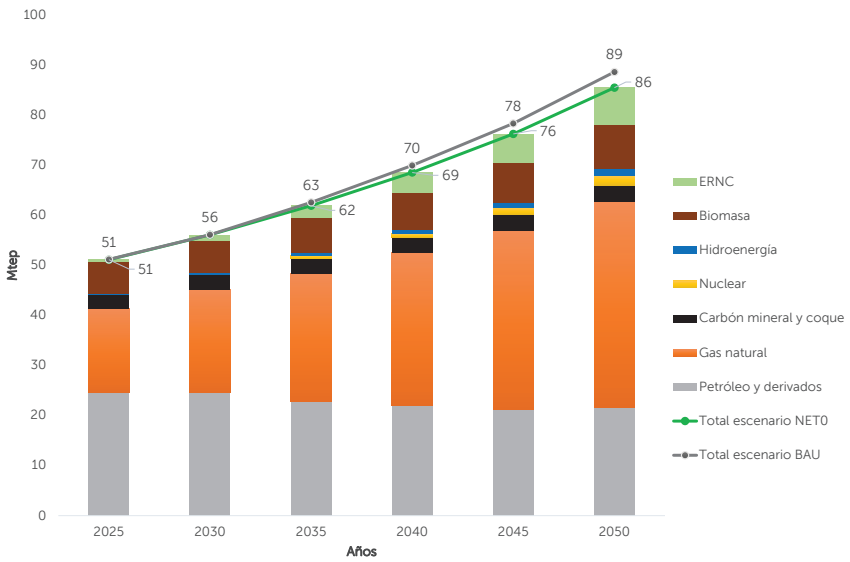


Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, destaca el incremento en el uso de gas natural y fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) y una reducción 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 NET0, resulta ser 4% inferior a la proyectada en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 84.

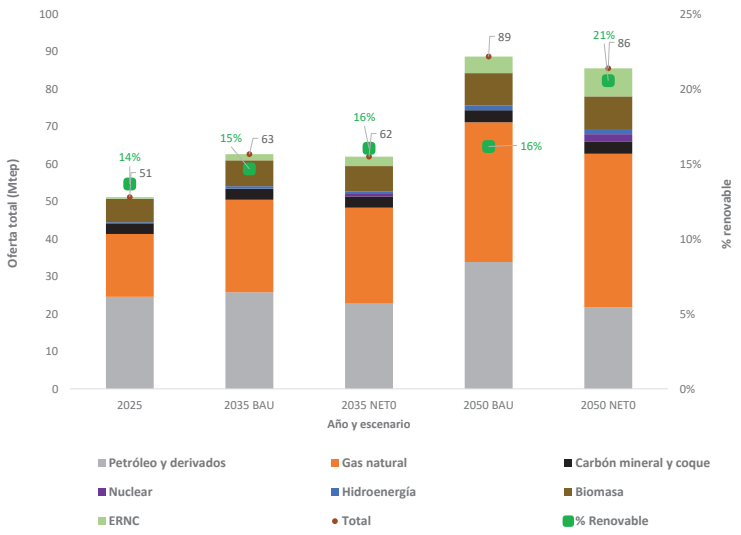
Figura No. 84 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, Caribe



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 15% en el 2035 y al 16% en el 2050, mientras que el escenario NET0 alcanza el 16% en el 2035 y el 21% en el año 2050. Ver Figura 85.

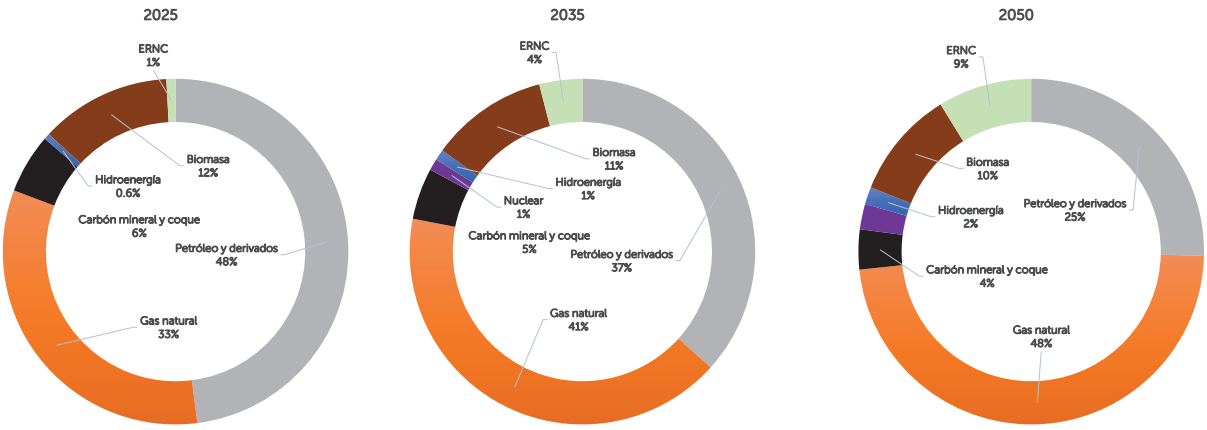
Figura No. 85 Renovabilidad de la oferta total de energía, Caribe



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 (ERNC), a costa de la reducción de la participación del petróleo y sus derivados, sin embargo, todavía al 2050, más de las tres cuartas partes de la matriz de oferta energética, corresponde a las fuentes fósiles, dado que la participación del gas natural se incrementa del 33% en el año base al 48% en el 2050, mientras que las ERNC pasa del 1% en 2025 al 9% en 2050. Ver Figura 86.

Figura No. 86 Estructura de la oferta total de energía, escenario NET0, Caribe

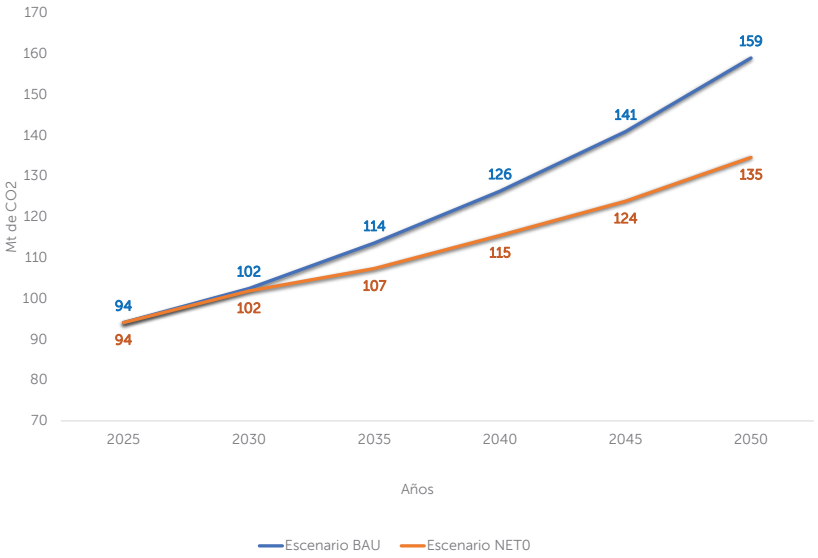


Fuente: Elaboración propia.

3.6.5 Proyección de las emisiones de CO_2, Caribe

Las emisiones totales de CO_2 del sector energético en el Caribe se incrementan en ambos escenarios durante todo el período de proyección, debido al incremento en la demanda de energía y a la alta participación de las fuentes fósiles en la oferta energética, principalmente del gas natural. Sin embargo, en el escenario NET0, este incremento es menor que en el escenario BAU, llegando al 2050, con un valor anual 15% inferior al proyectado en el escenario BAU. Ver Figura 87.

Figura No. 87 Proyección de las emisiones de CO_2, Caribe



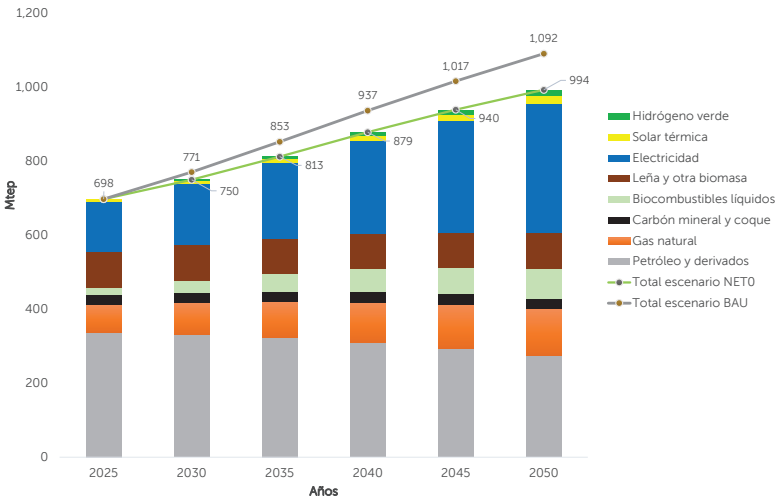
Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, 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 NET0, el incremento en el consumo final total de energía es menor que en el escenario BAU, llegando al 2050 con un valor 9% inferior al proyectado en el escenario BAU. Ver Figura 88.

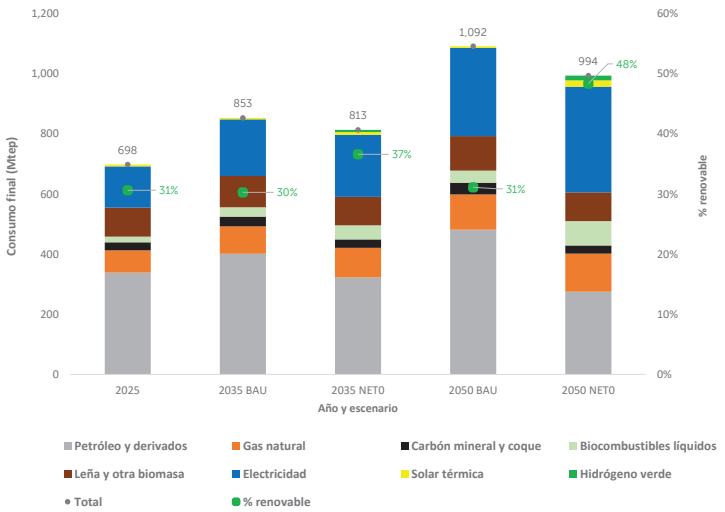
Figura No. 88. Proyección del consumo final de energía, escenario NET0, ALC



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, se mantiene en el escenario BAU alrededor del 31% desde el año base hasta el 2050, mientras que en el escenario NET0, este indicador alcanza el 37% en el 2035 y el 48% en el año 2050. Ver Figura 89.

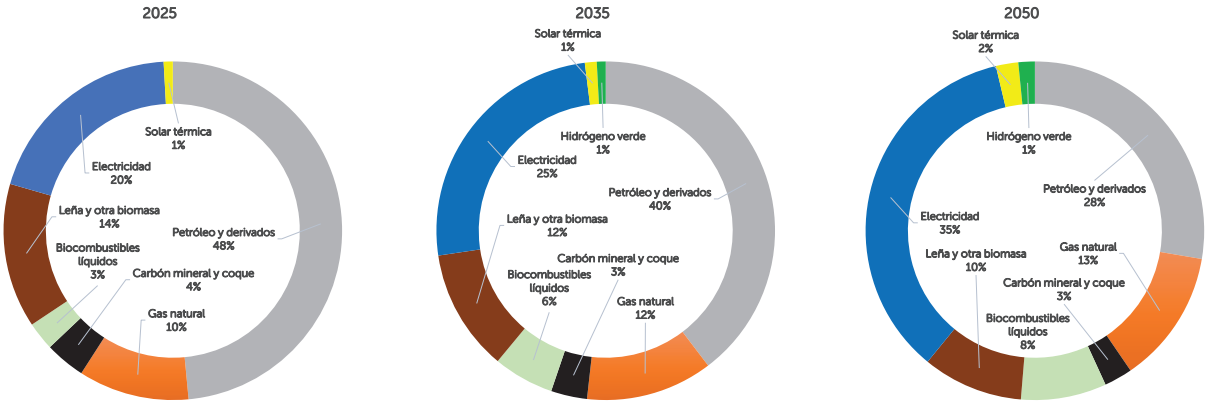
Figura No. 89 Renovabilidad del consumo final de energía, ALC



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 20% en el año base al 25% en 2035 y al 35% en 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 durante el período de proyección. La energía solar térmica y el hidrógeno verde cobran también importancia en este período, llegando a representar respectivamente el 2% y 1% del consumo energético final total en el año 2050. Ver Figura 90.

Figura No. 90 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario NET0, ALC

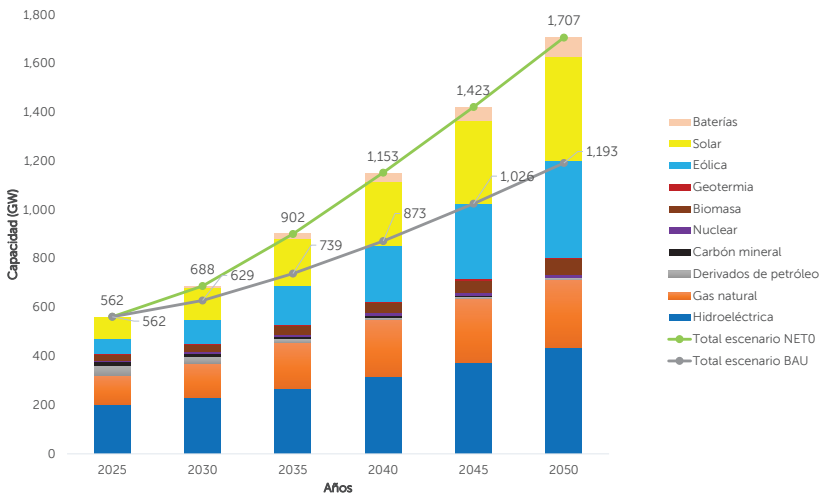


Fuente: Elaboración propia.

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, hidroeléctricas y térmicas a gas natural, mientras que las térmicas a carbón mineral y a derivados de petróleo, prácticamente desaparecen del parque generador al finalizar el período de proyección. Debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final incluido el transporte y el sector de los data centers y en la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada en ALC en el año 2050, es en el escenario NET0, 43% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 91.

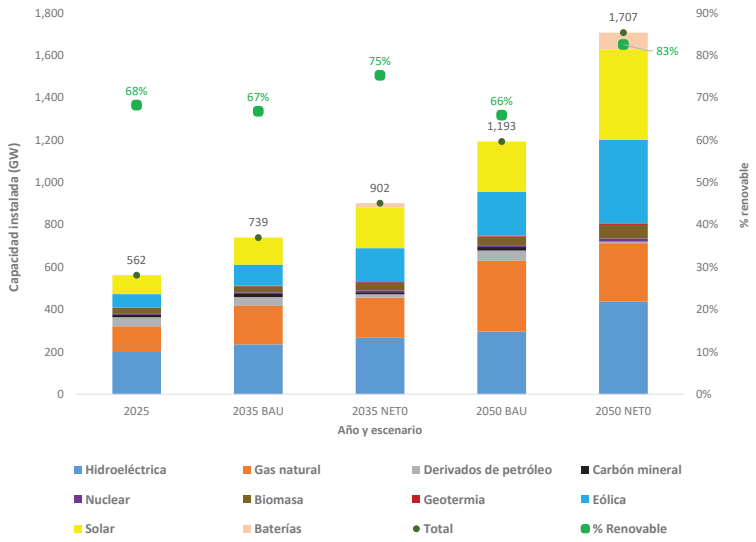
Figura No. 91 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

El Índice de renovabilidad del parque generador de ALC, presenta un pequeño declive en el escenario BAU debido el importante incremento de las centrales a gas natural, mientras que en el escenario NET0 donde se considera una implementación mayor de capacidad de generación con fuentes renovables, este indicador mejora durante el período de proyección, pasando del 68% en el año base al 75% en 2035 y a 83% en 2050, quedando solamente un 17% de participación de centrales que utilizan fuentes no renovables, principalmente centrales a gas natural. Ver Figura 92.

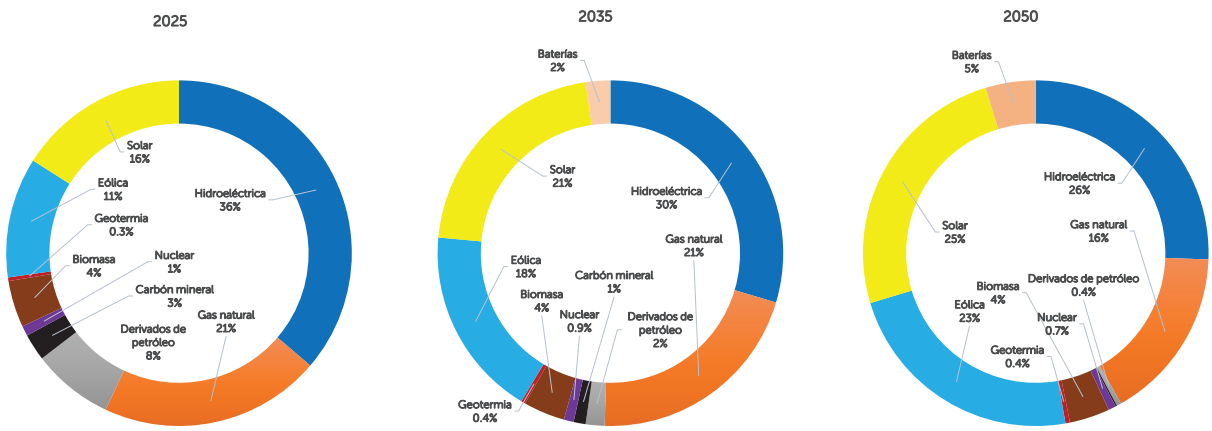
Figura No. 92 Renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En la proyección de la estructura del parque generador de ALC, para el escenario NET0, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, pasan de una participación en conjunto del 27% en el año base, al 39% en el año 2035 y al 48% en el año 2050. En contra partida las centrales a gas natural y las hidroeléctricas reducen su participación en algunos puntos porcentuales, sin embargo, todavía al 2050, las hidroeléctricas siguen siendo la tecnología predominante en el parque generador de ALC. Cabe observar también que la capacidad de los bancos de baterías, llegan a representar el 5% de la capacidad total del parque generador regional al 2050. 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.

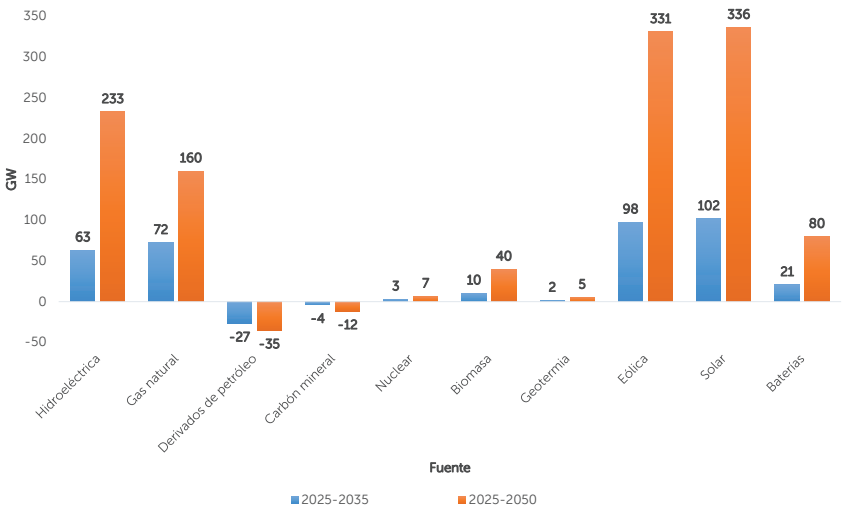
Figura No. 93 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario NET0, ALC



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 hidroeléctricas y las centrales térmicas a gas natural, ocupando el quinto lugar la capacidad adicionada 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 443,281 millones de dólares al 2035 y en 1,483,348 millones de dólares al 2050.

Figura No. 94 Capacidad adicional requerida, escenario NET0, ALC

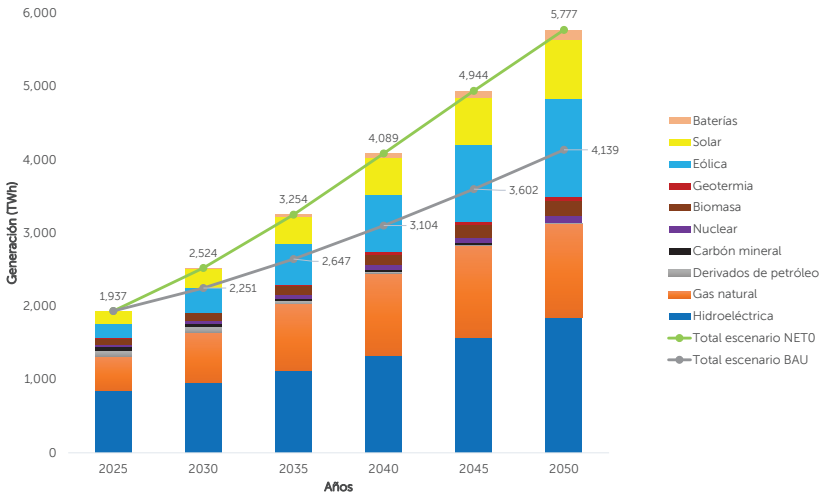


Fuente: Elaboración propia.

3.7.3 Proyección de la generación eléctrica, ALC

En el escenario NET0, se proyecta 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 año 2050 la generación de electricidad es un 40% superior al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 95.

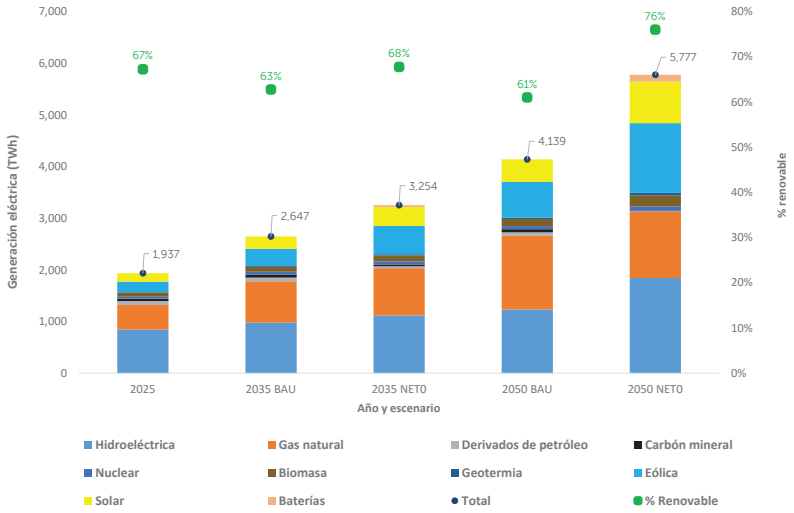
Figura No. 95 Proyección de la generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

El índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de ALC, se reduce en el escenario BAU, debido al incremento acelerado de la generación con gas natural, mientras que en el escenario NET0 donde se considera una mayor implementación de centrales operadas con fuentes renovables, este indicador mejora pasando del 67% en el año base al 68% en 2035 y al 76% en el año 2050, quedando solamente un 24% de participación de la generación a base de fuentes de energía no renovables, principalmente gas natural. Ver Figura 96.

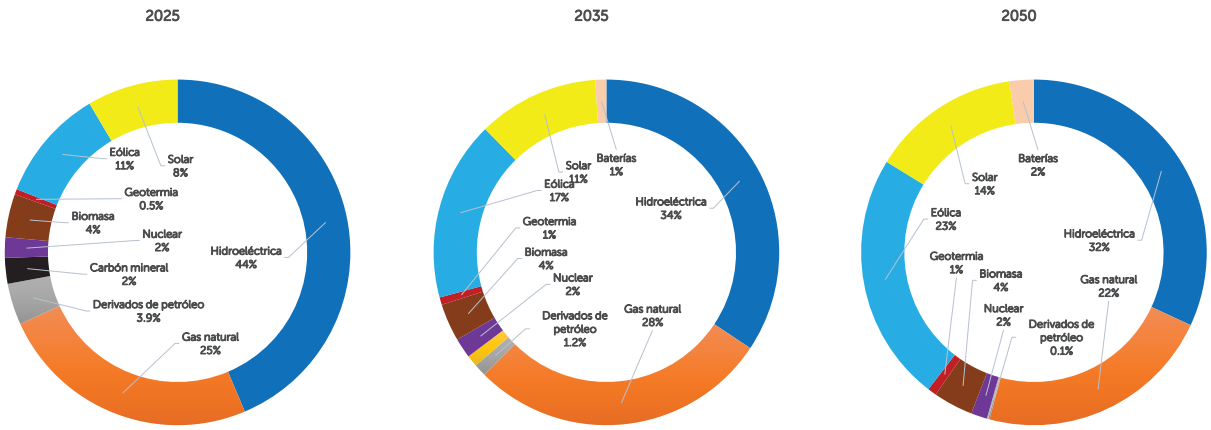
Figura No. 96 Renovabilidad de la generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En la evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica, bajo las premisas del escenario NET0, se observa que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, pasan de una participación en conjunto del 19% en el año base al 28% en el año 2035 y al 37% en el año 2050, mientras que las centrales a gas natural mejoran su participación hasta el año 2035, para luego reducirla hasta terminar con un 22% en 2050. 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 NET0, ALC

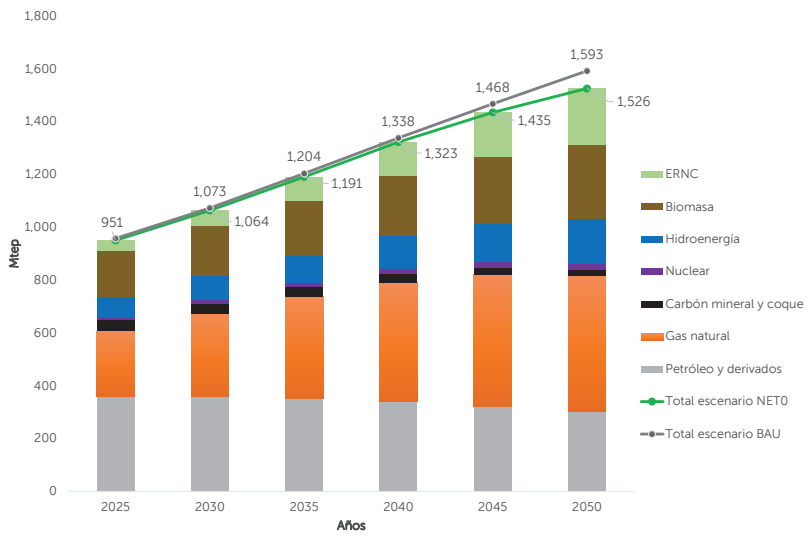


Fuente: Elaboración propia.

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 NET0, se destaca el incremento en los valores de gas natural, hidroenergía, biomasa (incluyendo biocombustibles líquidos) y energías renovables no convencionales (eólica, solar y geotérmica), reduciéndose la oferta del petróleo y sus derivados y del 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 NET0, es 4% inferior a la proyectada en el escenario BAU para el mismo año. Ver Figura 98.

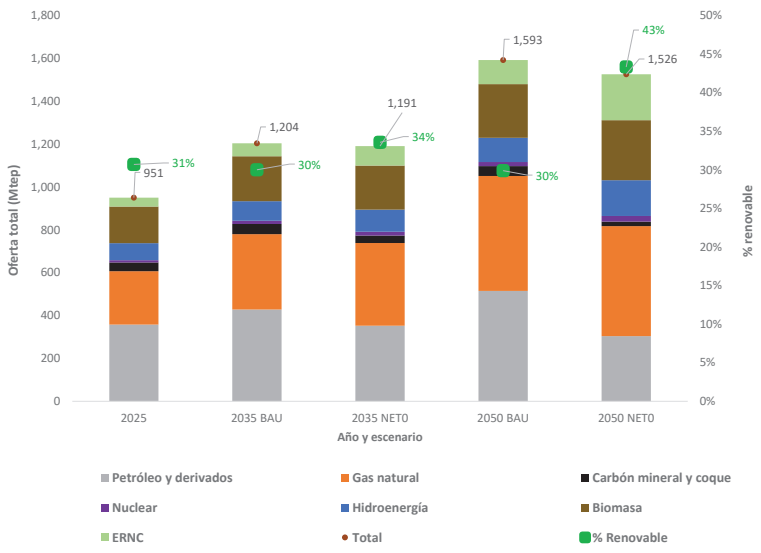
Figura No. 98 Proyección de la oferta total de energía, escenario NET0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

La participación de las fuentes renovables en la matriz de oferta total de energía en ALC, sufre un leve declive en el escenario BAU durante el período de proyección, debido al importante crecimiento en la demanda interna de gas natural, sin embargo, en el escenario NET0, gracias al mayor uso de fuentes renovables, tanto en el consumo final como en la generación eléctrica, el índice de renovabilidad de la oferta energética regional mejora pasando del 31% en el año base al 34% en el año 2035 y al 43% en el año 2050. Ver Figura 99.

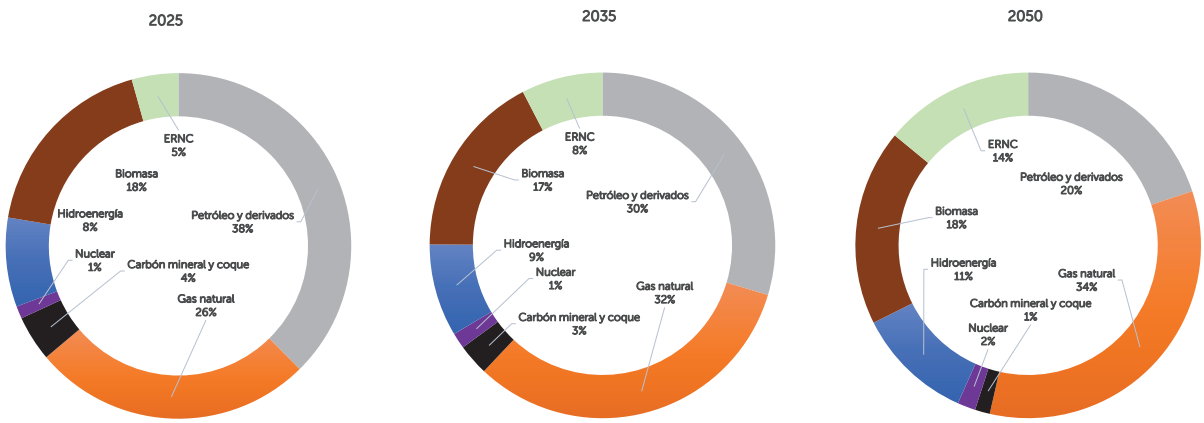
Figura No. 99 Renovabilidad de la oferta total de energía, ALC



Fuente: Elaboración propia.

En la evolución de la estructura de la matriz de oferta total de energía de ALC, durante el periodo 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 ERNC); el petróleo y sus derivados y el carbón mineral, pierden puntos porcentuales de participación. Por su parte, el gas natural también incrementa su participación en dicha matriz pasando del 26% en el año base al 32% en el año 2035 y culminando con un 34% de participación en el 2050. Ver Figura 100.

Figura No. 100 Estructura de la oferta total de energía, escenario NET0, ALC

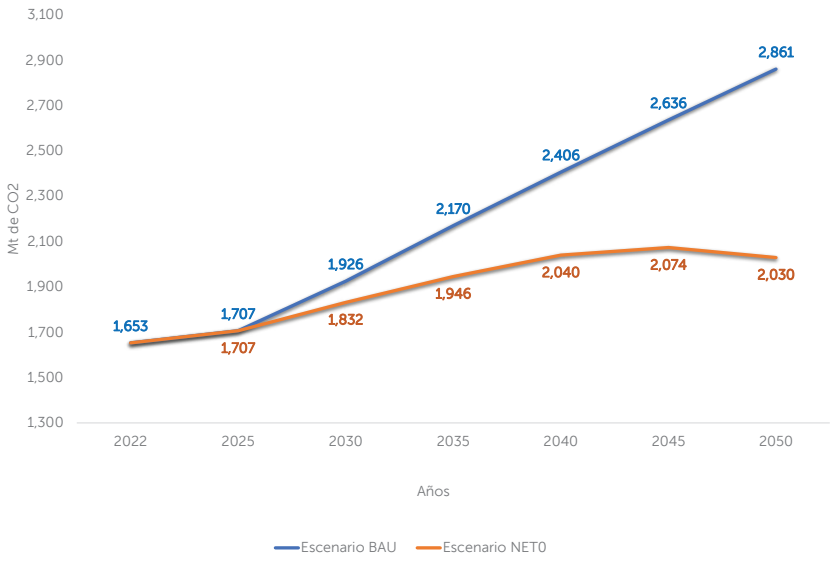


Fuente: Elaboración propia.

3.7.5 Proyección de las emisiones de CO_2, ALC

Las emisiones de CO_2 en ALC se incrementan en ambos escenarios hasta el año 2045, debido a la creciente demanda interna de gas natural, pero en el escenario NET0 este incremento es de menor magnitud que en el escenario BAU. Además, mientras en el escenario BAU las emisiones mantienen su trayectoria creciente hasta el final del período de proyección, en el escenario NET0 luego del 2045 comienzan a disminuir llegando al 2050 con un valor 29% inferior al proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver Figura 101.

Figura No. 101 Proyección de las emisiones de CO_2, ALC



Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

Considerando los nuevos drivers de la demanda energética en las subregiones analizadas de América Latina y el Caribe, se observa que, con el fin de mejorar el índice de renovabilidad de la generación eléctrica de la región en 10 puntos porcentuales respecto al valor que se tiene actualmente en 2025, la capacidad instalada al año 2050 debería triplicarse con respecto a la actual disponible, y el componente renovable de dicha capacidad cuadruplicarse. Esto, a los niveles de costos promedio de inversión de las diferentes tecnologías de generación eléctrica significa un monto total cercano a los 1.5 trillones de dólares en notación latinoamericana de los cuales el 90% corresponde a inversión en capacidad de generación con energías renovables, incluidos los sistemas de almacenamiento en baterías.

Bajo las premisas del escenario NET0, el consumo de electricidad en el sector transporte en ALC, llegaría a representar en 2050 cerca de un 10% del consumo total de energía de ese sector, el 3% del consumo final total de energía de la región y el 9% del consumo eléctrico total de la región.

Con la expansión de los data centers en la región de ALC considerada en el escenario NET0, el consumo de electricidad de dichas instalaciones representaría en 2050, el 40% de la electricidad total consumida por el sector comercial y de servicios, una tercera parte del consumo total de energía de dicho sector, un 10% del consumo eléctrico total de la región y un 4% del consumo total final de energía de la región en dicho año.

Los requerimientos de electricidad para la producción de hidrógeno verde en ALC, tanto para consumo interno como para exportación, considerados en el escenario NET0 para el año 2050, serían del orden del 12% de la generación total de electricidad de la región y el 4% de la oferta total de energía de la Región en ese año.

Como conclusión final se puede observar que bajo las premisas de un escenario que no solamente considere la descarbonización del sector energético, sino que maneje hipótesis de nuevos e importantes impulsores de la demanda de energía, los desafíos de mantener un sistema de abastecimiento limpio y sostenible, pueden ser cada vez más retadores y van a requerir altos niveles de inversión y fuentes de financiamiento.

10. EXPERIENCIAS EXITOSAS EN ALC

Bolivia

Avanza en la transición hacia una matriz energética más sostenible

1. INTRODUCCIÓN

El Modelo Económico Social Comunitario Productivo implementado en el Estado Plurinacional de Bolivia, reconoce al sector energético como un sector estratégico para generar excedentes económicos para los bolivianos, a través de la industrialización con sustitución de importaciones. La Articulación de la Agenda Patriótica y el Plan de Desarrollo Económico y Social, establecen tareas fundamentales para el sector energético, entre ellas:

- Universalización de los servicios básicos mediante la ampliación de redes de gas domiciliario y la expansión de la cobertura eléctrica en el país.
- Promoción de la educación, investigación, ciencia y tecnología, en ejecución del Plan Nuclear Boliviano a través de los Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia y el Centro de Investigación y Desarrollo de la Tecnología Nuclear.
- Soberanía productiva con industrialización y sustitución de importaciones, a través de la producción de urea, fertilizantes, diésel renovable, biodiésel y diésel sintético, entre otros.
- Soberanía sobre los recursos naturales con industrialización, fortaleciendo la exploración y explotación de hidrocarburos, la exportación de gas natural y electricidad, el desarrollo de generación eléctrica con energías renovables y la producción y comercialización de litio, con un enfoque en la extracción directa del recurso.

2. DESARROLLO

La gestión 2024 estuvo caracterizada por la intensa actividad en cuanto al desarrollo y fortalecimiento del sector energético, garantizando el crecimiento del país en este ámbito.

Hidrocarburos

Uno de los resultados del Plan de Reactivación del Upstream (PRU) impulsado por el Gobierno Nacional y su brazo operativo YPFB, fue el descubrimiento histórico de gas con condensado asociado a una zona no tradicional para la producción boliviana, en el campo Mayaya, en el Subandino Norte de Bolivia, cuenca Madre de Dios, campo que se encuentra entre los 10 principales descubrimientos de petróleo y gas del mundo en la gestión 2024, de acuerdo a un ranking de S&P Global Commodity Insights. Los estudios iniciales identificaron un recurso estimado de 1,7 trillones de pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés) de gas natural.

En materia normativa, el Estado boliviano ha emitido el Decreto Supremo N° 5135 que determina el porcentaje de mezcla de los Aditivos de Origen Vegetal (AOV), como ser el biodiésel y el etanol, con combustibles fósiles base para su comercialización en una proporción de hasta el 25%, demostrando el compromiso del Gobierno con la transición hacia fuentes de energía renovable y sostenible, como alternativa a los combustibles fósiles.

En esta línea se han ofertado nuevos combustibles con mejor rendimiento, con menor emisión de contaminantes y amigables con el medio ambiente como la Gasolina Premium Plus (GP+) y la Gasolina Ultra Premium 100 (GUP 100), formuladas mediante mezcla de Gasolina Base y etanol anhidro. Asimismo, respecto al biodiesel se encuentra en operación la Planta de Biodiésel I, ubicada en la ciudad de Santa Cruz y la segunda tiene un avance físico mayor al 80% y está ubicada en el El Alto – La Paz, ambas con una capacidad máxima de producción de 1.500 barriles día, lo que permitirá generar beneficios económicos, sociales y ambientales para los bolivianos, además, de reducir la importación y la subvención estatal al diésel y asegurará el suministro y producción de este combustible.

Con el objetivo de diversificar la matriz energética en el país, el Gobierno promulgó el Decreto Supremo N° 5142 para incentivar el uso de aditivos de origen vegetal mediante la importación de vehículos con tecnología flex fuel. Además, esta norma modifica el tratamiento tributario aplicable a la importación de vehículos híbridos. Asimismo, la implementación de los Decretos Supremos N° 5218 y 5271, reducen y flexibilizan los requisitos para las autorizaciones de importación de combustibles líquidos, así también agiliza procedimientos de importación de combustibles tanto para su comercialización como para consumo propio. Estas medidas buscan garantizar el abastecimiento de combustibles para los diferentes sectores productivos y de servicios.

Por otra parte, se promulgó el Decreto Supremo N° 5206 y toda la reglamentación complementaría para instituir en territorio boliviano la gestión del gas en tránsito por el Sistema Integrado de Transporte (SIT) del país, a cargo de YPFB como el Agregador y Transportador Internacional de esta operación, que consolida el mercado regional del Continente en materia de gas (Argentina-Bolivia-Brasil), la mayor reserva de gas - el mayor sistema de transporte de gas - y el mayor consumidor de energía, en este marco, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), TotalEnergies y Grupo Matrix Energia de Brasil firmaron el primer contrato operativo internacional, para viabilizar la exportación de gas natural argentino al mercado brasileño a través de la infraestructura de transporte boliviana. Este acuerdo no sólo fortalece la cooperación entre los países vecinos, sino que también representa un esfuerzo decisivo de las empresas involucradas para el suministro energético en la región.

Electricidad

Se fortaleció la integración eléctrica en el marco de nuevos acuerdos estratégicos como la suscripción del Memorando de Entendimiento (MdE) entre Bolivia y Brasil el 09 de julio de 2024, que
facilita el desarrollar estudios de viabilidad para interconexiones eléctricas de gran capacidad y para áreas fronterizas entre Brasil y Bolivia, y establece modalidades comerciales para intercambios internacionales de energía. Respecto a la materialización del intercambio de energía eléctrica, se avanzará con la interconexión entre Germán Bush en Bolivia y Corumbá en Brasil. La proximidad de los sistemas eléctricos de ambos países permitirá un intercambio inicial de hasta 420 MW (Megavatios) en la Fase 1 y potencialmente hasta 1.000 MW en la Fase 2, que se conectaría con la subestación Jaurú. Se viabilizará también la interconexión del norte amazónico en dos fases: la Fase 1 establecerá una interconexión eléctrica en Media Tensión (MT) de 34,5 kV (kilovoltios) con la red de distribución de ENERGISA Acre y ENERGISA Rondonia en Brasil, mientras que la Fase 2 incrementará la capacidad hasta 50 MW mediante una línea de Alta Tensión (AT) de 132 kV.

Con el objeto contribuir a la reducción de la pobreza en Bolivia mediante la universalización del servicio de energía eléctrica, como eje central de una transición energética justa e inclusiva, se promulga la Ley 1565 de 29 de abril de 2024 que aprueba contratos de préstamo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial (BM) por $us 325 Millones para programas y proyectos de electrificación rural.

El 11 de diciembre de 2024, en Cochabamba, Bolivia se dio un paso fundamental en la transición energética con el inicio del llenado del embalse de Sehuencas, etapa clave en el desarrollo del emblemático Proyecto Hidroeléctrico Ivirizu. Con una capacidad instalada conjunta de 290,2 MW (Megavatios) y una producción estimada de 1.160 GWh (Gigavatios/hora) anuales, el Proyecto Ivirizu será un pilar en la generación de energía renovable en Bolivia. Mas allá del impacto energético, Ivirizu permitirá a Bolivia reducir significativamente su consumo interno de gas natural. Esto no solo liberará mayores volúmenes de gas para la exportación, sino que, al aprovechar los recursos hídricos renovables, también minimizará el impacto ambiental y garantizará un suministro de energía sostenible para las futuras generaciones.

Energías Alternativas

En el marco de la estrategia del Gobierno Nacional, se busca atraer la mejor tecnología que se adapte a los salares y permita producir la mayor calidad y cantidad de litio, es por ello que a través de la estatal Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) se suscribió convenios con las empresas EAU Lithium Pty Ltd (Australia), Tecpetrol S.A. (Argentina) y Geolith Actaris (Francia) para poner a prueba sus tecnologías en el aprovechamiento de recursos evaporíticos en los salares de Coipasa (Oruro), Empexa y Pastos Grandes (Potosí).

En el camino al bicentenario y en el marco de la estrategia para impulsar la tecnología nuclear en Bolivia, la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN) en aplicación del Plan Nuclear Boliviano, desarrolla proyectos orientados a brindar soluciones en los ámbitos de la salud, la investigación científica y el desarrollo industrial a través de los Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia (CMNyR), el Complejo Ciclotrón-Radiofarmacia y Preclínica, el Centro Multipropósito de Irradiación (CMI) y el Reactor Nuclear de Investigación.

Finalmente, Bolivia impulsa el desarrollo de tecnologías de energía renovable como la solar, eólica e hídrica, para la puesta en marcha de proyectos piloto para la producción de hidrógeno verde, un recurso con alto potencial en el país y que es de alto impacto ambientales por ello que el 11 de noviembre de 2024 en la ciudad de Oruro se presentó la Hoja de Ruta y Estrategia Nacional para la producción de hidrógeno Verde y de Bajas emisiones que establece objetivos ambiciosos para desarrollar el hidrógeno verde como alternativa energética y hace un análisis de la competitividad de Bolivia, identificando la oportunidad proyectada de una demanda local con posibilidades de exportación y su impacto en la disminución de los gases de efecto invernadero y analiza su potencial y su plena aplicación hasta el 2050.

1. Hidrocarburos
2. Electricidad
3. Energías Alternativas

3. CONCLUSIÓN

Las políticas implementadas por el Estado Plurinacional de Bolivia, tienden a reactivar el sector energético con mejores condiciones económicas, legales, administrativas y operativas, optimizando la posición de Bolivia a nivel regional como país atractivo para las inversiones.

Los logros de Bolivia en materia energética en 2024 son notables, principalmente en la diversificación de las fuentes de energía, promoviendo políticas públicas orientadas a proteger el medio ambiente, denotando que el camino hacia una energía más sostenible, inclusiva y competitiva es un objetivo prioritario de carácter nacional.

11. ANEXOS Y BIBLIOGRAFÍA

ACL	Ambiente de Contratación Libre
ADINELSA	Administración de Infraestructura Eléctrica S.A
AECID	Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo
AENTA	Agencia de Energía Nuclear y Tecnología de Avanzada
AFD	Agencia Francesa de Desarrollo
AgenciaSE	Agencia de Sostenibilidad Energética
AIE	Agencia Internacional de la Energía
AMBA	Área Metropolitana de Buenos Aires
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
Bel	Belize Electricity Limited
BESS	Sistemas de Almacenamiento
BEU	Balance de Energía Útil
BID	Banco Interoamericano de Desarrollo
BNA	Banco de la Nación Argentina
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico y Social
CadÚNICO	Registro Único de Programas Sociales
CAMMESA	Compañía Administrador del Mercado Mayorista Eléctrico S.A
CBG	Costo Base de Generación
CBios	Créditos de Descarbonización
CCEE	Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica

CCEFCF	Fondo de Energía Limpia y Clima Forestal de Canadá
CCG	Consejo de Cooperación del Golfo
CDB	Banco de Desarrollo del Caribe
CDC	Comisión de Defensa Civil
CDE	Cuenta de Desarrollo Energético
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIB	Centros Integrales de Biomasa
CIF	Fondos de Inversión Climática
CMSGN	Comité de Monitoreo del Sector de Gas Natural
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad
CNEN	Comisión Nacional de Energía Nuclear
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
Codesser	Corporación de Desarrollo Social del Sector Rural
COES	Centro de Operación
CPF	Marco Programático Nacional
CPI-U	Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CSLL	Contribución Social sobre Lucro Líquido
DEC	Duración Equivalente de Interrupción por Cliente
DGE	Dirección General de Electricidad
DGEHM	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas

DGER	Dirección General de Electrificación Rural
DGSC	Dirección General de Sustancias Controladas
DGTCC	Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles
DMC	Dirección de Mercado de Carbono
DSAM	Dirección de Sostenibilidad y Articulación Minera
E&P	Exploración y Producción
EBY	Entidad Binacional Yacyretá
Edenor	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S.A
Edesur	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A
EDH	Electricité d'Haïti
EMIDOM	Empresa Minera Dominicana S.A
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Oficina de Electrificación Rural
EPE	Empresa de Investigación Energética
ERAP	Énergie Renouvelable et Accès Public
ERV	Energías Renovables Variables
FEC	Frecuencia Equivalente de Interrupción por Cliente
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FONAFE	Fondo Nacional de Protección al Usuario del Servicio Público de Electricidad
FONAFIFO	Fondo Nacional de Financiamiento Forestal
FONTE	Foro Nacional de Transición Energética
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica
Fotease	Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading

GBA	Alianza Global para Biocombustibles
GCPR	Gerencia de Cumplimiento y Defensa del Usuario del Servicio Eléctrico
GD	Generación Distribuida
GEA	Agencia de Energía de Guyana
GIGUP	Galardón de Igualdad de Género para Unidades Productivas
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
GT	Grupo de Trabajo
HEV	Vehículos Híbridos Eléctricos Autorecargables
HVDC	Sistema de Corriente Continua de Alta Tensión
IBAMA	Instituo Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables
ICE	Impuesto al Consumo Energético
IHSI	Instituto Haitiano de Estadísticas e Información
Indotel	Instituto Dominicano de las Telecomunicaciones
INTN	Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología
IUE-BE	Utilidades de las Empresa-Beneficiarios del Exterior
JICA	Japan International Cooperation Agency
JOGMEC	Organización Japonesa para la Seguridad Energética y los Metales
LCE	Carbonato de Litio Equivalente
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
Line Pack GT	Carga en Línea Gas en Tránsito
LISH	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
LitioMx	Manual de la Organización General del Organismo Litio para México
LSCD	Laboratorio Secundario de Calibración Dosimétrica
LSE	Ley del Sector Eléctrico

LT	Línea de Transmisión
MAATE	Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Energética
MADES	Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible
MdC	Memorándums de Cooperación
MdE	Memorando de Entendimiento
MDIC	Ministerio de Desarrollo, Industria, Comercio y Servicios
MEE	Ministerio de Minas y Energía
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEMPyD	Ministerio de Energías y Minas, Planificación y Desarrollo
MER	Tasa Máxima Eficiente de Producción
METI	Ministerio de Economía, Comercio e Industria
MIC	Ministerio de Industria y Comercio
MICI	Ministerio de Comercio e Industrias
MIDA	Ministerio de Desarrollo Agropecuario
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MINSA	Ministerio de Salud
MME	Ministerio de Minas y Energía
MMGD	Micro y Mini Generación Distribuida
MoU	Memorando de Entendimiento
Mover	Movilidad Verde e Innovación
MTPTC	Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Comunicaciones
NASA	Nucleoeléctrica Argentina
NDCs	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
NGC	National Gas Company
OBEPE	Observatorio Brasileño de Erradicación de la Pobreza Energética

OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
OER	Oficina de Electrificación Rural
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
PATEN	Programa de Aceleración de la Transición Energética
PBEV	Programa Brasileño de Etiquetado de Vehículos
PCP	Pago Continuo de Prestaciones
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PHBC	Programa de Desarrollo de Hidrógeno Bajas Emisiones de Carbono
PIMA	Programa Integral de Mercados Agropecuarios
PLADESE	Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico
PLADESHi	Plan de Desarrollo del Sector de Hidrocarburos
PlanGEO	Plan Decenal de Mapeo Geológico y Levantamiento de Recursos Minerales
PLANTE	Plan Nacional de Transición Energética
PLATEASE	Plan para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PNDV	Programa Nacional de Diésel Verde
PNTE	Política Nacional de Transición Energética
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PPI	Paridad de Importación
PPSA	Pré-sal Petróleo
ProBioQAV	Programa Nacional de Combustible Sostenible para la Aviación
Proconve	Programa de Control de la Contaminación del Aire por Vehículos Automotores
PTIEE	Ley de la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica
PVP	Precio de Venta al Público
RCC	Concreto Compactado con Rodillo
REFRINA	Red Frigorífica Nacional
Rehidro	Régimen Especial de Incentivos para la Producción de Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono

RenovaBio	Política Nacional de Biocombustibles
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
RNTS	Reglamento de Normas Técnicas y Seguridad para las Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos
RS	Estado do Rio Grande do Sul
RTCA	Reglamento Técnico Centroamericano
RTP	Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales
SAE	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SAF	Combustible de Aviación Sostenible
SBCH2	Sistema Brasileño de Certificación del Hidrógeno
SCADA	Control de Supervisión y Adquisición de Datos (por sus siglas en inglés Supervisory Control and Data Acquisition)
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEDECO	Secretaría de Defensa del Consumidor y el Usuario
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEN	Secretaría de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SENI	Sistema Electrico Nacional Interconectado
SEOGS	Cumbre de Energía, Petróleo y Gas de Surinam
SHE	Home Energy Systems
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SISE	Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos
SNE	Secretaría Nacional de Energía
SNI	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transporte
TCF	Trillones de Pies Cúbicos

TGS	Transportadora Gas del Sur
UGma	Usuarios-Generadores mayores
UGme	Usuarios-Generadores medianos
UGpe	Usuarios-Generadores pequeños
UIDs	Unidades de Inversión
UPGN	Unidad de Procesamiento de Gas Natural
UPME	Unidad de Planeación Minero Energético
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
ZNI	Zonas No Interconectadas

% v/v	Porcentaje volumen a volumen
bbl / d	Barriles americanos diarios
BCF	Billones de pies cúbicos de gas
BTU	Unidad Térmica Británica
CO_2	Dióxido de carbono
g / km	Gramo por kilómetro
Gm^3	Miles de millones de metros cúbicos
GN/día	Gas natural por día
GVA	Gigavoltiamperio
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
GWp	Gigavatio pico
hab. / km^2	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
km^2	Kilmetros cuadrados
kt	Miles de toneladas métricas
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltioamperio
kW	Kilovatio
kW / 10^3 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
mg / L	Miligramos por Litro
mil hab.	Miles de habitantes
ml / día	Milílitro 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
MWac	Megavatio en Corriente Alterna
MWh	Megavatio hora
MWh / 10³ hab.	Kilovatio hora por miles de habitantes
MWmed	Megavatio medio
MWp	Megavatio pico
ppm	Partes por millón

R$	Reales Brasileños
t / año	tonelada métrica al año
t / MWh	Tonelada métrica por megavatio hora
t / tep	Tonelada métrica por toneladas equivalente de petróleo
t / mes	tonelada métrica al mes
t / hab.	Tonelada métrica por habitante
t /mil USD PPA	Tonelada métrica por miles de doláres americanos Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes
tcf	billón de pies cúbicos
tCO_2	Toneladas de emisiones de dióxido de carbono
tep / 10^3 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 dólares americanos Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes
TJ	Terajoule
TWh	Teravatio hora
USD	Dólares Americanos
USD / bep	Dólares americanos por barriles equivalentes de petróleo
USD PPA / hab.	Dólares americanos a Paridad de Poder Adquisitivo precios constantes por habitante
USD / kg	Dólares Americanos por kilogramo
W	Wats

FACTORES DE CONVERSIÓN DE REFERENCIA USADOS POR LOS PAÍSES MIEMBROS DE OLACDE (AÑO 2024)

Unidades Originales	kbbl	Mm^3	kt	GWh	GWh	kg	kt	GWh	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kt	kt	kbbl
A: bep x 10^3	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Hidroenergía	Geotermia	Nuclear	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel oil	Fuel oil	Coque	Carbón vegetal	Alcohol
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	0.7010	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	5.0440	0.9096
Barbados	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Belice	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Bolivia	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.3417	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	0.5980
Brasil	1.0209	6.1969	3.4659	0.6197		532.5556	2.2338	0.6197	0.6999	0.9022	0.8212	0.8473	0.9561	4.9719	4.6548	0.5955
Chile	1.0551	6.6721	5.0440	0.6197			2.4002	0.6197	0.7624	0.9366	1.0300	1.0300	1.0300	5.0000		
Colombia	1.0476	6.1359	4.9498	0.6196			2.9246	0.6196	0.6981	0.9175	0.8109	0.9760	0.9398	3.4593	4.6829	0.5826
Costa Rica	0.9940		5.2630	0.6200	0.6200		3.0999	0.6200	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.9392	4.6861	0.5838
Cuba	1.0015	6.3604	5.7645	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	0.5980
Ecuador	1.0015	5.9806		0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
El Salvador	1.0015	5.9760	5.0439	0.6196	0.6196		2.5316	0.6196	0.6701	0.8831	0.9488	0.9916	1.0304	4.8998	4.6837	0.5980
Grenada		5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Guatemala	0.9929	5.9806	5.0439	0.6196	0.6196		2.5940	0.6196	0.6701	0.8913	0.9453	0.9929	1.0685	4.8998	4.9718	
Guyana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Haití	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Honduras			5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8711	0.9583	1.0087	1.0462	5.5446	4.9718	
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
México*	1.0843	5.7768	5.0520	0.6196	0.6196	566.0843	2.4948	0.6196	0.7102	0.8934	0.9524	1.0015	1.0843	5.0618	4.9718	
Nicaragua	1.0059			0.6196	0.6197		2.3086	0.6197	0.6975	0.8906	0.9540	0.9857	1.0679	0.5009	2.7864	
Panamá	1.0015	5.9805	5.2690	0.6196			2.6940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.8926	0.5980
Paraguay			4.5983	0.6197			2.5940	0.6196	0.6899	0.8901	0.9451	0.9921	1.0398	5.5971	4.9719	0.5927
Perú	0.9973	6.9749	5.0439	0.6197			2.5940	0.6197	0.6845	0.8791	0.9584	0.9944	1.0593	4.6115	4.7016	
República Dominicana	1.0015	5.9805	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6700	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8999	4.9718	
Suriname	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Trinidad y Tobago	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Uruguay**	0.9699	5.9807	1.9743	0.6196			1.9455	0.6728	0.6741	0.8614	0.9503	0.9762	1.0605	4.8998	5.4042	0.5804
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.7361	0.9990	1.0850	1.1408	1.2058	5.0621	5.6252	

(*) El factor de gas natural corresponde al ponderado de producción.
(**) El factor de coque corresponde a coque de carbón.

IMPORTACIÓN CARBÓN MINERAL

Argentina	10^3 ton =	5.1881	10^3 bep	
Brasil	10^3 ton =	3.4573	10^3 bep	
Perú	10^3 ton =	5.2601	10^3 bep	
	10^6 m^3	Gas de Refinería =	7.9261	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Coquería =	3.0263	10^3 bep
Otros	10^6 m^3	Gas de Alto Horno =	0.6485	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Ciudad =	2.8820	10^3 bep
	10^6 m^3	Biogás =	3.9630	10^3 bep
	10^6 m^3	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	0.00581	5524.86	1.61394	131.0616	167.2073	5917.1598
tep	7.205649	1	1.4285868	0.01	0.04184	39810.22	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	142.85868	1	4.184	3981022	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	0.783827	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

1bbl GLP = 0,6701 bep 1bbl GLP = 0,15898 m^3 = 5,6143 pc 1m^3 GLP = 552,4 kg 1 pc = 0,028317 m^3

- OLACDE, Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe, SieLAC, 2025
http://sielac.olade.org/

- Banco Mundial, Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe, 2024
https://thedocs.worldbank.org/en/doc/8bf0b62ec6bcb886d97295ad930059e9-0050012025/related/GEP-June-2025-Regional-Highlights-LAC-SP.pdf

- IRENA, Renewable_power_generation_costs_in_2023
https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

- Lazard and Roland Berger, Lazard's, Levelized Cost of the energy, 2025
https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/

- MME/EPE, Brasil, Plan Decenal de Expansión de Energía 2034 (PDE 2034), 2025
https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2034/relatorio_aprovado

- Centro Nacional de Despacho, Honduras. 2023. Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033.
https://cnd.enee.hn/wp-content/uploads/2023/08/PIEG-2024-2033-Borrador.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

- Ministerio de Energía y Minas, Perú. 2024. Expansión Optima de la Generación y Transmisión del SEIN al 2050, Escenario Base
https://eficienciaenergetica.minem.gob.pe/Content/fileman/Uploads/Documents/ESPACIO%20PLANEAMIENTO/EstudioPSR_Escenario%20BASE_REV_v2.pdf

- Ministerio de Ambiente y Energía, Ecuador. 2025, Plan Maestro de Electricidad 2025-2034.

- ETESA, Panamá, 2023. Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022 – 2036.
https://www.etesa.com.pa/es/plan-expansion-del-sistema-interconectado-naciona

- Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, Plan de Obras de Generación del Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2024-2044
https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/11/2411-C12-INF-DPR-01-V1-Plan_Obras_24-44.pdf

- Ande, Paraguay, 2021, Plan Maestro de Generación 2021-2040. https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%20MAESTRO%20DE%20GENERACION%20%202021-2040.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. 2025, Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica Período 2024 a 2043. https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/plan-expansion-generacion-2024-2043

- 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

Créditos del Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2025

Este documento fue preparado bajo la dirección de:
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE)

Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo

Fitzgerald Cantero Piali
Director de Estudios, Proyectos e Información

Este documento fue realizado por:
David Delgado
Tatiana Castillo Moreno
Fabio García Lucero
Targelia Rivadeneira Merino
Katherine Segura González
Marco Yujato Toasa

Colaboradores:
Gloria Dolores Alvarenga
Kelvin Arias
Medardo Cadena
Luis Guerra
Valentina Licanqueo

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 OLACDE 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 están presentados los datos que contienen, no implican, de parte de OLACDE, 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 corresponden a licencia Premium de Freekip para su uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Primera Edición – diciembre 2025
ISBN: 978-9978-70-163-8
Copyright © OLACDE 2025

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de este documento a condición de que se mencione la fuente.

Contacto OLACDE
Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador
Edificio OLACDE – 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 y Caribeña de Energía (OLACDE) 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 OLACDE. 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 OLACDE** 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.

OLACDE 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: OLACDE

Tiendas virtuales para descargar la app OLACDE:

APP-Store

Google-Play

Acceso a la base de datos sieLac:

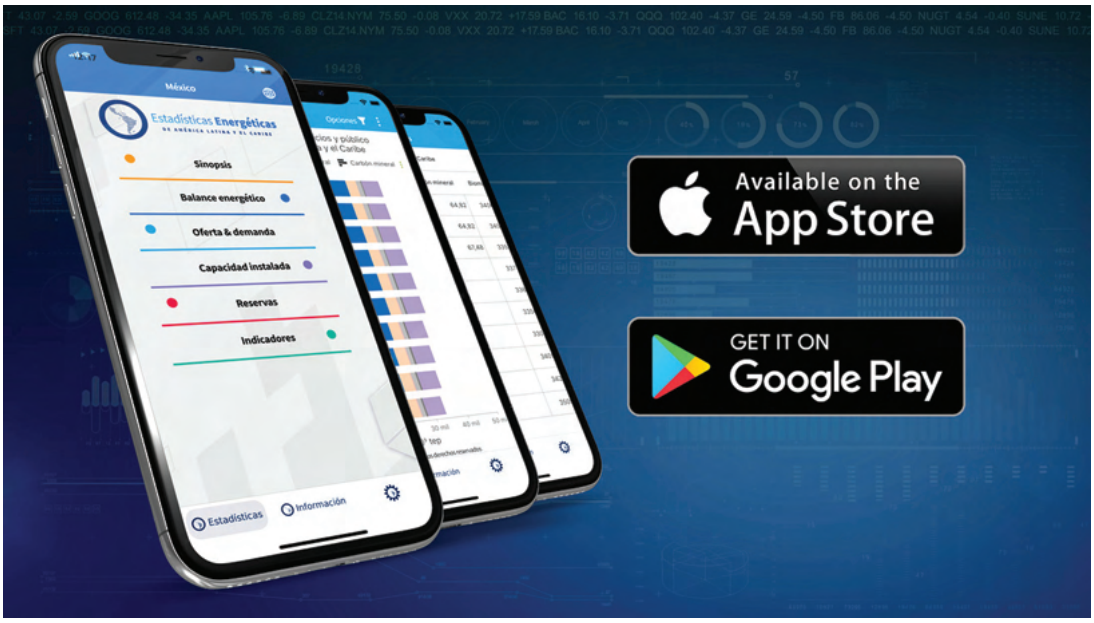
Acceso a la versión digital del Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2025

Más información en:

YouTube:

APP OLACDE:

Aplicación de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe



ISBN: 978-9978-70-163-8

PAÍSES MIEMBROS DE OLACDE

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)
Unión Europea (Observador Permanente)

olacde | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Salvador
Edificio Olacde, Sector San Carlos
Quito - Ecuador

Telf: (593 2) 2598 122
2598 280

olade@olade.org
www.olade.org

OLACDE Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
Olacde
@OLADEORG
olacde_org
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
Conexiones Energéticas - OLACDE